



2015



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД



Настоящий Национальный энергетический Доклад 2015
является интеллектуальной собственностью ОЮЛ «KAZENERGY».

Запрещается любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.
Использование материалов документа допускается с обязательным указанием источника.

Выводы и аргументы, приведенные в документе, могут не совпадать с мнением членов
ОЮЛ «KAZENERGY», а также позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ «KAZENERGY», Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай батыра 17
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82

www.kazenergy.com

Содержание

1. Введение и общие данные

1.1. Введение	16
1.2. Общие данные	21

2. Значение топливно-энергетического сектора для национальной экономики Казахстана

2.1. Ключевые моменты	34
2.2. Первичные энергоресурсы Казахстана	35
2.3. Значение ТЭК для национальной экономики	36
2.4. Энергоемкость экономики Казахстана	40
2.5. ТЭК Казахстана и международные организации	42

3. Организация ТЭК Казахстана: органы управления и регулирования

3.1. Ключевые моменты	48
3.2. Обзор организации государственного управления ТЭК	48
3.3. Обзор организации деятельности в нефтяной отрасли	51
3.4. Обзор организации деятельности в газовой отрасли	52
3.5. Обзор организации деятельности в угольной отрасли	52
3.6. Обзор организации деятельности в урановой отрасли	52
3.7. Обзор организации деятельности в электроэнергетической отрасли	53

4. Основные тенденции мировой энергетики и экономическое равновесие в мире

4.1. Ключевые моменты	56
4.2. Прогноз добычи и потребления нефти в мире	57
4.3. Прогноз цен на нефть	68
4.4. Перспективы развития мирового рынка природного газа	73
4.5. Нефтехимическая промышленность в глобальном контексте	79
4.6. Политика в области выбросов углерода и увеличение доли возобновляемых источников энергии	82

5. Инвестиционный климат в Казахстане

5.1. Ключевые моменты	90
5.2. Индекс инвестиционной привлекательности IHS для нефтегазовой отрасли	90
5.3. Оценка индикаторов привлекательности	92
5.4. Общие показатели инвестиционной привлекательности	98
5.5. Прямые иностранные инвестиции в ТЭК Казахстана	99

6. Стратегическая роль Китая в энергетике Казахстана

6.1. Ключевые моменты	106
6.2. Геостратегическое положение Китая и Казахстана	107
6.3. История участия Китая в энергетике Казахстана	113
6.4. Экспортный нефтепровод Казахстан-Китай	116
6.5. Газопроводы и газоперерабатывающие заводы	117
6.6. Ограниченные перспективы торговли углем и электроэнергией	118
6.7. Торговля ураном	120

7. Нефтегазовая промышленность

7.1. Запасы углеводородов: поисково-разведочные работы и геология	124
7.2. Нефть и газоконденсат	149
7.3. Природный газ	177
7.4. Внутреннее потребление нефти. Производство и потребление нефтепродуктов	229
7.5. Налогообложение в сфере добычи углеводородов в Казахстане	250

8. Угольная промышленность

8.1. Ключевые моменты	270
8.2. Запасы угля	270
8.3. Добыча и поставки угля	272
8.4. Потребление угля	274
8.5. Экспорт угля	276
8.6. Конкурентоспособность угля из Казахстана на международных рынках	277

8.7. Угольный метан	285
8.8. Перспективы добычи и потребления угля в период до 2040 г.	290

9. Урановая промышленность

9.1. Ключевые моменты	294
9.2. Запасы урана	294
9.3. Добыча урана	297
9.4. Экспорт урана	300
9.5. Топливный ядерный цикл и предложения о строительстве реакторов	301
9.6. Обзор мирового рынка урана	302
9.7. Прогнозный баланс рынка урана	305
9.8. Казахстан как территория для размещения Банка ядерного топлива под эгидой МАГАТЭ	307

10. Электроэнергетика

10.1. Ключевые моменты	312
10.2. Положения и правила работы электроэнергетического рынка Казахстана	314
10.3. Регулирование и тарифная политика	316
10.4. Инфраструктура электроэнергетики Казахстана адаптируется к спросу	317
10.5. Тенденции в области электропотребления: существенная разница между севером и югом страны	319
10.6. Тенденции в области производства электрической и тепловой энергии	329
10.7. Производство электроэнергии и перспективы развития генерирующих мощностей	338
10.8. Модернизированная сеть электропередачи Казахстана	353
10.9. Несмотря на рост капиталовложений, потребность в дальнейших широкомасштабных инвестициях для модернизации электроэнергетики остается высокой	355
10.10. Новый механизм рынка электроэнергии как средство повышения эффективности и привлечения инвестиций	358
10.11. Общие выводы и рекомендации	363

11. Энергоэффективность и энергосбережение	
11.1. Ключевые моменты	368
11.2. Значимость энергосбережения и повышения энергоэффективности для экономики Казахстана	368
11.3. Энергоемкость экономики Казахстана в сравнении с другими странами	369
11.4. Текущая энергоемкость экономики и потенциал роста энергоэффективности	371
11.5. Обзор нормативно-правовой базы и политики государства, направленной на повышение энергоэффективности	375
12. Нефтесервисные услуги и требования к местному содержанию	
12.1. Ключевые моменты	380
12.2. Масштаб сферы нефтесервисных услуг Казахстана	380
12.3. Характеристика буровой отрасли Казахстана	382
12.4. Доля местного содержания в Казахстане	383
12.5. Потенциально полезный опыт регулирования местного содержания в Великобритании, Норвегии и Бразилии	385
13. Проблемы охраны окружающей среды и выбросов парниковых газов	
13.1. Ключевые моменты	390
13.2. Основные проблемы загрязнения окружающей среды	390
13.3. Выбросы парниковых газов и проблема глобального потепления	400
13.4. Рынок торговли квотами на выбросы углекислого газа в Казахстане	402
13.5. Политика в области изменения климата: цели и задачи	404
13.6. Сокращение выбросов парниковых газов	408
Приложения	414

Уважаемые дамы и господа!



С момента публикации первого «Национального энергетического Доклада KAZENERGY 2013» в мире произошли существенные геополитические и экономические изменения, которые в настоящее время оказывают значительное влияние на экономику и топливно-энергетический комплекс Казахстана. Обрушение мировых цен на нефть, вызванное, в первую очередь, избытком ее предложения, по мнению ведущих экспертов, стало завершением периода высоких цен 2000-х годов.

Во всем мире снижены инвестиции в геологоразведку и разработку месторождений, приостановлена реализация новых нефтегазовых проектов, большинство из которых составляют проекты добычи дорогостоящей нефти из нетрадиционных источников, а также глубоководные, арктические и иные проекты добычи труднодоступной нефти. Особую актуальность приобрел вопрос о возможности и сроках восстановления прежней траектории экономического роста и, соответственно, роста спроса на энергоносители. Высокую значимость также представляет способность действующих (в том числе нетрадиционных) добывающих мощностей адаптироваться к новым условиям, оптимизировать свои издержки и обеспечить удовлетворение мирового спроса в течение достаточно длительного времени.

Именно эти факторы будут определять продолжительность текущего периода низких цен на нефть, который выдвигает перед Казахстаном новые вызовы. Основным вызовом, на взгляд KAZENERGY, является резкое усиление конкуренции среди стран – поставщиков энергоресурсов, как за рынки сбыта, так и за внешние инвестиции.

В рамках предыдущего Национального энергетического Доклада Ассоциацией KAZENERGY был выдвинут ряд предложений по улучшению бизнес-климата и инвестиционной привлекательности топливно-энергетического комплекса страны, часть из которых была впоследствии реализована государством.



В рамках 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ Главы государства Нурсултана Назарбаева закреплён и реализуется целый комплекс мер, направленных на повышение конкурентоспособности Казахстана в сложившихся условиях.

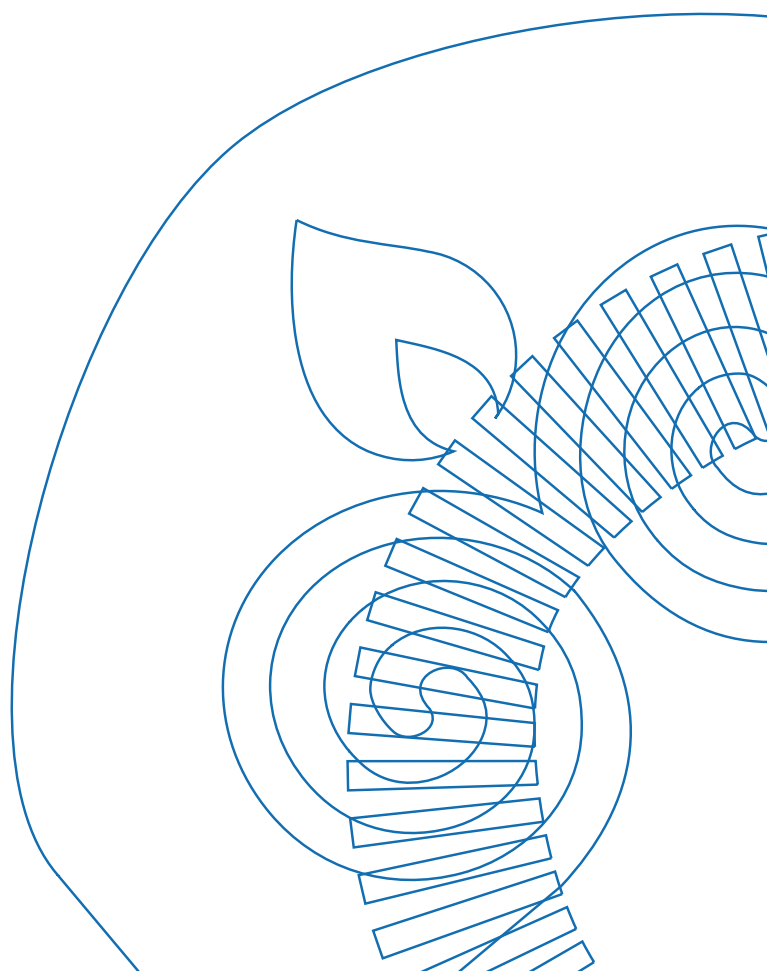
В то же время, в создавшейся ситуации, когда цена неверных решений может быть чрезвычайно высока, большое значение имеет наличие внешнего независимого экспертного мнения о перспективах развития мировых рынков энергоресурсов, о роли в них топливно-энергетического комплекса Казахстана, необходимых действиях и политических мерах по повышению его общей конкурентоспособности и эффективности.

Не меньшую актуальность для топливно-энергетического комплекса и всей экономики страны представляет и объективный прогноз внутреннего потребления энергоресурсов, необходимый, прежде всего, для предотвращения неэффективного расходования финансов в виде строительства избыточных мощностей.

В этой связи, Ассоциацией KAZENERGY при поддержке членов Ассоциации и благодаря особому вкладу компании «ЭксонМобил Казахстан Инк.» и АО «Самрук-Энерго» было принято решение о привлечении к разработке «Национального энергетического Доклада KAZENERGY 2015» одной из ведущих международных консалтинговых компаний в нефтегазовой и энергетической сфере – компании IHS Energy.

Надеюсь, что проведенное данной организацией при участии казахстанских специалистов исследование станет значимым событием для всего экспертного сообщества республики, а выработанные на его основе выводы и рекомендации окажутся востребованными в процессе принятия государством и бизнес-сообществом важных и непростых решений.

Тимур Кулибаев,
Председатель ОЮЛ «KAZENERGY»



Уважаемые дамы и господа!



Компания IHS высоко ценит предоставленную ей возможность участия в работе над таким важным проектом, как Национальный энергетический Доклад для Республики Казахстан, включая составление прогноза топливно-энергетического комплекса страны на перспективу. За два с половиной десятилетия с момента обретения страной независимости в экономике Казахстана произошли исторические изменения и был достигнут определенный уровень диверсификации, однако центральная роль в ней все же остается за углеводородами и другими энергоресурсами, которые еще некоторое время не утратят своих позиций. Развитие нефтегазовой отрасли очень помогло Казахстану: это обеспечило поступление доходов, которые имели огромную значимость в период после 1991 г., способствуя укреплению независимости страны, а также росту благосостояния и уровня жизни ее народа. Помимо прочего, это содействовало упрочению отношений Казахстана с его соседями и становлению страны как крупного игрока в мировой нефтяной промышленности, а также значимого участника международных рынков и событий на международной арене.

Однако ситуация в мире изменилась, и сейчас перед Казахстаном стоят абсолютно другие задачи, чем на момент составления первого Доклада. Начиная с 1993 г., на товарных рынках мира царил «сырьевой суперцикл», характеризующийся высоким уровнем спроса и цен, движущими силами которого, в частности, являлись страны с формирующейся рыночной экономикой и Китай. Такая ситуация была исключительно выгодна для Казахстана как крупной добывающей страны с богатыми запасами природных ресурсов. И хотя для многих товаров суперцикл закончился несколько лет назад, нефти это коснулось лишь в самую последнюю очередь, поскольку рост ее добычи в одних регионах мира уравновешивался снижением добычи из-за дестабилизации ситуации в других. Однако теперь и на рынке нефти ситуация перевернулась: на смену высокому спросу и ограниченному объему предложения пришел избыток предложения при относительно слабом спросе. Цены на международных рынках в настоящее время колеблются на уровне, составляющем менее половины показателей годичной давности. Такие перемены были вызваны целым рядом факторов, однако наиболее существенными являются три из них:

- 1) замедление роста китайской экономики;
- 2) почти двукратное увеличение объемов предложения со стороны США в результате начала добычи сланцевой нефти; а также
- 3) историческое решение ОПЕК не сокращать объемы добычи для поддержания цены, а сосредоточиться на сохранении за собой доли рынка.

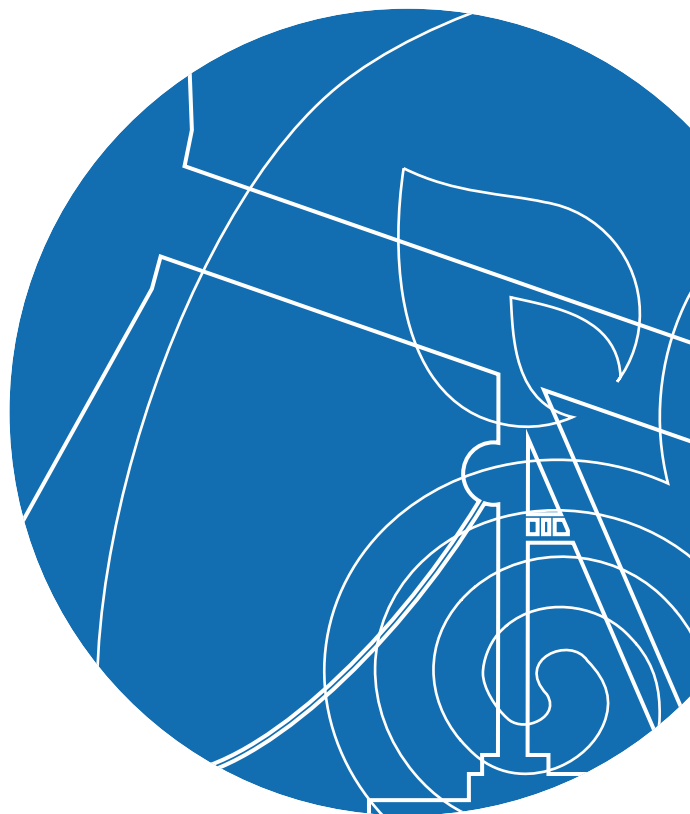
Все это привело к потрясениям, которые охватили весь мир добычи нефти и отрицательно сказались на бюджетах нефтедобывающих стран. Создававшаяся ситуация также меняет и направленность действий в данной отрасли в общемировом масштабе. Как выразился глава одной из компаний, «мы больше не стремимся к баррелям – теперь мы стремимся к эффективности». Первоочередной целью в настоящее время является сокращение расходов, а капитальные затраты при этом значительно сокращаются – плановые инвестиции на сотни миллиардов долл. в создавшихся условиях низких цен пришлось отложить или даже отменить. Компании будут по-прежнему вести конкурентную борьбу за новые возможности, однако теперь они, вероятно, будут гораздо более избирательными, и странам придется активно конкурировать за привлечение имеющихся инвестиций. В этой связи ожидается, что принимающие инвестиции страны будут проявлять больше гибкости в том, что касается финансовых условий и требований к доле местного содержания. Важную роль при этом будет играть своевременность принятия Правительством соответствующих решений, а также степень предсказуемости таких решений.

Все вышеперечисленное послужило контекстом для выполнения нами работы над Национальным энергетическим Докладом. Основываясь на результатах анализа факторов как геологического, так и негеологического характера, нами был составлен базовый прогноз для топливно-энергетического комплекса Казахстана на долгосрочную перспективу. При составлении прогноза мы учитывали целый ряд движущих сил, событий и условий, которые приводятся и рассматриваются в Докладе.

Тем не менее, мы осознаем и считаем нужным отметить, что то, как на самом деле сложится ситуация, не в последнюю (если не в первую) очередь будет зависеть также и от политических мер и решений, принимаемых Правительством Республики Казахстан, а не только от наличия в стране минерально-сырьевой базы и развития событий на международном рынке.

Мы надеемся, что представленная в Докладе информация окажется полезной в процессе принятия решений и реализации политики, которые будут способствовать сохранению и приумножению в новом, изменившемся контексте всех тех преимуществ и успехов, которые были достигнуты Казахстаном с 1991 г.

Доктор Дэниел Ергин,
Вице-председатель IHS



Благодарность

Национальный энергетический Доклад 2015 подготовлен Ассоциацией «KAZENERGY» (при активном участии ее членов) и компанией IHS Energy при содействии компании «ЭксонМобил Казахстан Инк.» и АО «Самрук-Энерго». Отдельно хотелось бы отметить вклад в работу над Докладом ряда казахстанских и зарубежных экспертов – представителей членов Ассоциации «KAZENERGY», государственных органов Республики Казахстан, отраслевых компаний, научно-исследовательских и прехотных институтов.

Руслан Мухамедов, Заместитель директора Центра мониторинга и экспертизы рынка Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен», и **Олег Архипкин** из Казахского института нефти и газа (КИНГ) на постоянной основе участвовали в процессе подготовки Доклада, внося в него ценные комментарии и задавая общий настрой документа. Много конструктивных рекомендаций поступило от команды специалистов ExxonMobil из Великобритании (**Урсула Хартли, Мэттью Лиш и Сухел Мистри**), которые также принимали активное участие в рассмотрении Доклада. Помимо этого, огромное количество специалистов из Казахстана и других стран мира внесли свой вклад в доработку отдельных Глав, соответствующих сфере их компетенции. Мы благодарны всем экспертам за внесенные предложения и замечания, благодаря которым Доклад стал гораздо более содержательным.

Мы также выражаем особую благодарность **Асету Магаюву**, Генеральному директору Ассоциации «KAZENERGY», **Рустаму Журсунову**, Заместителю Председателя Правления Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен», **Бруно Жардин**, главе ExxonMobil Казахстан Инк., **Дастану Кожобекову**, Генеральному директору КИНГ, и **Раисе Лигай**, Заместителю Председателя Правления КазНИИ Энергетики им. Чокина, за поддержку, оказанную их организациями.

Своевременному рассмотрению и публикации Доклада в значительной мере способствовал профессиональный и оперативный перевод, выполненный **Марией Гавриловой, Екатериной де Вер Уолкер** (которая работала над Главой 10 и внесла самый непосредственный вклад в ее содержание, выступая также в роли редактора) и ExxonMobil (**Светлана Казымбетова**).

Помимо этого, следует выразить отдельную благодарность большому числу организаций (добывающие компании, электростанции, крупные промышленные предприятия и др.) и специалистов, которые также внесли свой вклад в подготовку Доклада:

Министерство энергетики РК	Караалин У.С., Мирзагалиев М.М., Бертисбаев Н.Б., Исабеков Д.С., Сейтжанов Д., Крйкбаев С., Мурсалова Г.Д., Жолдыбаев Е.С.
Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК	Нурабаев Б.К.
Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики РК	Жумангарин С.М.
АО «Самрук-Энерго»	Саткалиев А.М., Молдабаев К.Т., Платонов С.В., Огай А.В.
АО «НК «КазМунайГаз»	Мынбаев С.М., Садвакасов Д.К., Абдулгафаров Д.Е.
АО «КазМунайГаз - переработка и маркетинг»	Тиесов Д.С.
АО «КазТрансОйл»	Кабылдин К.М., Закиров Б.К.
АО «КазТрансГаз»	Сулейманов Р.Э., Арыкбаев Д.М.
ТОО «PSA»	Ибрашев К.Н., Хасанов Б.К.
Казахстанское общество нефтяников-геологов	Куандыков Б.М.
АО «KEGOC»	Кажиев Б.Т., Куанышбаев А.Д., Катыев С.И.
АО «КОРЭМ»	Тиесов С.А., Мадиев Е.Г.
АО «НАК «Казатомпром»	Яшин С.А., Андропенков С.А., Кречетов С.В., Жумгалиев А., Куатова А.

АО «НК «Казахстан темир жолы»	Нурбаева Ш.К.
АО «Институт «КазНИПИ Энергопром»	Андреев Г.И.
АО «КазНИИ энергетики имени академика Ш.Ч. Чокина»	Тюгай В.К., Ни Т., Ким И., Омельченко Г.Н.
НАО «Алматинский университет энергетики и связи»	Кибарин А.А., Саухимов А.А.
ОЮЛ «Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация»	Уразалинов Ш.А.
АО «Казахстанский институт нефти и газа»	Медетов Ж.М., Макишев Э.А., Мамиров А.У.
ТОО НИИ КМГ ТДБ	Кулекеев Ж.А, Якупова Э.Н
AES	Джумаева А., Ахметов Д.
ExxonMobil	Харкер Ник, Муссабекова А.
Европейский банк реконструкции и развития	Роган К., Рамазанов Е., Елибаев М.
АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа»	Жалиев Б.А., Матаев Ж.Ш.
АО «Жасыл Даму»	Калиев А. Г.
РГП «Казгидромет»	Мендигарин А.Т., Насырова М.С.
Китайский Университет в Гонконге (Факультет права)	Боут А.
ОЮЛ «KAZENERGY»	Кабжанов Р.Х., Жампиисов Р.К., Ногайбай З.М., Джанекенов Н.Д., Рабай Я., Нарынбаев Д.С., Ибрагимов Т.Е.
IHS Inc.	А. Бонд, Э. Донгаров, Н. Народитский, С. Язынин

В заключение нельзя не упомянуть о том, что при подготовке настоящего Доклада нам посчастливилось познакомиться со многими замечательными и интересными людьми, представляющими различные сферы жизни Республики Казахстан. В этом году Казахстан отпраздновал 550-летие своей государственности, и в этой связи для нас особенно ценно, что в ходе нашей работы мы получили возможность поближе познакомиться с бо-

гатой культурой страны и были глубоко тронуты проявленным по отношению к нам радушием. Подводя итог, хотелось бы отметить, что для нас было честью внести посильный вклад в анализ развития энергетического сектора Казахстана, роль которого в экономике страны трудно переоценить. От имени IHS авторы доклада искренне желают Республике Казахстан самых больших успехов в будущем.

С глубокой признательностью,

Мэтью Сейджерс, старший директор (matt.sagers@ihs.com)

Полина Миренкова, ассоциированный директор и менеджер проекта (paulina.mirenkova@ihs.com)

Кристофер де Вер Уолкер, директор-консультант (christopher.deverewalker@ihs.com)

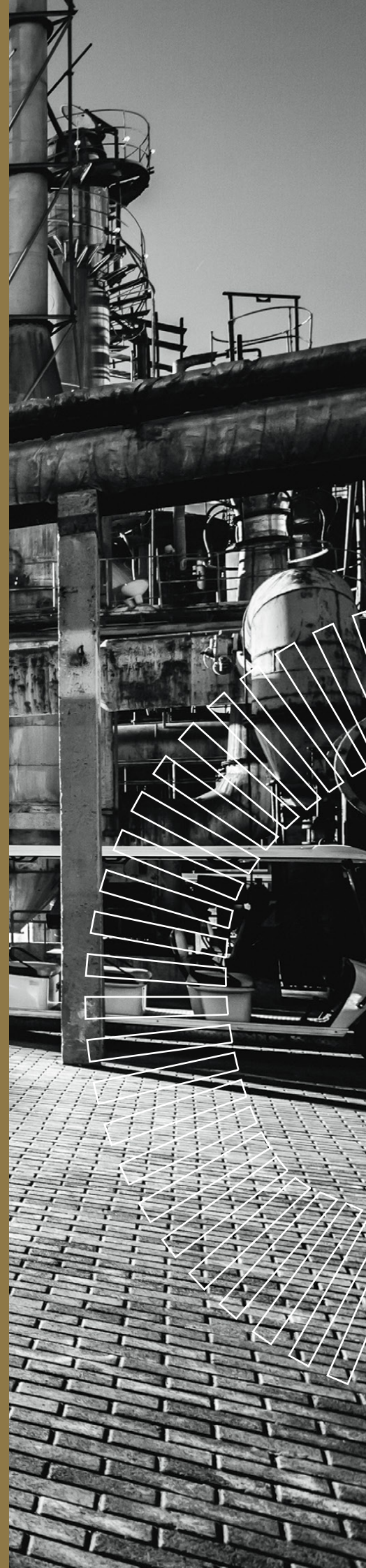
Дэниел Берков, старший консультант (daniel.berkove@ihs.com)



ВВЕДЕНИЕ И ОБЩИЕ ДАННЫЕ

1.1 ВВЕДЕНИЕ

1.2 ОБЩИЕ ДАННЫЕ





1. Введение и общие данные

1.1. Введение

Природа одарила Казахстан природными ресурсами, в первую очередь энергетическими. За четверть века с момента обретения независимости страна добилась огромного прогресса в топливно-энергетическом комплексе: добыча нефти выросла в три раза, и Казахстан надежно закрепил свои позиции на мировом рынке энергоресурсов. Эти достижения вносят огромный вклад в экономическое и социальное развитие страны.

Однако перед топливно-энергетическим комплексом (ТЭК) Казахстана стоят новые вызовы, которые требуют рассмотрения глубокого анализа и применения к ним новых подходов. Одним из таких вызовов является обеспечение своевременной и эффективной реализации намеченных энергетических проектов. Второй вызов, с которым сталкивается энергетическая отрасль всего мира – это удорожание проектов. Третий вызов заключается в резком падении цен на нефть с последующим восстановлением рыночного равновесия уже на более низком ценовом уровне, а также в давлении, которое данная ситуация оказывает на ТЭК Казахстана и на национальный бюджет.

Четвертый вызов вытекает из третьего. Мировая энергетика вступила в новую эпоху, для которой характерны новые принципы инвестирования и новый «инвестиционный менталитет» со стороны международных компаний. Отчаянная гонка за баррелями, типичная для десятилетия «сырьевого суперцикла», начавшегося в 2004 г., подошла к концу. В настоящее время компании откладывают или вовсе отменяют реализацию крупных проектов. Сейчас для руководителей, которые испытывают давление со стороны акционеров находящихся в их ведении компаний, на первый план выходят такие факторы как «бюджетная дисциплина» и «время», а не «расширение практически любой ценой». Как образно выразился руководитель одной из международных компаний: «Мы прекратили гонку за баррелями и перешли на гонку за эффективностью». Компании будут проявлять большую осторожность в вопросах осуществления новых инвестиций, а также обращать больше внимания на финансовую (налоговую) систему, на требования к доле

местного содержания и на условия ведения деятельности, чем в прошлом. Результатом этого станет рост конкуренции между странами за привлечение инвестиций. Таким образом, для руководства Казахстана очень важно понять новую конкурентную среду и обеспечить себе конкурентные преимущества, чтобы способствовать дальнейшему развитию ТЭК.

Казахстан – крупнейшая страна, не имеющая выхода в Мировой океан, является девятой страной в мире по площади территории (2,7 млн. км²). На этой огромной площади представлено богатое разнообразие природных и геологических условий. Территория Казахстана формировалась под воздействием самых разнообразных геологических процессов, таких как складчатость, разломы, накопление осадочных отложений и метаморфизм, благодаря чему страна располагает практически не имеющими аналогов по разнообразию и изобилию запасами полезных ископаемых. Минерально-сырьевая база Казахстана уникальна. Из 118 элементов периодической системы химических элементов в недрах республики выявлено 99, из которых 70 имеют потенциальную возможность коммерческой добычи, а в производство вовлечено более 60 элементов.

На мировой арене особенно заметна роль Казахстана как производителя энергоресурсов. В 2014 г. его доля в добыче мировых первичных энергоресурсов составила 1,1% (двадцатое место в мире по данному показателю). По доказанным запасам нефти, угля и урана Казахстан входит в первую десятку стран, а по запасам природного газа – в первую 20-ку стран мира. Кроме того, Казахстан является мировым лидером по добыче урана, а также ежегодно входит в первую десятку стран мира по добыче угля и в первую двадцатку – по добыче нефти. За последние два десятилетия страна увеличила объем добычи нефти почти в четыре раза¹ и выступает в роли нового мирового «тяжеловеса» в этой категории. Ожидается, что в течение последующих двух десятилетий наибольший прирост добычи нефти среди стран Содружества Независимых Государств (СНГ) будет наблюдаться именно в Казахстане.

Проблемы и возможности

Несмотря на обеспеченность ресурсами и активную динамику добычи энергоресурсов, внутриконтинентальное расположение Казахстана в самом центре Евразии создает определенные сложности для полной реализации его потенциала. В частности, при принятии решений по разработке месторождений энергоресурсов чрезвычайно важное значение имеет вопрос транспортировки на рынки сбыта, поскольку не все энергетические ресурсы страны одинаково пригодны для транспортировки. К счастью, углеводородное сырье (в основном нефть)

имеет достаточно высокую стоимость по отношению к затратам на его транспортировку, что создает благоприятные условия для разработки месторождений и экспорта (поскольку внутренний рынок относительно невелик). В противовес сложностям разработки месторождений энергоресурсов в Казахстане, связанным с большими расстояниями и внутриматериковым положением страны, существует чрезвычайно благоприятная возможность: Казахстан имеет общую границу протяженностью 1 783 км с Китаем – крупнейшим рынком

¹ В 1994 году общая добыча нефти и газового конденсата в Казахстане составила 20,3 млн. т по сравнению с 80,8 млн. т в 2014 году, в то время как в 1991, в год обретения независимости, добыча в стране составила 26,6 млн. т.

сбыта энергоресурсов в мире. Китай играет ключевую роль в реализации намеченной Казахстаном «много-векторной» энергетической стратегии, в которой особое значение придается диверсификации экспортных рынков и источников иностранных инвестиций.

Аналогичное противопоставление благоприятных возможностей и сложностей наблюдается и при рассмотрении конкретных энергетических ресурсов. Например, нефтяные месторождения Казахстана Тенгиз (на суше) и Кашаган (на шельфе) являются одними из крупнейших месторождений, открытых в мире за последние 40 лет. К их разработке привлечены не только государственная нефтегазовая компания «КазМунайГаз», но и крупнейшие и наиболее значимые международные нефтяные компании. Нефть месторождений легкая и малосернистая² – эти два качества повышают ее привлекательность для экспорта. Но при этом она залегает на большой глубине, при высоком давлении и наличии попутного газа с высоким содержанием серы. Кроме того, принимая во внимание малую глубину моря и холодный климат на Кашагане, традиционные технологии бурения и добычи на шельфе (например, стационарные или плавучие платформы) неприменимы; вместо этого требуется строительство искусственных островов для защиты бурового и добывающего оборудования от пакового (дрейфующего) льда. Таким образом, несмотря на обилие и высокое качество ресурсов на этих крупных месторождениях, для их добычи и переработки, в удалении от инженерно-технических и строительных центров, при сложной логистике поставок оборудования и других материалов, требуется применение уникальных и дорогостоящих технологий и инфраструктуры. Тем не менее, накопленный со временем опыт при разработке этих месторождений должен способствовать повышению эффективности работ и сокращению эксплуатационных расходов, а также приобретению ценного научно-технического опыта, который можно будет применить при разработке будущих месторождений с аналогичными условиями эксплуатации и геологическим строением (глубокозалегающие подсолевые пласты-коллекторы) как в Казахстане, так и в других странах мира.

Казахстан обладает значительными запасами природного газа, две трети которых приходится на попутный газ, залегающий в тех же продуктивных горизонтах, что и нефть. Таким образом, принятие решений в отношении добычи газа отдельно от решений по добыче нефти, как правило, невозможно. Соответственно, быстрое наращивание темпов добычи нефти в Казахстане неизменно сопровождается вопросами о способах утилизации увеличивающихся объемов попутного газа – осуществление обратной закачки в нефтеносные пла-

сты для поддержания пластового давления, использование во внутренней экономике или поиск новых рынков для экспорта. Прогресс по каждому из этих направлений утилизации газа в будущем должен принести пользу Казахстану, при этом предпочтение тому или иному способу должно отдаваться исходя из экономической целесообразности. Например, существенно увеличить объемы экспорта газа, скорее всего, будет непросто, учитывая наличие богатых месторождений недорогого газа в соседних России и Туркменистане, а также обилие предложения газа на международном рынке.

Мощные угольные пласты на севере центральной части Казахстана, залегающие близко к поверхности, являются еще одной перспективной возможностью. В качестве наиболее известного примера можно привести Экибастузский бассейн. Затраты на добычу этого угля открытым способом – одни из самых низких в мире (около 6-7 долл. США на тонну). Однако угли Экибастузского бассейна – высокозольные, с большим содержанием влаги и серы и невысокой теплотворной способностью. Ввиду этих факторов, а также больших расстояний до потенциальных рынков сбыта (экспорта) этого относительно объемного продукта, в настоящее время использование угля ограничивается в основном выработкой электроэнергии внутри страны и в близлежащем Уральском регионе России. Дальнейшее развитие экологически чистых технологий использования и переработки угля могут содействовать более полному раскрытию потенциала угольных запасов и ресурсов Казахстана в будущем.

И, наконец, затраты на добычу урана в Казахстане являются относительно низкими, поскольку почти вся текущая добыча ведется из осадочных отложений, которые могут разрабатываться с применением сравнительно малозатратного и экологически чистого метода подземного выщелачивания (ПСВ). Это, а также повышение спроса в Китае по мере расширения им мощностей ядерной энергетики, предоставило Казахстану возможность увеличивать объемы экспорта настолько быстро, насколько позволяют темпы наращивания добычи. Но, как оказалось, приблизительно три четверти урана, импортированного Китаем с 2010 г., было направлено на создание запасов, что ставит под вопрос продолжительную стабильность привычно высоких объемов поставок в будущем, после того как накопление запасов этого ресурса в Китае будет завершено. Но даже если импорт в Китай замедлится, мировой спрос на уран, по имеющимся прогнозам, будет расти вплоть до 2035 г.; это означает, что для будущего экспорта урана из Казахстана появятся новые рынки сбыта, пусть даже и в виде ограниченного числа компаний-потребителей, которые преимущественно принадлежат государствам или регулируются ими.

² Нефть месторождений Тенгиз и Кашаган считается легкой и малосернистой. Нефть месторождения Тенгиз имеет плотность 789 (кг/м³) или 46,8° API [единица измерения плотности, разработанная Американским институтом нефти]. Анализ проб показывает, что содержание серы в ней (по массе) составляет 0,5%. В свою очередь, нефть месторождения Кашаган отличается еще более низким содержанием серы (0,1%), а ее плотность составляет 45-46° API. Несмотря на низкое содержание серы, нефть месторождений Тенгиз и Кашаган отличается относительно высоким содержанием меркаптанов (один из видов сернистых соединений). На месторождениях Тенгиз и Кашаган применяется специальное оборудование промышленной обработки для удаления большей части меркаптанов непосредственно на объекте. При этом, в отличие от нефти, для попутного газа месторождений Тенгиз и Кашаган характерно довольно высокое содержание серы (18-19%), в связи с чем он требует специальной обработки для удаления серы и других примесей. Это является одной из причин больших (текущих или плановых) объемов обратной закачки газа на этих месторождениях.

Изменение ситуации на мировой арене

В дополнение к перечисленным выше перспективным возможностям и сложностям, которые предположительно сохранятся в ближайшей и среднесрочной перспективе, с момента публикации «Национального энергетического Доклада за 2013 г.» возникли новые значительные факторы неопределенности, вызванные существенными сдвигами в глобальной и региональной деловой среде. На первый план среди них выдвигаются фундаментальные изменения спроса и предложения на мировом рынке нефти. В частности, равновесие, имевшее место на протяжении нескольких лет между двумя противодействующими силами – ускоренным ростом добычи в странах, не входящих в ОПЕК (во главе с США), и политической нестабильностью на Ближнем Востоке и в Северной Африке – нарушено, что привело к ситуации значительного перепроизводства (переизбытка предложения) на мировых рынках. В 2014 г. был зарегистрирован максимальный с 1978 г. рост поставок из стран, не входящих в ОПЕК

(1,95 млн. барр./сутки), что в три раза превысило рост мирового спроса на нефть (0,6 млн. барр./сутки). Нарушение ранее сложившегося равновесия за счет увеличения объемов добычи нефти еще и из Ливии и Ирака, и принципиально важное решение ОПЕК, несмотря на это, не сокращать добычу привели к падению цен на нефть (Рис. 1.1). В 2015 году, на протяжении полугода после обвала цен, на мировой рынок дополнительно поступало два миллиона баррелей в день в связи с увеличением добычи в США, Саудовской Аравии и Ираке. При этом совокупные поставки из стран ОПЕК в перспективе могут существенно увеличиться, принимая во внимание договоренность, достигнутую 14 июля 2015 г. между Ираном и пятью постоянными членами Совета Безопасности ООН (плюс Германия), приводящую к снятию широкого круга экономических, финансовых и торговых санкций, ограничивающих экспорт нефти из Ирана.

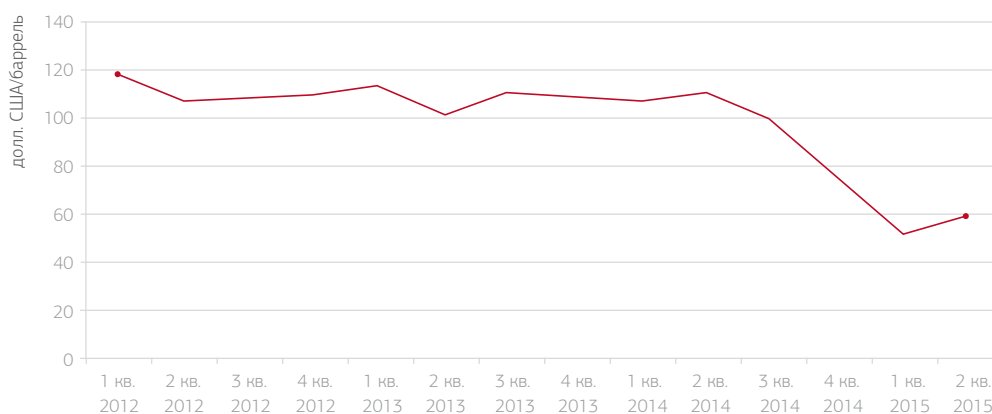


Рис. 1.1 Динамика цен на сырую нефть марки Brent в 2014-2015 гг.

Снижение цен на нефть и повышение вероятности их волатильности в перспективе добавляют элемент экономической непредсказуемости к политической неопределенности, которая имеет место во многих нефтедобывающих регионах. Связанное с этим снижение прибыли также приводит к сокращению объемов денежных средств, имеющихся у крупных международных игроков и государственных нефтяных компаний для инвестиций в разработку новых месторождений, что влечет всестороннюю и повсеместную переоценку ими проектов. Международные компании откладывают или отменяют реализацию крупных проектов и сокращают свой штат. «Финансовая дисциплина» стала новым лозунгом высшего руководства этих компаний.

Создавшаяся новая ситуация приводит к формированию иных принципов инвестирования и иного взгляда на инвестирование, чем в 2004-2014 гг. Сочетание таких факторов как рост объемов добычи нефти в странах, не входящих в ОПЕК (особенно в Северной Америке), меняющаяся картина спроса и мирового товарооборота, а также ожидаемое понижательное давление на цены (которое продолжит тормозить их восстановление), может выявить необходимость переоценки условий разработки энергоресурсов в ряде добывающих стран мира,

включая Казахстан, чтобы определить, остаются ли они конкурентоспособными для привлечения международных инвестиций.

Второй значительный фактор неопределенности связан с экономическими последствиями санкций, наложенных Европейским союзом, США и другими государствами на Россию в связи с текущим кризисом на Украине. Изначально введенные в марте 2014 г. в виде запрета на въезд и замораживания активов определенного ряда богатых предпринимателей и банков, напрямую связанных с Кремлем, санкции впоследствии были расширены на ключевые секторы российской экономики – финансовый, военно-промышленный и нефтедобывающий. В нефтедобывающем секторе был наложен запрет на передачу технологий и оборудования, которые применяются для разработки месторождений на глубоководном шельфе, на арктическом шельфе, а также месторождений нетрадиционных запасов нефти на суше. Помимо этого, специальные финансовые санкции были наложены на несколько нефтяных компаний (например, «Роснефть», «Транснефть», «Газпром Нефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз»). Несмотря на то, что санкции не были непосредственно направлены на Казахстан и другие государства, имеющие тесные экономические связи

с Россией, данные меры отражаются также и на них. На сегодняшний день, наиболее заметным проявлением их последствий в Казахстане стало нарастающее давление на курс его валюты – тенге – по отношению к рублю, евро и доллару.³

Дальнейшая девальвация тенге, естественно, приведет к росту конкурентоспособности экспорта продукции из Казахстана, однако ситуация с экспортом нефти является особым случаем. Поскольку доходы от экспорта нефти измеряются в долларах, а затраты на добычу нефти – в местной валюте, обесценивание местной валюты в определенной мере смягчает для добывающих предприятий Казахстана последствия потери прибыли из-за снижающихся мировых цен на нефть, однако такое смягчение носит ограниченный характер. Так, несмотря на то, что импортозамещение осуществимо в некоторых секторах промышленности, оно не может охватить всю экономику. В настоящее время местные казахстанские поставщики не способны предоставить многие ценные продукты и услуги для нефтегазового сектора вне зависимости от обменного курса валют. Кроме того, ожидается, что затраты на реализацию проектов в нефтегазовом секторе, продукция которых не предназначена, в первую очередь, для экспорта, повысятся. Например, в настоящее время ведется модернизация нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) Казахстана, однако, в то время как инвестиции в дорогостоящее оборудование производятся в иностранной валюте, почти все светлые нефтепродукты (доля которых будет расти) будут реализовываться на местном рынке с оплатой в тенге. Также не стоит забывать, что обесценивание национальной валюты скажется, прежде всего, на уровне жизни населения.

Еще одним из существенных факторов неопределенности в ближайшей перспективе является развитие ситуации с вышеупомянутыми экономическими санкциями. Так, в конце июля 2015 г. истек срок действия секторальных санкций ЕС (находящихся нефтяной промышленности, финансового сектора и военно-промышленного комплекса России), а для его продления требовалось единогласное одобрение 28 государств-членов ЕС. Но до сих пор ЕС удавалось сохранять единодушие по данному вопросу, и в марте 2015 г. санкции были продлены до конца 2015 года. Меры, предпринятые США и изначально реализованные в виде Правительственного постановления с тем, чтобы они могли быть быстро отменены, если это будет оправдано прогрессом на дипломатическом фронте, как представляется на настоящий момент, носят более устойчивый характер. 18 декабря 2014 г. Президент США Барак Обама подписал поддержанный обеими партиями законодательный акт, принятый Конгрессом США, который еще больше ограничивает крупные российские компании в вопросах получения западного финансирования и технологий. Тот факт, что прежние санкции теперь закреплены законом США, еще больше усложняет их модификацию или отмену в будущем, поскольку для этого потребуется решение Конгресса.⁴ Таким образом, западные санкции (санкции США и, возможно, ЕС)

.....

³ В феврале 2014 г. Национальный банк Республики Казахстан девальвировал тенге (он упал на 19% по отношению к доллару США), чтобы привести свою валюту в большее соответствие с валютой России – партнера Казахстана по Таможенному союзу (и, в дальнейшем, по Евразийскому экономическому союзу). Падение рубля, ускорившееся после введения санкций, приводит к тому, что экспорт из Казахстана в Россию становится более дорогим и менее конкурентоспособным.

⁴ Стоит лишь только вспомнить срок действия поправки Джексона-Вэника от 1974 г. (принятой Конгрессом США в ответ на меры СССР по ограничению эмиграции советских евреев), длившийся вплоть до 2012 г., чтобы понять, какие потребуются усилия, чтобы отменить их.

на предоставление финансирования, передачу технологий и экспорт товаров и услуг станут, по меньшей мере, среднесрочным явлением в российской нефтегазовой промышленности, что будет иметь резонансный эффект для других стран, имеющих тесные экономические связи с Россией.

И последний из основных факторов неопределенности касается будущего направления развития энергетических торговых отношений в рамках нового Евразийского экономического союза (ЕАЭС), который начал свое существование 1 января 2015 г. ЕАЭС заменил бывший Таможенный союз (существовавший с января 2010 г.), который отменил таможенные пошлины на торговлю между тремя его исходными странами-участницами (Беларусью, Казахстаном и Россией), однако при этом торговля энергетическим сырьем по большей части исключалась из его общих торговых правил. Энергетические торговые связи между членами Таможенного союза регулировались в основном специальными двусторонними соглашениями. Планируется, что подобная ситуация будет постепенно исправлена в рамках ЕАЭС при помощи формирования единого энергетического рынка к 2025 г. Россия занимает доминирующее положение среди партнеров в рамках ЕАЭС, хотя бы из-за размера ее рынка (население страны составляет 146,3 миллиона человек), на фоне чего масштабы четырех других стран-участниц (Армении, Беларуси, Казахстана и Кыргызстана, совокупное население которых составляет 35,5 млн. человек) выглядят гораздо скромнее. Исходя из этого, можно предположить, что гармонизация политики в области энергетики в той мере, в какой она будет происходить, повлечет за собой корректировку политики другими странами-участницами ЕАЭС, главным образом, с учетом условий, сложившихся в России.

Принимая во внимание одновременное наличие стабильно присутствующих проблем и возможностей, а также указанных выше новых факторов неопределенности, чрезвычайную важность для Правительства и представителей бизнеса Казахстана, существующих и потенциальных инвесторов в энергетический сектор страны, общественных деятелей и всех заинтересованных лиц представляет собой возможность своевременного получения основанной на фактах аналитической информации, касающейся основных вопросов, проблем и перспектив в каждом секторе ТЭК Казахстана. В настоящем Докладе специалисты компании IHS Energy, при участии Ассоциации KAZENERGY, ее членов и казахстанских экспертов, постараются выявить используемые в мировой практике оптимальные подходы и возможности их применения в сфере энергетики и управления природными ресурсами Казахстана, обозначить области, в которых требуется изменение политики и проведение реформ, а также представить свою оценку, которая важна для определения ключевых направлений будущей политики Казахстана в области энергетики. В настоящем Докладе не только охарактеризована текущая ситуация, взаимосвязь различных ее компонентов

и ожидаемые тенденции развития, но и проанализированы положительные и отрицательные моменты, определены и изучены ключевые вопросы и проблемы, а также

Национальный энергетический Доклад 2015 г.

Настоящий Доклад тесно связан с «Национальным энергетическим Докладом 2013 г.» и содержит всеобъемлющую характеристику всех отраслей энергетического сектора в целом и каждой отрасли в отдельности. Помимо характеристики отдельных отраслей многогранной энергетической промышленности Казахстана в настоящем Докладе представлена также ее более комплексная оценка, подчеркивающая взаимосвязь между отдельными отраслями и важность комплексного, межотраслевого подхода к регулированию. Представляется, что в нынешней неустойчивой и переходной ситуации, сложившейся в энергетике и поставившей под сомнение некоторые фундаментальные допущения, на которых базируются долгосрочное планирование и инвестиции, необходимо применение новых подходов к решению ключевых вопросов, которые позволят выработать стратегию развития в текущем экономическом цикле.

В начале Доклада дана характеристика степени значимости топливно-энергетического комплекса для экономики Казахстана (Глава 2) и характеристика роли Правительства и контрольно-надзорных органов (Глава 3). В Главе 4 обозначены основные общемировые тенденции в сфере производства и потребления энергоресурсов и их влияние на Казахстан. В Главах 5 и 6 рассматриваются вопросы, не затронутые в «Национальном энергетическом Докладе 2013 г.», а именно: а) привлекательность Казахстана с точки зрения инвестиций в нефтегазовую промышленность, б) стратегическое значение Китая для энергетического сектора Казахстана в качестве партнера по разработке ресурсов и рынка сбыта продукции. Далее, в Главе 7 представлен комплексный обзор отраслей нефтегазовой промышленности Казахстана, включая геологоразведочные работы; добычу и поставку нефти и газоконденсата; добычу, потребление и транспортировку природного газа; производство сжиженного углеводородного газа; переработку нефти; а также систему налогообложения в нефтегазовой сфере. В Главах с 8 по 10 рассматриваются, соответственно, угольная, уранодобывающая и электроэнергетическая отрасли (включая возобновляемые источники энергии). В Главе 11 представлена оценка текущего уровня энергоёмкости экономики Казахстана и исследуются возможности повышения энергоэффективности и ресурсосбережения, как в энергетическом секторе, так и в других отраслях экономики. В Главе 12 рассматриваются основные вопросы, касающиеся перспектив развития внутренней нефтесервисной отрасли, а также представлен обзор и ожидаемое развитие ситуации в области требований к доле местного содержания в добывающем секторе Казахстана. Глава 13 посвящена вопросам охраны окружающей среды в Казахстане (при этом основное внимание уделяется вопросам, связанным с разработкой, перера-

представлена оценка IHS преимуществ и общих затрат по конкретным направлениям развития топливно-энергетического комплекса страны.

боткой и потреблением энергоресурсов) и формирующейся в настоящее время международной политики по борьбе с изменением климата. Каждая Глава начинается с «ключевых моментов», относящихся к рассматриваемой сфере, и завершается «основными рекомендациями» по ее будущему развитию.

Одним из основных моментов, освещаемых в Докладе, является сравнительное преимущественное положение Казахстана на мировом рынке производителей энергии на настоящий момент. При том, что диверсификация экономики по-прежнему остается часто озвучиваемой целью во всех странах-экспортерах сырья, включая Казахстан, а попытки притормозить разработку ресурсов углеводородов, исходя из соображений рациональности, являются стратегией, результаты которой сложно предугадать. Данная непредсказуемость обусловлена тем, что задача прогнозирования будущих цен на углеводородные ресурсы значительно усложняется с учетом возможного технического прогресса в области производства и потребления энергоресурсов. В этой связи не исключено, что перенос разработки наиболее востребованных сегодня энергоресурсов на более поздние сроки в ожидании более благоприятной ценовой конъюнктуры в будущем может быть похож на ситуацию с человеком, который в 1960-х годах приберегает печатную машинку для будущего внука, который в итоге в 2015 г. вместо нее будет пользоваться iPhone. Возможное появление в ближайшее десятилетие первых промышленных образцов квантовых накопителей электроэнергии способно совершить переворот в мировом балансе энергетических ресурсов, значительно сократив потребности в нефти⁵ за счет стремительного роста доли электротранспорта. Значительный прорыв возможен в атомной энергетике за счет развития направления реакторов на быстрых нейтронах (способных нарабатывать делящиеся элементы), использующих высокоплотное нитридное уран-плутониевое топливо (реактор БН-800 Белоярской АЭС в России) и последующий переход к замкнутому ядерному топливному циклу, при котором эффективность использования ядерного топлива возрастает в десятки раз.

Более того, сам энергетический сектор может оказаться удобной площадкой для начала реализации мер по диверсификации экономики. Уже ведутся работы по увеличению степени переработки энергоресурсов, добываемых в Казахстане (например, проводится модернизация НПЗ с целью увеличения выхода легких фракций; планируется расширение участия в урановом топливном цикле; вводятся в эксплуатацию новые нефтехимические предприятия), что является многообещающей основой для дальнейшей диверсификации экономики.

⁵ В мировой структуре потребления нефти – доля транспорта 59%. «Oil Demand by Sector» World Oil Outlook OPEC 2014.

1.2. Общие данные

Ключевые моменты

- Сложившееся положение Казахстана в рядах ведущих мировых производителей и экспортеров нефти, являющееся краеугольным камнем экономики страны, может пошатнуться в результате революции в области добычи нетрадиционных видов углеводородов в Северной Америке. Быстрый рост добычи нетрадиционных углеводородов в Северной Америке стал основным фактором снижения мировых цен на нефть в 2014 г. Значительные объемы доступных ресурсов при относительно благоприятном инвестиционном климате существенно снизили имеющуюся у компаний

мотивацию заниматься активным поиском запасов во всем мире. Инвестиционные условия во многих принимающих странах, включая Казахстан, больше не являются конкурентоспособными для привлечения диверсифицированного портфеля инвестиций. Чтобы восстановить свою конкурентоспособность для международных инвесторов, Казахстану необходимо пересмотреть условия налогообложения и повысить качество процесса принятия решений компетентными органами.

1.2.1. Важность ТЭК для экономики, организация отрасли и основные тенденции

Экономика Казахстана в значительной степени основана на добыче природных ресурсов, ведущую роль среди которых играют энергоресурсы. Это обусловлено как относительной обеспеченностью страны ресурсами, учитывая наличие значительных запасов нефти, газа, угля и урана, так и сложившейся после распада СССР ролью страны в мировой системе разделения труда. Суммарные запасы первичных энергоресурсов Казахстана (включая нефть,

газ, уголь, первичную электроэнергию и уран) оцениваются примерно в 32 млрд. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.), что составляет около 3,6% от общих мировых доказанных запасов первичных энергоресурсов.⁶ Общий объем производства первичных энергоресурсов в стране с 2000 г. увеличивался в среднем на 5,5% в год, в то время как потребление первичных энергоресурсов в этот же период росло на 4,3% в год (Рис. 1.2).

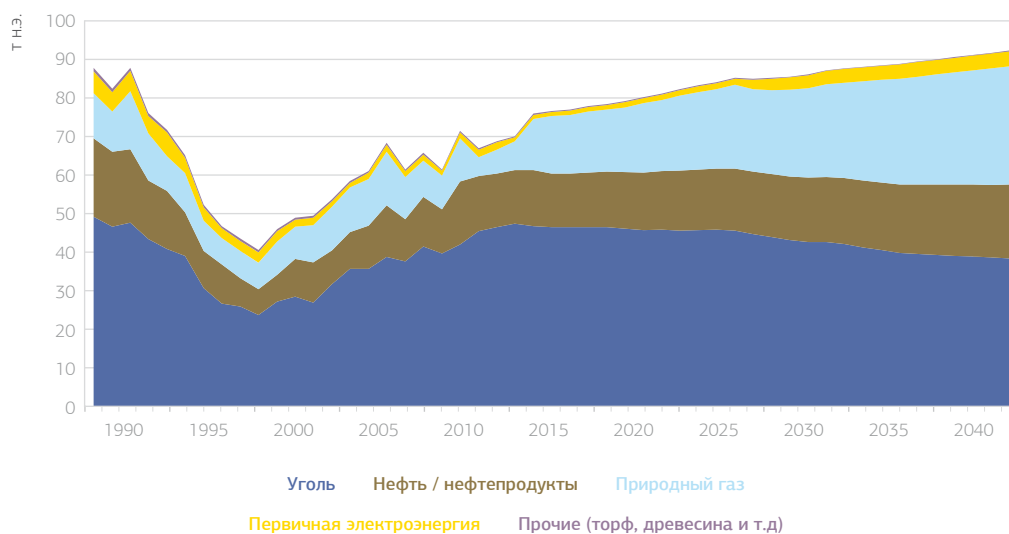


Рис. 1.2 Потребление первичных энергоресурсов в Казахстане

⁶ В объем производства (добычи) первичных энергоресурсов не принято включать ископаемый уран: включается лишь та его часть, которая была задействована в производстве электроэнергии на атомной электростанции, исходя из объема выработанной электроэнергии. Однако с точки зрения ресурсов считается, что из одной тонны природного урана можно произвести более 46 млн. кВт*ч электроэнергии, что эквивалентно сжиганию 20 тыс. т угля или около 12 тыс. т сырой нефти. Энергоемкость 1 тонны уранового топлива (содержание обогащенного урана 3,5%) равна энергоемкости 93 тыс. т сырой нефти.

Казахстан является нетто-экспортером энергоресурсов, потребляя меньше половины совокупного объема первичных энергоресурсов, производимых в стране. Энергетический сектор играет огромную роль в экономике страны – на его долю приходится около 22% ВВП, две трети общего объема экспортной выручки и 50% поступлений в государственный бюджет.⁷ При этом экономика Казахстана отличается высокой энергоемкостью: для производства одного миллиона долл. ВВП (в постоянных долларах 2014 г., при этом ВВП измеряется по рыночному обменному курсу) требуется 314 тонн нефтяного эквивалента, что делает экономику Казахстана одной из самых энергоемких в мире. Высокая энергоемкость объясняется, прежде всего, структурой экономики страны (преобладание тяжелой и добывающей промышленности), расположением Казахстана в высоких широтах и его континентальным климатом (более высокие расходы на отопление), большой территорией и относительно низкой плотностью населения (более высокие затраты на транспортировку и распределение энергии), а также преобладанием угля (который имеет более низкую эффективность конверсии, чем многие другие источники энергии) в потреблении первичных энергоресурсов. Сравнительно низкая эффективность использования энергоресурсов в промышленности, энергетике и коммунально-бытовом секторе также является причиной высокой энергоемкости. Однако в целом в Казахстане наблюдается постепенное снижение совокупной энергоемкости: с 1995 г. она уменьшилась более чем наполовину.

Учитывая стратегическое значение энергетики для экономики Казахстана в целом, неудивительно, что энергетический сектор находится под сильным влиянием государства. Конституция Казахстана наделяет Президента страны полномочиями определять стратегические направления энергетической политики, хотя ключевым учреждением в повседневной выработке политики является Министерство энергетики (МЭ), созданное в августе 2014 г. Министерство энергетики является основным органом, отвечающим за весь энергетический сектор, и выполняет обязанности, за которые ранее отвечало уже несуществующее Министерство нефти и газа, а также некоторые обязанности двух других расформированных министерств (Министерства индустрии и новых технологий и Министерства окружающей среды и водных ресурсов). Парламент Казахстана также играет определенную роль, рассматривая политику, разрабатываемую и предлагаемую Министерством энергетики и другими государственными органами, а также принимая соответствующие законы.

Государственные органы, особенно Министерство энергетики, выполняют нормативно-правовые и контрольные функции в энергетическом секторе, в то время как производственные и инвестиционные решения принимаются корпоративными структурами и компаниями (как част-

⁷ По официальным расчетам, доля только нефти и газа в ВВП Казахстана составила 20,3% в 2014 г., включая все виды деятельности – добычу, переработку, транспортировку и сопутствующие услуги. Это немного меньше, чем 21,6% в 2013 г. На долю других добывающих отраслей энергетического сектора (добыча угля, урана) и электроэнергетику приходилось 8,3% валовой стоимости промышленного производства, при этом доля промышленности в ВВП составила 27,9% в 2014 г. – таким образом, на долю этих других составляющих энергетического сектора в ВВП приходится менее 2,3%, поскольку значительная часть валовой стоимости электроэнергии состоит из стоимости топлива (в основном, угля), добываемого в качестве полезного ископаемого.

⁸ Операции по добыче имеют тенденцию к высокой концентрации. Так, в настоящее время в нефтяной отрасли Казахстана ведут деятельность 80 компаний, но 72% общего объема добычи приходится на пять крупнейших нефтедобывающих компаний.

ными, так и государственными).⁸ Национальная нефтегазовая компания «КазМунайГаз» (КМГ) представляет интересы государства в нефтегазовой промышленности Казахстана и имеет долевое участие во всех крупных и ряде более мелких проектов по добыче нефти и газа. Деятельность в нефтегазовой отрасли (и других добывающих отраслях) регулируется законом Казахстана «О недрах и недропользовании». Закон включает положения, предусматривающие требования по приобретению товаров, работ и услуг у казахстанских компаний и организаций (доли местного содержания), а также право государства на приоритетную покупку отчуждаемых месторождений, имеющих стратегическое значение. Несмотря на то, что проведенная в августе 2014 г. реструктуризация Правительства привела к улучшениям в энергетической политике и регулировании, распределение полномочий в энергетическом секторе среди государственных органов все еще нуждается в оптимизации.

Международный рынок, на котором ведут операции производители энергоресурсов Казахстана, в существенной мере формировался под воздействием ряда ключевых тенденций. Во-первых, что касается нефти, то значительный рост объемов добычи традиционных и нетрадиционных запасов в Северной Америке, Бразилии, Северной Африке (Ливия) и на Ближнем Востоке (Ирак) привел к большему, по сравнению с ожидаемым, росту предложения на международном рынке: в 2014 г. рост предложения только от стран, не являющихся членами ОПЕК, в три раза превысил показатель увеличения мирового спроса. Это привело к значительному снижению мировых цен на нефть в краткосрочной перспективе (примерно на 50% с середины 2014 г.). Для восстановления равновесия спроса и предложения потребуется период корректировки, в течение которого ожидается сохранение сильной тенденции к снижению цен. В течение этого периода новые инвестиции в операции сектора «апстрим» (разведка и добыча) будут снижаться, и добывающие компании с более высокими маржинальными затратами, включая компании, ведущие добычу нетрадиционных запасов в Северной Америке, а также добычу на шельфе в некоторых регионах (например, в Северном море), будут сталкиваться с давлением, вынуждающим их сократить объемы добычи. При этом Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК), по всей видимости, приняла решение не вмешиваться в нефтяной рынок и позволить рыночным силам самостоятельно восстановить равновесие спроса и предложения.

В сфере природного газа имеет место рост оценочных показателей объемов мировых ресурсов. Традиционно в отрасли считалось, что при текущем объеме потребления запасов природного газа должно хватить на 60 лет. Однако, по имеющимся на данный момент оценкам, объемы потенциально извлекаемых нетрадиционных запасов газа в мире, включая сланцевый газ и метан угольных пластов (МУП), способны обеспечивать объемы

потребления на текущем уровне в течение 250 лет. Соединенные Штаты заняли лидирующую позицию в области добычи газа из нетрадиционных источников, благодаря благоприятному сочетанию геологических условий, правовой базы, открытости к технологическим инновациям и инвестиционного капитала. Тем не менее, полная уверенность в том, что нетрадиционный газ на самом деле радикально изменит ситуацию на рынке поставок за пределами Северной Америки, отсутствует. Пока не ясно, будут ли факторы успеха Северной Америки воспроизведены в других странах, и, помимо прочего, общая картина на ближайшую перспективу остается туманной из-за снижения цен на нефть.

Увеличение объемов предложения и низкая себестоимость добычи в Северной Америке способствовали активизации планов экспорта газа в виде сжиженного природного газа (СПГ). Возможно, первые из этих проектов вскоре будут введены в эксплуатацию, что увеличит ограниченные до этого поставки СПГ на мировые рынки, насытив спрос. Вполне возможно, что в начале следующего десятилетия крупнейшим экспортером СПГ станут США. Хотя увеличивающиеся объемы поставок незаконтрактованного (и возможно избыточного) СПГ будут направляться на инертный европейский рынок газа, особенно в ближайшее время (что повлияет на экспорт российского газа в Европу), это окажет сравнительно небольшое влияние на Казахстан или проекты освоения ресурсов газа в Казахстане, поскольку они нацелены, в первую очередь, на внутренний рынок.

Ситуация на рынке возобновляемых источников энергии также, по-видимому, достигла поворотной точки. В результате достигнутого в последние годы их глобального масштаба внедрения (при государственной поддержке ВИЭ) и сокращения затрат на производство, а также в связи с реализацией политики, направленной на снижение выбросов углекислого газа, предполагается, что возобновляемые источники энергии продолжат становиться важным новым элементом мировой электроэнергетики. Однако недавний ускоренный рост использования возобновляемых источников энергии и инвестиций в них произошел в период исторически высоких цен на нефть. Текущее снижение цен на нефть и газ, еще больше повышающее их общую конкурентоспособность по сравнению с возобновляемыми источниками энергии, несомненно, замедлит, но не остановит развитие возобновляемой энергетики в ближайшей перспективе. Тем не менее, для того чтобы возобновляемые источники энергии могли в будущем играть более важную роль в энергетическом балансе, необходимо снижение их стоимости, а также преодоление глубоких структурных ограничений конкурентоспособности ВИЭ и проблемы интеграции в существующие сети.

Одним из главных последствий увеличения объемов добычи нефти странами, не входящими в ОПЕК, и тенденции снижения цен на нефть в настоящее время стало то, что условия разработки ресурсов в некоторых принимающих странах больше не являются конкурентоспособными для привлечения международных инвестиций. Тогда как в прошлом нефтяные компании участвовали в «погоне за ресурсами» во всем мире, и принимающие страны извлекали выгоду из этой ситуации, увеличивая «долю» государства, нынешняя неопределенная ценовая среда вынуждает нефтяные компании сокращать планы капиталовложений и в целом подходить к новым проектам с большей осторожностью. Такая ситуация ослож-

няет усилия правительств принимающих стран во всем мире (включая Казахстан) по привлечению инвестиций в сектор «апстрим».

Одним из основных соображений при принятии инвестиционных решений в энергетическом секторе является налоговый режим принимающей страны в отношении углеводородов. Налоговый кодекс Казахстана (введенный в действие в январе 2009 г.) включает несколько (а не один или два) налоговых инструментов; такое сочетание может обеспечить лучший баланс интересов добывающих компаний и государства в течение срока реализации проекта. Основные налоги, предусмотренные текущим налоговым режимом, включают корпоративный подоходный налог, рентный налог на экспорт, бонусы, налог на добычу полезных ископаемых, налог на сверхприбыль и экспортную пошлину. Этот официальный налоговый режим применим практически ко всем существующим недропользователям, за исключением тех немногочисленных соглашений, содержащих положения о стабильности налогового режима, которые вступили в силу до января 2009 г.

Налоговое бремя для проектов сектора «апстрим» в Казахстане является относительно высоким по сравнению с другими странами-крупными поставщиками нефти. Помимо этого, структура налоговых инструментов обеспечивает денежные поступления государству на ранних этапах реализации проектов до обеспечения прибыльности для добывающей компании. Проблематичным также является тот факт, что в налоговом режиме используется два различных вида налога или пошлины на экспорт, которые, по существу, являются дублирующими и избыточными. В складывающейся более конкурентной среде для привлечения инвестиций, представляется целесообразным оптимизировать систему налогообложения в Казахстане с уменьшением налоговых ставок в целом. Также, несмотря на то, что заключение новых СПП больше не разрешается в соответствии с новым Налоговым кодексом, наличие гибкой, стабильной, и долгосрочной нормативно-правовой базы в отношении недропользования может оказаться привлекательным как для подрядчика, так и для государства, поскольку она может быть скорректирована с учетом конкретных обстоятельств реализации проекта, не изменяя общего налогового режима страны. Для Казахстана может оказаться выгодным применение более дифференцированного подхода к такого рода контрактам на недропользование, особенно для крупных проектов с высокой степенью риска и продолжительным периодом окупаемости капиталовложений; без долгосрочных гарантий налоговой стабильности инвесторы не захотят приступать к реализации таких рискованных и дорогостоящих проектов.

В качестве предварительной оценки общей привлекательности Казахстана для инвестиций в нефтегазовые проекты сектора «апстрим» (разведка и добыча) в настоящем Докладе используется фирменный индекс IHS, обеспечивающий согласованное сравнение и оценку таких показателей, как доля государства, норма доходности, коэффициент эффективности капиталовложений и прогрессивность/регрессивность международных налоговых систем, совместно с другими факторами (такими как риск недополучения дохода, а также гибкость и стабильность налогового режима). По суммарному баллу Казахстан занял второе место с конца с точки зрения привлекательности для инвесторов среди 12 выбранных для сравнения аналогичных стран, обойдя по данному

показателю лишь Россию. Это позволяет сделать вывод, что меры по дальнейшему улучшению инвестиционного климата в Казахстане могут повысить привлекательность страны для новых потенциальных инвесторов. В целом, большая доля государства, значительные денежные поступления, причитающиеся государству на ранних этапах реализации проекта, и относительно частые изменения в условиях налогообложения являются основными недостатками, отрицательно сказывающимися на текущем общем рейтинге Казахстана.

Тем не менее, на сегодняшний день Казахстан привлёк значительный объём внешних инвестиций для реализации своих проектов по добыче углеводородов. Помимо крупных международных нефтяных компаний, которые участвуют в трех крупномасштабных проектах, китайские компании также инвестировали значительные суммы – зачастую в проекты, которые не представлялись привлекательными для других инвесторов – и стали одними из ключевых стратегических партнеров Казахстана в этой области. Основной целью китайских инвесторов в Казахстане является обеспечение для Китая диверсифицированных поставок энергоресурсов через сухопутные маршруты, и это означает, что они не сосредоточены исключительно на экономических аспектах проекта, таких как норма доходности и цена «нетбэк». В развитии энергетики Казахстана участвует значительное число государственных и частных китайских компаний, деятельность которых в основном сосредоточена на углеводородах, включая разведку и добычу, строительство трубопроводов, а также переработку нефти и подготовку газа в стране. По мере активизации сотрудничества между двумя странами в области энергетики с 2000 г. доля китайских компаний в добыче нефти в Казахстане быстро росла, достигнув в 2009 г. примерно 24%. Поскольку добываемые активы Китая в Казахстане связаны в основном с освоенными месторождениями, потенциал увеличения объемов добычи китайскими компаниями в стране ограничен; фактически суммарный объём добычи на этих месторождениях в последние годы уменьшается. Тем не менее, такая ситуация может измениться после приобретения Китайской Национальной Нефтяной Корпорацией (CNPC) долевого участия в разработке месторождения Кашаган, особенно если будет одобрен второй этап разработки месторождения.

Интерес Казахстана к сотрудничеству с Китаем в энергетической отрасли заключается также в доступе к рынку Китая для экспорта энергоносителей. С момента обретения страной независимости Казахстан придерживается «многовекторного» подхода в стратегии развития энергетики, стремясь диверсифицировать не только источники инвестиций в проекты разведки и добычи, а также строительства трубопроводов, но и рынки экспорта энергоносителей. Хотя экспорт нефти и газа с ранее ре-

ализованных крупных проектов с участием российских, казахстанских и международных нефтяных компаний осуществлялся на внешние рынки по трубопроводам, в основном пересекающим территорию России, с течением времени географическая близость и экономическая взаимодополняемость Казахстана с Китаем (Казахстан – крупный производитель, Китай – крупный потребитель) стали означать, что нефтегазовые трубопроводы в Китай могут стать логичной альтернативой для диверсификации экспорта. По китайско-казахстанскому нефтепроводу «Атасу-Алашанью» в настоящее время из Казахстана в Китай поставляется около 12 млн. т нефти, а его запланированное расширение на запад к месторождениям в западном Казахстане позволит довольно быстро увеличить годовой объём экспорта до уровня текущей пропускной способности трубопровода, составляющей 20 млн. т в год. ТОО «Газопровод «Бейнеу-Шымкент», совместное предприятие дочерней компании КМГ («КазТрансГаз») и дочерней компании CNPC (Trans-Asia Gas Pipeline), ведёт строительство трубопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» для транспортировки природного газа из районов его добычи в западном Казахстане в центры потребления на юге Казахстана. Трубопровод будет подключен к нитке «С» сети газопроводов «Центральная Азия – Китай», что в будущем обеспечит экспортные поставки казахстанского газа в Китай в объёме до 5 млрд. м³ в год.

В то же время, мнение о том, что рост спроса в Китае будет по-прежнему обеспечивать быстрорастущие объёмы импорта широкого ассортимента энергоресурсов, требует пересмотра, что означает серьезные последствия для экспортеров сырья во всем мире, включая Казахстан. По всей видимости, новое Правительство Китая серьезно нацелено на значимый сдвиг в приоритетах макроэкономической политики страны, намереваясь отойти от стратегии роста за счет инвестиций и экспорта производимой продукции, сделав вместо этого упор на увеличение внутреннего потребления и развитие третичного и четвертичного секторов экономики. Это в существенной мере отразится на темпах роста ВВП, и рост потребления энергоресурсов в Китае, как ожидается, станет более умеренными. Технологический прорыв в передаче электроэнергии по линиям ультравысокого напряжения в Китае также может способствовать замедлению роста импорта энергоресурсов в страну за счет использования ранее не востребуемых угольных ресурсов, гидроэнергии и других источников энергии на внутренних территориях страны для электроснабжения центров потребления в прибрежных провинциях. Тем не менее, существующие схемы поставок энергоносителей международными торговыми партнерами в Китай должны в основном продолжать функционировать, что обусловлено коммерческими и стратегическими интересами Китая, а также стремлением к диверсификации поставок.

1.2.2. Углеводороды

Казахстан занимает двенадцатое место в мире по совокупным запасам жидких углеводородов (нефти и газоконденсата). На территории страны находятся несколько нефтегазоносных бассейнов с доказанными запасами углеводородов, среди которых выделяется Прикаспийский (Северо-Каспийский) бассейн, намного превосходящий все остальные по объёму как доказанных, так и вероятных запасов. Начальные доказанные и вероятные запасы нефти и газа в этом бассейне составляют

79% от суммарного объёма запасов по стране. Также существует высокая вероятность наличия в Казахстане богатых запасов углеводородного сырья нетрадиционных типов, хотя до сих пор систематического анализа в данной области не проводилось (Рис. 1.3). В настоящее время отсутствует консенсус относительно необходимости и своевременности подробного исследования такого потенциала.

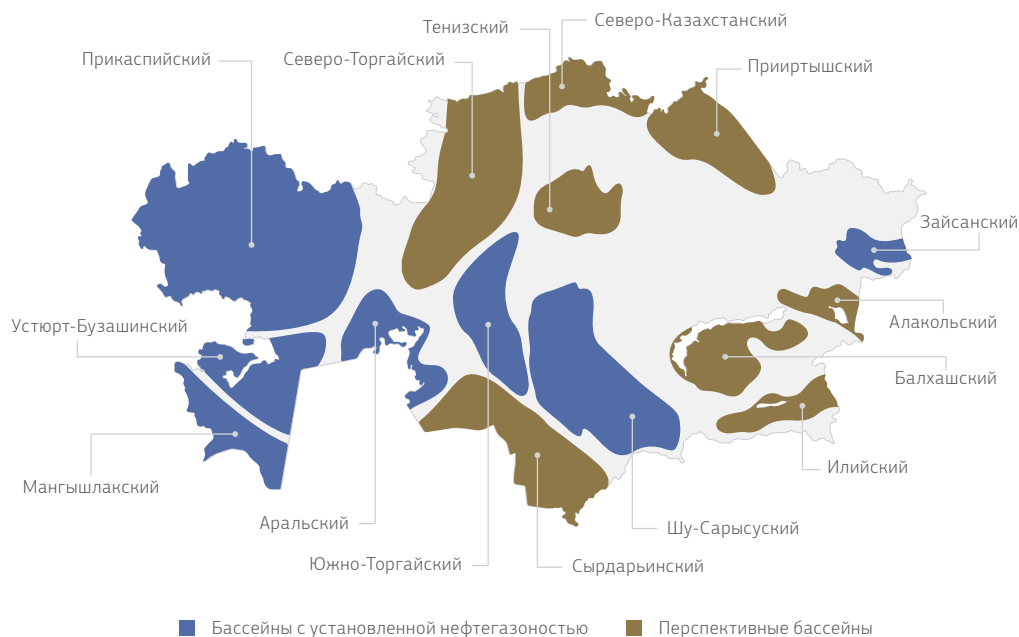


Рис. 1.3 Нефтегазоперспективные структуры республики Казахстан

Среди государств бывшего Советского Союза Казахстан занимает второе место после России по объему добычи нефти. Также, в настоящий момент Казахстан находится на семнадцатом месте в мире по добыче нефти (значительно поднявшись с 26-го места по состоянию на 1997 г.): в 2014 г. на его долю приходилось порядка 2% от общемирового объема добычи. С середины 1990-х годов добыча сырой нефти в Казахстане увеличилась почти в четыре раза – с 20,3 млн. т (или 405 тыс. барр./сутки) в 1994 г. до 80,8 млн. т (или 1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г. (Рис. 1.4). В значительной степени увеличение объемов добычи нефти в Казахстане в течение последнего де-

сятилетия обусловлено реализацией двух крупномасштабных проектов разработки месторождений Тенгиз и Карачаганак, осуществляемой консорциумами, в состав которых входят крупные международные нефтяные компании, а также государственная нефтяная компания «КазМунайГаз». Очевидно, что данная тенденция сохранится в следующем десятилетии, на которое запланирован запуск первого этапа еще одного крупномасштабного проекта, который предусматривает разработку обширного месторождения Кашаган, занимающего пятое место в мире по объему запасов. Возобновление разработки планируется в срок до 2017 г.

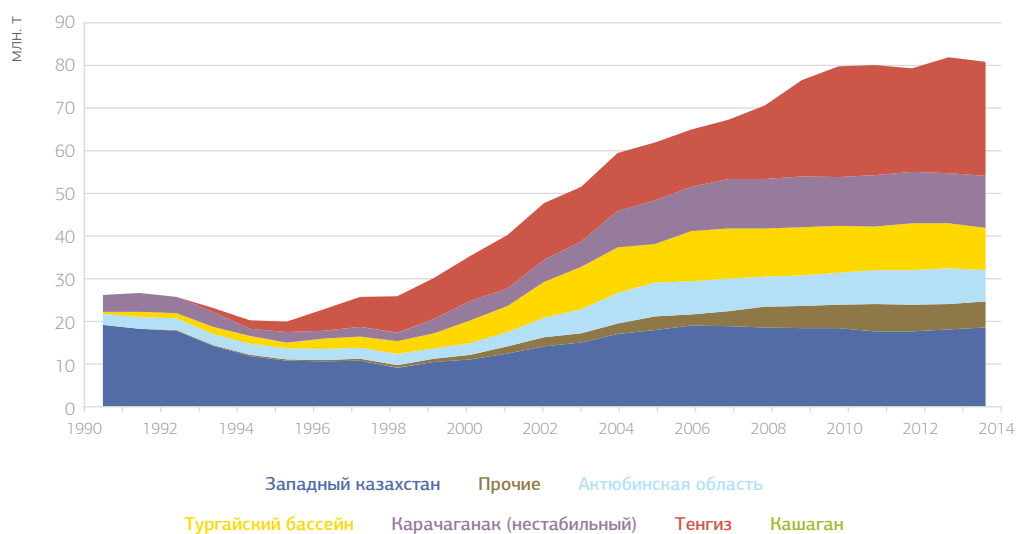


Рис. 1.4 Обзор добычи нефти в Казахстане по категориям добывающих предприятий в 1990-2014 гг.

С 2011 г. рост объемов добычи в Казахстане приостановился, что в значительной степени обусловлено переносом сроков реализации указанных крупных проектов. Более того, в 2012 г. объемы добычи снизились на 1%, главным образом вследствие снижения добычи на проекте «Тенгизшевройл» (месторождение Тенгиз) в связи с капитальным ремонтом находящихся на месторождении сооружений. В 2014 г., когда добыча на месторождении Кашаган все еще не возобновилась, а на объекте «Тенгизшевройл» проводились очередные работы, связанные с плановым техническим обслуживанием, вновь было отмечено некоторое снижение объемов добычи по стране.

Зависимость объемов добычи в Казахстане от задержек в реализации крупномасштабных проектов отчасти смягчается значительным ростом добычи, осуществляемой менее крупными добывающими компаниями, доля которых в суммарных показателях по стране в настоящее время достигает 12,4% при объеме добычи порядка 10 млн. т (что демонстрирует прирост по сравнению с 2000 г., когда объем добычи составлял 1,2 млн. т или лишь 3,5%).⁹ При наличии надлежащих стимулов, деятельность небольших добывающих компаний может помочь выровнять динамику совокупных показателей добычи нефти в годовом исчислении. В связи с наличием относительно большого числа таких компаний (по данным за 2014 г. добычу нефти вели 70 малых предприятий) менее вероятно, что задержки в реализации какого-либо отдельного проекта серьезно отразятся на суммарных показателях по стране. Указанные компании также могут играть важную роль, осуществляя более активную повторную разработку освоенных месторождений и применяя творческие подходы по разработке новых запасов, к которым впоследствии могут получить доступ крупные компании.

Казахстан всегда направлял основную часть добываемой сырой нефти на экспорт (свыше 80%). В период с 1992 г. по 2014 г. совокупный объем экспорта сырой нефти вырос более чем втрое – с 20,3 млн. т (425 тыс. барр./сутки) до 62,9 млн. т (1,32 млн. барр./сутки), не включая 7 млн. т транзита российской нефти. Что касается потребления нефти на отечественном рынке, то в настоящее время осуществляется крупномасштабная программа изменения состава продукции, предлагаемой нефтеперерабатывающими заводами Казахстана, для более полного соответствия потребностям экономики страны в современных условиях. Три основных нефтеперерабатывающих завода Казахстана были построены в советский период, и после обретения страной независимости их модернизация носила крайне ограниченный характер. По причине недостаточной глубины переработки нефтеперерабатывающие заводы страны все еще производят значительное количество остаточного нефтяного топлива (мазута),

тогда как по мере текущей модернизации экономики Казахстана наблюдается явная переориентация спроса на светлые нефтепродукты – бензин, дизельное топливо и авиационный керосин.

В результате Казахстан поставляет существенную часть производимых в стране нефтепродуктов на экспорт (главным образом, мазут – для последующей переработки), и одновременно с этим ему приходится импортировать светлые нефтепродукты, в основном из России, для удовлетворения внутреннего спроса. В целом, нефтеперерабатывающие заводы Казахстана на данный момент покрывают лишь около 78% внутреннего потребления нефтепродуктов, а остальные 22% приходятся на долю импорта. В целях устранения создавшегося дисбаланса и сокращения импорта нефтепродуктов, Казахстан приступил к реализации крупномасштабной программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов, которая должна обеспечить существенное повышение доли светлых нефтепродуктов в общем объеме производства. Еще одним крупным проектом в сфере переработки и сбыта нефтепродуктов является строительство в Казахстане четвертого крупного нефтеперерабатывающего завода в целях устранения потребности в импорте. Однако с учетом того, что в будущем ожидается довольно скромный рост совокупного объема потребления светлых нефтепродуктов в Казахстане, строительство четвертого крупного нефтеперерабатывающего завода в стране приведет к избытку мощностей по отношению к уровню внутреннего спроса. При этом возможности экспорта нефтепродуктов также являются весьма ограниченными ввиду удаленности страны от моря.

Несмотря на то, что основное внимание в секторе углеводородов Казахстан уделяет добыче нефти, страна также располагает значительными доказанными и вероятными запасами газа (3,9 трлн. м³); почти все указанные запасы находятся в западной части страны. Большая часть газа в Казахстане добывается совместно с нефтью (в форме попутного газа или с газоконденсатом) в рамках двух действующих крупномасштабных проектов добычи нефти. Объемы добычи газа для коммерческой реализации играют второстепенную роль по сравнению со стремлением обеспечить/выйти на максимальный уровень добычи нефти.¹⁰ Обратная закачка также играет важную роль в утилизации газа. Порядка 40% объема добычи газа в Казахстане используется для обратной закачки в целях поддержания пластового давления (18,4 млрд. м³ при валовом объеме добычи 43,2 млрд. м³ в 2014 г.) и лишь около 60% валового объема добычи газа идет на собственные нужды месторождений и коммерческую реализацию потребителям (Рис. 1.5).

⁹ Компании, добывающие менее 1 млн. т/год (20 тыс. барр./сутки).

¹⁰ Для целей настоящего Доклада, объемы газа для коммерческой реализации рассчитываются как валовые объемы добычи газа за вычетом объемов обратной закачки, поэтому они включают в себя усадку (сжатие) и потери в процессе добычи, использование и потери в системе трубопроводов, а также любые изменения товарных остатков.

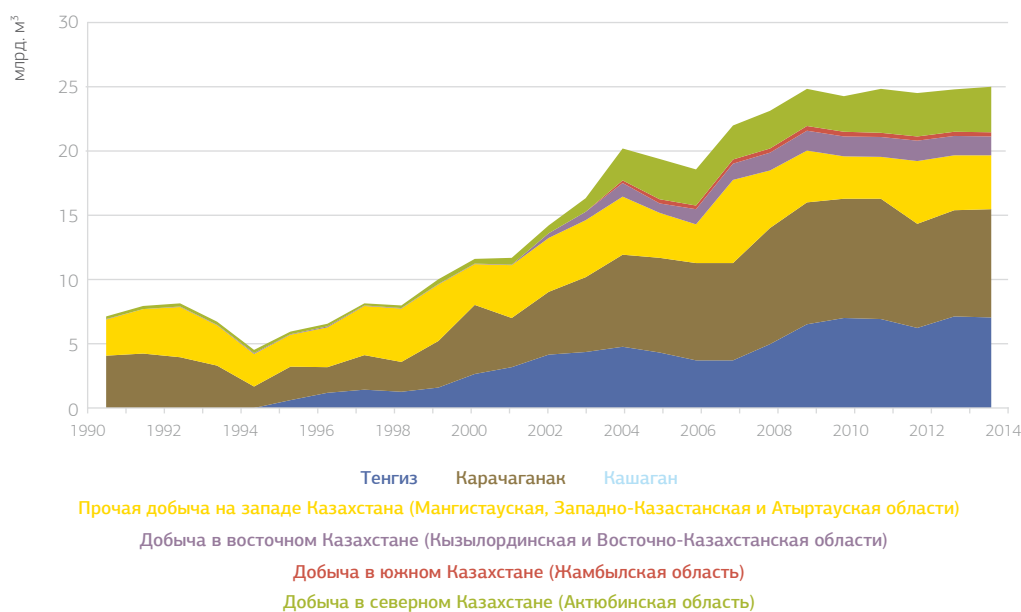


Рис. 1.5 Обзор общей добычи газа в Казахстане по категориям добывающих предприятий в 1990-2014 гг.

Тем не менее, представляется вероятным, что газ будет становиться все более важным продуктом внутреннего потребления. В настоящее время потребление газа остается на относительно низком уровне – его доля в балансе первичных энергоресурсов страны составляет лишь около 17,5%. Однако ожидается, что в перспективе потребление газа будет стабильно расти. В настоящее время объем потребления газа все еще ниже уровня, который наблюдался во времена Советского Союза, однако в течение следующих двадцати лет ожидается его увеличение приблизительно вдвое (хоть и с относительно невысокого исходного уровня). Важным шагом, направленным на газификацию экономики, является строительство газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», а в более долгосрочной перспективе – возможное строительство газопровода до Астаны от источника поставок российского газа или от источника внутренних поставок газа с месторождения Карачаганак. В настоящее время поставки газа по газопроводам осуществляются лишь в 10 из 14 областей Казахстана. В оставшихся 4 областях

(в северном и центральном регионах страны) используется сжиженный углеводородный (нефтяной) газ (СНГ/СУГ).

В целях стимулирования внутреннего потребления Правительство Казахстана возложило обязанности по развитию отечественного рынка товарного газа на «КазТрансГаз» (КТГ) в качестве «национального оператора» (в рамках модели единого покупателя, предусматривающей закупку газа на территории страны одной организацией). Компания КТГ, которая уже сейчас в качестве монополиста осуществляет эксплуатацию большинства магистральных газопроводов в стране, реализует преимущественное право государства на закупку у добывающих компаний, продажу на внутреннем рынке и экспорт переработанного попутного газа. Модель единого покупателя газа в Казахстане основывается на наличии попутного газа, а не на стимулировании внутренних поставок природного газа, что в долгосрочной перспективе может затормозить развитие внутреннего рынка.

1.2.3. Уголь и уран

В Казахстане добываются значительные объемы угля. Страна занимает восьмое место в мире по доказанным запасам угля (балансовые – 34,2 млрд. т), что составляет почти 4% мировых запасов и достаточно для поддержания текущих темпов добычи в течение 250 лет. Казахстан ежегодно входит в состав 10 мировых лидеров по добыче угля (108,7 млн. т в 2014 г.). При этом, основная часть залежей угля отличается высоким содержанием влаги и относительно низкой теплотворной способностью, а также высоким содержанием золы и серы. Данные характеристики в сочетании с присутствием значительных объемов метана на большинстве месторождений приводят к тому, что добыча и потребление угля в Казахстане оказывают более серьезное воздействие на окружающую среду, чем во многих других регионах мира, несмотря на то, что отдельные

залежи (например, Экибастузского бассейна) обладают высокой экономической конкурентоспособностью из-за крайне низких затрат на добычу. Как правило, порядка 25-30% от совокупного объема добычи экспортируется (главным образом, в Россию). При этом наращивание экспорта представляет собой сложную задачу для страны с учетом проблем, связанных с обеспечением конкурентоспособности угля из Казахстана на международных рынках.

Уголь является основным топливом экономики Казахстана – в настоящее время на его долю приходится более 60% объема потребления первичных энергоресурсов в стране. Несмотря на прогнозируемое постепенное уменьшение относительной доли угля в долгосрочной перспективе, уголь сохранит доминирующее положение

ние в составе энергоресурсов страны на протяжении прогнозного периода. Анализ потребления по секторам экономики показывает, что будущее угля в Казахстане тесно связано с выработкой электроэнергии. Согласно прогнозам, доля потребления угля, которая приходится на спрос со стороны электроэнергетического сектора, на данный момент составляющая 3/5, останется на прежнем уровне и практически не изменится в течение следующих 25 лет.

Как и в случае с углем, Казахстан располагает обширными запасами урана, добыча которого может осуществляться при относительно низких затратах. Казахстан занимает четвертое место¹¹ в мире по достоверно оцененным запасам урана и первое место – по добыче природного урана (более 1/3 мирового объема добычи). В настоящее время весь добываемый уран экспортируется, в первую очередь в Китай, а также в страны ЕС, Южную Корею и США. Конкурентное преимущество Казахстана состоит в том, что основная часть достоверно подтвержденных и предполагаемых запасов урана залегает в отложениях песчаников, разрабатываемых методом подземного выщелачивания, который отличается более высокой экономической эффективностью и наносит меньший ущерб окружающей среде, чем традиционные методы добычи (из твердой горной породы).

По состоянию на сегодняшний день Казахстан располагает рынками, которые обеспечивают спрос для сбыта урана, и расширяет объемы экспорта со скоростью, которая зависит от возможностей наращивания добычи в стране. Кроме того, согласно прогнозам, спрос на уран на мировом рынке в период до 2035 г. будет расти практически при любых экономических условиях

в связи с ростом объемов выработки электроэнергии на атомных электростанциях. При этом недавний рост экспорта из Казахстана совпал по времени с быстрым повышением спроса в Китае – стране, являющейся его основным покупателем, – на долю которого приходится более половины объемов экспорта из Казахстана. В ожидании существенного увеличения атомной генерации, Китай накапливает запасы природного урана. Но спрос в Китае может несколько снизиться после завершения процесса накопления запасов урана.

В настоящее время Казахстан участвует не во всех стадиях производства ядерного топлива. В Республике осуществляются добыча и первичная переработка урана. После переработки часть урана отправляется в Россию для конверсии и обогащения (на совместных предприятиях с участием государственной холдинговой компании «Казатомпром», специализирующейся на ядерном топливе, и российских партнеров), а затем возвращается в Казахстан, где используется при производстве топливных таблеток на Ульбинском металлургическом заводе (УМЗ). Текущая загрузка мощностей по производству топливных таблеток на УМЗ составляет лишь 1-2% от проектной в связи с тем, что в 2008 году Россия перестала их импортировать в пользу закупок у собственных производителей. В целях увеличения добавленной стоимости при экспорте урановой продукции осуществляется реализация нескольких совместных проектов по созданию в Казахстане предприятий по производству тепловыделяющих сборок для ядерных реакторов. В стране также активно разрабатываются планы строительства одной или нескольких атомных электростанций.

1.2.4. Электроэнергия, энергоэффективность и охрана окружающей среды

В Казахстане ведется интенсивная работа по модернизации электроэнергетической системы страны. Поскольку почти 20% существующих мощностей для выработки электроэнергии в Казахстане были введены в эксплуатацию до 1970-х годов, в стране имеется возможность (в тех случаях, когда это представляется целесообразным с практической и экономической точек зрения) перейти от повсеместного использования угля (доля которого составляет приблизительно 70%) в качестве топлива для электростанций к более диверсифицированной схеме, основанной на более широком применении газа, возобновляемых источников и атомной энергии.

В процессе будущего увеличения выработки электроэнергии существенная роль будет отводиться газу. Ожидается, что несколько новых проектов строительства трубопроводов позволят расширить доступ к газу на внутреннем рынке и будут способствовать развитию газовой электроэнергетики на отдельных территориях западного и южного регионов страны. Кроме того, освоение нефтегазовых месторождений создает возможность расширения производства электроэнергии для «собственных нужд» с применением попутного газа. При этом сдерживающим фактором, препятствующим

увеличению доли газа в качестве топлива для выработки электроэнергии, станут инфраструктурные ограничения. Многие значимые районы, в которых осуществляется выработка электроэнергии (в особенности на севере центральной части страны), остаются изолированными от газовой инфраструктуры. Представляется вероятным, что в данных районах предприятия по выработке электроэнергии будут рассматривать варианты строительства новых или технического перевооружения и реконструкции существующих угольных электростанций с применением более эффективных и экологически чистых технологий.

В то время, как у политиков сохраняется интерес к возможностям использования в Казахстане возобновляемых источников энергии, скорее всего, общий эффект от их применения в среднесрочной перспективе останется достаточно ограниченным при значительно более низких объемах по сравнению с принятыми ранее плановыми показателями на 2030 г. (выработка 30% электроэнергии за счет использования возобновляемых источников, гидроэлектростанций и атомных электростанций). Текущие затраты и проблемы интеграции в сеть относительно больших объемов электроэнергии, произведенной с использованием возобновляе-

¹¹ Если принимать во внимание лишь те запасы, стоимость добычи которых составляет менее 80 долл. США за 1 кг урана (что эквивалентно 31 долл. США за фунт U₃O₈), то Казахстан находится на втором месте по запасам урана в мире в объеме 0,2 млн. т (16,5% совокупных мировых запасов), уступая только Канаде.

мых источников, можно понять, исходя из опыта других стран мира. Возобновляемые источники энергии в Казахстане все еще находятся на ранней стадии внедрения и сталкиваются с аналогичными трудностями. Таким образом, с учетом наличия в Казахстане большого количества дешевого угля и комплекса крупных угольных электростанций, в течение следующих двух десятилетий страна в значительной степени будет полагаться на угольное топливо, хотя со временем доля угля для выработки электроэнергии будут постепенно сокращаться.

Основной неизвестной переменной в составе электроэнергетических мощностей в Казахстане является атомная энергетика. В настоящее время выполняется анализ возможностей использования ряда участков для реализации одного или нескольких проектов эксплуатации электростанций мощностью до 1 150 МВт; процесс согласований может завершиться уже в 2015 г. Эксплуатация атомных электростанций в Казахстане (останов устаревшего реактора в Актау выполнен в 1999 г.) может привести к существенному изменению общей структуры генерирующих мощностей, послужив фактором, замещающим рост объемов производства электроэнергии угольными электростанциями.

Энергоэффективность и низкоуглеродное развитие

Помимо важности электроэнергетического сектора для экономики страны, он также играет весомую роль в решении другой важной задачи – задачи повышения эффективности. На электроэнергетический сектор приходится значительная часть потребления энергоресурсов (примерно одна треть от совокупного потребления первичных энергоресурсов), соответственно, потенциальная экономия от повышения эффективности соразмерно велика. В жилищном секторе меры по повышению эффективности энергопотребления должны быть направлены на решение основной проблемы, в связи с которой уровень потребления энергии значительно превышает показатели других стран с аналогичным холодным климатом: это плохое состояние и недостаточная теплоизоляция зданий в составе жилищного фонда. Приблизительно 70% зданий, построенных в период с 1950 г. по 1980 г., не соответствуют современным требованиям теплоизоляции и энергопотребления, в результате чего порядка 30% доставляемой в них тепловой энергии, по сути, теряется.

В промышленности общей проблемой, усложняющей принятие мер по повышению энергоэффективности на отдельных предприятиях, является высокая степень износа производственных фондов, использование устаревших технологий и отсутствие должного контроля за потреблением энергии на различных стадиях производственного цикла. Принятие стандартов на энергопотребление, разрабатываемых в индивидуальном порядке для каждого предприятия с учетом результатов энергоаудитов¹² и конкретных эксплуатационных характеристик, позволит добиться более существенного энергосбережения по сравнению с формальным применением усредненных стандартов (норм энергопотре-

Независимо от многочисленных вариантов перестановок в структуре мощностей, имеющихся в распоряжении политических лидеров Казахстана, центральная роль в укреплении энергетической независимости и общей энергобезопасности страны все же принадлежит развитию сети линий электропередач. Помимо общей модернизации существующих линий, национальная энергосистема недавно пополнилась несколькими новыми и важными линиями электропередач. Данная тенденция развития сети сохранится, в существенной мере способствуя оптимизации доступа электростанций Казахстана к центрам спроса, что, в частности, поможет удовлетворить быстро растущее потребление электроэнергии на юге (а в будущем и на западе) Казахстана.

Для обеспечения стабильного финансирования электроэнергетики Казахстана, начиная с 2016 г. власти страны собираются внести изменения в организацию рынка электроэнергии и разрабатывают новые вспомогательные финансовые механизмы. В частности, планируется ввести в действие рынок мощности. В свою очередь, от владельцев активов мощностей ожидается инвестирование в надежность имеющихся в их распоряжении объектов и повышение эффективности (в случае применения минимальных технических стандартов).

бления) для всех предприятий определенной отрасли промышленности.

Государственная политика повышения эффективности в масштабах всей экономики направлена на модернизацию различных энергопотребляющих секторов экономики, проведение проверок и внедрение систем учета потребления энергии на крупных предприятиях, оптимизацию методов управления, информирование общественности о важности эффективного энергопотребления и стимулирование инвестиций в энергосберегающие технологии. В дополнение к созданию законодательной базы, Правительство может способствовать реализации программ повышения энергоэффективности путем финансирования, организации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также использования своих полномочий для установления тарифов на энергоснабжение.

Повышение энергоэффективности экономики Казахстана также позволит снизить уровень воздействия на окружающую среду. С учетом того, что 90% общемировых антропогенных выбросов углекислого газа (CO₂) (наиболее распространенного парникового газа) являются следствием сжигания органических (ископаемых) видов топлива, одним из способов сокращения потребления таких видов топлива без ущерба для экономического роста является повышение энергоэффективности.

Динамика выбросов CO₂ в Казахстане точно отражает структуру потребления первичных энергоресурсов в стране, которая, в свою очередь, является следствием высокой энергоемкости экономики. Несмотря на доминирующую роль угля в потреблении первичных энерго-

¹² Первичные энергоаудиты обязаны пройти все предприятия, энергопотребление которых составляет свыше 1 500 т у.т. (1 050 т н.э.) в год.

ресурсов в Казахстане, объемы выбросов парниковых газов, связанных с использованием энергоресурсов¹³, за последние двадцать лет были значительно ниже, чем в конце советской эпохи. Повышение годовых показателей выбросов парниковых газов с середины 2000-х годов (с 198 млн. т до 252 млн. т, что соответствует росту на 27% в период с 2005 г. по 2014 г.) значительно ниже показателя темпов роста ВВП за тот же период (69% с 2005 г. по 2014 г.). Это, по всей видимости, связано с совместным влиянием таких факторов, как изменение структуры экономики, начало процесса повышения эффективности энергопотребления, а также постепенные изменения в структуре потребления энергоресурсов (например, отход от использования мазута в промышленном и коммунально-бытовом секторах).

Основное внимание следует уделять электроэнергетическому сектору, так как на него приходится более 80% от общего объема выбросов парниковых газов в масштабах всей страны. Сочетание мер по повышению эффективности использования топлива на тепловых (угольных) электростанциях, а также инициатив, направленных на снижение потребления электроэнергии за счет повышения эффективности (прежде всего, в коммерческом/жилищном и промышленном секторах), может в ближайшее время обеспечить значительное сокращение выбросов парниковых газов даже без полной модернизации электроэнергетической отрасли. В более долгосрочной перспективе постепенный рост объемов использования природного газа, возобновляемых источников энергии, и, возможно, даже наращивание мощностей для выработки электроэнергии на атомных электростанциях, могли бы ускорить текущие процессы снижения удельных показателей выбросов парниковых газов на единицу ВВП.

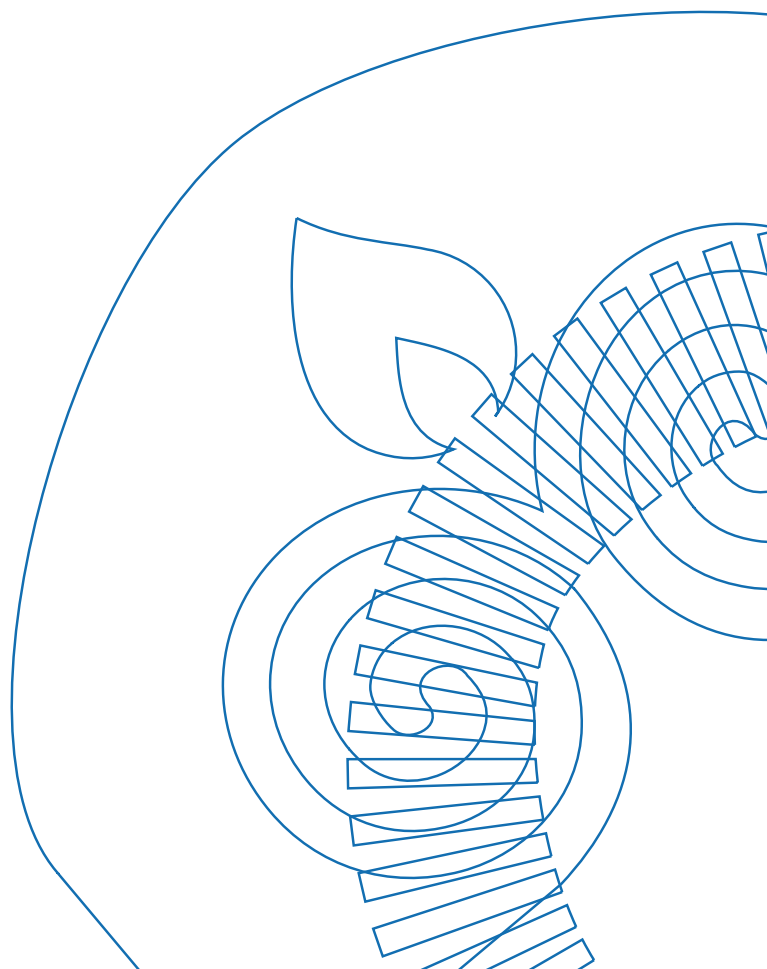
В качестве полноправного члена «Рамочной конвенции ООН об изменении климата» (РКИК [UNFCCC]) в 2009 г. Казахстан ратифицировал Киотский протокол и в декабре 2012 года принял на себя официальные обязательства по сокращению к 2020 г. объемов выбросов парниковых газов на 5% по сравнению с соответствующими показателями за 1990 г.¹⁴ В дополнение к данному обязательству, в 2010 г. Казахстан также в добровольном порядке поставил перед собой задачу к 2020 г. снизить объемы выбросов парниковых газов на 15% по сравнению с уровнем 1992 г., а к 2050 г. – на 25% по сравнению с данным уровнем.

В настоящее время Казахстан имеет возможность скорректировать данные обязательства с учетом того, что в конце 2015 г. стороны РКИК планируют провести в Париже переговоры о принятии комплекса базовых условий в дополнение к Киотскому протоколу. В настоящее время заключенное в 2014 г. соглашение между Китаем и США о добровольном сокращении на территориях этих стран выбросов парниковых газов распространяется приблизительно на половину общемирового объема таких выбросов и создает возможность доработки и принятия в Париже принципиально новых базовых условий. Предполагается отмена обязательных международных целевых показателей снижения выбросов: отдельные страны будут утверждать свои собственные планы и устанавливать собственные целевые показатели сокращения объемов выбросов. Новые базовые условия позволят Казахстану переформулировать свои обязательства в отношении снижения выбросов в форме, соответствующей направлению исторического развития и статусу страны как крупной энергетической державы.

.....

¹³ Приведенные показатели выбросов по расчетам IHS произведены только для ТЭК, что позволяет проводить последовательное историческое сравнение. Общий объем выбросов парниковых газов по стране несколько больше, поскольку данный показатель включает в себя выбросы по всем отраслям экономики и видам деятельности. Так, согласно данным АО «Жасыл Даму», общие объемы выбросов парниковых газов в Казахстане составили 241 млн. т в 2004 г. и выросли до 315 млн. т в 2014 г.

¹⁴ Дохийская поправка к Киотскому протоколу, несмотря на заявленные в ней официальные обязательства Казахстана по 5% снижению от уровня 1990 года, содержит пункт 3.7 тер ограничивающий выбросы ПГ Казахстана средним уровнем 2008-2010 гг.





ЗНАЧЕНИЕ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ДЛЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА

- 2.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 2.2 ПЕРВИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ КАЗАХСТАНА
- 2.3 ЗНАЧЕНИЕ ТЭК ДЛЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ
- 2.4 ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА
- 2.5 ТЭК КАЗАХСТАНА И МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ





2. Значение топливно-энергетического сектора для национальной экономики Казахстана

2.1. Ключевые моменты

- В основе экономики Казахстана, по большей части, лежит добыча природных ресурсов; это обусловлено относительной обеспеченностью ресурсами¹ – страна располагает внушительными запасами энергоресурсов – нефти, газа, угля и урана, значителен также потенциал использования возобновляемых источников энергии.
- На долю Казахстана приходится порядка 3,6% общемировых доказанных запасов первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь, электроэнергия ВИЭ и ископаемый уран) в объеме порядка 32 млрд. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.).² Казахстан является чистым экспортером энергоресурсов – страна потребляет менее половины совокупного объема внутреннего производства первичных энергоресурсов. При этом в последние годы наблюдается рост чистого экспорта: темпы роста совокупного производства первичных энергоресурсов (без учета урана) с 2000 г. составляли 5,5% в годовом исчислении, в то время как аналогичный показатель потребления за тот же период составил лишь 4,3%.
- Топливо-энергетический комплекс (ТЭК), и в особенности нефтяная отрасль, имеет первостепенное значение для экономики Казахстана – в 2014 г. на его долю приходилось 22% ВВП страны, а также две трети совокупной экспортной выручки и 50% доходов государственного бюджета. Помимо этого, данный сектор является первоочередным объектом прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в Республике Казахстан.
- Казахстан учредил национальный фонд для управления нефтяным богатством страны и для защиты экономики от нестабильности (волатильности) мирового рынка нефти. Туда поступает выручка от продажи нефти, превышающая текущие бюджетные нужды, когда цены находятся на высоком уровне, чтобы затем использовать накопленные таким образом средства фонда в период низких цен, когда получаемой выручки недостаточно для поддержания плановых расходов. Подобный «контрциклический» метод работы фонда уже доказал свою эффективность, сохраняя экономику от перегрева за счет «стерилизации» притока средств на протяжении большей части времени с момента его основания, а также помогая стабилизировать бюджетные расходы в период экономических спадов 2008-2009 гг. и 2015-2016 гг.
- Помимо этого, экономика Казахстана является в наиболее энергоемкой: на создание 1 миллиона долл. США ВВП требуется 314 т н.э. (в долларах 2014 г., при этом ВВП измеряется по рыночному обменному курсу), что ставит Казахстан в число стран с самой энергоемкой экономикой. Высокая энергоемкость в первую очередь объясняется экономической структурой, географическими и климатическими особенностями страны, однако также отражает относительно низкую эффективность использования энергии. Тем не менее, в последние несколько лет наблюдалось существенное снижение энергоемкости, и прогресс в этом направлении, скорее всего, сохранится и далее.
- Сфера действия Евразийского экономического союза, созданного в январе 2015 г. в целях содействия торговле и обеспечения свободного движения товаров, капитала и рабочей силы по территориям государств-участников (Армения, Беларусь, Казахстан, Россия и Кыргызстан), в настоящее время не распространяется на торговлю большинством энергоресурсов, которая по-прежнему регулируется двусторонними соглашениями. В настоящее время ведется работа в направлении создания единого рынка для различных энергоресурсов, и ее результат, как предполагается, будет сформулирован в двух типах документов – Концепции и Программы – для каждого конкретного ресурса и рынка.

¹ Из природных минералов Республика Казахстан занимает первое место в мире по разведанным запасам цинка, вольфрама и барита, второе место по запасам серебра, свинца и хромитов, третье – по меди и флюорита, четвертое – по молибдену, шестое – по золоту.

² В объем производства (добычи) первичных энергоресурсов не принято включать ископаемый уран: включается лишь та его часть, которая была задействована в производстве электроэнергии, исходя из объема выработанной электроэнергии. Однако согласно методу, предложенному в Разделе 2.3.4. Национального энергетического Доклада 2013 года, может быть сделана оценка энергетического потенциала запасов урана.

2.2. Первичные энергоресурсы Казахстана

ТЭК Казахстана включает пять крупных отраслей – нефть, газ, уголь, производство электроэнергии и урановую промышленность (добыча урана). Согласно Статистическому обзору мировой энергетики компании BP, по состоянию на июнь 2015 г. совокупные доказанные запасы первичных энергоресурсов Казахстана, включая нефть, газ и уголь, составляли 21 млрд. т н.э. Доказанные запасы урана в Казахстане, которые также являются весьма существенными, оцениваются на уровне свыше 10 млрд. т н.э., что увеличивает совокупные запасы доступных для производства первичных энергоресурсов до 32 млрд. т н.э. Это составляет порядка 3,6% от общемирового показателя.

Производство первичных энергоресурсов в Казахстане, в которые входят нефть, газ, уголь и выработка первичной электроэнергии (но не ископаемый уран), в период с 2000 г. по 2014 г. увеличивалось ежегодно в среднем на 5,5% – с 73 млн. т н.э. до 161 млн. т н.э. соответственно. На долю нефти и газа пришлось порядка 77% данного прироста, а на долю угля – порядка 24%.³ Доля нефти и газа в совокупной выработке первичных энергоресурсов Казахстана увеличилась за данный период с 51% (45 млн. т н.э.) до 63% (101 млн. т н.э.), в то время как доля угля снизилась с 46% (41 млн. т н.э.) до 36% (59 млн. т н.э.) за тот же период. Выработка первичной электроэнергии (гидроэлектроэнергии) оставалась на уровне 2 млн. т н.э., но ее доля в совокупном производстве сократилась вдвое – с 2,2% до 1,1% (Рис. 2.1).

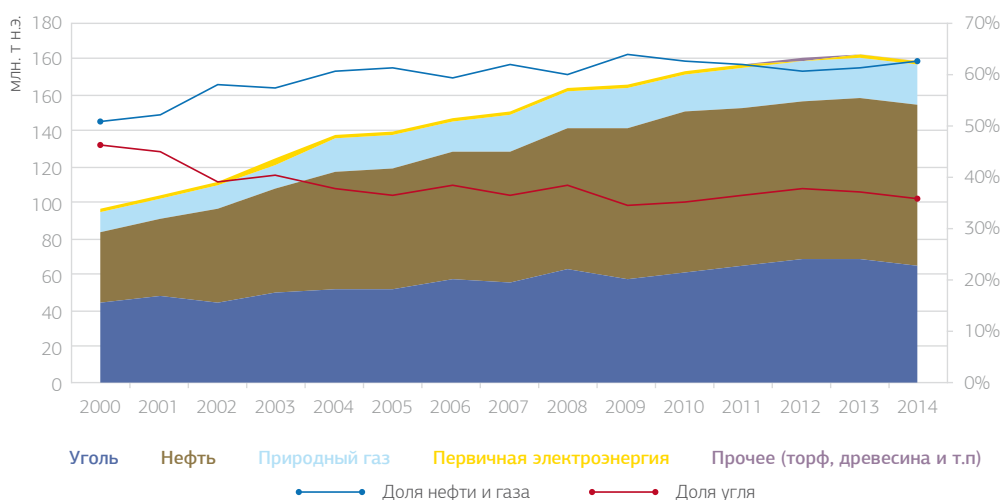


Рис. 2.1 Производство первичных энергоресурсов в Казахстане в 2000-2014 гг.

Страна является чистым экспортером первичных энергоресурсов – она потребляет лишь около 43% совокупной выработки (Рис. 2.2). Совокупное видимое потребление выросло с 41 млн. т н.э. с начала 2000 г. до 76,3 млн. т н.э. в 2014 г. или в среднем на 4,3% в годовом исчислении. С течением времени распределение потребления первичных энергоресурсов по секторам почти не изменилось. Производство электроэнергии является крупнейшим потребителем первичных энергоресурсов – на данную отрасль приходится 55% их потребления.

Первичная энергия проходит через различные стадии переработки и транспортировки до того как достигает конечного потребителя. Конечный спрос на энергоресурсы вырос с 33 млн. т н.э. в 2000 г. до 63,6 млн. т н.э. в 2014 г. Порядка 30,5% конечного спроса на энергоресурсы в 2014 г. приходилось на долю промышленного сектора, 10% – на долю транспорта и 35% – на коммунально-бытовой сектор.

³ Объем выработки гидроэлектроэнергии в этот период упал, поэтому доля гидроэнергетики в совокупном приросте была отрицательной и составила -1%.

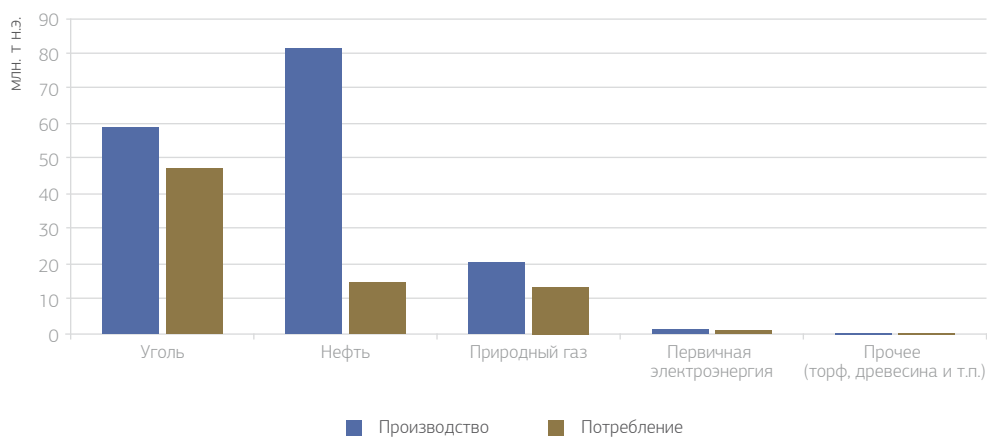


Рис. 2.2 Баланс первичных энергоресурсов Казахстана в 2014 г.

Изменения в структуре производства и потребления повлияли на экспортные тенденции: так в период 2000-2014 гг. чистый экспорт первичных энергоресурсов вырос с 42 до 85 млн. т н.э., при этом доля нефти и газа – крупнейших составляющих экспорта энергоресурсов – в чистом экспорте выросла с 70% (29 млн. т н.э.) до 86%

(73,1 млн. т н.э.). В то же время, хотя объем экспорта угля оставался примерно одинаковым в абсолютном выражении (на уровне порядка 12-13 млн. т н.э.), его доля в совокупном экспорте первичных энергоресурсов снизилась с 32% до 14%.

2.3. Значение ТЭК для национальной экономики

После периода стабильного роста реального ВВП, составлявшего в среднем 10% в год в период 2000-2007 гг., темпы роста ВВП Казахстана существенно снизились в результате рецессии мировой экономики в 2008-2009 гг., однако все же сохранили положительное значение, составив 1% в 2009 г. (Рис. 2.3). Последующее оздоровление экономики вылилось в среднегодовой рост

на уровне 6% в период с 2010 по 2013 гг. Однако в 2014 г. рост вновь замедлился из-за целого ряда факторов, включая падение цен на нефть во втором полугодии и общее замедление темпов роста экономики России (главного торгового партнера Казахстана). Данные трудности привели к девальвации тенге на 19% в феврале 2014 г.

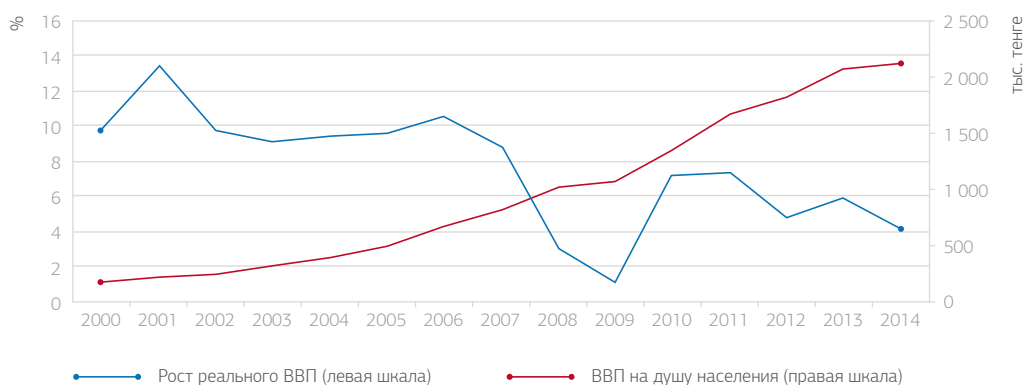


Рис. 2.3 Рост реального ВВП Казахстана в годовом исчислении

Промышленность (в том числе горнорудная и металлургическая отрасли) является крупнейшим сегментом экономики, на долю которого в 2014 г. приходилось 27,8% ВВП (Рис. 2.4). Доля сферы услуг, в которую входят такие

сектора как розничная торговля, коммерческий сектор, транспорт, коммуникации и недвижимость, составляет 55,7% ВВП.

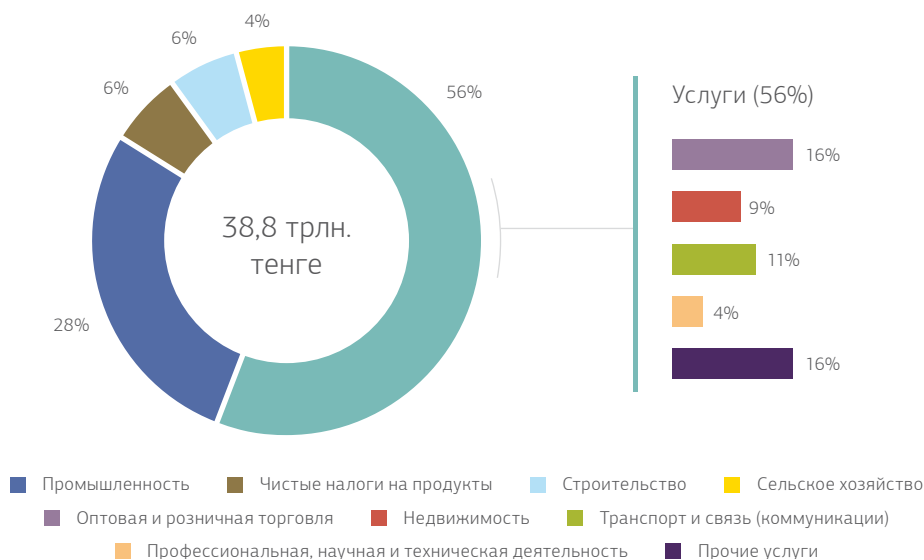


Рис. 2.4 ВВП Казахстана в 2014 г. по секторам (%)

ТЭК является ключевым фактором роста экономики, учитывая его долю, как в совокупном промышленном производстве, так и в ВВП. На отрасли, связанные с добычей и переработкой энергоресурсов, приходится более 60% совокупного промышленного производства, при этом одна только добыча нефти и газа составляет более половины совокупного показателя промышленного про-

изводства (Рис. 2.5). Помимо этого, нефтегазовая промышленность вносит самый высокий вклад в создание добавленной стоимости в экономике: вместе со смежными услугами (такими как транспортировка нефти и газа, строительство в сфере разведки и добычи, геология), ее непосредственный вклад в ВВП страны в 2014 г. составил порядка 20% (Рис. 2.6).⁴

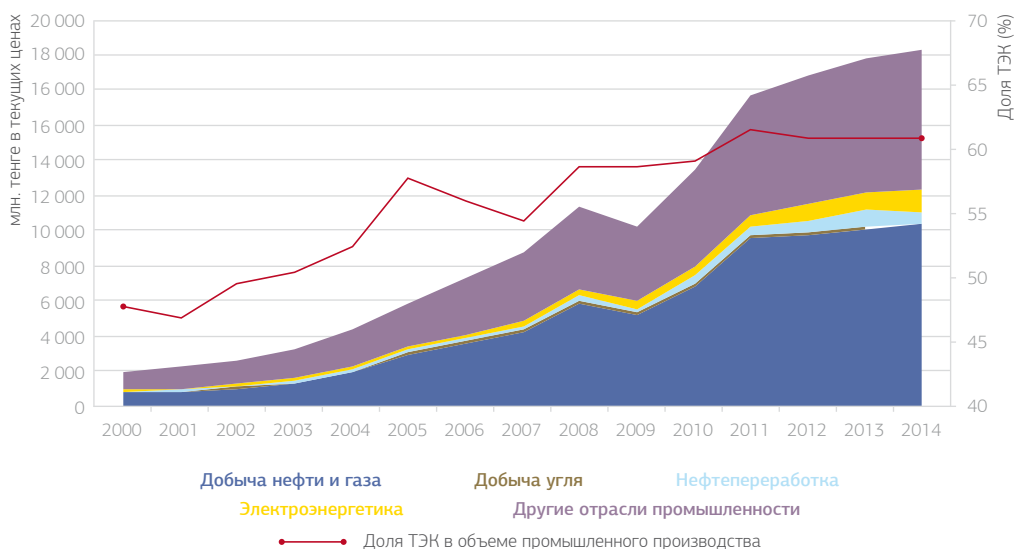


Рис. 2.5 Доля ТЭК в промышленном производстве Казахстана

⁴ По официальным расчетам, доля только нефти и газа в ВВП Казахстана составила 20,3% в 2014 г., включая все виды деятельности – добычу, переработку, транспортировку и сопутствующие услуги. Это немного меньше, чем 21,6% в 2013 г. На долю других добывающих отраслей энергетического сектора (добыча угля, урана) и электроэнергетику приходилось 8,3% валовой стоимости промышленного производства, при этом доля промышленности в ВВП составила 27,9% в 2014 г. – таким образом, на долю этих других составляющих энергетического сектора в ВВП приходится менее 2,3%, поскольку значительная часть валовой стоимости электроэнергии состоит из стоимости топлива (в основном, угля), добываемого в качестве полезного ископаемого. Всего на долю ТЭК в 2014 г. приходилось 22% ВВП страны.

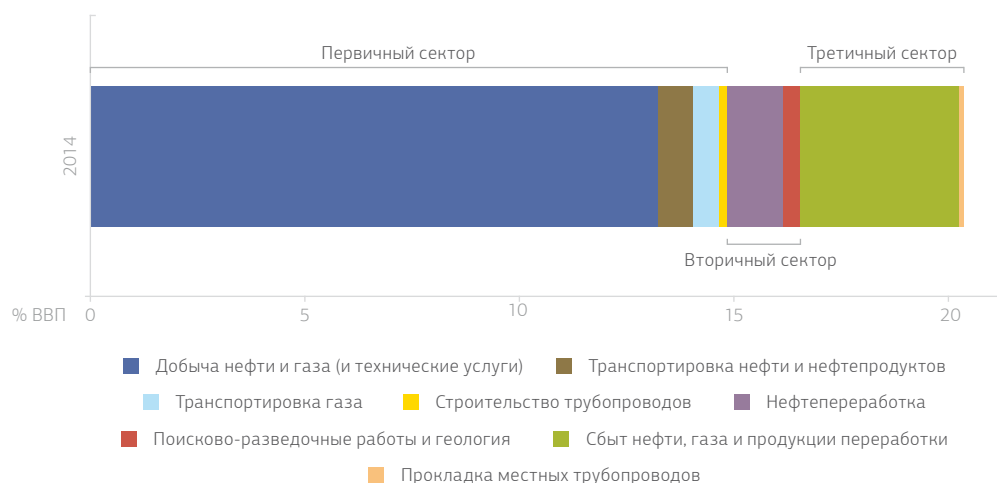


Рис. 2.6 Доля нефтегазовой промышленности Казахстана в ВВП страны

Подобная чрезвычайно высокая зависимость экономики от ТЭК означает, что глобальные тенденции, такие как снижение цен на энергоресурсы, имеют для Казахстана масштабные последствия, оказывая влияние не только на отрасли самого ТЭК, но и на другие отрасли, связанные с производством энергоресурсов, включая транспортировку, строительство, торговлю и профессиональные услуги.

На экспорт нефти (включая газовый конденсат) приходится 66% совокупной экспортной выручки Казахстана. Однако в текущем платежном балансе страны высокая доля импорта услуг, т.е. Казахстан закупает за рубежом услуги для развития ключевых проектов, включая разведку и добычу в нефтегазовом секторе (Рис. 2.7). Весомые поступления в виде выручки от экспорта неф-

ти позволили Казахстану нарастить существенные резервы, которые могут быть использованы для смягчения последствий экономических спадов: совокупные резервы Национального банка и Национального фонда по состоянию на конец 2014 г. достигли порядка 118 млрд. долл. США, превысив совокупный внешний долг страны, равный 84 млрд. долл. США (включая порядка 6 млрд. долл. США государственного долга и 79 млрд. долл. США долга частного сектора) (Рис. 2.8). Резервов Национального банка в размере 28 млрд. долл. США достаточно для покрытия примерно пяти месяцев импорта, что больше общепринятого уровня индикатора достаточности резервов, равного трем месяцам.⁵

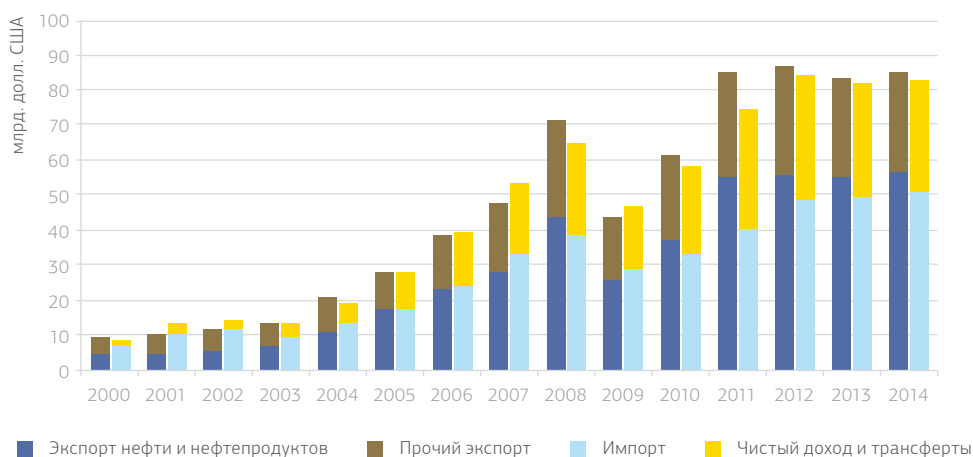


Рис. 2.7 Счет текущих операций Казахстана

⁵ Традиционный индикатор достаточности резервов, также известный как отношение резервов к импорту или покрытие импорта – широко используемый показатель способности страны обеспечивать (оплачивать) импорт в случае прекращения всех поступлений (таких как экспортная выручка или внешнее финансирование). Он используется ведущими мировыми финансовыми учреждениями, такими как МВФ, с конца 1950-х гг. Коэффициент отношения резервов к импорту от 30% до 50% считается достаточным. Согласно общепринятому ориентиру, который был предложен известным экономистом из США Робертом Триффином, минимальное пороговое значение для страны составляет от трех до четырех месяцев импорта.

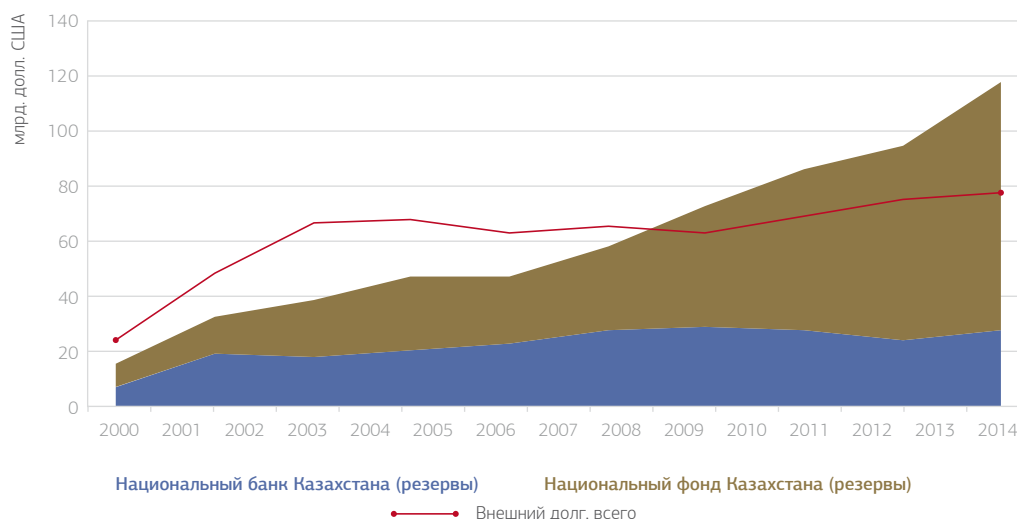


Рис. 2.8 Сравнение международных резервов и внешнего долга Казахстана

Казахстан эффективно «стерилизовал» поступления выручки от продажи сырьевых товаров в национальной экономике через Национальный фонд. Фонд, который за период с 2009 г. по 2014 г. вырос почти в три раза, составив около 90,4 млрд. долл. США, служит двум важным целям. Во-первых, он удерживает экспортную выручку от свободного попадания в экономику, предотвращая таким образом инфляцию внутри страны и укрепление тенге, которые подорвали бы конкурентоспособность местных производителей – классический случай так называемой «голландской болезни». Во-вторых, он обеспечивает защиту государственного бюджета от неблагоприятных экономических условий. Именно для достижения этой

(упомянутой последней) цели Президент Нурсултан Назарбаев объявил в ноябре 2014 г., что в 2015-2017 гг. Правительство будет тратить из Фонда 3 млрд. долл. США ежегодно на инвестиции в инфраструктуру для стимулирования экономики в условиях, когда мировая экономическая ситуация характеризуется падением цен на нефть и вялыми темпами экономического роста.

Доходы бюджета Казахстана зависят от ТЭК и, в особенности, от экспортной нефтяной выручки. На выручку от нефти приходится порядка половины совокупных государственных доходов, включая национальный бюджет, а также областные и муниципальные бюджеты (Рис. 2.9).

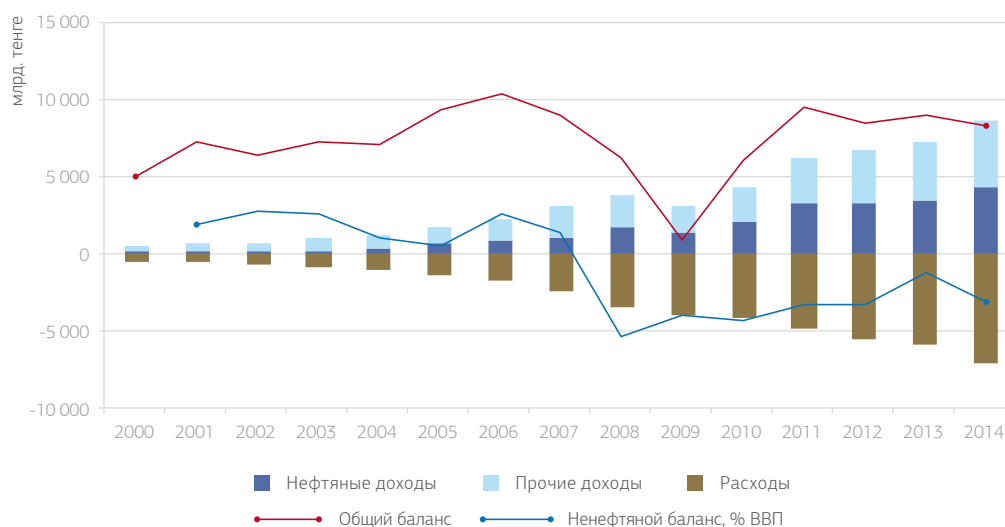


Рис. 2.9 Сальдо консолидированного бюджета Казахстана

При существующем налоговом режиме, ряд налоговых поступлений, включая налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и рентный налог на экспорт, специально аккумулируются в Национальном фонде (для дальнейшего инвестирования в различные финансовые инструменты). Затем средства из Национального фонда на ежегодной основе перечисляются в центральный (республиканский) бюджет для финансирования расходов.

В силу значимости ТЭК, и в особенности добычи и экспорта нефти, для экономики в целом, резкое падение цен на нефть на международных рынках будет оказывать существенное влияние на экономические показатели. Согласно прогнозам, в 2015 г. темпы роста ВВП упадут

лишь до 2%. Затем ожидается восстановление роста ВВП на фоне повышения международных цен на нефть (и увеличения добычи нефти внутри страны) в период с 2016 г. по 2020 г. В этот период темпы роста ВВП Казахстана прогнозируются в среднем на уровне 4,7% в год. В более долгосрочной перспективе, после вышеупомянутого начального восстановления, ожидается постепенное естественное замедление экономического роста с течением времени по мере расширения масштабов экономики. В этой связи ожидается снижение годовых темпов роста ВВП до порядка 3,5% в конце 2020-х гг. и 2,5% в 2030-х гг., при этом среднегодовые темпы роста в течение всего периода с 2015 г. по 2040 г. составят 3,3% (Рис. 2.10).

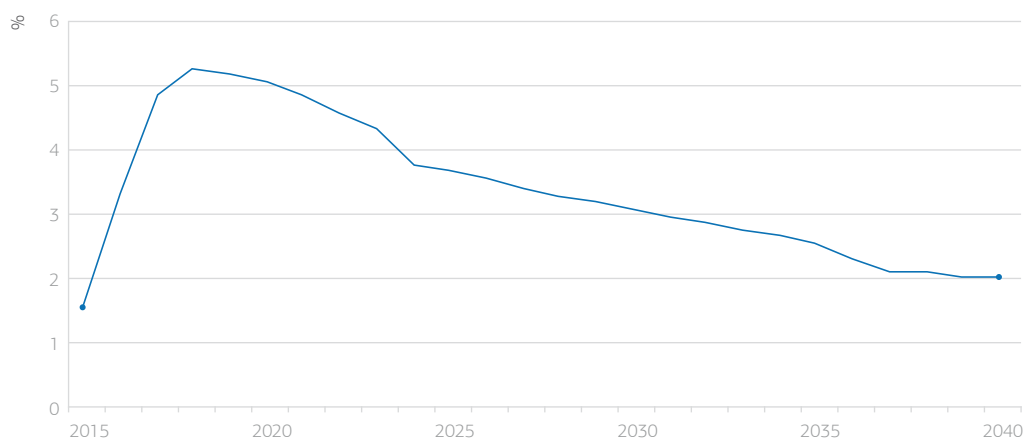


Рис. 2.10 Прогноз роста реального ВВП Казахстана в годовом исчислении

2.4. Энергоемкость экономики Казахстана

Начиная с 2000 г., ежегодные темпы роста экономики Казахстана в среднем составляли 7,7%. В то же время рост потребления первичных энергоресурсов в течение данного периода шел более медленными темпами, составляя 4,3% в год. Таким образом, энергоемкость экономики Казахстана – тонны нефтяного эквивалента (т н.э.), потребляемые для создания одного миллиона

долл. ВВП (в реальных долларах 2005 г.), – снизилась примерно на 38% с 555 т н.э. в начале 2000 г. до 343 т н.э. в 2014 г. (Рис. 2.11).⁶ В тот же самый период наблюдалось снижение совокупной энергоемкости (отношение ВВП к потреблению первичных энергоресурсов) в среднем на 3,2% в год.

⁶ ВВП в пересчете по паритету покупательной способности (ППС) в «неизменных» долларах США по состоянию на 2005 г.

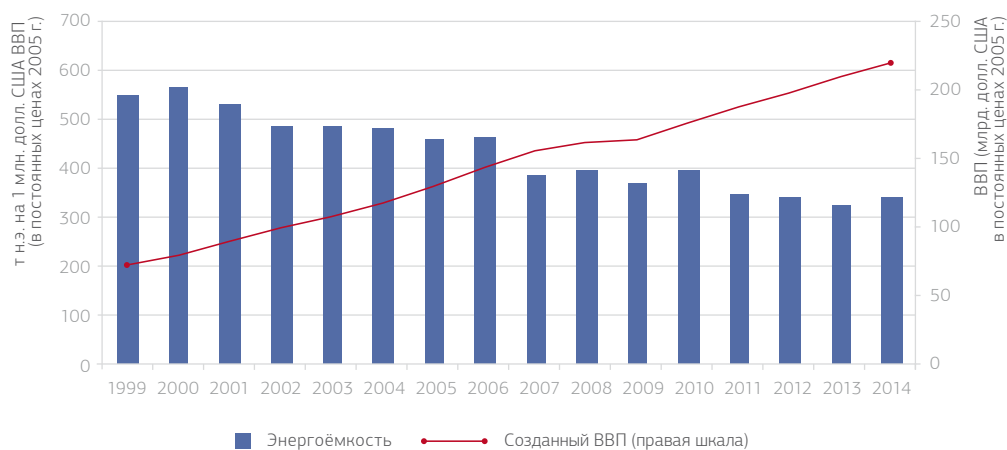


Рис. 2.11 Энергоёмкость экономики Казахстана

Тем не менее, Казахстан все же демонстрирует высокий уровень энергоёмкости в сравнении мировыми показателями. Из расчета т н.э. на миллион долл. США (2014 года) ВВП (по рыночному обменному курсу), Казахстан в 2014 г. занимал 28-е место в мире по энергоёмкости экономики, потребляя 314 т н.э. для создания одного миллиона долл. ВВП. В сравнении с другими бывшими республиками

Советского Союза Казахстан затрачивает меньше энергии, чем Туркменистан (473 т н.э.), Узбекистан (751 т н.э.), Россия (400 т н.э.) и Украина (971 т н.э.) на единицу ВВП. У него почти такая же энергоёмкость, как и у Египта, но выше, чем у Китая (298 т н.э.), Индонезии (263 т н.э.) или среднего показателя всех стран ОЭСР (126 т н.э.) (Рис. 2.12).

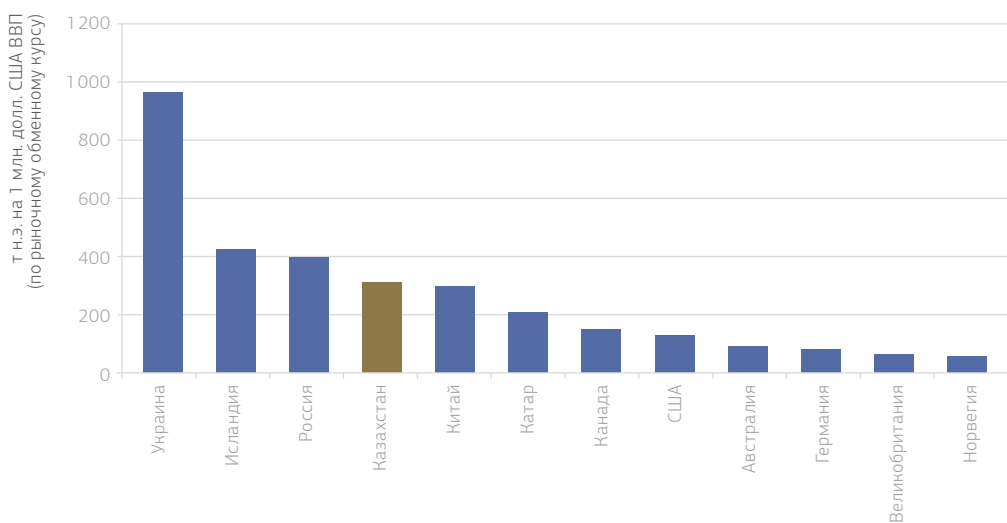


Рис. 2.12 Энергоёмкость в 2014 г.: Казахстан и другие страны⁷

⁷ По данным IHS за 2014 г. По данным МЭА за 2012 г. Казахстан занимает 25-е место в мире по энергоёмкости экономики (Подробнее См. Главу 11).

Такая относительно высокая энергоемкость объясняется, прежде всего, структурой экономики Казахстана: промышленный сектор страны, который производит почти 30% совокупного ВВП, включает такие энергоемкие отрасли, как горнодобывающая промышленность и цветная металлургия. Климат Казахстана, с суровыми зимними холодами обуславливает высокую долю затрат

на отопление, а широкая протяженность его территории предполагает высокую долю транспортной (например потери при передаче в электрических сетях) составляющей в расчете на единицу ВВП. Другими факторами высокой энергоемкости являются относительно невысокий уровень внедрения энергоэффективных технологий и высокая степень износа оборудования (Глава 11).

2.5. ТЭК Казахстана и международные организации

2.5.1. Постсоветское пространство

Казахстан с самого начала играл ключевую роль в экономической интеграции на пространстве бывшего Советского Союза. Он являлся одним из государств-основателей Содружества Независимых Государств (СНГ) – политико-экономического объединения, которое было сформировано государствами-правопреемниками СССР в декабре 1991 г. В 1994 г. Президент Нурсултан Назарбаев был одним из первых сторонников идеи создания Евразийского экономического союза между бывшими советскими республиками, после чего в 2000 г. Казахстан, Россия, Беларусь, Кыргызстан и Таджикистан основали Евразийское экономическое сообщество (ЕврАзЭС). ЕврАзЭС ставил целью создать единую зону свободной торговли и Таможенный союз, а также Единое экономическое пространство (ЕЭП). В 2006 г. в рамках ЕврАзЭС Казахстан, Россия и Беларусь договорились о создании Таможенного союза, который начал функционировать в январе 2010 г. Ключевые моменты договоренности включали отмену таможенной очистки и пограничного контроля, единые ставки пошлин, отсутствие таможенных пошлин для торговли между государствами-участниками, а также единый налог на добавленную стоимость (НДС), исчисление которого происходит на границе Таможенного союза. В декабре 2010 г. эти же три страны создали Единое экономическое пространство (ЕЭП) для дальнейшего расширения экономической интеграции, которое предполагало свободное движение товаров, капитала и рабочей силы по территориям государств-участников. Страны заключили 17 различных соглашений по ключевым экономическим вопросам, включая координацию макроэкономической политики, свободное движение капитала и другие моменты. ЕЭП начало функционировать с января 2012 г. В ноябре 2011 г. три страны договорились о следующей стадии интеграции – Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС), который начал работать с января 2015 г., после чего к нему присоединились два новых участника: Армения (2 января 2015 г.) и Кыргызстан (21 мая 2015 г.). Устойчивый интерес к вступлению в Союз проявляет также Таджикистан. Юридическое соглашение, учреждающее ЕАЭС, было подписано в мае 2014 г.

При этом было особо оговорено, что общие торговые нормы Союза не распространяются на торговлю большинством энергоресурсов (включая сырую нефть, природный газ и нефтепродукты), несмотря на их весомую долю в совокупном товарообороте между государствами-участниками. Это объясняется определенными об-

стоятельствами, которые существуют в данных странах (регулируемые цены и рынки), а также их общим значением для государственных бюджетов стран, которое выражается во взимаемых с них налогах и экспортных пошлинах. Вместо этого торговля данными товарами между государствами-участниками по-прежнему регулируется двусторонними межПравительственными соглашениями, в которых оговариваются объемы и условия, ценообразование, а также прочие вопросы, такие как экспортные пошлины.

Согласно общим принципам ЕАЭС, основная цель заключается в создании единого рынка электроэнергии (к июлю 2019 г.), а также нефти, нефтепродуктов и природного газа (к 2025 г.). Детали еще предстоит разработать. Они будут изложены в двух типах документов – Концепциях и Программах – для каждого конкретного продукта и рынка. Предусмотренные ими схемы и условия будут впоследствии реализовываться через специальные межПравительственные соглашения.

Однако текущий процесс интеграции повлек ряд разногласий между Россией и Казахстаном в том, что касается взаимной торговли нефтью и нефтепродуктами, главным образом из-за различных условий, которые Россия применяет к разным государствам-участникам. Например, российская схема работы Таможенного союза с Беларусью предусматривала беспошлинную поставку сырой нефти в Беларусь, но при этом Беларусь была обязана отдавать России экспортные пошлины, полученные от экспорта очищенных нефтепродуктов, произведенных из импортированной российской сырой нефти.

В новом соглашении в рамках ЕАЭС, заключенном в мае 2014 г., данное положение было отменено, и Беларусь получила право оставлять за собой все экспортные пошлины на нефтепродукты. Это означает, что бюджет Беларуси может ежегодно получать дополнительно до 4 млрд. долл. США.⁸ Для новых участников, вступающих в ЕАЭС, таких как Армения и Кыргызстан, экспортные пошлины на российские продукты нефтепереработки были полностью отменены. Однако в отношении Казахстана, который импортирует из России как сырую нефть, так и нефтепродукты, для удовлетворения внутреннего спроса, Россия настояла на предоставлении компенсации за потерю доходов от экспортных пошлин по российским поставкам нефти в Казахстан. В соответствии с условиями двустороннего соглашения, подписанного в

⁸ В 2013 г. Беларусь перечислила России порядка 3,3 млрд. долл. США экспортных пошлин на нефтепродукты. Однако, частично из-за ЕАЭС, Россия серьезно сокращает экспортные пошлины на сырую нефть и нефтепродукты и переносит налогообложение в сферу разведки и добычи, совершая налоговый маневр, чтобы минимизировать выгоду, которую извлекает Беларусь.

июне 2012 г., Казахстан взял на себя обязательства по поставке на ежегодной основе 1,5 млн. т сырой нефти в качестве компенсации России за беспошлинные поставки нефтепродуктов в объеме 1,3 млн. т. Москва тогда заявила, что она будет ежегодно терять порядка 780 млн. долл. США, поставляя беспошлинные нефтепродукты в Казахстан (см. текстовую вставку). Еще одно межправительственное соглашение (от 2010 г.), регулирующее торговлю сырой нефтью, предусматривало, что импорт сырой нефти в Казахстан будет осуществляться на иной основе, согласно которой потери непосредственно ком-

пенсироваться эквивалентными встречными поставками казахстанской сырой нефти, предоставляемой российским перевозчиком. Казахстан начал компенсационные поставки в Россию только во втором полугодии 2014 г., направляя сырую нефть в Россию для покрытия экспортных пошлин на нефтепродукты, которые были получены с 2012 г. Данные двусторонние соглашения также содержат прямой запрет на реэкспорт беспошлинных объемов нефти и нефтепродуктов, а также указывают на намерения Казахстана и России в конечном итоге прийти к гармонизации своих экспортных пошлин уже в 2015 г.

Торговля нефтью между Россией и Казахстаном

Россия поставляет в Казахстан порядка 1,2-1,4 млн. т нефтепродуктов в год в рамках существующих двусторонних торговых отношений. Помимо этого, она ежегодно поставляет 4-5 млн. т сырой нефти, которая поступает на Павлодарский НПЗ. В 2014 г. Россия планировала поставить порядка 1,4 млн. т нефтепродуктов в Казахстан, включая 958 тыс. т бензина и 470 тыс. т дизельного топлива. Однако весной 2014 г. на фоне беспокойства по поводу общей зависимости Казахстана от поставок нефтепродуктов из России, в Казахстане были введены строгие ограничения на импорт российских нефтепродуктов в целях минимизации объема нефти, который Казахстан должен будет обеспечить в качестве компенсации за этот импорт. Тем не менее, эти ограничения впоследствии были сняты в конце июля, поскольку Казахстан столкнулся с дефицитом моторного топлива и необходимостью искать дополнительные источники поставок.

АО «КазМунайГаз Онимдери», дочернее предприятие национальной нефтяной компании АО «КазМунайГаз» (КМГ), является уполномоченным оператором Казахстана по работе с данными объемами импорта, при этом КМГ является поставщиком указанных объемов сырой нефти. С российской стороны с казахскими объемами работают ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром нефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» от имени Казначейства России. После некоторых задержек в реализации, компенсационные поставки из Казахстана за импорт нефтепродуктов начались в сентябре 2014 г. и достигли порядка 150 тыс. т сырой нефти в месяц. По прогнозам Министерства энергетики Российской Федерации, в 2015 г. из Казахстана должно поступить порядка 2,5 млн. т сырой нефти в качестве компенсации за поставки нефтепродуктов в 2012-2013 гг. В течение первых шести месяцев 2015 года, 566 тыс. т сырой нефти было поставлено в Россию НК КМГ, в то же время российские источники сообщают о поставках 966 тыс. т нефти, что говорит о том, что компенсационная нефть поставляется не только НК КМГ.

Что касается рынка электроэнергии ЕАЭС, государства-участники договорились гармонизировать свои законодательные базы, чтобы обеспечить недискриминационный доступ к инфраструктуре друг друга (при условии наличия технических мощностей и удовлетворения внутреннего спроса), а также в конечном счете гарантировать доступ продавцов и покупателей электроэнергии к рынкам всех государств-участников. Был разработан механизм передачи электроэнергии между государствами-участниками, включая методологию расчета тарифов на передачу, а также в 2015 году принята Концепция развития единого рынка.

Относительно рынка природного газа ЕАЭС страны договорились обеспечить доступ к услугам газотранспортной инфраструктуры своих соответствующих национальных монополий, при этом приоритетом транспортировки газа является удовлетворение спроса на внутреннем рынке. Тарифы на транспортировку устанавливаются каждой из стран самостоятельно. Хотя соглашение призывает страны в конечном итоге установить единую систему цен на условиях равнодоходности, подробности в отношении сроков и специфики подсчета дохода (чистой выручки)

пока официально не согласованы. Не согласован пока и транзитный доступ государств-участников к газопроводной инфраструктуре для экспорта на сторонние (не входящие в ЕАЭС) рынки: Россия настаивает на том, что доступ должен распространяться только на поставки газа в другие страны ЕАЭС.

В части рынка нефти и нефтепродуктов государства-участники пришли к договоренности о предоставлении равного доступа к своим инфраструктурным системам для транспортировки нефти и нефтепродуктов, продолжая систему транзитных потоков, которая существовала со времен СССР. Однако при этом тарифы устанавливаются согласно законодательству каждой из стран, хотя в долгосрочной перспективе существуют планы их гармонизации. Что касается тарифов на транспортировку по нефтепроводам, Казахстан и Беларусь стремятся дифференцировать тарифы на экспортные и внутренние поставки, в то время как Россия выступает за одинаковые тарифы для всех видов поставок. Как указано выше, учет экспортных и таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты регулируется отдельными соглашениями.

2.5.2. За пределами постсоветского пространства

Казахстан с 1996 г. стремился стать членом Всемирной торговой организации (ВТО) и 22 июня 2015 г. Президент Нурсултан Назарбаев объявил, что страна завершила согласование условий своего членства, и вступает в ВТО в июле 2015 г. Россия, главный торговый партнер Казахстана, в августе 2012 г. наконец вступила в ВТО после 18 лет переговоров. И Казахстан, следуя аналогичному пути, получил официальное одобрение своего вступления в организацию членами совета ВТО после 19-ти лет согласований. Одним из ключевых спорных вопросов, тормозящих одобрение заявки Казахстана на вступление в организацию, были жесткие требования к доле местного содержания (использования местных товаров, услуг и рабочей силы). Вопреки правилам ВТО, законодательство Казахстана требует, чтобы недропользователи закупали товары и услуги преимущественно у местных поставщиков.

Хотя закон «О недрах и недропользовании» не содержит точного количественного выражения данных требований, Программа по развитию местного содержания в Республике Казахстан устанавливала конкретные целевые показатели: например, согласно устремлениям Правительства, доля местного содержания в нефте- и газодобывающих компаниях должна была составлять 72,5% для работ и услуг и 16% для товаров, а для горнодобывающего сектора (включая угледобывающие предприятия) эти показатели были установлены на уровне 74% и 12%, соответственно. В некоторых контрактах на пользование недрами (564 из них) также установлены конкретные целевые показатели доли местного содержания. В рамках переговоров о вступлении Казахстан согласовал сохранение требований к местному содержанию в работах и услугах до 2021 г. после вступления в ВТО, хотя и на более низком уровне в 50% для услуг.

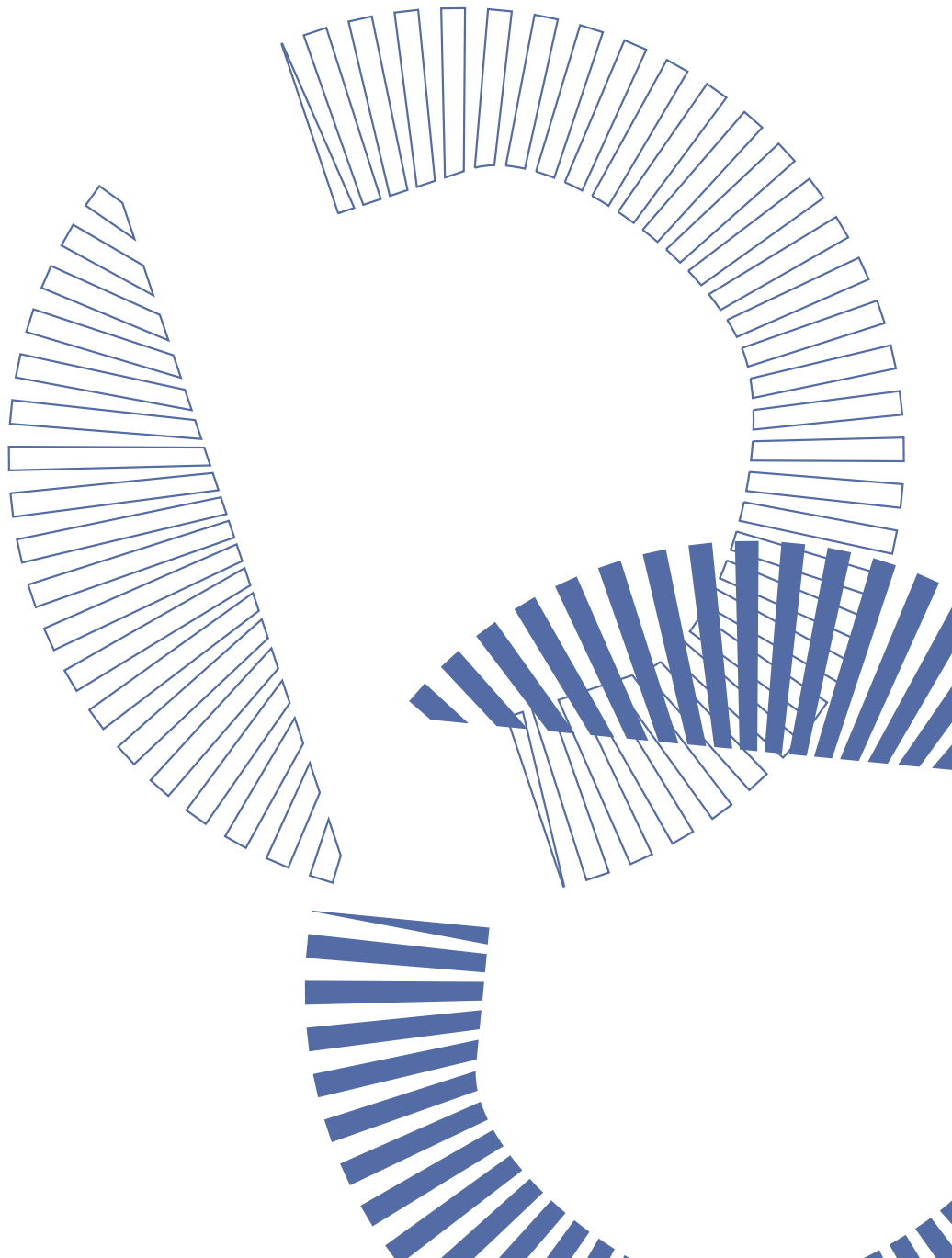
Согласно находящемуся в данный момент на обсуждении новому проекту Кодекса РК «О недрах и недропользовании», предполагается отмена ряда требований к местному содержанию для определенных категорий недропользователей.⁹ Помимо этого, проект Кодекса предусматривает регулирование доли местного содержания для услуг и работ, но не для товаров. Еще одним спорным вопросом в ходе переговоров о вступлении в ВТО были экспортные пошлины: Казахстан ранее пришел к договоренности с ВТО о том, что он будет вправе продолжать взимать экспортные пошлины после вступления в организацию, и даже сохранил за собой право повышать пошлины на нефть и нефтепродукты. Хотя механизмы, с помощью которых эти вопросы (доля местного содержания, экспортные пошлины) в итоге удалось урегулировать, пока не опубликованы, Нурсултан Назарбаев отметил, что прорыв был достигнут путем согласования (увязки) «требований ВТО и ЕАЭС с учетом наших собственных национальных интересов». Система ВТО должна обеспечить Казахстану более стабильный доступ к рынкам других стран для экспорта из страны, а также более широкий ассортимент товаров и услуг для внутренних потребителей, сделать страну более привлекательной для иностранных инвестиций и обеспечить четкую систему правил (и механизмов урегулирования торговых споров), повышающую эффективность и прозрачность торговли. Данное соглашение является важной вехой в стремлении Казахстана повысить роль международной торговли в экономическом развитии страны, и, согласно ожиданиям, принесет выгоду в виде создания рабочих мест и увеличения доходов.

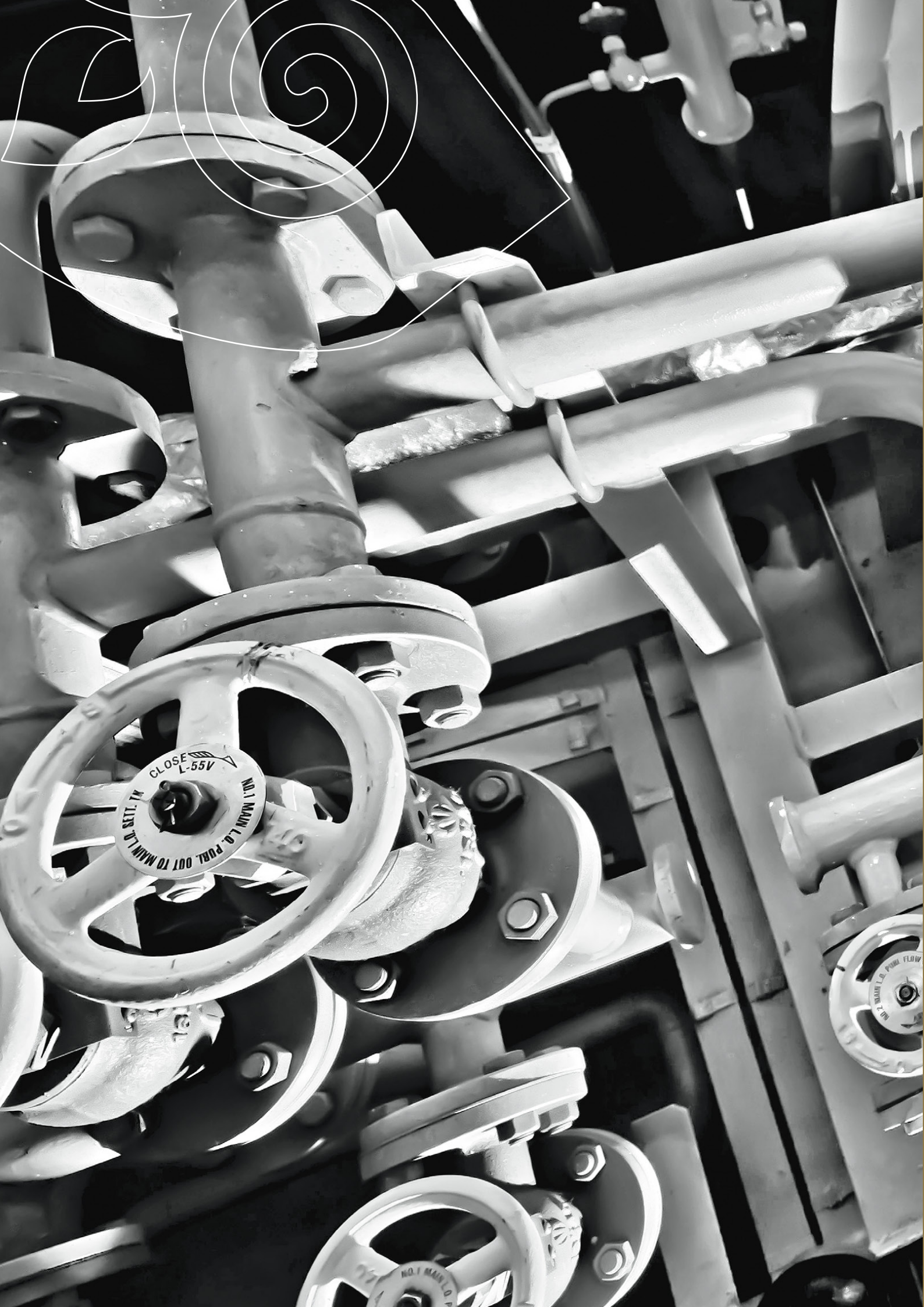
Основные рекомендации

- Рекомендуется, прежде всего, сохранить нынешний подход к управлению Национальным фондом и нефтяными богатствами Казахстана.
- Для снижения существующей высокой зависимости Казахстана от нефти в долгосрочной перспективе важно диверсифицировать экономику. При этом необходимо обеспечить развитие именно тех направлений в других отраслях, которые действительно способствуют повышению эффективности (создают

«добавленную стоимость»), в частности использовать значительные конкурентные преимущества экономики в энергетической сфере, развивая прямые и обратные связи, например, в сфере нефтепромысловых сервисных услуг, изготовления ядерного топлива и нефтехимии. В то же время не следует обременять энергетическую сферу чрезмерными требованиями к местному содержанию или неоправданно высокими штрафами за нанесение ущерба окружающей среде.

⁹ К этой категории относятся недропользователи, не являющиеся организациями, пятьдесят процентов и более голосующих акций (долей участия) которых прямо или косвенно не владеет ФНБ «Самрук-Казына», а также юридические лица, которые прямо или косвенно принадлежат государству.





CLOSE
L-55V
NO. 1 MAIN L.O. PUMP, OUT TO MAIN L.O. SETT. TANK

NO. 1 MAIN L.O. PUMP, FLOW

NO. 1 MAIN L.O. P

ОРГАНИЗАЦИЯ ТЭК КАЗАХСТАНА: ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

- 3.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 3.2 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОГО
УПРАВЛЕНИЯ ТЭК
- 3.3 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ
- 3.4 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
- 3.5 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ
- 3.6 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ
- 3.7 ОБЗОР ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ





3. Организация ТЭК Казахстана: органы управления и регулирования

3.1. Ключевые моменты

- Государство оказывает существенное влияние на ТЭК, что неудивительно, принимая во внимание стратегическую роль данного сектора для экономики в целом.
- Хотя реформа Правительства в августе 2014 г., в результате которой было создано объединенное Ми-

нистерство энергетики, выполняющее множество функций и обязанностей, несколько улучшила ситуацию, возможности для оптимизации распределения полномочий в ТЭК среди государственных органов по-прежнему существуют.

3.2. Обзор организации государственного управления ТЭК

В силу своей чрезвычайной важности для экономики, ТЭК находится под довольно строгим управлением и регулированием со стороны различных государственных органов. (Рис. 3.1). Тем не менее, важно отметить, что операционные и инвестиционные решения принима-

ются юридическими лицами (хотя многие из них являются государственными), а органы Правительства, по большей части, осуществляют надзор и стратегическое руководство.



Рис. 3.1 Организация управления ТЭК Казахстана

3.2.1. Разработка политики

Организация управления ТЭК Казахстана представлена на Рис. 3.1. Конституция Казахстана наделяет Президента полномочиями определять стратегические направления внутренней и внешней политики. Как правило, Президент задает такие направления в Ежегодном послании к народу, а исполнительная ветвь власти, согласно законодательству, обязана в соответствии с этим формулировать экономическую, социальную и другую политику. Так, в своем Ежегодном послании 18 января 2014 г. Президент Нурсултан Назарбаев объявил о необходимости развития геологоразведочной отрасли страны, включая стимулирование иностранных инвестиций. В этой связи соответствующие государственные органы были обязаны учесть данную инициативу в своих программах и планах. В качестве примеров также можно привести инициативу Президента Казахстана «Нурлы жол – Путь в будущее», которую он выдвинул в ноябре 2014 года (где подчеркивается важность инвестиций в транспорт и другую инфраструктуру в целях смягчения последствий непростой ситуации, сложившейся на мировом рынке, для экономики страны), или план «100 шагов», с которым Нурсултан Назарбаев выступил в мае 2015 г. (предусматривающий реализацию пяти масштабных институциональных реформ, чтобы вывести Казахстан в 30-ую наиболее развитых стран мира).

В то время как Мажилис – нижняя палата Парламента Казахстана – как правило, не участвует в формировании политики, он рассматривает разработанные и предложенные Правительством программы, а также принимает соответствующие законы. Например, Комитет по вопросам экологии и природопользования Мажилиса на постоянной основе проводит слушания и приглашает министров и представителей других уполномоченных органов к обсуждению и рассмотрению ключевых вопросов ТЭК в рамках совещаний для взвешенного анализа законопроектов.

Главной структурой, которая занимается формированием политики в ТЭК Казахстана, является Министерство энергетики, созданное в августе 2014 г. в ходе реструктуризации министерств в составе Правительства. Одним из результатов реформы системы государственного управления стало объединение нескольких министерств в одно новое Министерство энергетики более крупного масштаба. Его полномочия охватывают такие сферы, как добыча нефти и газа, нефтепереработка, транспортировка углеводородов, переработка и распределение газа, производство электроэнергии, добыча угля и атом-

ная энергетика. Помимо прочего, вновь созданное Министерство энергетики взяло на себя природоохранные функции бывшего Министерства окружающей среды и водных ресурсов, включая ответственность за политику в области борьбы с изменением климата и контроля за выбросами вредных веществ и развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Министерство по инвестициям и развитию, также сформированное в августе 2014 г., объединило в себе Министерство индустрии и новых технологий, Министерство транспорта и коммуникаций и Национальное космическое агентство. Оно осуществляет руководство такими отраслями, как горнодобывающая промышленность, машиностроение и химическая промышленность. Это укрупненное Министерство также отвечает за политику в том, что касается доли местного содержания и промышленной безопасности. Развитие местного содержания – важная часть его миссии, поскольку перед Министерством была поставлена стратегическая задача по содействию диверсификации экономики Казахстана помимо добычи природных ресурсов. Таким образом, Министерство осуществляет контроль над участием местных производителей и рабочей силы в крупнейших энергетических проектах. Оно также отвечает за политику государства в области геологоразведки и энергоэффективности.

Полномочия Министерства национальной экономики заключаются в разработке согласованной макроэкономической политики посредством стратегического и бюджетного планирования. В частности, Министерство анализирует и прогнозирует макроэкономические тенденции, а также разрабатывает рекомендации по налоговой и бюджетной политике, в том числе в ТЭК. Оно также отвечает за координацию включения стратегических целей, изложенных в обращениях Президента, в процесс формирования макроэкономической и отраслевой политики. Помимо этого, Министерство занимается вопросами антимонопольной политики и антимонопольного регулирования через свои специальные подведомственные органы.

Главная задача Министерства финансов – разработка и реализация бюджетной политики, включая политику, связанную с Национальным фондом, в который поступают доходы от деятельности нефтегазового сектора. Таким образом, Министерство финансов принимает участие в формировании налоговой политики Казахстана, в частности, для ТЭК.

3.2.2. Регулирование, надзор и контроль

Отдел социально-экономического мониторинга Администрации Президента осуществляет контроль над реализацией стратегических направлений, намеченных Президентом. Отдел отвечает за координацию и мониторинг деятельности всех ветвей исполнительной власти, включая центральное и региональное Правительство. Администрация Президента также согласовывает законопроекты, в том числе относящиеся к ТЭК, до их подписания Президентом. Еще одним органом надзора и контроля, подчиняющимся непосредственно Президенту, является Счетный комитет по контролю за исполнением республиканского бюджета. В силу своих полномочий Счетный комитет имеет право доступа к финансовой

информации любой государственной или частной компании, в том числе в ТЭК.

На Министерстве энергетики лежит основная часть функций по регулированию и контролю в ТЭК, включая организацию и проведение конкурсов на предоставление права недропользования, согласование контрактов на недропользование и представление интересов Казахстана в рамках таких контрактов, осуществление различных контрольных функций в нефтегазовой, угольной, электроэнергетической и атомной отраслях, а также надзор и контроль за соблюдением природоохранных требований. Министерство энергетики также обладает

полномочиями по регулированию экспорта и импорта энергоносителей.

Министерство по инвестициям и развитию контролирует обеспечение промышленной безопасности и имеет право потребовать прекращения использования технических средств и оборудования, которые признаны небезопасными. Что касается вопроса казахстанского содержания, то Министерство осуществляет надзор за соблюдением недропользователями требований в отношении приобретения местных товаров и услуг, а также найма местной рабочей силы. Помимо этого, Министерство следит за безопасностью железнодорожных и морских транспортных сетей, которые, в частности, используются для транспортировки угля, нефти и нефтепродуктов, а также осуществляет надзор за безопасностью работы трубопроводов. В отношении технического регулирования, Министерство отвечает за технические спецификации на нефтепродукты. Министерство также утверждает правила лицензирования экспорта и импорта продукции, включая энергоресурсы.

В полномочия Министерства национальной экономики входит рассмотрение проектов контрактов на недропользование, а также технико-экономических обоснований для проектов по разведке и добыче, на предмет оценки потенциального экономического эффекта. В отношении макроэкономической политики в обязанности Министерства входит регулирование рынков и цен, включая цены на нефтепродукты и природный газ, а также разработка порядка расчета и утверждения норм потребления товарного и сжиженного нефтяного газа и дифференциации тарифов на электроэнергию. Помимо этого, оно утверждает инвестиционные планы для государственных предприятий, включая НПЗ страны. В соответствии со своими полномочиями по регулированию монополий и доминантов отраслей, Министерство осуществляет мониторинг и регулирование экономической ситуации на внутреннем рынке, включая разработку методологии расчета тарифов компаний, занимающих доминирующее положение на внутреннем рынке и так называемых естественных монополий. В частности, в реестр компаний, подпадающих под регулирование естественных монополий и доминантов отраслей посредством утверждения тарифов на услуги, включены два казахстанских НПЗ, компании, отвечающие за магистральные нефте- и газопроводы, распределительные газовые сети, магистральные и распределительные электрические сети, производители и поставщики тепловой энергии. Стоит отметить, что тарифная политика Казахстана не отличается высокой гибкостью в отношении регулируемых видов деятельности.

Функции общего регулирования, лежащие на Министерстве финансов, включают надзор за активами, которые государство считает стратегическими. Утвержденный Правительством перечень стратегических активов охватывает разные отрасли экономики, включая ТЭК. В частности, в него входят стратегические нефтегазовые компании, к которым относятся крупнейшие производители нефти и газа. В рамках этой функции, Министерство финансов осуществляет мониторинг целого ряда показателей (и имеет доступ к ним), включая данные о деятельности компаний, финансовую информацию, данные о соблюдении экологических требований и рациональном использовании природных ресурсов, внедрении в производство передовых технологий и об использовании рабочей силы. Результаты мониторинга используются

при формировании политики различными государственными органами. Комитет государственных доходов Министерства финансов также осуществляет регулятивные, реализационные и контрольные функции в сфере налогового и таможенного дела, включая уплату экспортных пошлин.

Министерство здравоохранения и социального развития, а также Министерство образования и науки осуществляют мониторинг проектов в ТЭК на предмет соответствия требованиям к доле местного содержания для казахстанской рабочей силы и к обучению казахстанских кадров.

В организации ТЭК можно выявить две проблемы. Во-первых, как во многих сложных бюрократических структурах, в управлении сектором со стороны государства наблюдаются случаи дублирования полномочий. Примером может служить контроль за безопасностью при проведении операций по недропользованию. На Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики РК возложена обязанность контроля за выполнением мероприятий по предотвращению аварийных или иных опасных ситуаций при проведении операций по недропользованию. В то же время, Комитет индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК наделен правом осуществлять государственный контроль за соблюдением правил и норм по промышленной безопасности при проведении операций по недропользованию. Очевидно, что мероприятия по предотвращению опасных ситуаций должны выполняться с соблюдением норм промышленной безопасности, что подразумевает случаи когда оба ведомства могут осуществлять контроль одной и той же деятельности.

Можно также выделить потенциальное дублирование функций в сфере энергоэффективности. Так, функции Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики РК включают обеспечение соблюдения требований по энергосбережению и повышению энергоэффективности в архитектурно-строительной и иной предпроектной и (или) проектной (проектно-сметной) документации, разрабатываемой и утверждаемой в целях реконструкции, строительства зданий, строений, сооружений. В то же время, осуществление государственного контроля за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и повышении энергоэффективности является функцией Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК. Таким образом, в том что касается строительства сооружений, в том числе в нефтегазовой отрасли, полномочия обоих комитетов включают в себя соблюдение требований по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Во-вторых, некоторые государственные органы осуществляют полномочия, которые не вполне соответствуют кругу их официальных обязанностей. Например, Министерство национальной экономики обладает полномочиями по согласованию условий проектирования и строительства сооружений на водных объектах, водоохраных зонах и полосах, а в полномочия Министерства по инвестициям и развитию входит обеспечение гендерного баланса в трудовых отношениях, что в большей степени соответствует обязанностям Министерства здравоохранения и социального развития.

3.2.3. Операционная деятельность

В ТЭК Казахстана осуществляют деятельность как частные, так и государственные компании.¹ Государственные компании Казахстана играют важную роль, поскольку они выполняют задачи, поставленные государством в различных сегментах цепочки создания стоимости, используя свои полномочия в сфере реализации ключевых проектов.

Государство осуществляет централизованный контроль над деятельностью в ТЭК в рамках Фонда национального благосостояния «Самрук-Казына». Регулируемый отдельным законодательством, фонд «Самрук-Казына» был создан в 2008 г. для оптимизации управления и повышения операционной и финансовой эффективности государственных активов. Организация является юридическим собственником большинства государственных компаний в ТЭК и осуществляет управление ими, вклю-

чая АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ; нефть и газ), АО «НАК «Казатомпром» (атомная энергетика), а также АО «Самрук-Энерго» и КЕГОС (Казахстанская компания по управлению электрическими сетями) в электроэнергетике. Сам Фонд «Самрук-Казына», в свою очередь, находится в собственности и под управлением Правительства. Правительство определяет долгосрочные (десятилетние) стратегии для «Самрук-Казына» и компаний, которые находятся в ведении фонда. Структура руководства фонда повторяет структуру управления ТЭК Казахстана: Совет директоров включает представителей Администрации Президента, Премьер-Министра (который также является Председателем Совета) и министров финансов и национальной экономики. Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» осуществляет корпоративное управление компаниями, находящимися в его ведении, включая их инвестиционные программы.

3.3. Обзор организации деятельности в нефтяной отрасли

По состоянию на начало 2015 г. в Казахстане было 133 нефтедобывающие компании, обладающие правом недропользования, в число которых входят: иностранные и казахстанские компании, дочерние структуры международных корпораций, небольшие независимые компании, частные компании и публичные компании, котирующиеся на биржах, а также государственные компании, участвующие в целом ряде консорциумов и совместных предприятий. Однако деятельность в данном секторе все же характеризуется высокой степенью концентрации: одна треть в совокупном объеме добычи нефти в Казахстане приходится на долю только одной компании – ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), при этом порядка 72% совокупного объема нефти по стране добывается пятью крупнейшими недропользователями.

Транспортировка нефти по трубопроводам является сферой компетенции АО «КазТрансОйл» (КТО), которое является дочерней компанией КМГ. В то время как КТО является владельцем основной сети, владельцами и операторами других отдельных трубопроводов являются консорциумы инвесторов, в которых КТО является акционером: Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) осуществляет экспорт через территорию России на мировые рынки, трубопровод Атасу-Алашанькоу обеспечивает экспорт в Китай, а трубопровод Кенкияк-Атырау используется для транспортировки нефти внутри страны. Оператором ключевого морского порта Казахстана в Актау является государство в лице АО «Национальная компания «Актауский международный морской торговый порт», однако некоторые терминалы находятся в частной собственности. Перевозки по Каспийскому морю осуществляют как государственные, так и частные компании.

Железнодорожная сеть Казахстана находится в управлении и эксплуатации государственной железнодорожной монополии АО «НК «Казахстан Темир Жолы» (КТЖ), однако многие частные операторы владеют крупными парками железнодорожных вагонов и оказывают услуги по транспортировке угля, нефти и нефтепродуктов, а также СУГ.

В настоящее время все три крупных НПЗ принадлежат КМГ, хотя Шымкентский НПЗ находится в собственности совместного предприятия КМГ и китайской компании CNPC (англ. China National Petroleum Corporation), созданного при покупке частной компании «ПетроКазахстан Ресорсиз» в 2005 г. В стране также существует более 40 мини-заводов, которые по большей части принадлежат частным инвесторам и главным образом производят продукты первичной переработки нефти, в основном на экспорт. Например, новый завод по производству битума, который открылся в декабре 2013 г., находится в совместной собственности КМГ и китайской CITIC (англ. China International Trust and Investment Corporation).

Сбыт и распределение нефтепродуктов происходит в достаточно конкурентной среде с присутствием большого количества игроков, представляющих (в качестве операторов) более 4000 автозаправочных станций. Тремя крупнейшими розничными сетями в стране являются КМГ, Helios и SinoOil, на долю которых в совокупности приходится около 16% розничного рынка (по количеству автозаправочных станций, а не по объему продаж).

При этом государство регулирует максимальную стоимость дизельного топлива и бензина А-80.

¹ В настоящем Докладе под государственными компаниями также подразумеваются компании, входящие в группу АО «ФНБ «Самрук-Казына»

3.4. Обзор организации деятельности в газовой отрасли

По состоянию на конец 2014 г. в Казахстане насчитывалось 64 газодобывающие компании. Примерно половина валового объема добываемого в Казахстане газа – это попутный газ, при этом порядка 40% совокупного валового объема добычи повторно закачивается в пласт. В то же самое время, в газовой промышленности наблюдается такая же высокая степень концентрации, как и в нефтедобывающей: компания «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (КПО) обеспечивает 42% совокупной добычи газа в стране, 34% приходится на долю ТШО и еще 8% – на долю АО «НПС-Актобемунгаз».

За исключением трубопроводов, предназначенных для конкретных проектов, которые строятся и эксплуатируются в рамках совместных предприятий, владельцем и оператором большей части газопроводной инфраструктуры в Казахстане является АО «КазТрансГаз» (КТГ) –

дочерняя компания КМГ. Например, участки Центральноазиатского экспортного газопровода на территории Казахстана, который транспортирует среднеазиатский газ в Китай, находятся в совместной собственности КТГ и CNPC и эксплуатируются совместным предприятием ТОО «Азиатский газопровод». Три подземных хранилища газа с полезной емкостью 4,7 миллиардов кубических метров (млрд. м³) также входят в систему КТГ. Помимо этого, дочерние предприятия КТГ также осуществляют региональное распределение и сбыт газа.

Переработка газа ведется на четырех крупнейших газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), построенных в рамках отдельных проектов по разведке и разработке. КМГ принадлежит один завод в Мангистауской области (КазГПЗ), а остальные заводы находятся в собственности других нефтегазовых компаний.

3.5. Обзор организации деятельности в угольной отрасли

По состоянию на апрель 2014 г. в Казахстане было 12 крупных производителей угля – частных и государственных компаний – чья доля в совокупном объеме добычи по стране составляла 98%. На долю частной компании ERG (Евразийская Группа) в совокупной добыче энергетического (паровичного) угля в стране приходится порядка 30%, а на долю представляющего интересы государства АО «Самрук-Энерго» и частной компании «РУСАЛ» («Русский алюминий») – примерно по 20%. Почти

весь коксующийся уголь добывается частной компанией ArcelorMittal (главным образом для собственного использования на Карагандинском металлургическом заводе).

Уголь поставляется потребителям внутри страны и за ее пределы по сети железных дорог, которой управляет принадлежащая «Самрук-Казына» железнодорожная монополия АО «Казахстан Темир Жолы» (КТЖ).

3.6. Обзор организации деятельности в урановой отрасли

Принадлежащая государству (через «Самрук-Казына») компания АО «НАК «Казатомпром» (НАК – национальная атомная компания) является крупнейшим игроком в атомной промышленности, однако основная деятельность по добыче осуществляется через совместные предприятия с участием НАК и иностранных инвесторов. Объем добычи, которым располагает компания, составляет порядка 56% от совокупного объема по стране. В настоящее время в Казахстане действует 22 контракта на добычу урана, при этом 70% объемов добычи обеспечивают совместные предприятия НАК и иностранных инвесторов.

НАК является собственником трех специализированных предприятий, на которых производится урановый концентрат, состоящий из оксида урана. Ряд других добывающих предприятий (СП с НАК) также располагают собственными перерабатывающими мощностями. В Казахстане отсутствуют мощности для конверсии²

и обогащения урана. Созданное в 2013 г. совместное предприятие с равными долями участия НАК и российской ТВЭЛ владеет 25% плюс одной акцией Уральского электрохимического комбината (Свердловская область, РФ) – крупнейшего в мире завода по обогащению урана, перерабатывающего гексафторид урана. Помимо Уральского обогатительного завода часть урана из Казахстана обогащается в Международном центре по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске, 10% которого принадлежит НАК. Ульяновский металлургический завод НАК осуществляет производство топливных таблеток (из уже обогащенного урана) и имеет возможности по запуску линий по производству следующих компонентов ядерного топлива.

Экспорт урана жестко регулируется государством и МАГАТЭ. Например, для транспортировки урана на экспортные рынки используются только предназначенные специально для этого железнодорожные вагоны.

.....

² Конверсия – перевод оксида урана в газообразную форму (гексафторид урана).

3.7. Обзор организации деятельности в электроэнергетической отрасли

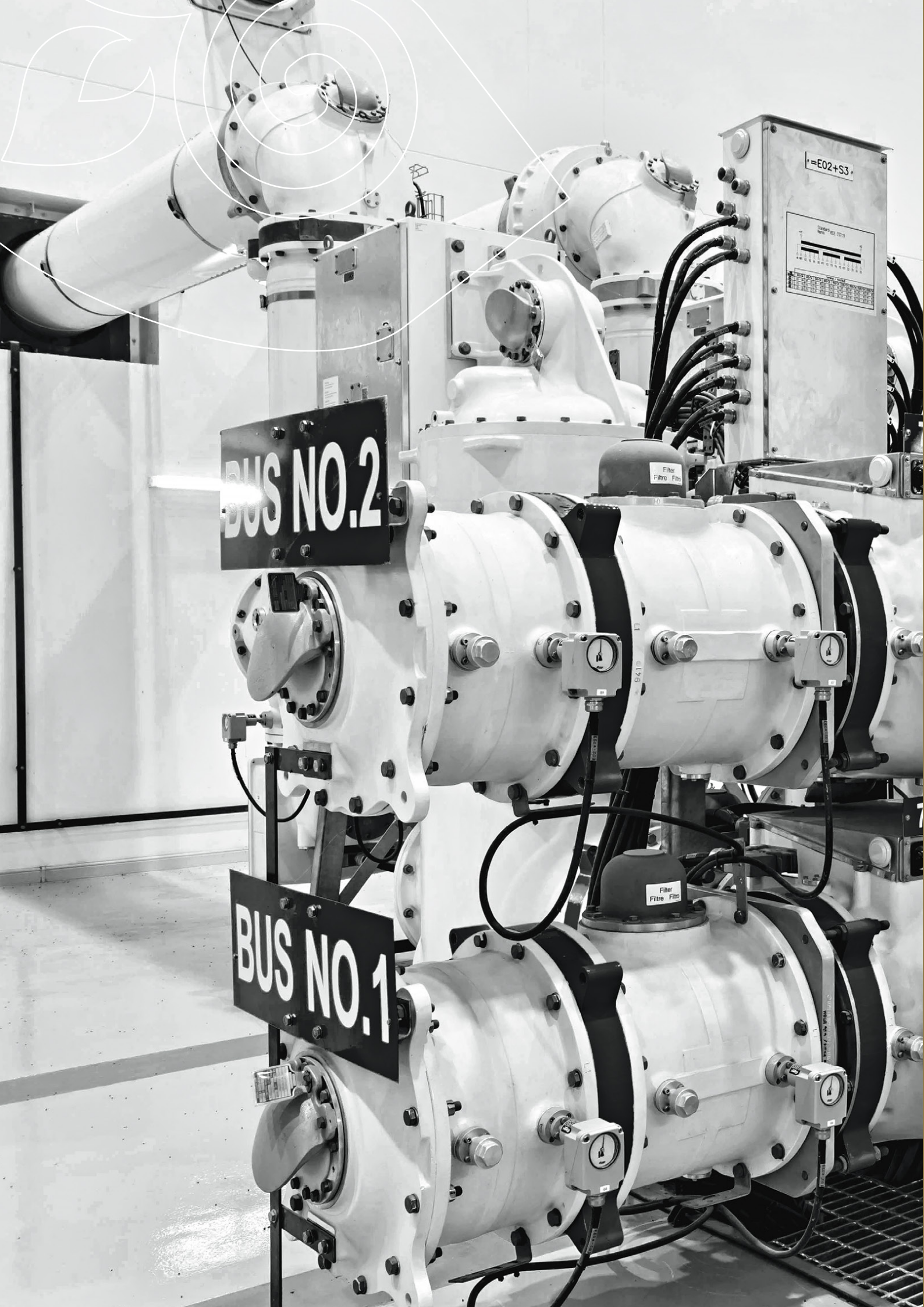
Электроэнергетические мощности находятся в собственности как частных инвесторов, так и государственных компаний. В начале 2015 г. в Казахстане было 76 электростанций, установленная мощность которых достигала 20 844 мегаватт (МВт), 88% из которых – тепловые, а 12% – гидроэлектростанции (доля ветровых и солнечных электростанций составляла менее 1%). В соответствии с Законом об электроэнергетике, КЕГОС – государственная электроэнергетическая компания, ответственная за передачу электроэнергии по сетям 500–220 кВ – выполняет роль системного оператора, который осуществляет общий контроль и управление электроэнергетической системой Казахстана.

КЕГОС является собственником и оператором высоковольтных линий электропередач Казахстана. Однако основная часть региональных линий электропередач напряжением ниже 220 кВ находится в собственности 30 региональных электросетевых компаний (РЭК).

Рынок электроэнергии разделен на оптовый и розничный сегменты. В оптовый сегмент, ограниченный минимальной закупкой электроэнергии в объеме 1 МВт, входят следующие составляющие: децентрализованный рынок, участники которого закупают и продают электроэнергию на взаимосогласованных условиях; централизованный рынок, регулятором и оператором которого является государственный «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (КОРЭМ); балансирующий рынок для устранения дисбалансов на ежедневной основе; а также рынок системных услуг, включая передачу электроэнергии и резервирование мощностей. Розничный сегмент состоит из РЭК и 179 зарегистрированных энергоснабжающих организаций, которые поставляют электроэнергию розничным потребителям.

Основные рекомендации

- Правительству следует стремиться к дальнейшей оптимизации распределения полномочий в ТЭК среди государственных органов.
- В качестве базового подхода при рассмотрении возможностей дальнейшей организационной реформы рекомендуется применить подход «форма следует за содержанием», т. е. на первое место ставить функции, и уже исходя из них выстраивать форму. Это означает создание такой организационной структуры, которая будет способствовать эффективному решению наиболее важных задач, стоящих перед Казахстаном.
 - Учитывая особую важность нефтегазовой промышленности в сравнении с другими составляющими ТЭК, возможно, руководству Казахстана необходимо проработать вопросы по возврату отдельного Министерства нефти и газа, отмежевав эту область от вопросов электроэнергетики, добычи угля и охраны окружающей среды.
 - Еще один из возможных подходов – последовать, в частности, примеру Норвегии, которая имеет отдельный Нефтяной директорат в рамках Министерства нефти и энергетики.
 - Внутренние департаменты такой обновленной организации должны быть ориентированы на конкретные сферы деятельности, имеющие важное значение, такие как проведение конкурсов и заключение контрактов или же деятельность на мировом рынке, а не создаваться по образу производственной структуры, характерной для добывающих компаний (операторов).
 - Ввиду значительных экологических проблем также рекомендуется создание при Министерстве энергетики директората по охране окружающей среды.



BUS NO.2

BUS NO.1

E02+S3

E02+S3	
NO.	DESCRIPTION
1	...
2	...
3	...
4	...
5	...
6	...
7	...
8	...
9	...
10	...
11	...
12	...
13	...
14	...
15	...
16	...
17	...
18	...
19	...
20	...
21	...
22	...
23	...
24	...
25	...
26	...
27	...
28	...
29	...
30	...

Filter
Filtre
Filtro

Filter
Filtre
Filtro

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАВНОВЕСИЕ В МИРЕ

- 4.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 4.2 ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТИ В МИРЕ
- 4.3 ПРОГНОЗ ЦЕН НА НЕФТЬ
- 4.4 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА
- 4.5 НЕФТЕХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В ГЛОБАЛЬНОМ КОНТЕКСТЕ
- 4.6 ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ВЫБРОСОВ УГЛЕРОДА И УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ





4. Основные тенденции мировой энергетики и экономическое равновесие в мире

4.1. Ключевые моменты

- **Нетрадиционные источники углеводородов меняют ситуацию в мировой энергетической отрасли.** Представление о мировых запасах углеводородного сырья меняется. Например, в отрасли традиционно считалось, что запасов природного газа должно хватить приблизительно на 60 лет (согласно расчету по упрощенной формуле деления объема доказанных запасов на текущие темпы добычи или потребления). Однако, по текущим оценкам, потенциально извлекаемые запасы нетрадиционного газа в мире (как сланцевого газа, так и метана угольных пластов) позволят обеспечить потребление на современном уровне в течение 250 лет. В результате удачного сочетания таких факторов, как геологические условия, благоприятный нормативно-правовой режим, открытость к технологическим инновациям и наличие инвестиционного капитала, США вышли на лидирующие позиции по добыче газа из нетрадиционных источников и, как следствие этого, в настоящее время создали все условия, чтобы стать экспортером сжиженного природного газа (СПГ) и опровергнуть существующее в последние десять лет общее мнение о том, что в обозримом будущем США будут вынуждены импортировать СПГ. Возможности повторения другими странами опыта Северной Америки в части разработки месторождений нетрадиционного газа пока не определены и на ближайшую перспективу вероятно не предвидятся в связи с низкими текущими ценами на нефть.
- **В настоящее время мировой рынок нефти характеризуется общим перепроизводством, главным образом, в связи с разработкой нетрадиционных запасов в Северной Америке.** Быстрое увеличение темпов добычи нефти может превысить медленный рост спроса на нефть и оказать значительное понижающее давление на ее цены. Стремительное увеличение объемов добычи как традиционной, так и нетрадиционной нефти в Северной Америке, Бразилии, на Ближнем Востоке (Ирак) и в Северной Африке (Ливия) привело к превысившему все ожидания росту предложения на мировом рынке. Например, рост предложения только за счет стран, не являющихся членами ОПЕК, в 2014 г. более чем в три раза превысил темпы роста мирового спроса, что за короткий период привело к значительному падению мировых цен на нефть (начальный спад с середины 2014 г. составил более 50%). Потребуется период реорганизации сектора добычи для восстановления нарушенного равновесия на рынках нефти, чтобы добывающие компании могли выйти на новый уровень синхронизации добычи с ростом спроса. Ожидается, что в течение этого периода понижающее давление на цены на нефть будет оставаться ощутимым фактором, инвестиции в разведку и добычу будут сокращаться, а компании с высокой себестоимостью добычи (в том числе нетрадиционной нефти в Северной Америке и на шельфе в некоторых регионах, в частности, в Северном море) будут вынуждены ограничить добычу.
- **Тем не менее, даже при текущем слабом росте спроса на нефть во всем мире, необходимость в реализации на рынке более дорогостоящей продукции в долгосрочной перспективе приведет к повышению цен.** Поэтому к середине 2020-х годов ожидается возвращение цен на нефть к уровню 100 долл. США/барр. в постоянных долларах США на 2014 г.
- **Условия освоения ресурсов в странах-владельцах ресурсов, включая Казахстан, также должны измениться с учетом создавшейся ситуации на международном рынке.** Ключевым следствием роста объемов добычи нефти в странах, не являющихся членами ОПЕК (Северная Америка), изменений в структуре спроса и в товаропотоках на мировом рынке, а также продолжающегося понижающего давления на цены на мировых рынках нефти является то, что условия освоения ресурсов в некоторых странах-владельцах ресурсов больше не являются достаточно конкурентоспособными для привлечения международных инвестиций. Если раньше нефтяные компании соревновались в погоне за правом на разработку месторождений в разных странах мира, а страны-владельцы ресурсов пользовались этой ситуацией для увеличения своей доли прибыли, то сегодня неопределенная ценовая конъюнктура на мировом рынке заставляет нефтяные компании сокращать инвестиционные программы. Некоторые из них принимают решения о «возвращении домой» в Северную Америку, где созданы более стабильные условия для инвесторов. По мере сокращения бюджетов капиталовложений на разведку и добычу и сохранения относительно широких возможностей по разработке ресурсов, на мировом рынке наблюдается ужесточение конкуренции. В то же время международные нефтяные компании вынуждены принимать меры для повышения эффективности операций и капиталовложений.
- **Согласно прогнозам, возобновляемые источники энергии станут важным фактором роста предложения в мировой энергетике.** Ввиду выхода ВИЭ на мировой масштаб и сокращения их себестоимости (уже не говоря о растущей обеспокоенности мирового сообщества в связи с необходимостью сокращения выбросов углерода), ожидается, что возобновляемая энергия продолжит оставаться важным источником роста производства электроэнергии в мире. Однако наблюдавшийся в последние годы устойчивый рост мощностей для использования возобновляемых источников энергии совпал с периодом исторически высоких цен на нефть. Остающиеся все же высокими общие расходы на использование возобновляемых источников энергии, период жесткой экономии во многих развитых странах и низкие цены на нефть и газ, безусловно, замедлят (но не остановят) развитие и рост возобновляемой энергетики. Для того чтобы возобновляемые источники энергии могли в будущем играть более важную роль в энергетическом балансе, необходимо преодоление глубоких структурных ограничений конкурентоспособности ВИЭ и проблемы интеграции в существующие сети. Поскольку расходы

на внедрение соответствующих технологий продолжают быстро сокращаться, в данной отрасли наблюдается постепенный переход от прямого субсидирования

возобновляемой энергетики (подход, распространенный в странах Европы) к более конкурентоспособным механизмам ценообразования (включая тендеры).

4.2. Прогноз добычи и потребления нефти в мире

Несмотря на широко распространенное несколько лет назад мнение о том, что мировая нефтедобывающая промышленность близка к пиковым объемам добычи, после чего начнется спад, революция в области добычи нетрадиционной нефти показала, что новые технологии добычи в ближайшем обозримом будущем делают возможным удовлетворение ожидаемого спроса (который, согласно прогнозам, будет расти) (Рис. 4.1). Сегодня мы находимся в середине периода «затоваривания рынка» в связи с устойчивым ростом предложения: рост спроса на нефть на мировом рынке в 2014 г. (632 тыс. барр./сутки) оказался значительно ниже роста предложения (2,2 млн.

барр./сутки). Снижение объемов добычи в США – основной, но не единственный механизм будущего достижения баланса спроса и предложения на мировых рынках; при этом рост спроса будет играть незначительную роль. После вялого роста в 2014 г. (0,6 млн. барр./сутки), ожидается, что спрос в 2015 г. увеличится примерно до 1 млн. барр./сутки и до 1,3 млн. барр./сутки в 2016 г. Это значительно ниже темпов роста предложения, но, тем не менее, позволит частично реализовать запасы, находящиеся в хранилищах.

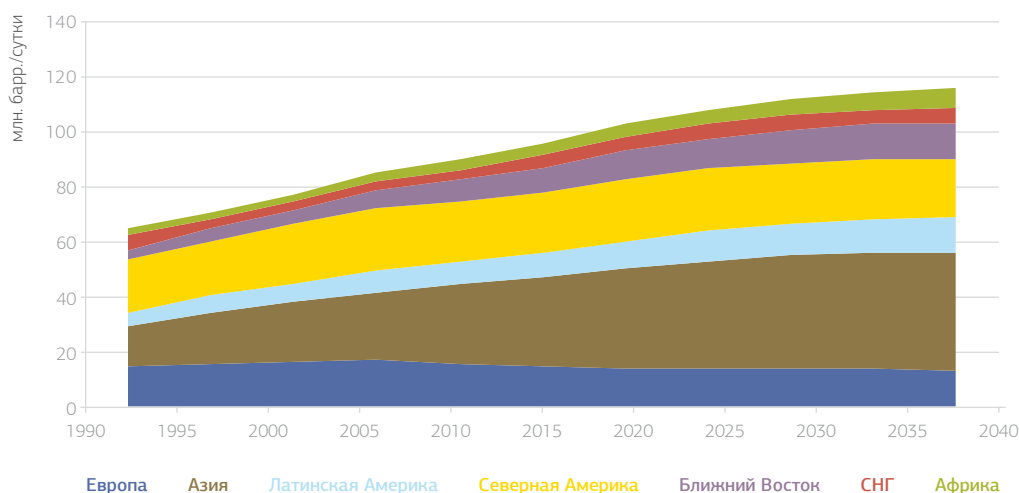


Рис. 4.1а Обзор и прогноз спроса на жидкие углеводороды в мире

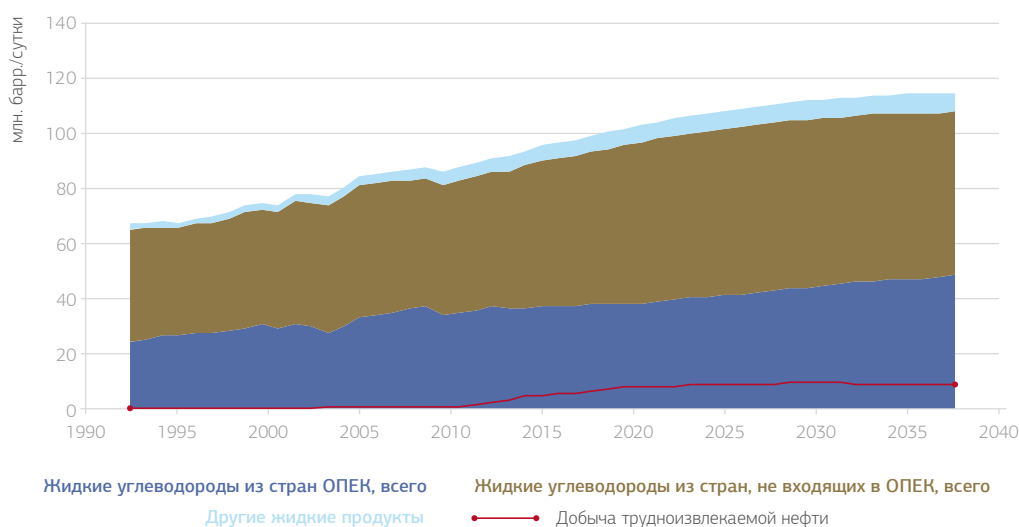


Рис. 4.1б Обзор и прогноз предложения жидких углеводородов в мире

До конца текущего десятилетия (Рис. 4.2) основной рост мировой добычи нефти будет обеспечиваться четырьмя основными центрами (три – в Северной и Южной Америке, один – на Ближнем Востоке). После незначительного роста в течение большей части последнего десятилетия общемировые объемы добычи жидких углеводородов

за последние годы резко выросли с 87,9 млн. барр./сутки (4,4 млрд. т) в 2010 г. до 93,8 млн. барр./сутки (4,7 млрд. т) в 2014 г. Как ожидается, львиная доля роста (86%) в краткосрочной перспективе будет обеспечена «большой четверкой» производителей: Бразилией, Канадой, Ираком и США.¹

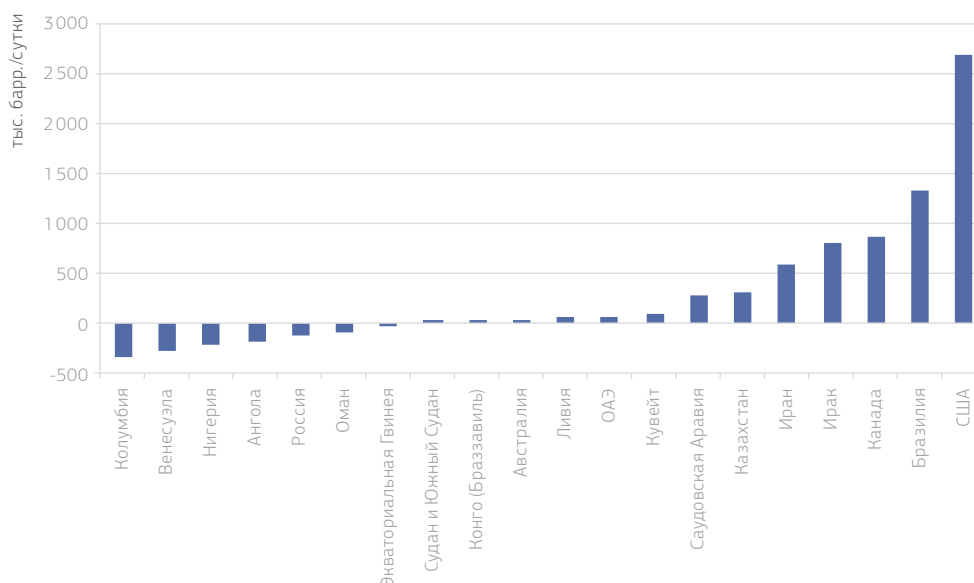


Рис. 4.2 Основные источники роста добычи сырой нефти в мире в 2014-2020 гг.

Однако, по мере восстановления баланса на мировом рынке нефти, до конца текущего десятилетия ожидается слабый рост мирового предложения и даже его снижение в некоторых регионах, где раньше при цене на нефть 100 долл. США/барр. можно было ожидать его рост. При этом реакция предложения будет варьировать в зависимости от целого ряда факторов, в том числе факта принятия

на проекте «апстрим» окончательного инвестиционного решения, экономических показателей еще не утвержденных проектов, долговых обязательств конкретной компании и возможности ее доступа к рынкам капитала. Ниже приводится прогнозный обзор по предложениям для основных нефтедобывающих стран.

- **Низкие цены на нефть и международные санкции в отношении России ставят под угрозу реализацию новых проектов добычи на российском арктическом шельфе и освоения залежей сланцевой нефти, что может отрицательно сказаться на перспективах роста добычи в долгосрочной перспективе.** Международные санкции, введенные в связи с продолжающимся конфликтом в Украине, а также снижение активности западных компаний и инвесторов на российском рынке, создают значительный риск сокращения объемов добычи нефти в России уже во второй половине 2015 г. и продолжения данной тенденции как в 2016 г., так и в течение нескольких последующих лет. Безусловно, в долгосрочной перспективе последствия окажутся куда более серьезными. Финансовые санкции, по всей вероятности, окажут куда более серьезное отрицательное воздействие на показатели нефтедобывающей отрасли России в краткосрочной и среднесрочной перспективе, чем введенные

сегодня ограничения на доступ российских компаний к оборудованию и услугам. Значительная часть перспективных месторождений с трудно извлекаемыми запасами находится на сравнительно ранней стадии освоения или на стадии поисково-разведочных работ, поэтому в текущем десятилетии эти месторождения вряд ли смогут внести значительный вклад в объемы добычи нефти в России. В более долгосрочной перспективе ограничения на поставку оборудования и предоставление услуг приведут к еще более губительным последствиям для российской нефтедобывающей отрасли. Россия рассчитывает на реализацию проектов разработки залежей трудноизвлекаемой нефти и на арктическом шельфе, в частности для компенсации сокращающихся объемов добычи нефти в изученных и разрабатываемых бассейнах, в особенности после того, когда рост добычи на вновь открытых традиционных месторождениях в Восточной Сибири и других регионах страны, до настоящего вре-

¹ Хотя атаки и рейды, организуемые представителями «Исламского государства», а также в целом нестабильная ситуация в регионе, повышают риск того, что Ирак может оказаться в числе стран, где простаивают значительные мощности по добыче нефти, основные производственные предприятия, расположенные на юге страны, все еще продолжают работу. Простаивает только трубопровод «Киркук-Джейхан» на севере страны (с марта 2014 г.).

мени компенсирующий эти потери, замедлится и достигнет стабильного уровня. Что касается прогноза на период до 2025 г., то в случае сохранения санкций в течение продолжительного периода времени (даже не обязательно всего прогнозного периода) по самым грубым оценкам объемы добычи нефти в России в 2025 г. могут почти на 100 млн. т (2 млн. барр./сутки) быть меньше уровня текущего прогноза (532 млн. тонн или 10,6 млн. барр./сутки). Такой сценарий снижения может вполне вероятно стать возможным при сочетании условий стремительного сокращения объемов добычи на разрабатываемых месторождениях и снижения (по сравнению с ожидаемыми ранее) объемов добычи нефти на новых месторождениях. Более того, в будущем десятилетии, когда предполагался рост объемов добычи (главным образом за счет проектов освоения арктического шельфа и залежей трудноизвлекаемой нефти), расхождения между прогнозными показателями нашего базового сценария и сценария сохранения санкций, могут оказаться еще более значительными.

- **Замедление темпов роста в Канаде.** В течение ближайших нескольких лет, несмотря на низкие цены на нефть на мировом рынке, рост объемов добычи в Канаде будет обеспечен за счет реализации большого числа проектов добычи нефти из нефтеносных песков, которые уже находятся на стадии строительства. По всей видимости, проекты, стадия строительства на которых еще не началась, будут временно приостановлены, а негативное воздействие на показатели освоения высокозатратных традиционных месторождений и залежей трудноизвлекаемой нефти будет отмечено еще раньше. Нефтеносные пески являлись основным источником роста мировых объемов добычи нефти в течение десятилетия, поэтому Канада с большим отрывом вышла в лидеры по поставкам нефти в Соединенные Штаты Америки.² Так как нефтеносные пески являются одним из наиболее дорогостоящих источников нефти для разработки и добычи, такие проекты крайне восприимчивы к текущему падению цен на нефть на мировом рынке. Ключом к росту объемов добычи из нефтеносных песков также является расширение экспортной инфраструктуры. Согласно прогнозам Исследовательского института энергетики Канады, объемы добычи нефти увеличатся лишь на 41 000 барр./сутки в 2015 г. и на 17 000 барр./сутки в 2016 г.
- **Рост объемов добычи в Ираке за счет возобновления работ и увеличения добычи на действующих месторождениях.** Среди стран-членов ОПЕК по объемам добычи Ирак занимает второе место после Саудовской Аравии; при этом его добыча постоянно растет. Более того, в среднесрочной перспективе Ирак предположительно станет одним из наиболее крупных поставщиков нефти на мировой рынок; как ожидается, объемы добываемой в Ираке нефти увеличатся с 3,7 млн. барр./сутки (185 млн. т/год) в 2014 г. до 4,6 млн. барр./сутки (230 млн. т/год) к 2020 г. Вполне возможно, однако, что отсутствие требуемого финансирования замедлит рост добычи нефти в стране. Тем не менее,

наращивание добычи Ираком, скорее всего, создаст некоторую напряженность в ОПЕК за надобностью размещения этих дополнительных объемов нефти, в том случае если Саудовская Аравия вернет свои функции поддержания рыночного равновесия.

- **Задержки в реализации проектов разработки глубоководных месторождений.** Реализация пока не санкционированных проектов разработки глубоководных месторождений и других высокозатратных проектов, по всей вероятности, будет задержана. Значительная часть открытых в последние годы месторождений традиционных ресурсов в разных странах мира – это глубоководные нефтяные месторождения, такие как на шельфах Западной Африки и Бразилии, а также перспективные площади нижнего третичного периода в Мексиканском заливе США. Как правило, это крупномасштабные, сложные и капиталоемкие проекты. На проектах, уже прошедших стадию принятия окончательного инвестиционного решения, добыча будет начата вне зависимости от ценовой конъюнктуры на нефть ввиду значительных некупаемых капиталовложений. Что касается пока не согласованных проектов, то их реализация будет приостановлена, и это снизит темпы роста мировых объемов добычи в долгосрочной перспективе.
- **Вероятное сокращение инвестиций в зрелые месторождения.** Снижение цен на нефть также снижает рентабельность добычи на высокозатратных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки в разных странах мира. В большинстве случаев операторы, вероятно, отложат требуемые работы по техобслуживанию, направленные на увеличение срока эксплуатации месторождений. С отказом от этих работ ускорятся темпы снижения добычи. Такой сценарий наиболее вероятен на зрелых нефтяных месторождениях Северного моря и даже на некоторых более истощенных и менее рентабельных месторождениях в нефтеносных песках Канады.
- **Саудовская Аравия останется одним из лидеров по объемам добычи нефти.** Согласно прогнозам, Саудовской Аравии удастся сохранить свои позиции одной из крупнейших нефтедобывающих стран и в будущем. В 2020 г. объем добываемой здесь нефти может приблизиться к уровню 10 млн. барр./сутки (500 млн. т). В прогнозный период Саудовская Аравия сохранит свое текущее исключительное положение крупнейшего собственника резервных производственных мощностей, выполняющих роль амортизатора спадов на мировом нефтяном рынке. Однако решение не сокращать добычу, принятое Саудовской Аравией в ноябре 2014 г., по сути, аннулировало ее традиционную роль хранителя рыночного равновесия. Обязательными условиями внесения изменений в реализуемую политику в области добычи должно стать стремление Саудовской Аравии вернуть эту роль и урегулирование всех связанных с добычей вопросов между Саудовской Аравией, основным игроком в ОПЕК, и «восходящей звездой» – Ираком.

² Объем добычи нефти в Канаде увеличился со 137 млн. т (2,75 млн. барр./сутки) в 2008 г. до 189 млн. т (3,8 млн. барр./сутки) в 2014 г., из которых приблизительно 85 млн. т (1,7 млн. барр./сутки) добывается из нефтеносных песков. Более 95% экспорта сырой нефти из Канады поставляется в США.

- США: продолжение роста добычи с замедлением ее темпов.** «Великое возрождение» добычи углеводородов в США обусловлено ростом добычи трудноизвлекаемой нефти, что будет определять дальнейший рост до 2020 г. (Рис. 4.3). Вместе с тем ожидалось, что сокращение инвестиций в разведку и добычу (в этом году их объем упал примерно на 40%) приостановит рост в месячном выражении во второй половине 2015 г., но эти прогнозы не совсем оправдались, и сейчас предполагается, что рост добычи приостановится ближе к концу 2015 года. Это объясняется резким снижением себестоимости добычи (примерно на 20% по сравнению с 2014 г.), что, в свою очередь, приводит к снижению цен безубыточности. Компании, осуществляющие добычу трудноизвлекаемой нефти, повышают свою эффективность за счет оптимизации промысловых работ (т.е., они ориентируются на бурение наиболее продуктивных площадей). При этом на самых удачных участках некоторых месторождений трудноизвлекаемой нефти цена безубыточности упала ниже 40 долл. США/барр. Хотя к 1 мая 2015 г. число действующих буровых установок сокращалось в течение рекордного периода – 21 недели подряд (с 1 609

в октябре 2014 г. до 679), по всей видимости, тренд дальнейшего сокращения будет замедлен. В первой половине 2015 г. темпы добычи нефти в США представляются стабилизирующимися на уровне около 9,6 млн. барр./сутки (480 млн. т в годовом исчислении). Умеренный рост цен марки Brent до ~55 долл. США/барр. (после понижения до рекордно низкого уровня за шестилетний период – 42 долл. США/барр. в начале 2015 г.), как ожидается, приведет к некоторому росту добычи в 2016 г., который составит 300 тыс. барр./сутки, что намного ниже среднегодового прироста в 1 млн. барр./сутки, имевшего место в период 2012-2014 гг. Для того, чтобы объемы добычи в США сократились настолько, чтобы заметно снизить сложившийся в мире избыток предложения, цены на нефть марки WTI (West Texas Intermediate/западно-техасская средняя) должны в течение некоторого времени держаться на уровне чуть больше 40 долл. США/барр. или даже порядка 30 долл. США/барр. Общий прогнозируемый объем добычи жидких углеводородов в США вырастет до 16 млн. барр./сутки (800 млн. т) в 2020 г.

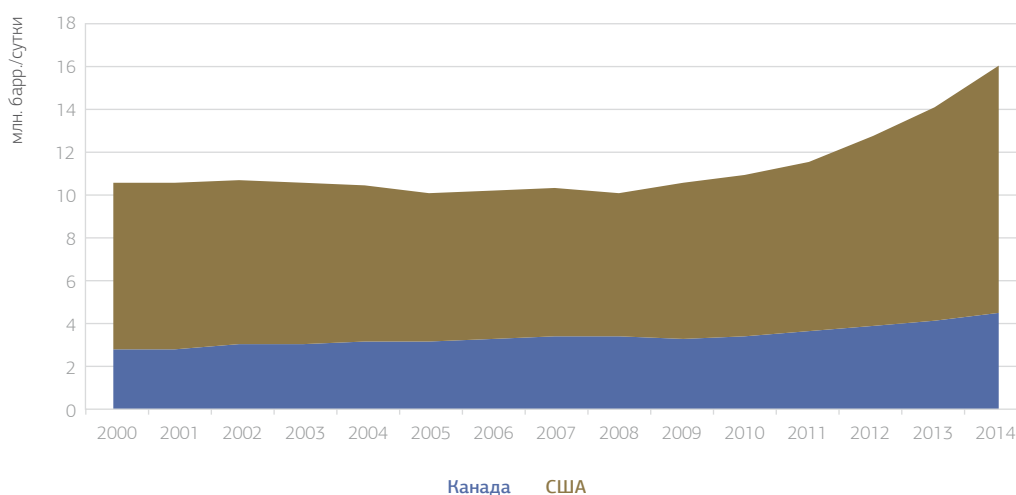


Рис. 4.3 Добыча жидких углеводородов в Северной Америке в 2000-2014 гг., всего

- Теперь вполне возможен рост добычи в Иране. Вполне возможно, и даже весьма вероятно, что объемы добычи в Иране также вырастут, поскольку 14 июля 2015 г. Иран и пять постоянных членов Совета безопасности ООН (а также Германия) пришли к предварительному соглашению о снятии международных экономических санкций, ограничивающих экспорт нефти из Ирана, в обмен на сокращение масштабной иранской ядерной программы. Если соглашение будет одобрено Конгрессом США и парламентом Ирана, а Международное агентство по атомной энергии подтвердит соблюдение Ираном своих обязательств в рамках договоренности, санкции могут быть полностью или частично сняты уже в конце 2015 года. Тогда около 40 миллионов баррелей иранской нефти, которые в настоящее время находятся в плавучих хранилищах, могут поступить на рынок³, и в 2016 году

Иран может начать постепенное увеличение экспорта на целых 500 тыс. барр./сутки (24,9 млн. т). Тем не менее, восстановление Ираном максимальных объемов добычи на уровне 1970-х годов (6 млн. барр./сутки или 303 млн. тонн) с текущего уровня, составляющего 3,6 млн. барр./сутки (169 млн. т), представляется маловероятным без активного участия крупнейших международных нефтяных компаний. К числу проблем относится потребность в значительных капиталовложениях для реверсирования тренда снижения продуктивности месторождений, необходимость законодательных реформ для стимулирования конкуренции, разграничения государственного и частного секторов в отрасли, а также координации и согласия государств из числа крупных поставщиков нефти в составе ОПЕК (особенно Саудовской Аравии) на повышение объемов экспорта из Ирана.

³ По мнению некоторых аналитиков, находящаяся в хранилищах нефть имеет низкое качество и не подходит для переработки на многих НПЗ (см., например, Клиффорд Краусс «Новый поток нефти придет – но не сразу», Нью-Йорк Таймс, 15 июля 2015 г., стр. A8 [Clifford Krauss, "A New Stream of Oil, But Not Right Away," The New York Times, July 15, 2015, p. A8]).

В ближайшей и среднесрочной перспективе спрос на нефть на мировом рынке имеет все шансы вступить в стадию неустойчивого и в целом слабого спроса после максимума, достигнутого в 2005 г. в целом по странам Европы, Северной Америки и Японии до «Великого экономического спада» 2008-2009 гг. Низкие цены на нефть отчасти стимулируют рост спроса; однако последствия в разных странах мира будут отличаться своей неоднородностью. Умеренно стимулирующие последствия низких цен в одних странах компенсируются низким экономическим ростом и реформой розничных цен в других. В среднесрочной перспективе периода 2017-2020 гг. спрос на нефть, как ожидается, будет поддерживаться за счет сравнительно быстрых темпов мирового экономического роста, отражаемых продолжающимся оз-

доровлением экономики США, возобновлением экономического роста в Европе, а также стабильным ростом в развивающихся странах (в качестве группы). При этом мировой спрос на продукцию нефтепереработки в 2020 г., возможно, останется примерно на уровне, который был зарегистрирован в 2014 г. (92,1 млн. барр./сутки [4,6 млрд. т])⁴. В числе прочих факторов это обусловлено повышением экономичности автомобилей, а также переходом с дизельного топлива и бензина на природный газ в качестве автомобильного топлива (Раздел 7.3.10). Кроме того, в течение следующих пяти лет ожидается замедление роста спроса на нефтепродукты в Китае, что отражает изменение базовой модели его экономического роста (Рис. 4.4).



Рис. 4.4 Снижение темпов роста спроса на нефтепродукты в Китае

В период с 2000 г. основным источником роста мирового спроса на нефть был Китай, на долю которого приходилось примерно 40% роста. Однако в настоящее время темпы роста спроса на нефть в Китае замедляются, что является отражением масштабных изменений в экономике страны (замедление темпов роста ВВП и изменения источников экономического роста). В период до 2020 г. прогнозируется в целом устойчивый характер совокупного спроса в Европе, Северной Америке и Япо-

нии как отражение постепенного и крайне медленного восстановления экономических показателей после глобального экономического кризиса и повышения энергоэффективности (Рис. 4.5).⁵ Рост спроса в других регионах (в частности, в Азии и на Ближнем Востоке), ожидается незначительным в ближайшей перспективе (в особенности, в Китае), но в долгосрочной перспективе – более устойчивым, что будет стимулировать рост общего мирового спроса (Рис. 4.6).

⁴ К 2020 г. общемировой спрос на жидкие углеводороды (включая жидкий нефтяной газ) вырастет примерно до 100 млн. барр./сутки (5,0 млрд. т).

⁵ Отсутствие роста спроса на нефтепродукты в Европе не обязательно должно полностью лишить Казахстан возможности реализации дополнительных объемов нефти на данном рынке, поскольку, согласно прогнозам, добыча нефти в Европе также сократится, а ожидаемые объемы производства на местных нефтеперерабатывающих заводах останутся без изменений, даже при снижении спроса на продукцию. Такое сочетание факторов открывает некоторые дополнительные возможности для экспорта нефти из Казахстана (см. текстовую вставку «Перспективы в области спроса на нефть и нефтепродукты в странах Европы» в Разделе 7.2).

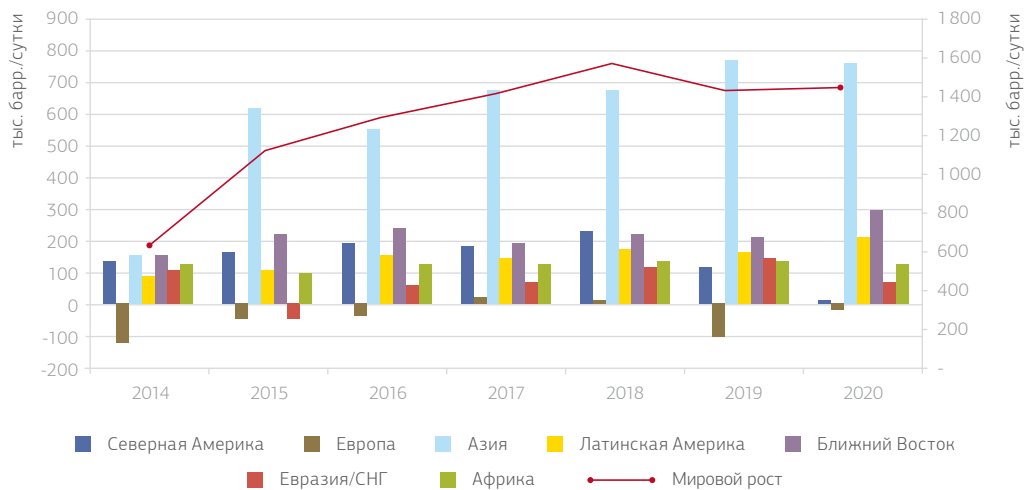


Рис. 4.5 Обзор и прогноз мирового спроса на нефть (все жидкие углеводороды): увеличение темпов роста в 2017-2020 гг.

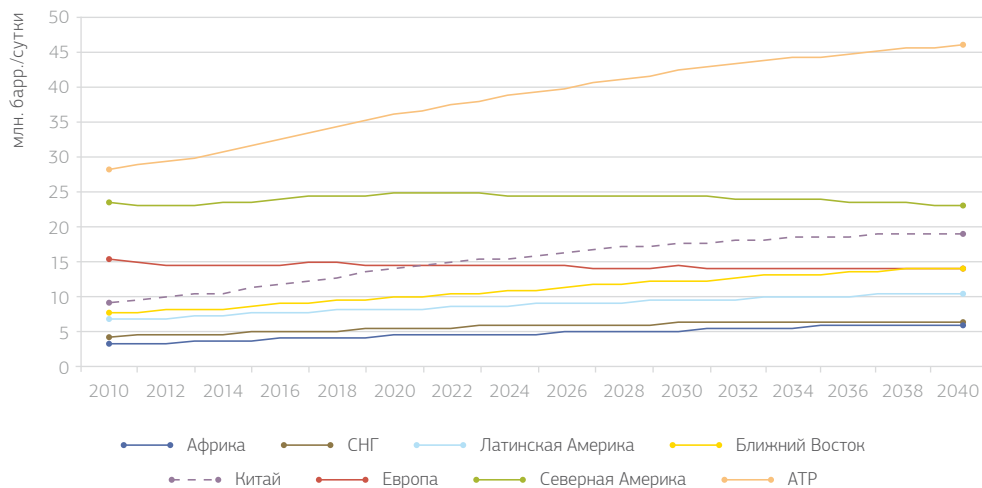


Рис. 4.6 Спрос на жидкие углеводороды на мировых рынках – базовый («конкурентный») сценарий IHS Energy

В условиях неустойчивого характера соотношения добычи и спроса на нефть на мировом рынке наблюдается изменение глобальной картины торговых потоков и, как следствие, значительные изменения в 60% добываемой нефти, продаваемой на международных рынках. В частности, нефть, доставляемая водным транспортом, уходит из Северной (главным образом) и Южной Америки и постепенно переориентируется на страны Азии. На уровне отдельных стран, эта тенденция наиболее наглядна на примере контраста между США и Китаем. Как ожида-

ется, в 2018 г. Китай опередит США, став крупнейшей в мире страной-импортёром нефти. Повышение объемов импорта в Китай обусловлено хотя и замедляющимся, но все еще продолжающимся ростом спроса и относительно устойчивым уровнем собственной добычи (Рис. 4.7).⁶ В отличие от этого, в США рост добычи внутри страны и относительно пассивный спрос стимулируют сокращение импорта с 60% объема потребления в США в 2005 г. до примерно 25% (в прошлом году).⁷

.....

⁶ В настоящее время импорт составляет 59% потребления Китая. В январе 2013 г., представляя план развития энергетики на 12-ю пятилетку, Государственный Совет КНР заявил о намерении к 2015 г. ограничить импорт нефти на уровне 61%.

⁷ Согласно прогнозам Управления по информации в области энергетики США, в 2015 г. импорт снизится до 20% потребления.

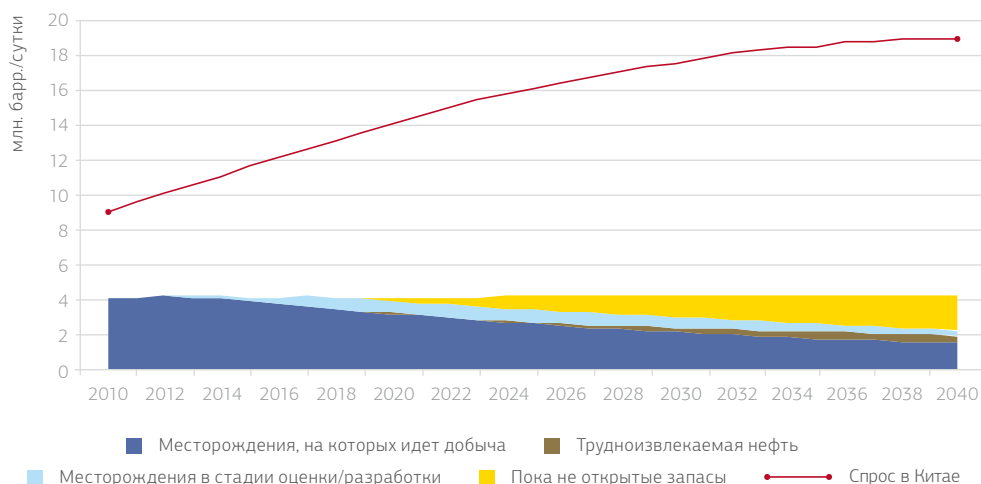


Рис. 4.7 Спрос и предложение сырой нефти в Китае

К 2025 г. ожидается снижение чистой потребности в импорте нефти в Северной Америке (США и Канаде) с исторического максимума в 9,4 млн. барр./сутки (470 млн. т), зафиксированного в 2005 г., до менее чем 4,5 млн. барр./сутки (225 млн. т). Высвободившиеся 5 млн. барр./сутки (250 млн. т) изменят существующий порядок товаропотоков и заставят найти новые рынки сбыта. Как ожидается, к 2020 г. объемы нефти, поставляемой из Атлантического бассейна в страны Азии, вырастут с текущего показателя, который составляет примерно 4,3 млн. барр./сутки (215 млн. т), до 7,6 млн. барр./сутки (380 млн. т). Большая часть этого увеличения будет обеспечена поставщиками из Африки, которые вынуждены будут покинуть рынки западного полушария (Северной и Южной Америки). Часть поставок из Африки в итоге попадет и на европейский рынок, где составит конкуренцию казахстанской нефти. Экспорт сырой нефти из Латинской Америки, вероятнее всего, также перенаправится в сторону Азии, так как на североамериканских рынках, куда обычно поступала эта нефть, спрос на нее будет невелик.

Изменения в объемах добычи, спросе и торговле, безусловно, скажутся и на ценах на нефть. В дополнение к тесной взаимосвязи предложения и спроса на нефть на мировом рынке, на ценах будут также сказываться действия стран ОПЕК, ситуация на финансовом рынке, отраслевые затраты на добычу и геополитические события (особенно способные привести к сбою поставок). В целях настоящего Доклада используется базовый сценарий IHS Energy, в соответствии с которым какие-либо значительные негативные события, способные нарушить баланс спроса и предложения на рынке, не ожидаются. В настоящем прогнозе учитывается также рост энергоэффективности в долгосрочной перспективе на стороне потребления (в частности, за счет более эффективного

использования топлива в автомобильной промышленности) и возможность привлечения значительных объемов инвестиций в поисково-разведочные работы и добычу для удовлетворения прогнозируемого растущего спроса на нефть на мировом рынке.

В период с 2011 г. по середину 2014 г. цена на нефть марки Brent значительно превышала отметку в 100 долл. США/барр. (так, среднегодовая цена составила 111,26 долл. США/барр. в 2011 г.; 111,65 долл. США/барр. в 2012 г. и 108,64 долл. США/барр. в 2013 г.).⁸ Такие цены были зафиксированы впервые в истории, как в номинальном выражении в долларах США (в текущих ценах), так и с учетом инфляции. Однако после выхода на пик в 115 долл. США/барр. в июне 2014 г. цена на нефть марки Brent начала медленно падать, достигнув уровня ниже 50 долл. США/барр. к началу 2015 г. (средняя цена в 2014 г. составила 98,9 долл. США/барр.). Такое падение стало следствием как перенасыщенности рынка, так и слабого спроса, а также совпало по срокам с решением Саудовской Аравии (основного поставщика нефти из стран ОПЕК) сохранить (как минимум, на ближайшее время) и не уменьшать объемы добычи, чтобы сохранить свою долю на мировых рынках (ниже приведено подробное описание факторов, влияющих на формирование цен на нефть).

Другими словами, в конечном итоге установившаяся тупиковая ситуация наблюдалась в течение последних нескольких лет и была обусловлена действием двух взаимоуравновешивающих сил (резкий рост добычи в странах, не входящих в ОПЕК, главным образом, за счет США⁹, с одной стороны, и нестабильная политическая обстановка на Ближнем Востоке и в Северной Африке, с другой стороны). Эта ситуация разрешилась в пользу

⁸ Абсолютная цена на нефть марки Brent – отправная точка для прогнозирования цен на нефть. Brent – легкая малосернистая сырая нефть, которая может перерабатываться практически всеми НПЗ мира, является прямым конкурентом нефти, добываемой на Ближнем Востоке и в Африке, и поставляется на все крупные рынки.

⁹ Рост добычи в 2014 г. отчасти стал возможным благодаря быстрому восстановлению объемов добычи Ливией, членом ОПЕК, где, несмотря на продолжающиеся гражданские беспорядки, объемы добычи подскочили до 900 тыс. барр./сутки.

исключительного роста объема добычи.¹⁰ Рост объемов добычи в странах, не входящих в ОПЕК, в 2014 г. достиг рекордно высокого уровня (2 млн. барр./сутки) за период с 1978 г., что более чем в три раза превышает прогнозируемый рост спроса на нефть на мировом рынке (0,6 млн. барр./сутки). Данная ситуация отражает более низкий, чем ожидалось, спрос на нефть на ближайшую перспективу в странах Азии (Китай, Япония) и в целом в развивающихся странах.¹¹

Поскольку рост добычи в странах, не входящих в ОПЕК, может оказаться более чем достаточным для удовлетворения большей части мирового спроса в ближайшей перспективе, компенсирующие производители ОПЕК (главным образом, Саудовская Аравия, но также Кувейт и ОАЭ) и компании, добывающие нетрадиционные ресурсы в Северной Америке, будут вынуждены сократить добычу в течение ряда ближайших лет.

Таким образом, в настоящее время рынок находится в процессе корректировки мировых цен на нефть, которая займет несколько лет, после исторического среднегодового максимума в номинальном выражении, зафиксиро-

ванного в период с 2011 г. по середину 2014 г. С учетом умеренных цен на нефть в краткосрочной перспективе ожидается сокращение инвестиций в разведку и добычу по сравнению с предыдущими годами устойчивого роста (высоких) цен. При этом также ожидается, что сочетание указанной корректировки предложения и продолжающийся рост спроса позволит сбалансировать рынок нефти в глобальном масштабе (Рис. 4.8) и к 2019 г. и привести к восстановлению цен на нефть на уровне порядка 95 долл. США/барр. (в номинальном исчислении) (Рис. 4.9). Однако, ввиду высокой степени неопределенности возможны самые разные сценарии ценообразования (Рис. 4.10). К концу текущего десятилетия сокращение капиталовложений несколько замедлит темпы роста добычи в странах, не входящих в ОПЕК. Ожидание этой тенденции отразится на нефтяных рынках в качестве постепенного роста цен. Хотя в реальном выражении прогноз IHS цен на нефть марки Brent на период после 2020 г. практически исключает резкие изменения (Рис. 4.11), цикличность цен вне всяких сомнений будет продолжаться и в будущем. Данный прогноз характеризует ценовую конъюнктуру в целом (Раздел 4.3.).

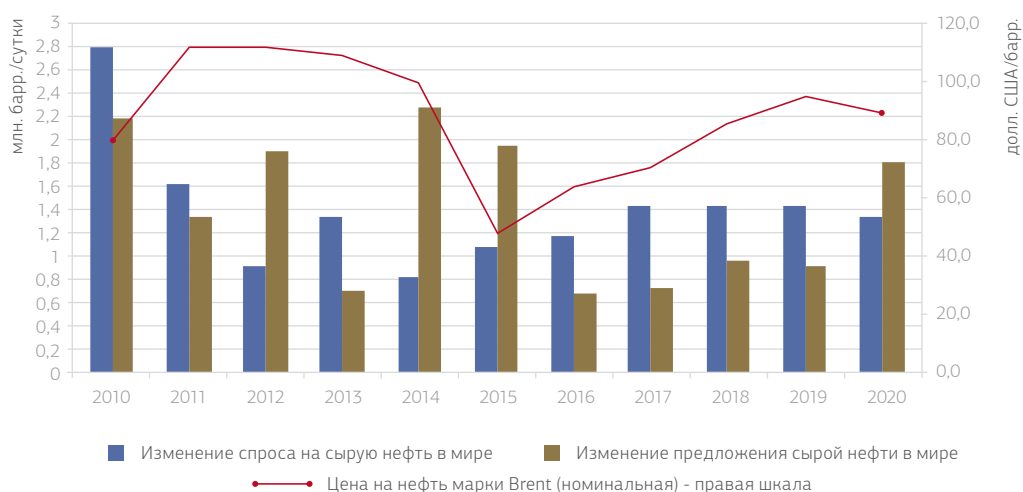


Рис. 4.8 Мировая динамика спроса и предложения сырой нефти в 2010-2020 гг.

¹⁰ См.: Джемми Уэбстер, Пол Тоссетти, Джефф Мейер, Эшли Петерсен, Джеймс Буркхард и Бхушан Бахри «Выход из тупиковой ситуации: когда прекратится рост цен на нефть на мировом рынке?». Краткий обзор рынка IHS Energy, Служба по глобальному рынку нефти. 13 октября 2014 г. [Jamie Webster, Paul Tossetti, Jeff Meyer, Ashley Petersen, James Burkhard, and Bhushan Bahree, Stalemate Breaks: When Will Global Oil Prices Level Out? IHS Energy Market Briefing, Global Crude Oil, 13 October 2014].

¹¹ После аварии на атомной электростанции Фукусима-1 в 2011 г. власти Японии временно приостановили работу всех АЭС в стране до проведения проверки безопасности на каждой из них. Ввиду вывода из эксплуатации атомных электростанций незамедлительно поменялась и структура энергетики Японии. Так как Япония удовлетворяет внутренний спрос на первичные энергоресурсы за счет собственных источников лишь на 15%, к 2012 г. страна стала вторым по величине импортером органических видов топлива в мире после Китая. Однако со временем спрос на нефть и газ в Японии станет более умеренным как следствие повышения энергоэффективности, развития возобновляемой энергетики и постепенного ввода в эксплуатацию отключенных ядерных реакторов, которые будут признаны безопасными для населения. Решение о запуске первых двух реакторов на станции Сендай было принято в конце 2014 г. Промышленная эксплуатация блока «Сендай-1» возобновилась 10 сентября 2015 г., а промышленное производство электроэнергии на блоке «Сендай-2» планируется возобновить в ноябре. (<http://www.nei.org/News-Media/News/Japan-Nuclear-Update>).

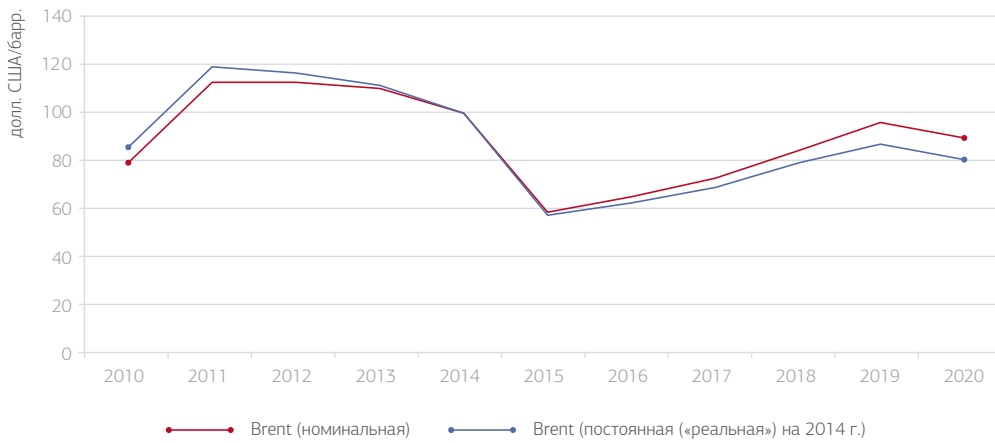


Рис. 4.9 Обзор и прогноз цен на нефть марки Brent (FOB Северное море) в период до 2020 г. (базовый сценарий)

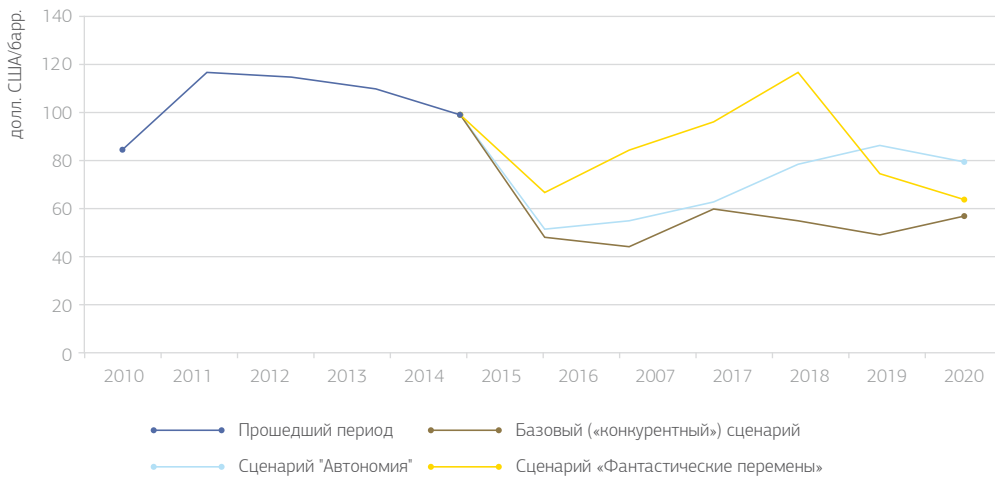


Рис. 4.10 Обзор и прогноз цен на сырую нефть марки Brent в период до 2020 г. – три сценария

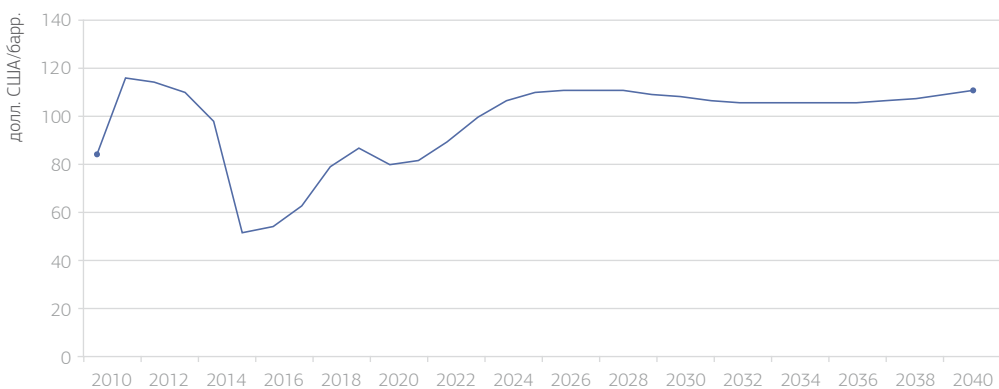


Рис. 4.11 Долгосрочный прогноз по нефти марки Dated Brent (FOB Северное море) – базовый сценарий

С 2000 г. существенно (более чем в два раза в период с 2003 г. по 2008 г.) выросли производственные издержки предприятий нефтедобывающей отрасли, главным образом, за счет роста цен на сталь, стоимости рабочей силы и услуг (кроме всего прочего). Эта инфляция, вызванная ростом издержек на вышеуказанные материалы и ресурсы, в свою очередь, была обусловлена превышением спроса над предложением на нефтяном рынке в течение большей части последнего десятилетия, и возникшим в результате этого стремлением осуществлять новые проекты в области разведки и добычи, и повышением затрат на разведку и добычу в результате сдвига в сторону добычи нефти из более сложных источников, таких как нетрадиционные, трудноизвлекаемые запасы нефти и месторождения на глубоководных участках. Инфляционное давление на отрасль, наблюдаемое в течение последнего десятилетия, привело к существенному росту себесто-

имости добычи. Данный фактор совместно с постоянными задержками и превышением затрат, характерным для крупных нефтяных проектов в разных странах мира¹², дает основание полагать, что возврат на постоянной основе к низким ценам на нефть, зафиксированным в 90-х годах XX века и в начале XXI-го века, вряд ли возможен. Однако в текущих условиях при низких ценах на нефть падает и индекс стоимости: индекс капитальных затрат на разведку и добычу, который рассчитывается по методике IHS, в 2015 г. сократился на 4% для разведки и добычи на суше и на 6% для разведки и добычи на шельфе (для сравнения: 1 кв. 2000 г. =100) (Рис. 4.12). В рамках предлагаемого базового сценария в период до 2016 г. индекс стоимости, как ожидается, незначительно упадет, после чего наступит период положительной динамики. Индекс стоимости в сфере разведки и добычи предположительно вернется на уровень 2014 г. примерно в 2018 г.

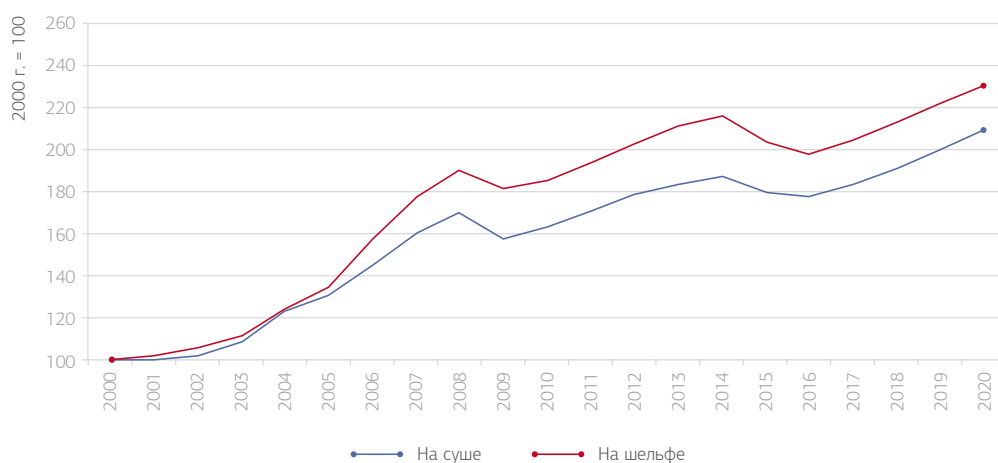


Рис. 4.12 Индекс капитальных затрат на разведку и добычу (UCEI) в номинальных долларах

Основным негативным последствием роста объемов добычи в странах, не входящих в ОПЕК (Северная Америка), изменений в профиле спроса и мировых товаропотоков, а также тенденций к дальнейшему снижению цен на нефть является тот факт, что условия для освоения запасов во многих странах-владельцах ресурсов в настоящее время неконкурентоспособны для привлечения средств международных инвесторов. Если раньше нефтедобывающие компании «гнались за запасами» в разных странах мира, и страны-владельцы ресурсов пользовались этим, увеличивая долю государства в ре-

ализуемых проектах, то сегодня нестабильная ценовая конъюнктура приводит к сокращению нефтяными компаниями плановых объемов капиталовложений; при этом некоторые из них перенаправляют часть своих вложений в Северную Америку, где существует стабильная рыночная среда и условия для привлечения инвесторов. При наличии ряда благоприятных возможностей разведки и добычи нефти наблюдается ужесточение конкуренции между странами за привлечение инвестиций (в условиях сокращения общих объемов капиталовложений) в эту сферу.

.....

¹² См.: «Мегапроекты: проблемы, которые не могут решить крупнейшие нефтедобывающие компании». Еженедельный отчет Службы по исследованию нефтяных рынков. 6 октября 2014 г. [“Megaprojects: The Problem Big Oil Can’t Solve,” Petroleum Intelligence Weekly, October 6, 2014].

Конец 10-летнего «супер-цикла» цен на энергоносители, в том числе на нефть

Резкое снижение мировых цен на нефть, произошедшее в середине 2014 г., послужило еще одним свидетельством конца десятилетнего периода «супер-цикла» цен на энергоносители, в ходе которого сочетание растущего спроса и повышения цен на энергоносители привело к значительному росту ВВП в странах, экспортирующих энергоресурсы, чему способствовал, главным образом, рост экономики Китая. В результате, в глобальной нефтегазовой отрасли меняются показатели экономической эффективности, структура ассигнований, подход к разработке новых проектов, что приводит к значимым последствиям для темпов и масштабов реализации проектов, способности завершать их в установленные сроки и обеспечивать необходимую степень их доходности для стран-владельцев ресурсов. Динамику доходности проектов для сектора апстрим с середины 2014 г. можно охарактеризовать, в лучшем случае, как вялую, и, как следствие, в странах мира зарождается новая волна рационализации затрат. Это влечет за собой важные последствия для флагманских проектов Казахстана, в том числе для сильно отстающего от графика проекта разработки месторождения Кашаган, а также для планируемых проектов реализации следующих этапов разработки месторождений Тенгиз и Карачаганак. Наиболее существенные последствия кратко изложены ниже.

- Определяющими факторами в деятельности высшего руководства нефтегазовых компаний более не являются призраки дефицита, неизбежная необходимость в новых источниках (хотя коэффициент замещения (восполнения) запасов все еще сохраняет свою важность) и уверенность в постоянстве роста цен как следствия постоянно растущего потребления в условиях новых рынков.
- Проекты добычи нефти и газа из нетрадиционных источников с более короткими сроками реализации знаменуют исторические перемены в отрасли. Вместо финансирования растущего числа международных проектов, не только т.н. независимые (главным образом в секторе апстрим), но и другие нефтегазовые компании переадресуют капитал и направляют его обратно в Северную Америку.
- Руководство нефтегазовых компаний сильно обеспокоено стабильной тенденцией роста затрат и воздействием этой ситуации на прибыль. Значительные перерасходы средств сверх сметы и отставание от графика супер-крупных проектов стало хронической проблемой. Кашаган – один из наиболее экстремальных примеров, однако та же самая ситуация наблюдается и во многих странах мира. Глобальный перерасход средств сверх сметы происходит по нескольким причинам, которые формируются в общую тенденцию – общее усложнение проектов, дефицит квалифицированной рабочей силы (ограниченные возможности подрядчиков в быстроразвивающихся направлениях, таких, как разработка глубоководных ресурсов и нетрадиционных месторождений), а также завышенные требования в области использования возможностей местной экономики.
- Новым слоганом в словаре руководства компаний стала фраза «дисциплина капиталовложений» (упорядоченный подход к капиталовложениям) (в качестве ответа на требования инвестиционного сообщества), контроль затрат и более высокая селективность. С учетом мало обнадеживающих перспектив динамики цен на нефть в обозримом будущем при уровне затрат, приближающемся к рекордному, улучшение положения в ближайшем будущем представляется маловероятным, напротив, можно ожидать сокращения нормы прибыли и доходов операторов, что приведет к переоценке будущих проектов и переносу их реализации на более поздние сроки.¹³
- Принимающим инвестиции странам придется пересмотреть общий подход к разрабатываемым ресурсам компаний с учетом смещающегося баланса конкурентоспособности в отрасли на глобальном уровне – а также с тем, что в настоящее время обострилась конкуренция среди компаний за доступ к источникам инвестиций. Страны – владельцы ресурсов вынуждены будут признать, что острота конкурентной заинтересованности со стороны компаний, к которой эти страны привыкли за последние десять лет, сильно притупилась. Новые тендеры, основанные на условиях, приемлемых в эру «супер-цикла» (и на рекомендациях, вытекающих из характера этой эры), необходимо будет пересмотреть с учетом новых реалий, а это будет тем более трудно, что за указанный период появились новые требования.
- Страны, приступающие к реализации проектов не теряя времени, таким образом, докажут, что они осознают необходимость проявить себя конкурентоспособными с точки зрения трех основных критериев: условия налогообложения, использование возможностей местной экономики, а также оперативность и качество принимаемых решений. Страны, способные приспособиться к новым условиям, получают преимущества в форме своевременной реализации проектов и более упорядоченного потока доходов в бюджет и в национальную экономику.

.....

¹³ Новые ограничивающие факторы более подробно рассматриваются в специальном отчете службы IHS Cost & Strategic Sourcing (анализ затрат и стратегический выбор источников поставок) «Операторы урезают затраты по мере резкого сокращения прибыли» от 13 октября 2014 г. [Operators Slash Spending as Returns Collapse, IHS Cost & Strategic Sourcing, Special Report, October 13, 2014].

Однако, учитывая циклический характер развития отрасли, уже отмечаются факторы, свидетельствующие о том, что в скором времени в разведку и добычу могут быть привлечены новые инвестиции. Длительный период низких цен сделает нефть более конкурентоспособной по сравнению с альтернативными источниками и, в конечном итоге, будет стимулировать рост спроса. Кроме

того, в некоторых странах ограничения геологического, технологического и иного характера могут отрицательно сказаться на возможностях значительного увеличения объемов добычи в будущем (по сравнению с текущими показателями), что ограничит рост предложения и будет способствовать росту цен. Яркими примерами таких стран могут служить Саудовская Аравия и Россия.

4.3. Прогноз цен на нефть

4.3.1. Ключевые моменты

- **Цены на сырую нефть.** В 2015 г. цены на нефть на мировых рынках сохраняются на уровне 52 долл. США/барр. (за нефть марки Brent) за счет устойчивой перенасыщенности рынка (как ожидается, такая ситуация сохранится и в начале 2016 г., после чего цены начнут постепенно расти и в среднем за 2016 г. составят 55 доллара США/барр.). В среднесрочной перспективе (2017-2020 гг.) среднегодовая цена на нефть будет постепенно расти и составит ~79 долл. США по мере роста спроса и ограничения предложения

в целом на мировом рынке. По сути, мировой рынок нефти вернется к уровню высоких цен (100-105 долл. США/барр. в среднем в 2021-2040 гг.), хотя и будет подтвержден существенной изменчивости цен за счет цикличности спроса и предложения. В долгосрочной перспективе ожидается потребность в поставках на рынок дорогостоящей нефти для удовлетворения растущего спроса на мировом рынке и компенсации сокращающихся объемов добычи на разрабатываемых месторождениях.

4.3.2. Прогноз цен на сырую нефть

Начиная с июня 2014 г., цены на нефть на мировых рынках начали резкое падение. Цена на нефть марки Dated Brent упала с 115 долл. США/барр. в начале июня 2014 г. до 45 долл. США/барр. в январе 2015 г. Стремительно падающие цены на нефть – результат ослабления фундаментальных факторов. Темпы роста предложения стали опережать темпы роста спроса, а излишки направляться и в без того заполненные хранилища. Рост объемов добычи в США (в частности, сланцевой нефти на месторождении Игл-Форд и в Пермском бассейне в штате Техас, на Баккенском месторождении в штате Северная Дакота) плюс дополнительные объемы из Канады резко изменили положение с поставками на мировом рынке.

В период с 2008 г. объемы добычи нефти в США выросли на 80% почти до 9 млн. барр./сутки (Рис. 4.13). Продемонстрированный в США рост превышает объемы добычи любой отдельно взятой страны-участницы ОПЕК (кроме Саудовской Аравии). Несмотря на стремительное разви-

тие нефтедобывающей отрасли в США и Канаде в течение последних трех лет, данный рост был компенсирован перебоями в поставках из Ливии и Южного Судана, запретом на экспорт нефти из Ирана и высоким спросом, обусловленным продолжающимся развитием экономики Китая. Таким образом, в этот период цены на нефть сохранялись примерно на одном и том же уровне (около 100 долл. США/барр.). Однако, во второй половине 2014 г. появились первые признаки замедления темпов экономического роста и падения спроса на нефть, как только Ливия в четыре раза увеличила добычу нефти почти до уровня 1 млн. барр./сутки. Этим был дан толчок падению цен на нефть, которое началось в сентябре 2014 г. и ускорилось после того, как Саудовская Аравия и ОПЕК приняли решение (в ноябре) не сокращать объемы добычи в целях сохранения доли рынка.

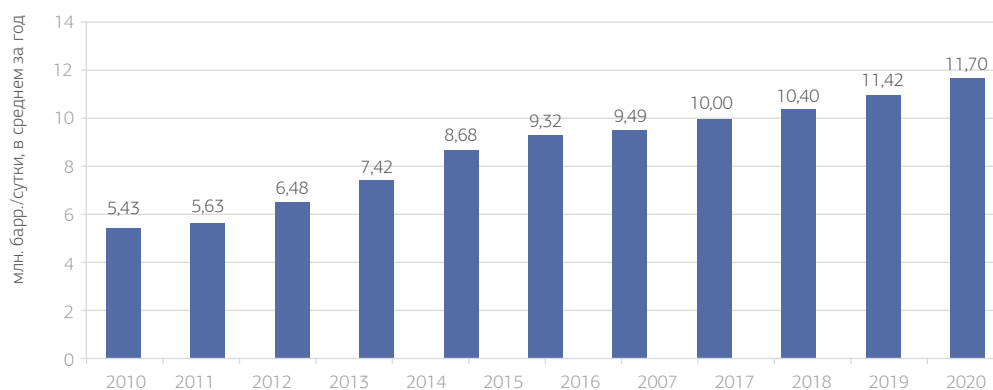


Рис. 4.13 Профиль добычи сырой нефти в США, 2010-2020 гг.

Для восстановления сбалансированности спроса и предложения на мировом рынке и роста цен необходимы два фактора: снижение предложения или повышение спроса. В ближайшей перспективе спрос на мировом рынке вряд ли сможет самостоятельно изменить ситуацию на рынке. Рост спроса в Китае, который был одним из ключевых факторов роста мирового спроса (около 40% мирового спроса в период после 2000 г.), замедлился. Власти Китая подняли налоги при низких ценах на нефть; таким образом, возможный положительный эффект от низких цен на нефть для роста спроса был нивелирован. Власти других стран (в частности, Индонезии, Малайзии и Анголы) воспользовались низкими ценами на нефть и сократили субсидирование, которое искусственным образом поддерживало низкие цены на бензин.¹⁴ Повышение налогов на потребление и сокращение субсидий ограничило эффект от низких цен на нефть с точки зрения спроса.

Как следствие, возможности значительного повышения спроса за счет снижения цен на нефть в целом представляются ограниченными. Вполне возможно, что такой сценарий все же воплотится в жизнь в странах, где на логи приходится небольшая доля розничных цен, вследствие чего низкие цены на нефть будут более очевидны для конечного потребителя. Наиболее ярким примером служат США. Однако, рост спроса, по всей вероятности, будет носить умеренный характер ввиду относительно низкой гибкости спроса на нефть, что подразумевает наличие ограничений в части, касающейся числа потребителей, увеличивших объемы потребления нефтепродуктов в ответ на падение цен. Кроме того, в странах, где налоги составляют значительную часть цены на топливо (в частности, в Европе), потребители не так явно ощущают на себе изменения, связанные с падением цен на нефть на мировых рынках, что опять же ограничивает последствия в части спроса (Рис. 4.14).

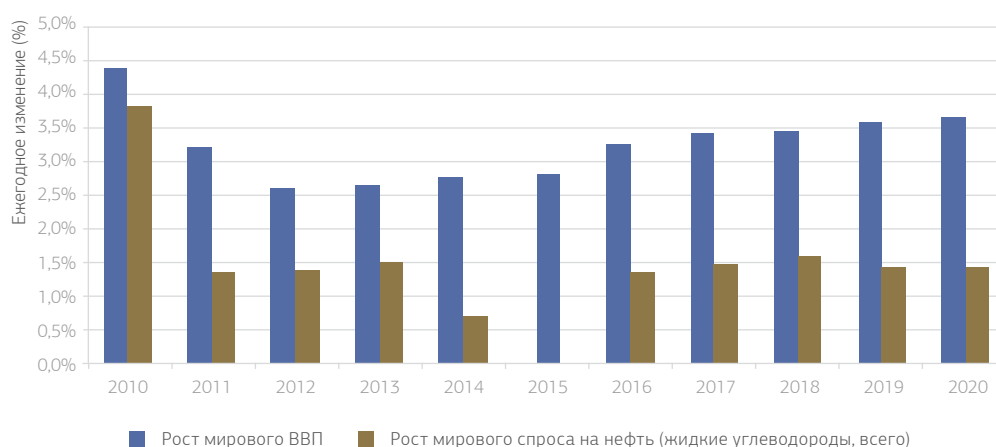


Рис. 4.14 Реальный рост мировой экономики и спроса на нефть в период до 2020 г.*

*Указан спрос на все жидкие углеводороды, включая продукты переработки, биотопливо и жидкие фракции природного газа

Поскольку сам по себе спрос не сможет повлиять на соотношение спроса и предложения на мировом рынке, данная функция, главным образом, делегируется предложению (т.е. задача по приведению фундаментальных рыночных факторов в положение равновесия). Между тем, по состоянию на конец ноября 2014 г. ОПЕК приняла решение отказаться от своей традиционной роли рыночного балансира и сохранить (плановые) объемы добычи на текущем уровне. Таким образом, ОПЕК продемонстрировала, что цены на нефть могут самопроизвольно корректироваться в поисках равновесия между спросом и предложением. Поскольку страны ОПЕК отказались от своей традиционной роли контролера за рыночным балансом, задача сокращения объемов добычи перешла к другим нефтедобывающим странам. Низкие цены заставляют некоторых операторов останавливать добычу,

а других – отказываться от инвестиций в разведку и добычу, что в конечном итоге приведет к сокращению объемов добычи. Это также подтолкнуло некоторые добывающие компании к поиску возможностей для сокращения затрат в процессе добычи. Несмотря на то, что добыча трудноизвлекаемой нефти (США) более восприимчива к низким ценам по сравнению с традиционной нефтью, и что США стали компенсирующим производителем, даже здесь сокращение объемов добычи не будет сиюминутным; в месячном выражении рост объемов добычи приостановится лишь к концу 2015 г. Таким образом, цены на нефть предположительно останутся на уровне 52 долл. США/барр. в течение всего 2015 г. за счет сохраняющегося перенасыщения рынка, которое, как ожидается, продолжится и в 2016 г. (Рис. 4.15).

¹⁴ Другие страны, такие как Кувейт, Индия, Оман и ОАЭ, не сократили субсидии на бензин, но снизили субсидии на дизельное топливо, электроэнергию или природный газ. В целом суммы, на которые были сокращены субсидии, составляли лишь незначительную долю общемировых объемов субсидирования в энергетике, но даже это сокращение начинает оказывать определенное влияние на ситуацию в целом.

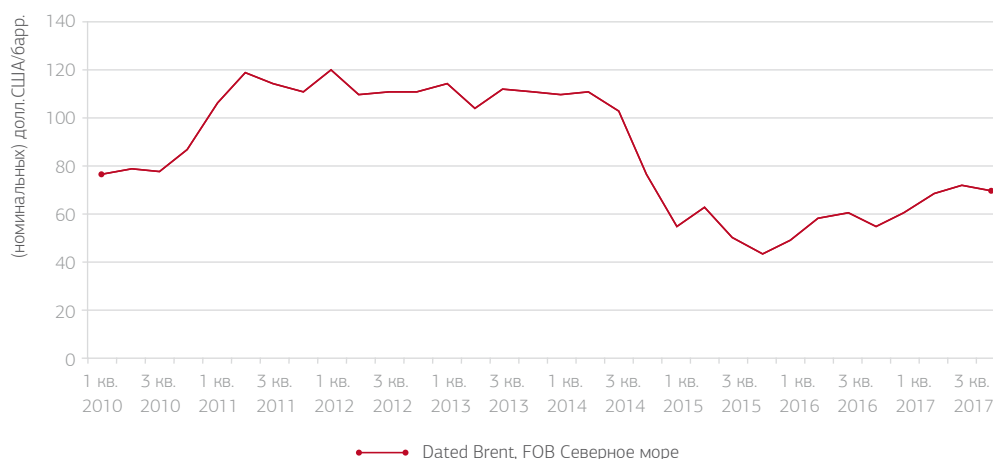


Рис. 4.15 Обзор и прогноз квартальных цен на нефть марки Dated Brent в период до 2017 г.

От компаний, добывающих трудноизвлекаемую нефть (США), ждут активных действий в ответ на низкие цены на нефть и сокращения объемов добычи. Считается, что эти компании наиболее восприимчивы к изменению цен на нефть ввиду необходимости постоянно бурить новые скважины для поддержания или увеличения объемов добычи. По этой причине Соединенные Штаты Америки становятся новым компенсирующим производителем в мире, как минимум, в ближайшей перспективе. Хотя объемы добываемой в США нефти в 2015 г. все еще будут превышать аналогичный показатель за 2014 г., в течение года будет наблюдаться сокращение объемов добычи. В следующем году 40% сокращение (в годовом выражении) инвестиций в бурение новых скважин и другие проекты в сфере разведки и добычи проявится со всей определенностью в падении темпов роста добычи в США. В 2016 г. ожидается незначительное возрастание цен до среднего уровня 55 долл. США/барр. по мере сокращения объемов добычи. При этом замедление темпов роста добычи в США оказывается неожиданно более умеренным, поскольку ее себестоимость снизилась на 20% в 2015 г., в результате чего цена безубыточности для трудноизвлекаемой нефти также упала. Тем не менее, в 2016 г. прирост добычи в США предположительно составит всего 325 тыс. барр./сутки, что гораздо меньше, чем среднегодовой показатель, зафиксированный в 2012-2014 гг. (1 млн. барр./сутки).

Что касается других производителей (кроме компаний, ведущих добычу трудноизвлекаемой нефти в США), то их реакция на низкие цены будет носить неоднородный характер и будет зависеть от целого ряда факторов, включая наличие окончательных инвестиционных решений по проектам в сфере разведки и добычи, экономическая целесообразность еще несанкционированных проектов, объем долговых обязательств и доступ компаний к рынкам капитала. При этом рост предложения будет незначительным, а в некоторых регионах даже отрицательным по сравнению с теми показателями, которые могли бы иметь место при цене 100 долл. США/барр.

В среднесрочной перспективе (2017-2020 гг.) ожидается некоторый рост цен на нефть по мере достижения

равновесия между спросом и предложением на рынке нефти, что станет следствием ограничения добычи в предыдущие годы. Низкие цены в 2015-2016 гг. неизбежно приведут к задержкам и отказу от реализации отдельных проектов; сократятся инвестиции в уже разрабатываемые месторождения. Эти явления будут иметь серьезные последствия для проектов, которые в противном случае могли бы обеспечить дополнительные объемы добычи в период с 2017 г. по 2020 г. Однако, цены на нефть в среднесрочной перспективе все же вряд ли достигнут отметки в 110 долл. США/барр. в среднем, как это было в период с 2011 г. по первую половину 2014 г. Избыточное предложение буровых платформ, судов и даже стали, накопленных в период высоких цен на нефть, позволят сократить затраты в отрасли. В соответствии с рассчитанным IHS Energy индексом капиталовложений в области разведки и добычи, затраты сократятся примерно на 7% в 2015-2016 гг.; при этом сокращение расходов может продолжиться в 2017 г., если цены на нефть будут ниже прогнозных показателей, в результате чего активность компаний в сфере разведки и добычи будет носить ограниченный характер.

В 2017 г. цена на нефть в среднем предположительно составит около 63 долл. США/барр. (в постоянных («реальных») долларах) по мере постепенного роста спроса и сокращения предложения (Таблица 4.1). Спрос на мировом рынке должен расти при сохраняющемся незначительном росте предложения и росте среднегодовой цены на нефть примерно до 79 долл. США/барр. в 2018 г. и 87 долл. США / барр. в 2019 г. К тому времени будет восстановлен прежний уровень добычи трудноизвлекаемой нефти в США, темпы роста увеличатся. Это основная предпосылка, так как еще не известно, насколько нефтедобывающая отрасль США способна восстановить устойчивый рост после такого спада. К 2020 г. цены на нефть вновь упадут до уровня 80 долл. США/барр. (в среднем) с увеличением поставок из Северной Америки; рост возобновится и в регионах, где в 2015-2016 гг. было принято решение заморозить проекты по разведке и добыче. Кроме того, дополнительные объемы нефти будут поставляться Ираком и частично Ираном.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	годовые темпы роста 2014-2020 гг. (%)	годовые темпы роста 2011-2015 гг. (%)
МИРОВОЙ СПРОС НА ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ													
Северная Америка	21,4	21,1	20,7	21,2	21,3	21,5	21,7	21,9	22,1	22,2	22,2	0,68	
США ¹	19,2	18,9	18,5	19,0	19,0	19,1	19,3	19,5	19,7	19,8	19,8	0,67	
Канада	2,2	2,3	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	0,78	
Европа ²	15,8	15,3	14,9	14,7	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,4	14,4	(0,19)	
Азия, страны, входящие в ОЭСР	8,0	8,2	8,4	8,3	8,1	7,9	7,8	7,7	7,6	7,6	7,6	(1,05)	
Азия, страны, не входящие в ОЭСР	20,5	21,4	22,4	22,9	23,3	24,1	24,8	25,5	26,3	27,1	27,9	3,01	
Китай	9,6	10,1	10,6	11,1	11,3	11,7	12,1	12,6	13,0	13,5	13,8	3,45	
Индия	3,5	3,7	3,9	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	3,05	
Азия, страны, не входящие в ОЭСР (исключая Китай и Индию)	7,4	7,7	7,9	8,0	8,1	8,3	8,5	8,7	8,9	9,1	9,4	2,36	
Латинская Америка ³	8,3	8,6	8,9	9,1	9,2	9,3	9,4	9,6	9,8	9,9	10,1	1,66	
Ближний Восток	7,8	8,2	8,7	8,9	9,0	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,4	2,39	
Евразия/СНГ	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	1,59	
Африка	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,6	4,7	2,91	
Мировой спрос на жидкие углеводороды, всего	89,1	90,3	91,6	93,0	93,6	94,7	96,0	97,4	99,0	100,4	101,8	1,42	1,22

МИРОВАЯ ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ													
Сырая нефть (страны, не входящие в ОПЕК)													
Северная Америка	11,0	11,5	12,8	14,1	16,0	17,0	17,4	18,3	19,3	20,4	21,4	4,94	
США	7,5	7,9	8,9	10,0	11,5	12,5	12,9	13,6	14,4	15,2	16,0	5,56	
Канада	3,4	3,6	3,9	4,1	4,5	4,5	4,5	4,7	5,0	5,2	5,5	3,25	
Евразия/СНГ	13,7	13,8	13,8	14,0	14,0	14,0	14,1	14,3	14,6	14,6	14,6	0,69	
Латинская Америка	6,9	7,1	7,0	7,0	7,1	7,2	7,3	7,1	7,3	7,5	7,7	1,41	
Бразилия	2,1	2,2	2,1	2,1	2,3	2,6	2,7	2,8	3,1	3,5	3,7	8,12	
Мексика	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3	(2,85)	
Европа	4,3	3,9	3,6	3,3	3,3	3,2	3,2	3,1	3,0	2,8	2,7	(3,22)	
АТР	8,5	8,4	8,4	8,3	8,3	8,3	8,2	8,4	8,4	8,3	8,2	(0,19)	
Африка	2,4	2,4	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	(0,01)	
Ближний Восток	1,8	1,7	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	(1,96)	
Жидкие углеводороды (страны, не входящие в ОПЕК), всего	48,6	48,8	49,1	50,2	52,2	53,1	53,5	54,4	55,7	56,8	57,9	1,76	
Сырая нефть (страны ОПЕК)	31,2	32,0	33,4	32,6	32,6	33,1	33,3	33,5	33,6	33,6	33,7	0,55	
Конденсат и жидкие фракции природного газа (страны ОПЕК)	3,2	3,6	3,7	3,7	3,8	4,0	4,0	4,0	4,2	4,2	4,4	2,39	
Жидкие углеводороды (страны ОПЕК), всего	34,5	35,5	37,1	36,2	36,4	37,0	37,3	37,6	37,8	37,8	38,0	0,75	
Объёмная добавка в процессе переработки нефти	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	0,81	
Биотопливо (все страны мира)	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	
Прочие жидкие продукты ⁴	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	3,11	
Добыча жидких углеводородов в мире, всего	87,9	89,3	91,1	91,7	93,8	95,7	96,4	97,8	99,3	100,6	101,9	1,39	
Изменения в запасах жидких углеводородов, всего ⁵	(1,2)	(1,1)	(0,4)	(1,3)	0,3	1,0	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1		

Примечание: В таблице представлена наша первая, предварительная, оценка спроса и предложения в период до 2020 г. Указанные данные могут отличаться от данных прогноза, которые будут приведены в готовящемся к выходу материале 2015 IHS Annual Strategic Workbook (ASW) [Стратегическое руководство IHS за 2015 г.].

¹ США = 50 штатов + округ Колумбия.

² Восточная Европа отнесена к Европе.

³ Мексика, Пуэрто-Рико и Американские Виргинские острова отнесены к Латинской Америке.

⁴ Прочие жидкие продукты – общемировой показатель, включающий производство жидкого топлива из газа или угля, невозобновляемые кислородсодержащие соединения, добавки для нефтепереработки и нефтяные сланцы.

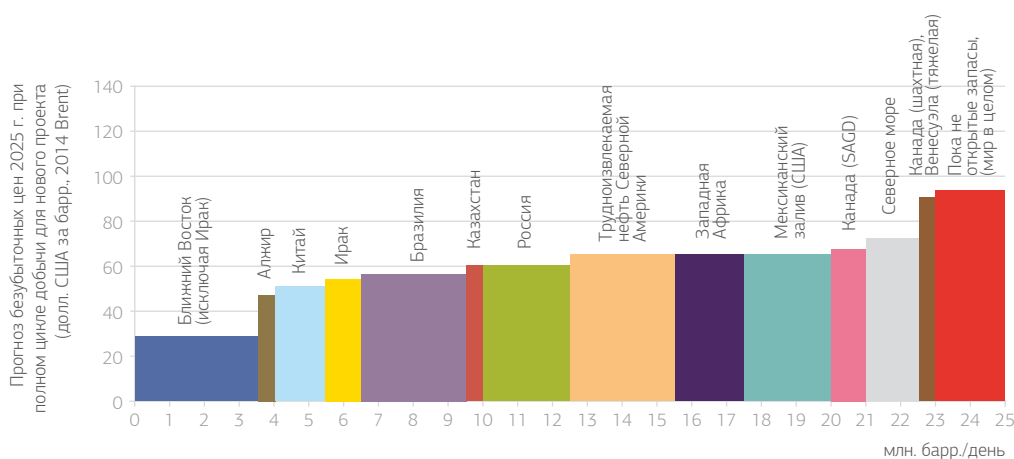
⁵ Положительное число отражает увеличение запасов, а отрицательное – их уменьшение.

Источник: IHS Energy. Обзор мировых рынков нефти (февраль 2015 г.). «Нефть – новая математика: США невольно становятся компенсирующим поставщиком». Обзор и прогноз ситуации на рынке нефти в период до 2020 г.: «Слабый рост предложения толкает цены вверх.» [February 2015 IHS Energy World Oil Watch The New Math of Oil: The «inadvertent swing supplier» – The United States. Oil market outlook to 2020: Weaker supply growth to push prices higher].

Таблица 4.1 Соотношение спроса и предложения на мировом рынке жидких углеводородов, 2010-2020 гг. (млн. барр./сутки, среднегодовые значения)

После падения цен ожидается повышение эффективности отрасли и более экономное расходование средств добывающими компаниями в попытке свести к минимуму издержки при критическом объеме производства. Это позволит повысить рентабельность при низких ценах на нефть. Еще до падения цен на нефть крупные нефтяные и газовые компании озаботились вопросом постоянно растущих издержек при разработке новых месторождений и начали реагировать на призывы инвесторов и акционеров более рационально использовать имеющиеся средства. Падение цен на нефть приведет к сокращению и ограничению расходов в рамках новых крупных инвестиционных программ в разных странах мира. В странах Африки, Азии и Латинской Америки уже наблюдается падение интереса к участию в тендерах по новым проектам в области разведки и добычи. Если вышеуказанные страны намерены привлечь инвесторов, им следует пойти на уступки в вопросах налогообложения, уплаты роялти и т.п. (включая использование возможностей местной экономики), которые влекут за собой рост расходов и задерживают сроки окупаемости инвестиций.

В более долгосрочной перспективе (после 2020 г.) мировой рынок нефти будет характеризоваться достаточным предложением; рост добычи нефти будет обеспечиваться, главным образом, за счет США, Канады, Бразилии и Ирака. Ожидается дальнейший незначительный рост спроса на нефть в долгосрочной перспективе в среднем на 0,8% в год в период до 2040 г. (Рис. 4.1), который будет компенсироваться устойчивым сокращением потребления на производстве. В странах ОЭСР (в частности, в Европе и Японии) ожидается стабилизация спроса. Спрос в Китае будет по-прежнему расти, хотя и не такими быстрыми темпами, как в последнее десятилетие. Как следствие, мировой рынок нефти в конечном итоге вернется к высоким ценам на нефть (105 долл. США/барр. в период после 2020 г.) за счет долгосрочной потребности в освоении запасов, извлечение которых сопряжено с повышенными затратами, для удовлетворения растущего мирового спроса на нефть и компенсации сокращающихся объемов добычи на других месторождениях (Рис. 4.16).¹⁵



Примечание: Представленный анализ отгрузки нефти новой добычи составляет более 75% от ожидаемого прироста мировых производственных мощностей по добыче нефти к 2025 г. 3-4 млн. барр./сут. в правой части графика отражают точку зрения IHS в отношении маргинальных источников поставки и являются ключевым определяющим фактором в отношении прогнозов равновесных цен в долгосрочной перспективе.

Рис. 4.16 Кривая затрат новых мощностей по добыче сырой нефти до 2015 г.

В создавшихся условиях важно помнить о том, что для рынка нефти еще с момента его создания в XIX веке характерна цикличность цен. Некоторые циклы подразумевают резкие изменения на нефтяном рынке: так было при росте цен в 1973 г., падении – в 1986 г. и при последовательном росте в период с 2003 г. по 2008 г. Возможно, в настоящее время роль ОПЕК меняется: Соединенные Штаты Америки, пусть и непреднамеренно, стали новым потенциальным компенсирующим производителем. Последствия могут быть самыми разными, и степень неопределенности на данный момент самая высокая за весь прошедший период. Рынок будет развиваться резко и скачкообразно. Между тем, относительно стабильные цены на нефть являются

важным условием развития нефтяной отрасли, и ОПЕК (в особенности, страны Персидского залива, для которых характерны низкие затраты на добычу и наличие значительных запасов), по всей вероятности, приложит в будущем все возможные усилия для обеспечения устойчивых цен после достижения очередного рыночного равновесия. Для этих стран цена на нефть на мировом рынке – куда более значимый фактор, нежели даже для основных стран-потребителей.

Ключевые риски падения цены ниже уровня, предусмотренного вышеприведенным прогнозом на долгосрочную перспективу, которые представляются наиболее актуальными для Казахстана, связаны исключительно

¹⁵ Кривую затрат на Рис. 4.16 не следует рассматривать как прогноз добычи на фоне роста спроса на нефть. Рис. 4.16 отражает общий потенциал (мощность) новых проектов в период до 2025 г. с разбивкой на доли рынка в регионе или стране по оси X и себестоимость добычи в различных регионах по оси Y.

с необходимостью поставок нефти по более низкой цене в целях обеспечения баланса на мировом рынке нефти в долгосрочной перспективе, что означает более низкую равновесную цену. К таким рискам относятся следующие:

- Гораздо более низкий уровень мирового спроса на нефть;

- Значительное сокращение издержек во многих странах и сферах добычи;
- Большой, чем ожидалось, объем поставок (предложения) со стороны отдельных менее затратных сфер добычи нефти (например, трудноизвлекаемая нефть в США).

4.4. Перспективы развития мирового рынка природного газа

Нетрадиционные источники природного газа также вносят существенные изменения в прогноз по запасам, объемам добычи и спросу на мировом рынке. Традиционно считалось, что запасов природного газа хватит на 60 лет (исходя из относительно небольших доказанных запасов и текущих объемов добычи или потребления). Однако,

на сегодняшний день по самым скромным оценкам извлекаемые запасы газа из нетрадиционных источников (как сланцевого газа, так и метана угольных пластов (МУП)) составляют 789 трлн. м³, т.е. позволяют обеспечить потребление в течение 250 лет (при текущем уровне потребления) (Рис. 4.17).¹⁶

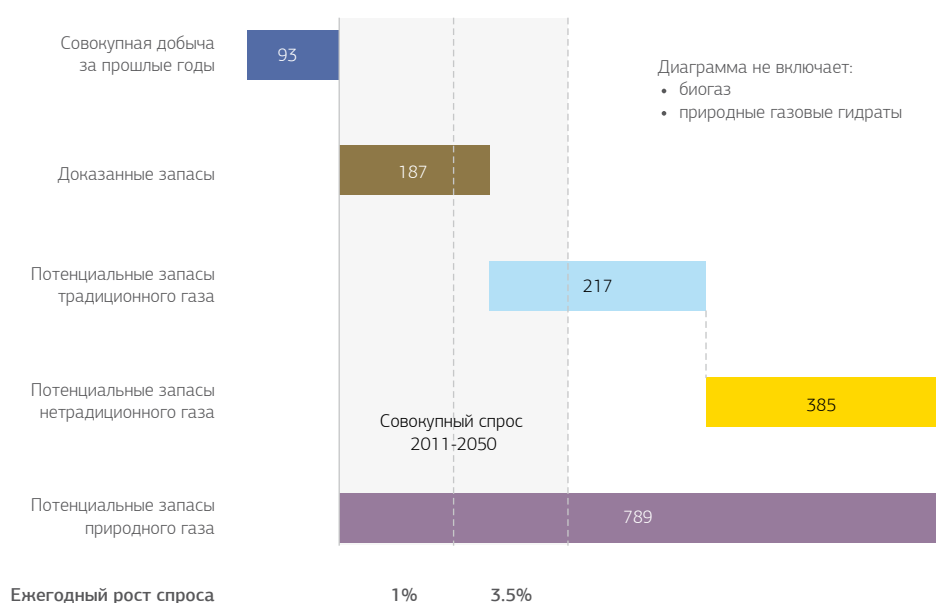


Рис. 4.17 Сколько в мире природного газа?

Хотя до настоящего времени практически весь нетрадиционный газ добывался в Северной Америке (главным образом, в США), поисково-разведочные работы, которые ведутся на месторождениях нетрадиционного газа в других странах, указывают на растущий потенциал сланцевого газа и угольного метана, способных значительно увеличить общие извлекаемые запасы природного газа.¹⁷

Как следствие, поставлены под сомнение концептуальные основы рынка природного газа, которые имели повсеместное распространение вплоть до 2009 г. Согласно вышеупомянутой системе понятий прогнозировался устойчивый рост объемов торговли природным газом на мировом рынке. Данная тенденция наблюдалась с се-

редины 90-х годов прошлого столетия по мере наращивания импорта (с транспортировкой по трубопроводам и в условиях растущей значимости – в виде СПГ) странами с ограниченными запасами традиционного газа из стран, где имелись большие запасы традиционного газа. Согласно вышеназванной системе понятий страны-импортеры делились на две группы: 1) развитые страны (США, Япония, Европа и Южная Корея), которые при высоких ценах на газ были готовы и имели возможность платить за поставки; 2) крупнейшие (Китай, Индия и, возможно, Бразилия) и ряд небольших развивающихся стран, которые рассматривались как потенциально крупные импортеры, чувствительные к росту цен, т.е. для которых была характерна большая неопределенность относительно

¹⁶ Международное энергетическое агентство. «Перспективы развития мировой энергетики», 2010 г. [International Energy Agency, World Energy Outlook, 2010].

¹⁷ См. многоклиентское исследование IHS CERA «Новая карта мировых газовых месторождений», 2013 г. [IHS CERA Multi-Client Study, The New Map of Global Gas, 2013].

их возможностей по наращиванию объема импорта. С другой стороны – экспортеры, в лице, главным образом, России, стран Ближнего Востока, Северной и Западной Африки и Центральной Азии (включая Туркменистан) с их богатыми запасами газа из традиционных источников.

Данная концептуальная модель предполагала в будущем продвижение в сторону глобализации газовых рынков. Северная Америка, которая на протяжении долгого времени самостоятельно обеспечивала свои потребности в природном газе, должна была присоединиться к другим участникам мирового рынка в качестве потребителя и импортера ввиду истощения запасов традиционных ресурсов. Вместе с тем, количество стран-импортеров СПГ увеличивалось за счет развивающихся стран, тогда как ранее это была небольшая и неизменная группа стран Азии и Европы. Это позволило предположить, что увеличение объемов торговли СПГ и рост числа стран-импортеров могут стать предпосылкой к созданию глобального рынка природного газа, шагом на пути к глобальному ценообразованию в той или иной форме, как в случае с другими основными сырьевыми товарами.¹⁸

На данном традиционном подходе в настоящее время отражаются следующие три новых фактора:

- Во-первых, газ из нетрадиционных источников поставил под сомнение существовавшие ранее точки зрения относительно распределения ресурсов и потенциальных товаропотоков, поскольку теперь масштабные вероятные запасы были выявлены в регионах, которые ранее относились к разряду чистых импортеров. Тем не менее, пока остается неясным, в какой мере успешный североамериканский опыт разработки нетрадиционных месторождений газа (в основу которого легло благоприятное сочетание таких факторов как геологические характеристики, законодательная база, а также наличие инновационных технологий и инвестиционного капитала) удастся повторить в других регионах мира.
- Во-вторых, открытие крупных запасов традиционного газа на глубоководных месторождениях в Восточной Африке и Восточном Средиземноморье и попутного газа на шельфовых месторождениях в Бразилии привело к расширению круга потенциальных источников традиционного газа для экспорта.
- В-третьих, дефицит газа в большинстве стран Ближнего Востока (при этом данная тенденция распространяется и на Северную Африку) ставит вопрос о месте, которое данные регионы будут занимать в общей структуре экспорта в долгосрочной перспективе. Несмотря на то, что в данном регионе находится 40% доказанных общемировых запасов газа, там наблюдался быстрый (приблизительно на 6-7% в год) рост внутреннего спроса (в особенности, в сфере выработки электроэнергии) при неравномерном распределении запасов: например, Иран, Египет, Катар и Саудовская Аравия располагают значительными запасами, в то время как у ОАЭ, Кувейта, Бахрейна, Иордании и Сирии подобные запасы отсутствуют. С учетом того, что значительная часть данных объемов приходится

на попутный газ (используемый на месторождениях для повторной закачки) и на сернистый газ (переработка которого представляет собой сложную задачу), и что инвесторы считают добычу нефти приоритетным направлением по отношению к разработке запасов природного газа, некоторые страны (например, ОАЭ или Кувейт) вынуждены импортировать СПГ, как минимум, для удовлетворения пикового сезонного спроса на электроэнергию, а также наращивать возможности выработки электроэнергии с использованием нефти и угля. Египет, который когда-то был чистым экспортером сухого газа, не так давно заключил соглашение о начале импорта природного газа с морских месторождений Израиля.

Как и в случае с нефтью, неожиданный рост мировой добычи газа (с 2 989 млрд. м³ в 2009 г. до 3 461 млрд. м³ в 2014 г.) сопровождался падением цен на многих рынках. Тем не менее, в отсутствие глобального рынка газа, фактические механизмы, лежащие в основе снижения цен, варьировались в зависимости от структуры ценообразования на различных крупных региональных рынках (США, Европа, Азия). В США продажа газа осуществляется, в основном, на спотовом рынке, что позволяет добывающим компаниям мгновенно находить имеющихся покупателей, быстро договариваться о ценах (они, как правило, отличаются волатильностью, которая обусловлена краткосрочными изменениями в спросе и предложении) и доставлять энергоносители в кратчайшие сроки после заключения сделки. В то же самое время, за пределами Северной Америки – в Европе и особенно в Азии – спотовые рынки хотя и существуют, но большая часть газа обычно продается по долгосрочным контрактам по ценам, которые, как правило, привязываются к цене на нефть (сырую нефть или нефтепродукты, такие как мазут или дизельное топливо) с использованием определенной формулы. Эти контракты, срок действия которых может составлять 20-25 лет, обеспечивают надежные рынки и источники дохода для добывающих компаний, а также надежные источники поставок для потребителей. Механизмы корректировки цен предполагают отставание по времени (обычно от трех до девяти месяцев) между изменением цен на нефть и корректировкой цены на газ, а также периодический пересмотр ценовых условий (например, каждые 3-5 лет).

Например, на спотовом рынке США, где цены быстро реагируют на изменения спроса и предложения, внезапный приток новых объемов предложения из Северной Америки, привел к тому, что цена на узле Henry Hub упала с 4,57 долл. США за миллион британских тепловых единиц (БТЕ) в июне 2014 г. до 3,43 долл. США к концу 2014 г. и продолжила падение до 2,73 долл. США по состоянию на июнь 2015 г. Отраслевые аналитики IHS ожидают, что до конца 2015 г. цена будет оставаться примерно на одном уровне – около 2,80 долл. США/млн. БТЕ (и в среднем составит 2,82 долл. США/млн. БТЕ за 2015 в целом) на фоне ввода в действие на северо-востоке США (в регионе Марселлус/Ютика) мощностей новой волны расширения трубопроводной инфраструктуры, что позволит увеличить объемы добычи на месторождениях данного региона и удовлетворить зимний спрос на газ. Согласно прогнозу IHS, в 2016 г. цена Henry Hub немного вырастет, и среднегодовой показатель составит 2,88 долл. США/млн. БТЕ.

¹⁸ См.: Дэниел Ергин и Михаэль Стоппард «Очередной приз», Foreign Affairs, вып. 82 (№6), 2003 г. [Daniel Yergin and Michael Stoppard, "The Next Prize," Foreign Affairs, Vol. 82, No. 6, 2003].

На спотовом рынке Великобритании (и еще нескольких менее крупных – в других странах Европы), наблюдается аналогичная зависимость между общемировым ростом объемов предложения газа и падением цен. В Великобритании средняя цена на виртуальной площадке NBP (Национальная точка балансирования) составила 8,23 долл. США/млн. БТЕ за весь 2014 г; при этом за среднегодовой ценой скрывается достаточно существенное падение цен на ежемесячной основе. В январе 2014 г. цена составляла 10,71 долл. США/млн. БТЕ. Однако, в связи с необычайно теплой зимой (и, соответственно, снижением потребления газа для выработки электроэнергии), а также в связи с накоплением в хранилищах запасов, объем которых превысил средние показатели, к июлю цена упала до наиболее низкого уровня с сентября 2010 г. (6,36 долл. США/млн. БТЕ). Несмотря на то, что, по мере накопления запасов в процессе подготовки к зимнему сезону 2014-2015 гг., к декабрю цены выросли до 8,50 долл. США, ожидается, что поставка значительных объемов катарского СПГ из тихоокеанского бассейна на рынок Великобритании (при относительно слабом спросе и негативных ценовых тенденциях) будет способствовать сохранению низких цен NBP. По прогнозам IHS, по мере поступления СПГ из других источников на рынки Великобритании и стран континентальной Европы, средняя цена NBP составит лишь 6,72 долл. США/млн. БТЕ в 2015 г. и 6,45 долл. США в 2016 г.

На рынках Японии и прочих стран Азии, где цена на газ привязана к стоимости нефти, недавнее снижение цен на нефть сейчас все в большей мере находит отражение в падении цен на газ, поставляемый на основе долгосрочных контрактов. Тем не менее, ожидается, что цены на газ в Азии сохранятся на более высоком уровне, чем в США и Европе. Это обусловлено сразу несколькими причинами, среди которых – большие объемы поставок СПГ в сравнении с транспортировкой газа по трубопроводам и широкое применение Японией импортируемого СПГ для выработки электроэнергии в связи с мораторием на использование атомных электростанций после аварии на АЭС Фукусима-1 в 2011 г. В Японии (а также на Тайване и в Южной Корее) при заключении долгосрочных контрактов на импорт СПГ цены привязываются к ценам на сырую нефть, для чего используется комплексный японский показатель цен на нефть (JCC – Japanese Crude Cocktail), ежемесячно публикуемый японским Правительством.¹⁹ В 2014 г. на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского реги-

она, на которых в краткосрочном периоде наблюдался лишь незначительный рост (например, в Китае, Сингапуре, на Тайване и в Индии) или падение спроса (в Южной Корее), и где уже предлагался значительный объем продукции из таких добывающих стран, как Катар и Алжир, поступила дополнительная продукция из Папуа-Новой Гвинеи, Австралии и Нигерии. В результате цена JLC (показатель цен на СПГ, индексируемый с учетом JCC) постепенно снизилась с 16,67 долл. США/млн. БТЕ в начале года (31 января) до 16,13 долл. США (30 июня) и до 15,62 долл. США к концу года (31 декабря). Ожидается, что цена JLC, снижение которой продолжалось в первом квартале 2015 г. (до 14,28 долл. США/млн. БТЕ), упадет более резко к 2017 г. (прогнозируемая цена за год составит 9,79 долл. США/млн. БТЕ), когда, согласно прогнозам, на рынки стран Северо-Восточной Азии поступят дополнительные объемы СПГ, поставляемого из России и США (см. ниже).

Тем не менее, несмотря на значительное увеличение предложения газа, в более долгосрочной перспективе рост спроса на газ должен опередить рост спроса на нефть. Как ожидается, общемировой спрос на природный газ к 2040 г. увеличится почти вдвое. Хотя к 30-м годам текущего столетия нефть, уголь и природный газ, как ожидается, получают почти равные доли в общемировом объеме потребления первичных энергоресурсов, к 2040 г. природный газ, вероятно, вырвется в лидеры, когда, согласно прогнозам, на потребление газа, используемого для выработки электроэнергии, будет приходиться 41% спроса (Рис. 4.18). Одним из факторов, способствующих увеличению мощностей, работающих на газе, является расширение установленных генерирующих мощностей с использованием энергии ветра и солнца, для балансирования которых необходима газовая генерация. Еще один возможный фактор – вывод из эксплуатации угольных и атомных электростанций в США и их замена газовыми электростанциями, что приведет к повышению спроса на газ. Кроме того, имеются все основания предполагать возможный рост потребления в транспортной отрасли, где газ (особенно в виде СПГ в качестве котельного топлива для судов и топлива для грузового транспорта большой грузоподъемности) может получить более широкое распространение и спровоцировать падение цен на нефть.

¹⁹ Как следует из названия, данный показатель отражает среднюю цену (после таможенного оформления) на сырую нефть, импортируемую в Японию.

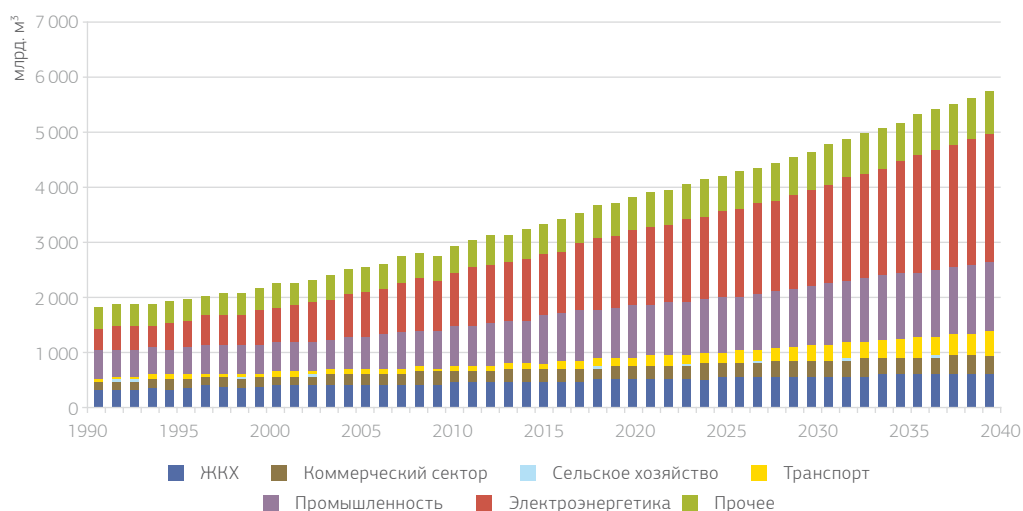


Рис. 4.18 Мировой спрос на природный газ по отраслям – базовый («конкурентный») сценарий

Как ожидается, Азиатско-Тихоокеанский регион станет основным центром спроса на природный газ; в 2020 г. объем потребления в данном регионе составит более 25% мирового спроса и почти 30% в 2040 г. (Рис. 4.19). За последние 5-6 лет потребление природного газа в Китае увеличилось вдвое. Согласно прогнозу IHS Energy, к 2040 г. спрос в Китае увеличится в пять раз и к этому времени Китай станет основным потребителем газа

в мире.²⁰ Однако даже к этому времени газ предположительно будет обеспечивать лишь около 15,5% от общего объема потребления первичных энергоресурсов в Китае, что гораздо меньше средних мировых показателей и долей в структуре потребления других стран (Япония – 27%, Россия – 54%, США – 34%). Что касается мира в целом, то ожидается, что доля газа вырастет с 21% в 2014 г. примерно до 27% в 2040 г. (Рис. 4.20).

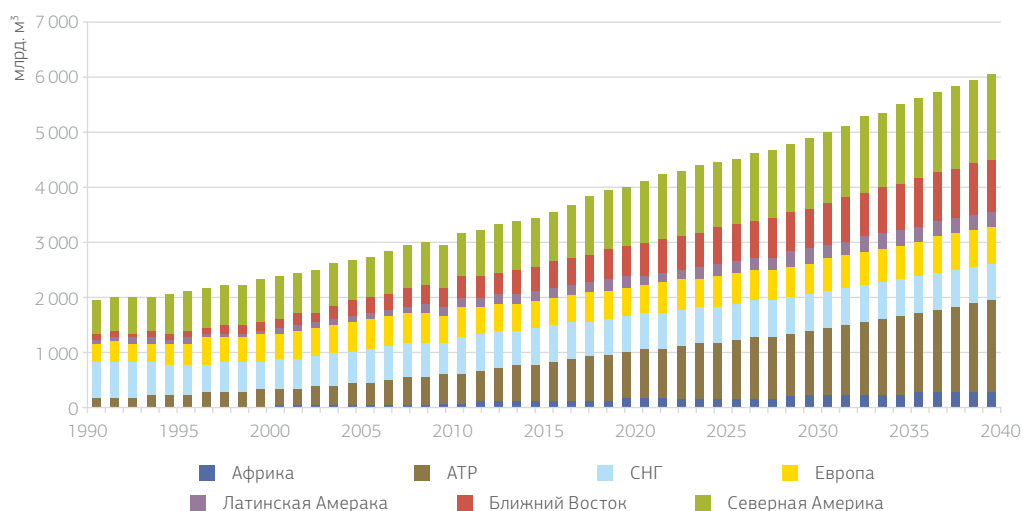


Рис. 4.19 Мировой спрос на природный газ по регионам – базовый («конкурентный») сценарий

.....

²⁰ В отличие от замедляющегося роста спроса на нефть и электроэнергию в Китае, который стал вполне очевидным в 2014 г., спрос на природный газ, как ожидается, по-прежнему будет расти примерно на 10% в год в период до 2018 г. Продолжающийся рост спроса на газ обусловлен целым рядом факторов, включая структурные изменения в экономике, увеличение использования газа в качестве топлива на транспорте и стремление снизить загрязнение воздуха в восточных провинциях Китая.

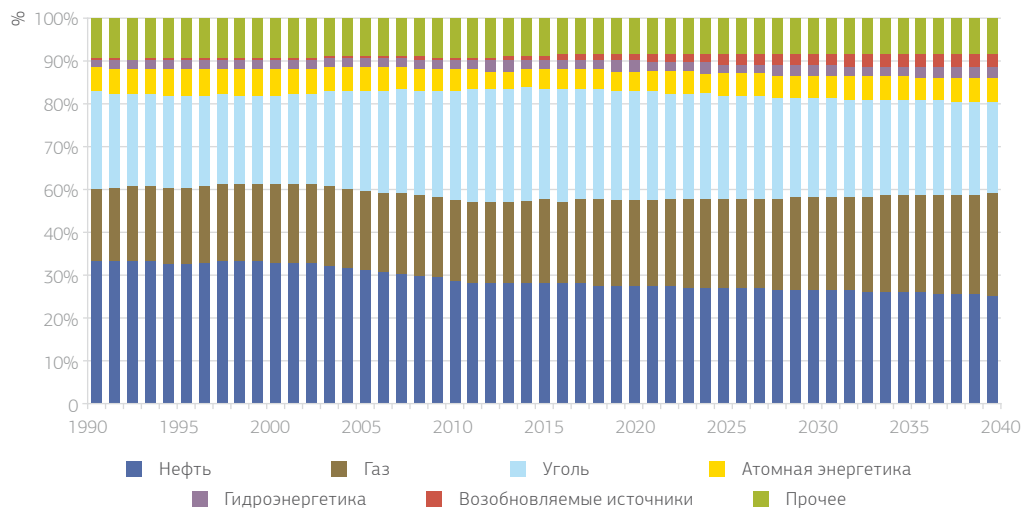


Рис. 4.20 Доля энергоресурсов в спросе на первичную энергию в мире (в %)

Большая часть газа, потребляемого в Азиатско-Тихоокеанском регионе, поставляется по морю в виде СПГ. Можно сказать, что имело место своего рода «возрождение» СПГ: количество мощностей, введенных в эксплуатацию в период с 2004 г. по 2012 г., сравнялось с аналогичным показателем за предыдущие 40 лет. При этом уже намечен или находится на рассмотрении ввод в эксплуатацию еще большего объема мощностей (Рис. 4.21). В большинстве своем, планируемый ввод дополнительных мощностей продиктован революцией в области добычи нетрадиционного газа, поэтому в области поставок СПГ

особое место (как фактор непредсказуемости) занимают США. Обширные запасы дешевого газа уже заставили многих инвесторов развивать направление СПГ для экспорта в другие страны мира, поскольку отрасль рассматривает рынки Европы и Азии с более высокими ценами как еще один канал реализации растущих объемов добычи внутри страны. По состоянию на сентябрь 2014 г. Министерством энергетики США (DOE) были зарегистрированы заявки на экспорт СПГ в объеме порядка 2,2 млрд. м³ в день.

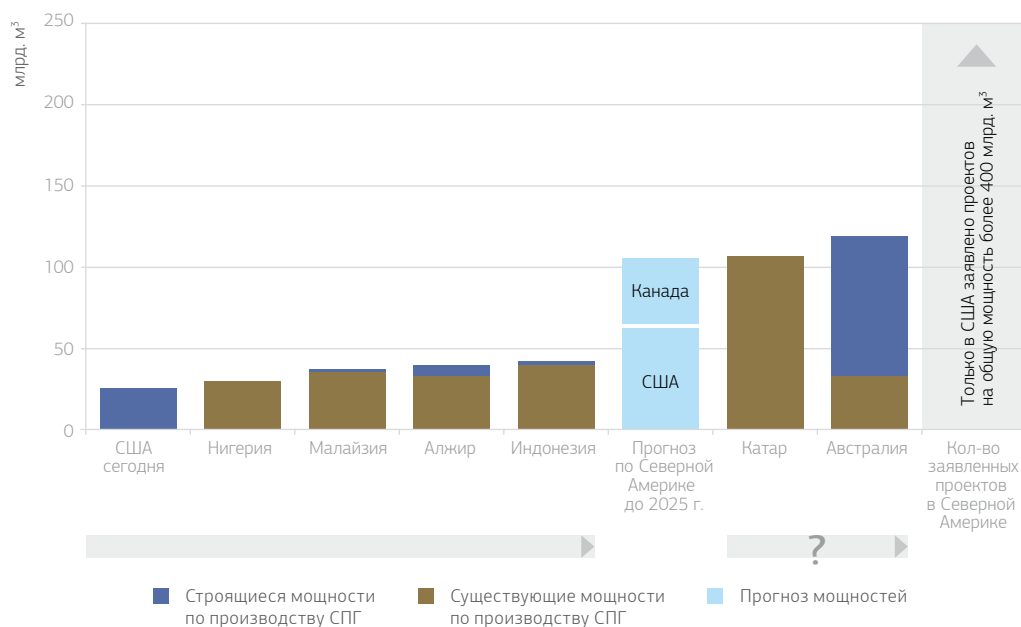


Рис. 4.21 Обзор количества и мощностей проектов СПГ в Северной Америке в отношении к уже существующим и строящимся мощностям по производству СПГ в мире

По состоянию на ту же дату (см. выше) более 30 компаний из США получили согласие Министерства энергетики США на экспорт СПГ.²¹ К настоящему времени к экспорту разрешено более 440 млрд. м³ СПГ в год.²² Следует отметить, что данный показатель по США включает много проектов, представляющих собой лишь заявки на получение разрешения на экспорт, которые возможно и не будут реализованы по многим причинам, включая отсутствие разрешения на выбор строительной площадки (строительство), выдаваемого Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики (FERC), или отсутствие требуемого финансирования. Но даже в случае строительства хотя бы половины производственных мощностей, на которые было получено разрешение, США станут одним из ведущих экспортеров СПГ в мире, опередив по этому показателю даже Австралию и Катар. Вышеназванные проекты, намеченные к реализации в США, сталкиваются с противодействием со стороны тех, кто опасается, что они могут привести к росту цен на газ на внутреннем рынке в ущерб потребителям газа, включая промышленные предприятия. В связи с этим в соответствии с действующим законодательством Министерство энергетики обязано учитывать интересы общественности при оценке вышеназванных заявок на экспорт, включая баланс интересов поставщиков и потребителей.

Протесты прозвучали также со стороны групп по защите экологии, таких как «Клуб Сиерра» [Sierra Club], которые указали на расширение масштабов применения технологии гидроразрыва пласта в целях обеспечения объемов СПГ для поставок на экспорт, а также на рост выбросов парниковых газов (как на объектах добычи, так и на объектах конечного потребления).

Здесь необходимо кратко остановиться на тех воздействиях, которые может оказать экспорт СПГ из США на международные рынки, на других поставщиков при-

родного газа (включая Казахстан), как минимум, в среднесрочной перспективе. Во-первых, ввиду падающих цен на нефть на мировом рынке (к которым, как правило, привязаны цены на СПГ по долгосрочным договорам поставки) и относительно слабого роста спроса в основных его центрах (в частности, в Китае) экспортируемый из США СПГ окажется в новых рыночных условиях при избыточном предложении и отрицательном давлении на цены на спотовом рынке.²³ Несмотря на то, что рынок краткосрочных сделок обычно поддерживался спросом на СПГ в Японии (после аварии на АЭС Фукусима-1) и особенно на Тайване, спрос на СПГ в Китае (в отличие от спроса на газ в целом) резко сократился летом 2014 г., что было обусловлено высокими ценами на газ для потребителей СПГ на внутреннем рынке (в результате не так давно проведенных реформ системы ценообразования) и осторожностью оптовых торговых компаний, понесших убытки при импорте СПГ в прошлом году. В результате, предполагаемая спотовая цена на СПГ в Северо-Восточной Азии упала с 15,87 долл. США/млн. БТЕ в 2013 г. до 14,75 долл. США в ноябре 2014 г.²⁴ В этих условиях поставляемые из США объемы природного газа, не обеспеченные заблаговременно договорами с промышленными потребителями, столкнутся с жесткой конкуренцией со стороны таких авторитетных поставщиков, как Катар, Малайзия, Австралия, Нигерия, Индонезия и других стран, где осуществляется сжижение природного газа, и которые могут иметь более выгодное географическое положение для поставок на те или иные рынки (в частности, в страны Азии), а также со стороны поставок по российским и алжирским трубопроводам в Европу.

Поставки СПГ на экспорт из США начнутся не ранее 2016 г. и на первоначальном этапе будут отличаться небольшими объемами (4-5 млн. т/год). К 2017 г. эти объемы предположительно вырастут вдвое и составят 12 млн. т.²⁵ На данный момент Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики (FERC) выдала разреше-

.....

²¹ «Долгосрочные заявки на экспорт произведенного в континентальных штатах СПГ, полученные Министерством энергетики и Федеральной комиссией по регулированию в области энергетики (по состоянию на 10 сентября 2014 г.)» [“Long Term Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower-48 States (as of 10 September 2014).”], <http://www.energy.gov/fe/downloads/summary-lng-export-applications-lower-48-states>

²² В соответствии с действующим законодательством экспорт газа (включая СПГ) в страны, с которыми США заключили соглашение о свободной торговле, по умолчанию признается не противоречащим интересам общественности и, таким образом, получает одобрение. В настоящее время США заключили такие соглашения с 20 странами, включая потенциального импортера СПГ – Южную Корею. Хотя теоретически получить разрешение на экспорт в страны, с которыми не заключены соглашения о свободной торговле, не так просто, семи заводам, которые были одобрены по состоянию на данный момент, разрешено экспортировать как в те страны, с которыми заключены соглашения о свободной торговле, так и в те страны, с которыми такие соглашения не заключены, из чего следует, что решения по данному вопросу принимаются в индивидуальном порядке.

²³ В период с 2014 г. по 2020 г. ожидается ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей по сжижению природного газа общей мощностью 130 млн. т/год (см. Кили Малекар и Террелл Бенке «Стоимость гибких поставок СПГ на рынок покупателя», закрытый отчет IHS Energy, декабрь 2014 г. [Killi Malekar Krasity and Terrell Benke, “The Costs of Flexible LNG Supply in a Loose Market,” IHS Energy Private Report, December 2014]). Кроме того, в 2015 г. и 2022 г. истекает срок действия договоров поставки 64-74 млн. т СПГ, из которых лишь 13% заменены новыми или возобновленными контрактами; таким образом, увеличится объем газа, не привязанного к тому или иному рынку сбыта. Эти объемы с гибкими возможностями в части поставки будут конкурировать за спрос с проектами, где истекает срок действия договоров, что создаст отрицательное давление на цены на СПГ.

²⁴ См. «Рынок буксует при текущих ценах на нефть и слабом спросе на спотовом рынке», ежемесячный краткий обзор рынка IHS Energy. Мировой рынок сжиженного природного газа, 28 октября 2014 г., стр. 2. [“Market Stalls on Oil Prices and Weak Spot Demand,” IHS Energy Monthly Briefing: Global Liquefied Natural Gas, October 28, 2014, p. 2].

²⁵ См. Бенджамин Гейдж «Коммерческие инновации или риски?», ежемесячный краткий обзор рынка IHS Energy. Мировой рынок сжиженного природного газа, 21 ноября 2014 г., стр. 7 [Benjamin Gage, “More Commercial Innovation or Risk?” IHS Energy Market Briefing: Global Liquefied Natural Gas, November 21, 2014, p. 7].

ния на строительство четырех терминалов для экспорта СПГ в континентальных штатах Америки на побережье Мексиканского залива и Атлантического океана (Sabine Pass, Cameron, Cove Point и Freepoint). В настоящее время строительство ведется на первых трех из четырех указанных выше терминалов. Поставки на экспорт с одного или нескольких из этих терминалов, запланированные на 2017 г., обеспечат немногим менее 4% от общих объемов поставки СПГ на мировом рынке. Как быстро США удастся увеличить объемы поставок после ввода в эксплуатацию этих терминалов – пока непонятно, учитывая текущие цены и нестабильную конъюнктуру рынка.

В-третьих, на данный момент не ясно, кто будет конечным потребителем большей части СПГ, поставляемого из США. Как ожидается, одним из покупателей станет Европейский союз, учитывая поставленные перед странами-участницами задачи по сокращению выбросов углерода (и ограничения, с которыми страны ЕС сталкиваются при развитии возобновляемой энергетики для генерации экологически чистой электрической энергии) и имеющиеся проблемы с Россией – основным поставщиком – касающиеся условий и цен на поставляемый по трубопроводам газ. Однако до настоящего времени ЕС проявлял довольно вялый интерес к увеличению доли природного газа в структуре энергетики (в противоположность возобновляемой энергетике) в рамках программы сокращения выбросов углерода, что подтверждается тем противодействием, с которым сталкиваются компании, пытающиеся начать бурение на нетрадиционный газ во многих странах-участницах ЕС.²⁶

Тем не менее, проведенный IHS Energy анализ показывает, что при росте объемов поставок и неубедительном росте спроса на СПГ на мировом рынке, остаточный газ будет все в больших объемах направляться в Европу (выполняющую функцию остаточного рынка), где в конечном итоге начнет частично вытеснять российский газ в период после 2017 г.²⁷ Европейский спотовый рынок жидких углеводородов готов принять гибкие поставки СПГ, которые окажут давление на цены на газ. Своего

рода поворотной точкой станет 2015 г.: это первый год с 2010 г., когда в Европе ожидается рост спроса на природный газ для нужд электроэнергетики (особенно в Великобритании). В будущем ожидается, что подъем в электроэнергетике (и, в меньшей степени, в промышленности) компенсирует падение спроса в жилищном и коммерческом секторе в более долгосрочной перспективе, если не возникнут новые ограничения политического характера. Такая ситуация обусловлена одновременно ожидаемым улучшением экономических условий в Европе и предполагаемым выводом из эксплуатации некоторых угольных и атомных электростанций.

Еще одним рынком, куда уже фактически спланированы поставки СПГ из США, является Япония – один из основных импортеров СПГ в мире, на долю которого в 2013 г. пришлось 36% мирового импорта. Как ожидается, в Японии СПГ из США будет конкурировать с российским газом, а также газом из Австралии, Катара и других основных поставщиков. Хотя предположительно спрос на СПГ в Японии немного сократится ввиду повторного ввода в эксплуатацию отдельных ядерных реакторов к 2016 г., компании из Японии уже заключили договоры на поставку 16,9 млн. т/год СПГ из США до 2020 г.²⁸ Это больше, чем примерно 10 млн. т СПГ, которые в настоящее время импортируются в Японию из России.

В связи с этим напрашивается вывод о том, что по состоянию на данный момент отсутствуют серьезные основания полагать, что экспортируемый из США СПГ будет поставляться в значительных объемах на рынки (в частности, в Китай), важные для Казахстана с точки зрения поставок по трубопроводу добываемого в стране природного газа. Даже там, где Россия, партнер Казахстана, может частично утратить свою долю на рынке (например, в Европе), положительные экономические показатели (для удовлетворения базового спроса) экспорта по действующей трубопроводной сети (по сравнению с СПГ) делают маловероятной значительную потерю Россией доли на рынке за счет экспорта СПГ.

4.5 Нефтехимическая промышленность в глобальном контексте

Возможности расширения и прибыльность нефтехимической промышленности в долгосрочной перспективе во многом определяются событиями и тенденциями, наблюдающимися в экономике. Данные факторы в значительной степени влияют на поставки топлива и сырья для химического производства, такого как природный газ, этан или нефть. Они также влияют на спрос на основные продукты нефтехимии, такие как этилен, пропилен и бутadiен, которые являются составляющими (исходными материалами), используемыми для изготовления производных продуктов, которые потом применяются потребителями – таких как пластмассы и волокна.

Спрос в нефтехимической промышленности непосредственно связан с целевым (конечным) использованием продуктов, среди которых можно выделить две основных категории – товары длительного и кратковременного пользования. Спрос также можно анализировать по конкретным сферам конечного использования (например, строительство, автомобильная промышленность, электроника), а также по всем сферам (отраслям) в совокупности. Для каждого вида конечного использования характерна своя динамика рынка, а общую картину можно составить на основе показателей по отраслям, таким как промышленное производство, строительство и т.д.

²⁶ См. Дэниел Ергин и Майкл Стоппард «Будущие газа на мировом рынке», специальный отчет IHS CERA, 2013 г., стр. 5 [Daniel Yergin and Michael Stoppard, «The Future of Global Gas», IHS CERA Special Report, 2013, p. 5].

²⁷ По прогнозу IHS Energy годовой объем экспорта российского газа в Европу в период с 2013 г. по 2020 г. сократится на 27 млрд. м³ (с 153 до 126 млрд. м³), тогда как импортируемые объемы СПГ (из различных источников) увеличатся на 38 млрд. м³ (с 46 до 84 млрд. м³) (в соответствии с международными единицами измерения).

²⁸ «Рынок буксует при текущих ценах на нефть и слабом спросе на спотовом рынке» [«Market Stalls»,], там же, стр. 2.

Валовой внутренний продукт (ВВП), который представляет собой общую сумму всех товаров и услуг, произведенных в экономике, является важным показателем общей экономической активности в той или иной стране или регионе. Соотношение роста спроса на продукт нефтехимического производства к росту ВВП (его эластичность по ВВП) значительно отличается в зависимости от региона, однако для мира в целом (в том, что касается основных продуктов нефтехимии) данный показатель является относительно высоким (как правило, около единицы или выше) – это означает, что рост спроса на основные продукты нефтехимии идет практически нога в ногу с экономическим ростом (ростом ВВП). Особенно сильная взаимозависимость наблюдается между экономическим ростом и ростом спроса на легкие олефины. Мировой спрос на этилен и пропилен всегда рос немного более высокими темпами, чем мировой ВВП – он имеет эластичность около 1,1 по отношению к росту ВВП.

Это также означает, что производство олефинов, как правило, имеет довольно циклический характер и обычно

(но не всегда) меняется в прямой зависимости от стандартных бизнес-циклов экономики регионов и мира. Периоды высокой рентабельности отрасли (как правило, обусловленные высоким коэффициентом использования) чередуются с периодами низкой рентабельности (как правило, вызванными низким коэффициентом использования), что впоследствии выливается в чрезмерное или недостаточное инвестирование в новые мощности. Длительное время, необходимое для строительства – от четырех до пяти лет – как правило, приводит к тому, что волна ввода новых мощностей приходится на конец фазы роста, усугубляя таким образом уже и без того менее благоприятные рыночные условия в момент спада. Последующий циклический спад и низкая прибыльность, как правило, приводят к сокращению капиталовложений, что выливается в длительный период очень медленного роста мощностей, который обычно совпадает с ростом спроса на этапе оживления экономики. Это, в свою очередь, ведет к острой потребности в предложении на рынке.

4.5.1 Ключевые особенности динамики рынка нефтехимической промышленности

Из-за вышеупомянутой тесной взаимосвязи с совокупным экономическим ростом, производство основных нефтехимических продуктов, как правило, растет впечатляющими темпами. На протяжении последних 20 лет спрос на основные продукты нефтехимии рос примерно на 4,5% в год (и даже в 2014 г, например, составил 4,2%). Согласно прогнозу в области химической промышленности IHS Chemical, в будущем этот рост несколько замедлится, в основном из-за снижения темпов роста экономики, но, тем не менее, останется достаточно солидным (в среднем на 3,3% в год с 2010 г. по 2020 г.), в значительной мере из-за неуклонного стремления к повышению уровня жизни населения в развивающихся странах мира.

Хотя рентабельность в сфере производства этилена в мире носит ярко выраженный циклический характер – периоды чрезмерного инвестирования обычно сменяются периодами низкой прибыльности, которые, соответственно, ведут к недостаточному инвестированию, на смену чему приходят периоды высокой прибыльности – наблюдаются некоторые различия в тенденциях прибыльности среди регионов, что связано с различиями в стоимости сырья. Например, в США, обеспеченность

этаном и его низкая цена способствует высокой рентабельности этилена, при этом рост объемов поставок этана в результате увеличения разработки нетрадиционных ресурсов создает очень выгодную конъюнктуру для производителей. Наличие больших объемов жидких фракций природного газа, благодаря разработке сланцевых месторождений, будет удерживать цены на этан на низком уровне по сравнению с другими видами сырья для парового крекинга (такими как нефть) во всем мире.

Фактически, себестоимость производства легких олефинов, в основном, определяется ценами на используемое для этого сырье, которое получают из природного газа (этан, бутан и пропан) или сырой нефти (нефть и газойль). В то время как паровой крекинг в Западной Европе и Азии обычно осуществляется на основе нефти, на Ближнем Востоке и в Северной Америке (а также в ряде стран Юго-Восточной Азии и Южной Америки), как правило, используют сырье на основе газа. Таким образом, изменения в цене природного газа по отношению к цене сырой нефти играют определяющую роль с точки зрения конкурентоспособности производителей нефтехимической отрасли всего мира (Рис. 4.22).

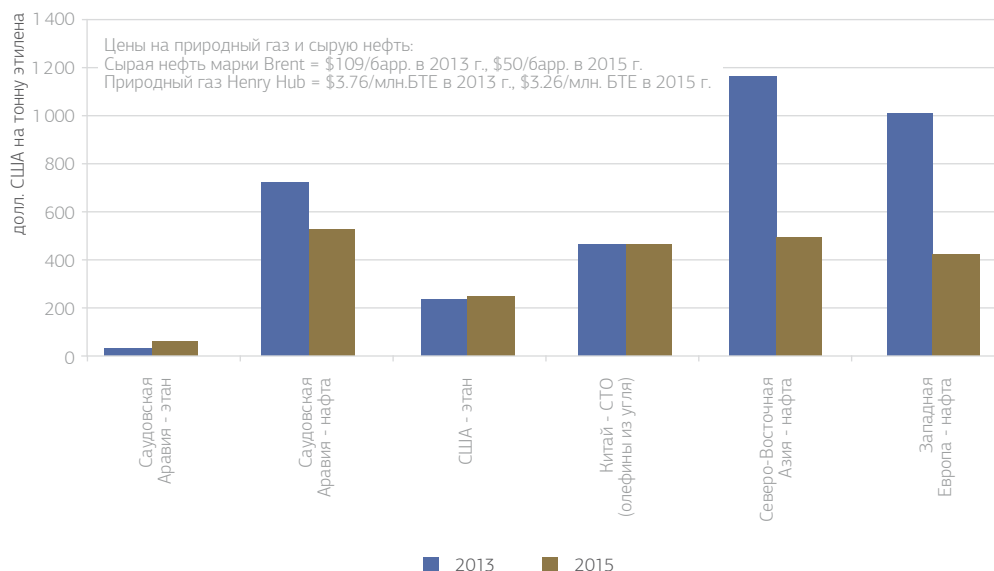


Рис. 4.22 Сравнение себестоимости производства этилена крупнейшими мировыми производителями в 2013 г. и в 2015 г.

Цены на этан на Ближнем Востоке находятся в диапазоне от 0,75 до 2 долл. США/млн. БТЕ, а это означает, что они еще более конкурентоспособны, чем цены этана из Северной Америки. Правительства стран Ближнего Востока устанавливают такую низкую цену на этан, чтобы реализовать невостребованные объемы углеводородов, диверсифицировать свою экономику и обеспечить возможности для трудоустройства. Волна ввода новых мощностей на Ближнем Востоке началась в 2008-2010 гг., и данный регион будет продолжать использовать это ценовое преимущество и в будущем. Однако значительная часть новых крекинг-установок в регионе будет использовать смешанное сырье на основе СУГ, что приведет к незначительному снижению ценового преимущества. Тем не менее, экспорт производных продуктов нефтехимии из данного региона сохранит самую низкую стоимость в мире.

Географическая близость к Ближнему Востоку стран Европы и Азии сделает эти регионы предпочтительным направлением ближневосточного экспорта этилена и его производных. Помимо этого, массовая волна ввода новых мощностей парового крекинга в Китае, Таиланде и Сингапуре создает дополнительное давление в азиатском регионе. Эти факторы послужили причиной того, что размер прибыли производителей, использующих в качестве сырья нефть, держится на циклически низком уровне. Тем не менее, интенсивность эксплуатации должна вырасти к середине десятилетия, и, вместе со снижением цен на нефть, это должно привести к росту прибыли, чему будет также способствовать более высокая потребность в предложении на мировом рынке этилена по мере его приближения к очередному пику цикла.

Рост потребления производных продуктов этилена будет, главным образом, обусловлен ускорением темпов экономического роста в Азии – в частности, в Китае и, все в большей мере, в Индии. Согласно оценкам, в настоящее время на долю азиатского региона, включая Юго-Восточную Азию, Северо-Восточную Азию и Индийский субконтинент, приходится 45% мирового потребления этилена (в эквиваленте), содержащегося в производных продук-

тах. Ожидается, что доля Азии, будет неуклонно расти стабильными темпами, тогда как в других крупных регионах-потребителях – Северной Америке и Западной Европе – прогнозируется более сдержанный рост. Перспективы роста в Азии очевидны также исходя из по-прежнему очень низкого уровня потребления производных продуктов этилена на душу населения в данном регионе, которое в 2011 г. составило 12 кг – что намного ниже аналогичного показателя в развитых регионах. Увеличение потребления в Азии в расчете на душу населения до 16 кг приведет к росту спроса на этилен (в эквиваленте) примерно на 50% от текущего показателя, что, согласно прогнозу IHS Chemical, должно произойти к 2020 г.

Значительно более низкий уровень и медленный рост потребления этилена (в эквиваленте) на Ближнем Востоке контрастирует с большими объемами производства в данном регионе, которые, в основном, экспортируются в виде производных продуктов на основе этилена. Хотя в большинстве стран Ближнего Востока, вероятнее всего, будет продолжаться быстрый экономический рост, относительно небольшая численность населения и отсутствие перерабатывающих производств будут ограничивать рост потребления в будущем. В отсутствие возможности производить готовую продукцию и полуфабрикаты, местный рынок производных продуктов этилена на Ближнем Востоке, вероятно, останется небольшим по масштабу, хотя Правительства некоторых стран Ближнего Востока продвигают развитие сети производственных объектов в целях увеличения занятости.

Уровень потребления на душу населения в Северной Америке и Западной Европе в течение последнего десятилетия рос очень незначительно или не рос вообще. Внутренний спрос в США вырос довольно сильно по сравнению с резким спадом в период рецессии, однако по-прежнему остается значительно ниже пиковых уровней потребления 2004-2007 гг. Развитие производства недорогого этилена в США может вылиться в сокращение импорта готовой продукции, в основном из Азии. В отличие от этого, Европа, которая не имеет такого преимущества как низкая себестоимость, будет

и далее испытывать конкуренцию в сфере импорта сырья и готовой продукции.

Наблюдается сдвиг капиталовложений в производство основных продуктов нефтехимии в сторону регионов, где либо обеспечена выгодная стоимость сырья – таких как многие страны Ближнего Востока и Северной Америки (или Казахстан) – либо наблюдается быстрый рост спроса (в качестве примера здесь можно привести Китай). В отличие от этого, в традиционных центрах производства Западной Европы и некоторых стран Азии, которые не обладают такими преимуществами, основное внимание будет уделяться проектам, ориентированным на сокращение затрат на энергоносители и сырье, а также на рационализацию более старых неинтегрированных объектов, чтобы обеспечить более точное соответствие предложения спросу. Североамериканские производители будут продолжать реализацию проектов повышения эффективности, таких как расширение возможностей крекинга этана, но, помимо этого, также будут рассматривать возможности ввода дополнительных мощностей путем низкочастотного постепенного расширения или реализации проектов «с нуля», чтобы извлечь максимум выгоды из низкой стоимости этана. Уже объявлено несколько проектов крекинга, которые будут реализованы «с нуля» на побережье Мексиканского залива, что связано с выгодной стоимостью сырья в результате революции в сфере разработки нетрадиционных запасов углеводородов.

Таким образом, ключевые факторы расширения нефтехимического производства зависят от региона. Разброс масштабов внедрения дополнительных мощностей на протяжении последних 30 лет стал больше, поскольку проекты увеличились в размере и колебания доходности также возросли. Совпадение по времени глобальных рецессий и волн внедрения новых мощностей, как это произошло в 2001 г., а затем в 2008–2009 гг., еще в большей степени усугубило разрыв между пиками и спадами годовых объемов расширения мощностей. В период

с 2010 г. по 2015 г. объем внедрения мощностей по производству этилена в мире составил 17,5 млн. т (при этом в 2011 г. было внедрено мощностей только на 4 млн. т), а в период с 2015 г. по 2020 г., согласно прогнозам, он составит 29,4 млн. т. Среди главных факторов расширения нефтехимической отрасли в основных регионах следует отметить следующие:

В Северной Америке (США):

- Выгодное использование наличия недорогого сырья на основе природного газа при осуществлении новых инвестиций в производство этилена, пропилена и метанола с последующим расширением выпуска производных продуктов на основе этих компонентов.
- Инвестиции, направленные на обеспечение каналов экспорта для таких производителей недорогой продукции.

На Ближнем Востоке (Саудовская Аравия):

- Умеренные темпы инвестирования с использованием имеющихся в регионе разнообразных видов сырья с низкой стоимостью для содействия развитию рынка переработки и сбыта, а также дальнейшему расширению промышленного производства за рамки выпуска этиленовой продукции.

В Северо-Восточной Азии (Китай):

- Солидный рост спроса на продукты нефтехимии, вызванный повышением темпов экономического роста.
- Активное инвестирование в нефтехимическое производство, направленное на снижение зависимости от импорта.
- Освоение технологий производства химической продукции из угля в ближайшем будущем.

4.6. Политика в области выбросов углерода и увеличение доли возобновляемых источников энергии

В большинстве стран мира растет обеспокоенность защитников окружающей среды и политиков проблемой роста концентрации углекислого газа и других парниковых газов в атмосфере Земли и ее возможной взаимосвязи с постепенным увеличением средней мировой температуры атмосферы относительно исторической нормы до индустриализационного периода и климатическими аномалиями (т.н. проблемой «изменения климата» или «глобального потепления»). Основной причиной роста концентрации парниковых газов считается сжигание углеводородного топлива в промышленности, на транспорте, в жилищно-коммунальном секторе и прочих отраслях. На сегодняшний день основными видами углеводородного топлива, сжигание которых сопряжено

с наибольшими выбросами парниковых газов, являются уголь, нефть и природный газ (соответственно, исходя из энергетического эквивалента).²⁹ Значительная часть выбросов всегда приходилась на промышленно развитые страны, однако теперь к ним присоединились и страны с развивающейся экономикой (в особенности, густонаселенные регионы, такие как Индия и Китай), текущие темпы экономического развития которых привели к тому, что они также стали крупными источниками выбросов.

Рамочная конвенция ООН об изменении климата (UNFCCC), принятая в 1992 г., стала основой для дальнейших действий международного сообщества в области реагирования на изменение климата. В 1997 г.

²⁹ В относительном выражении коэффициент выброса парниковых газов при сжигании природного газа (тонн парниковых газов/тыс. тонн потребляемого нефтяного эквивалента) составляет лишь 55% от аналогичных показателей угля, 72% - от нефти и 35% - от иных источников энергии (включая торф и древесину).

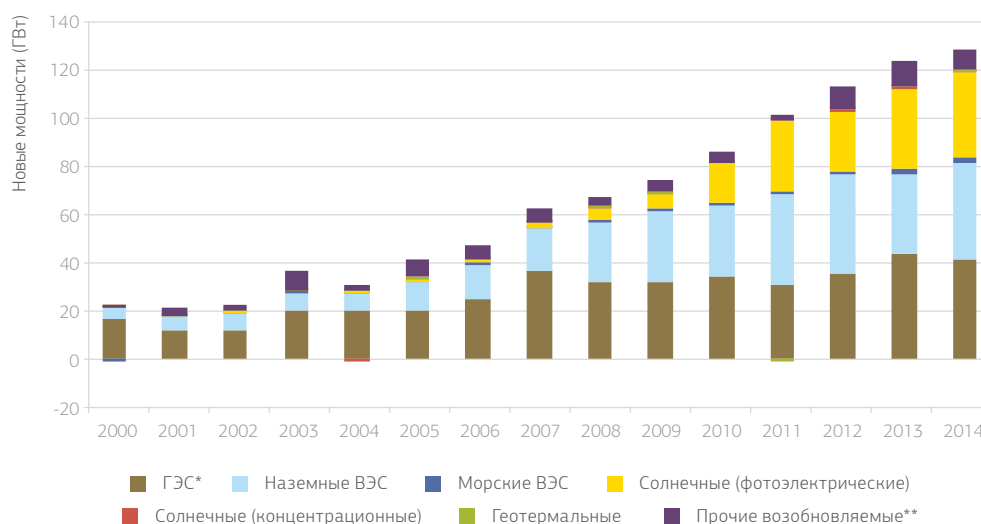
Киотским протоколом были определены обязательные для соблюдения развитыми странами (подписавшими вышеуказанный документ) условия по сокращению выбросов парниковых газов. Однако с тех пор прогресс скоординированных действий мирового сообщества по сокращению выбросов затормозился, поскольку страна с наибольшим на тот момент объемом выбросов углерода (США) не ратифицировала Киотский протокол, а сегодняшний лидер по данному показателю (Китай) не взял на себя обязательств в отношении целевого объема выбросов. Более того, другие крупные страны-участницы (такие как Россия, Япония и Канада) также отказались ставить (или впоследствии аннулировали) задачи по сокращению выбросов. Еще одной проблемой, ограничивающей эффективность реализации соглашения, стал фактический крах рынков торговли квотами на выбросы углерода: падающие цены квот на выбросы не покрывали даже издержки на оформление проектов (мер), направленных на сокращение выбросов парниковых газов. В 2015 г. в Париже участники UNFCCC планируют обсудить документ, который может прийти на смену Киотскому протоколу (Глава 13).

Однако примерно в то же самое время в отдельных странах во главе с государствами-участниками Европейского союза (ЕС) стала наращивать силу другая масштабная инициатива, вполне способная обеспечить сокращение выбросов парниковых газов за счет предоставления возможности применения возобновляемых источников энергии, которые широко распространены в природе (ветровая, солнечная и другие виды энергии). Учитывая серьезный объем углеродных выбросов, характерный сегодня для мировой экономики (более 86% потребляемой на данный момент в мире энергии от первичных источников вырабатывается с использованием угля, нефти и природного газа³⁰), сокращение выбросов углерода потенциально может иметь колоссальные масштабы. И преимущества здесь не ограничиваются лишь охраной

окружающей среды. Возобновляемая энергия открывает дополнительные возможности повышения уровня энергобезопасности для стран, не богатых углеводородным топливом. При этом все страны получают шанс стимулировать рост своей экономики через новые инвестиции в развивающийся высокотехнологичный сектор.

В период с 2000 г. реализуемая в разных странах политика в поддержку возобновляемых источников энергии позволила привлечь более 1 трлн. долл. США в качестве инвестиций в расширение мощностей с использованием данных источников. Однако режим строгой экономии, повсеместно вводимый в Европе и других регионах в результате «Великого экономического спада», в сочетании с «революцией» в США в области добычи нетрадиционного газа (для которого характерен меньший объем выбросов по сравнению с углем и нефтью), изменили характер принимаемых политических решений и траекторию роста рынка в целом.

За последние десять лет была создана работоспособная отрасль возобновляемых источников энергии, охватывающая разные страны мира. Объем ежегодно вводимых мощностей в данной отрасли в общемировом масштабе (за исключением категории ГЭС на Рис. 4.23, которая включает в себя как малые ГЭС [возобновляемые источники], так и крупные ГЭС [невозобновляемые источники]) вырос вдвое: в 2008 г. этот показатель составлял чуть менее 40 ГВт, а в 2013 г. – уже около 80 ГВт, при этом в 2014 г. было введено в эксплуатацию еще 88 ГВт возобновляемых мощностей. Такой масштаб свидетельствует о том, что возобновляемые источники энергии обладают потенциалом для изменения структуры мировой электроэнергетики (хотя на это потребуются несколько десятилетий) и демонстрируют требуемую способность выдерживать условия цикличности, характерные для цен, технологий, политики и затрат в сфере энергетики.



* Включает малые и крупные ГЭС
 ** Включает биомассу, энергию волн океана, и пр.

Рис. 4.23 Ввод в эксплуатацию новых мощностей по выработке электроэнергии из возобновляемых источников в мире в 2000-2014 гг.

³⁰ Статистический обзор мировой энергетики BP, июнь 2014 г. Лондон: BP, стр. 41 [BP Statistical Review of World Energy, June 2015. London, BP].

Тем не менее, как ожидается, доля возобновляемых источников энергии в структуре мировой энергетики будет увеличиваться лишь постепенно, что связано с потребностью в разработке эффективных мер для поддержки развития возобновляемой энергетики в краткосрочной перспективе, а также с инфраструктурными ограничениями в долгосрочной перспективе. Ветровая и солнечная электроэнергия, на долю которых в настоящее время приходится значительная часть мощностей на возобновляемых источниках, сопряжены с рядом фундаментальных проблем, которые затрудняют их интеграцию с существующими энергетическими системами. Это источники периодического действия (т.е. требующие резервирования всей системы), не способные генерировать энергию в точном соответствии со спросом (именно в тот момент, когда это необходимо), и их практически невозможно хранить в течение продолжительного периода времени; зачастую эти источники удалены от центров потребления, что требует дополнительных капиталовложений в новые средства передачи энергии конечным потребителям. В частности, в случае с ветровой энергией, при недостаточных ресурсах энергетической системы возникает риск избыточного снабжения (что приводит

к ограничению подачи электроэнергии) в тот момент, когда неадаптируемые традиционные электростанции уже способны удовлетворить имеющийся спрос на уровне базовой нагрузки. Кроме того, интеграция возобновляемых источников значительно увеличивает системные издержки на уровне энергетической системы (общие расходы в дополнение к затратам на уровне электростанций, связанным с электроснабжением при требуемой нагрузке и в необходимом объеме). Сюда относятся издержки по присоединению, расширению и усилению энергетической системы, краткосрочные издержки по балансировке и долгосрочные вложения для обеспечения надлежащих резервных мощностей.

Среди трудностей, с которыми сопряжено развитие возобновляемых источников энергии – инертность действующих мощностей, т.е. низкие темпы модернизации инфраструктуры энергетической отрасли. Как правило, каждые десять лет модернизируется лишь 25% установленных мощностей в мире. Тем не менее, спрос на новые источники энергии будет расти, и к 2025 г. размеры данного сектора мировой энергетики увеличатся на 50% (Рис. 4.24 и 4.25).

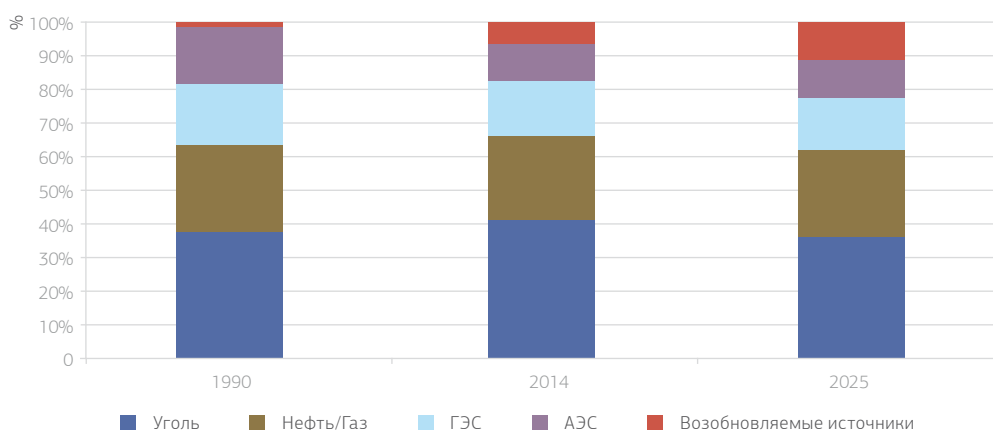


Рис. 4.24 Выработка электроэнергии в мире (%) в 1990, 2014 и 2025 гг.

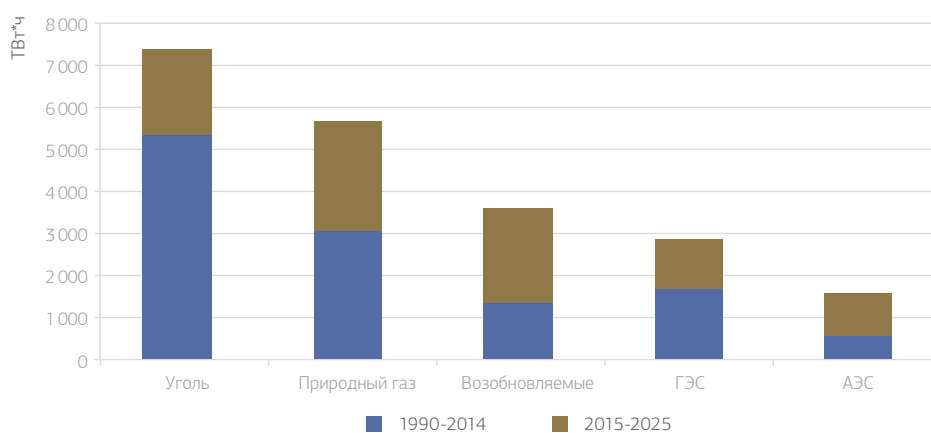


Рис. 4.25 Прирост выработки электроэнергии в мире, ТВт*ч

Вне всяких сомнений, режим экономии, имеющий место в развитых странах, и продолжающаяся революция в области добычи нетрадиционной нефти и газа, где передовые позиции занимают Соединенные Штаты Америки, замедлят, но не остановят развитие и рост возобновляемой энергетики. Доля ветровой и солнечной энергии, которые в настоящее время являются основой роста возобновляемой энергетики, все еще составляет менее 2% в структуре мировой электроэнергетики (в энергетическом эквиваленте), хотя она и выросла по сравнению с показателем 0,5% по состоянию на 2000 г. При сохранении текущих годовых объемов ввода установленных мощностей к 2025 г. доля возобновляемых источников может составить 10% от общего объема генерируемой энергии в мире. Для того, чтобы возобновляемые источники энергии играли более весомую роль в составе энергоресурсов, коррективы, вносимые в реализуемую политику в области энергетики, должны быть подкреплены существенными изменениями в структуре рынка. Это позволит преодолеть фундаментальные структурные ограничения, сказывающиеся на конкурентоспособности возобновляемой энергии. Однако такие изменения вряд ли станут реальностью в период жесткой экономии на ряде крупнейших энергетических рынков, который может продлиться десять и более лет. Поскольку размер расходов на разработку и внедрение технологий меняется быстрыми темпами и продолжает сокращаться (если не в случае с энергией ветра, то в части солнечной энергии), страны корректируют политику в области возобновляемой энергетики, отказываясь от льготных тарифов, характерных для стран Европы (в Казахстане действует система льготных тарифов), и переходя к более конкурентоспособным механизмам ценообразования.³¹

Ввиду обеспокоенности высоким уровнем выбросов углерода в Казахстане (и в том числе использованием значительных объемов угля для выработки электроэнергии), а также высокой энергоемкостью экономики (исходя

из объема потребляемой энергии на единицу ВВП), 30 мая 2013 г. Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев подписал указ, который станет основой для будущего перехода страны к «зеленой экономике». Данный указ ставит амбициозные цели по переходу на возобновляемые источники энергии и отказу от угля. Расширять масштабы применения возобновляемых источников энергии планируется постепенно, на промежуточном этапе используя внушительные запасы природного газа в процессе перехода от угля к возобновляемым источникам в электроэнергетике. Так, согласно прогнозам, объемы угля, сжигаемого для производства электрической энергии, в абсолютном выражении не будут сокращаться до 2025 г., однако увеличение выработки электроэнергии будет происходить, прежде всего, за счет использования более экологически чистых источников энергии.

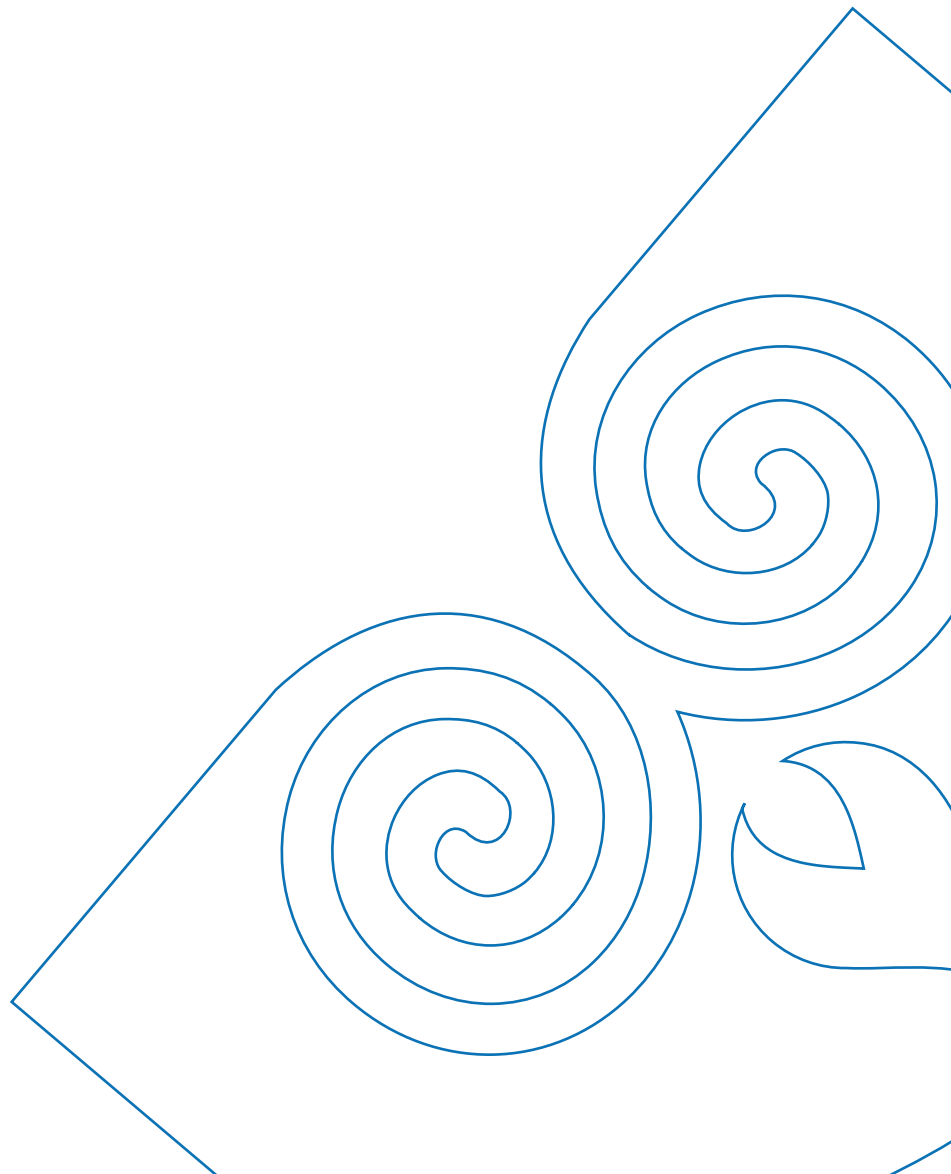
Вышеупомянутый указ предусматривает целевые показатели долей различных энергоресурсов (источников) в производстве электроэнергии в 2030 г. и 2050 г. К 2030 г. планируется, что 11% электроэнергии будет генерироваться с использованием ресурсов ветра и солнца, 10% – на гидроэлектростанциях и 8% – на АЭС, а оставшаяся электроэнергия будет вырабатываться на угле (49%) и природном газе (21%). К 2050 г., в случае достижения более амбициозных целей, доля ветровой и солнечной энергии может увеличиться до 39%; при этом доля АЭС и ГЭС (в совокупности) может составить 14%, природного газа – 16%, а остальные 31% обеспечивались бы угольными электростанциями (с модернизированным оборудованием, при эксплуатации которого будут использоваться технологии сокращения выбросов в процессе сжигания). Даже частичное достижение этих целей будет означать значительный прогресс в сфере реализации планов Казахстана, связанных с сокращением выбросов парниковых газов в рамках комплекса глобальных мер, направленных на решение проблемы изменения климата (Глава 13).

.....

³¹ Популярной альтернативой льготным тарифам является установление государством (например, США) требований в отношении доли возобновляемых источников энергии. Согласно данным требованиям, определенная доля электроэнергии, поставляемой потребителям крупнейшими электроэнергетическими компаниями, должна вырабатываться с использованием возобновляемых источников. Поскольку указанные компании могут соблюдать эти требования как путем создания собственных ресурсов для выработки электроэнергии с использованием возобновляемых источников, так и путем приобретения данной электроэнергии у независимых поставщиков, цены устанавливаются не в административном порядке, а за счет действия рыночных механизмов, хотя спрос на электроэнергию, вырабатываемую с применением экологически чистых технологий, возник в связи с исходным распоряжением Правительства. Еще одним популярным механизмом является организация конкурсов (или аукционов), в рамках которых государственные организации или крупные коммунальные предприятия получают предложения на развертывание определенного объема мощностей с использованием конкретного возобновляемого источника или ряда соответствующих установленным критериям технологий. Здесь также присутствует элемент конкуренции, поскольку власти оценивают предложения с учетом цены или иных предпочтительных критериев (например, доли местного участия). Как конкурсы, так и требования в отношении долей возобновляемых источников энергии снижают риск получения производителями непредвиденной прибыли в случае переоценки (завышения) затрат на выработку электроэнергии при формировании цен, устанавливаемых в административном порядке (например, при использовании льготных тарифов).

Основные рекомендации

- Конкуренция в сфере привлечения международных инвестиций в сектор углеводородов активно растет. Казахстан может упростить процесс продвижения иностранных инвесторов и их казахстанских партнеров по пути реализации проекта, обеспечив выгодные условия в трех ключевых областях: финансовые условия, требования к доле местного содержания, а также скорость и качество принятия решений. Основным преимуществом такого подхода является более оперативное поступление доходов государству и в национальную экономику.
- Несмотря на относительно низкие цены на нефть в настоящий момент, в среднесрочной перспективе (2017-2020 гг.) она должна начать поступать на рынок по более высокой цене, и цены постепенно вырастут до 85 долл. США/барр. по мере роста потребности в предложении, а в долгосрочной перспективе они в конечном итоге вернутся на еще более высокий уровень (в среднем 90-95 долл. США/барр. в 2021-2040 гг.). Казахстан, на долю которого придется большая часть прогнозируемого прироста добычи в Евразии, должен быть готовым обеспечить поставки на основные рынки экспорта нефти в Китае (где в период до 2040 г. совокупный объем импорта сырой нефти, согласно прогнозам, будет расти примерно на 2% в год) и в Европе (где добыча сырой нефти сокращается).
- Хотя пока не ясно, в какой мере Казахстану (и другим странам) удастся повторить опыт Северной Америки в разработке нетрадиционных запасов нефти и газа, ответственным лицам в Правительстве и отрасли следует – с учетом целесообразности в контексте стратегии освоения запасов углеводородов в стране – продолжить исследования, направленные на выяснение масштабов нетрадиционных запасов нефти и газа республики, а также рассмотреть инициативы (в сфере законодательства, налоговых льгот и лицензирования), которые послужили бы стимулом для компаний разного масштаба, способствующим их участию в разведке и добыче нетрадиционных ресурсов. Преимущество разработки широкого спектра месторождений большим числом добывающих компаний заключается в снижении ежегодных перепадов объемов добычи в связи с авариями и задержками на небольшом количестве очень крупных месторождений (т.е. стабилизация годовых объемов добычи).
- Производство ветровой и солнечной электроэнергии, которые в настоящий момент составляют основу мощностей на возобновляемых источниках, связано с рядом ограничений и затрат (например, суммарные «системные издержки»), которые препятствуют их интеграции в существующую электроэнергетическую систему. Казахстану рекомендуется тщательно подходить к рассмотрению этих ограничений и затрат, так как чрезмерно быстрое наращивание мощностей может привести к нарушению стабильности сети в определенных местах. Внедрение новых мощностей на возобновляемых источниках следует рассматривать там, где это экономически целесообразно и может органично вписаться в существующую электросеть. Следовательно, Казахстану следует пересмотреть свою политику, направленную на поощрение использования возобновляемых источников энергии, возможно, отойдя от субсидирования и стараясь избежать излишнего строительства объектов возобновляемой электроэнергетики.





ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ В КАЗАХСТАНЕ

- 5.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 5.2 ИНДЕКС ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ IIS
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
- 5.3 ОЦЕНКА ИНДИКАТОРОВ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ
- 5.4 ОБЩИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ
ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ
- 5.5 ПРЯМЫЕ ИНОСТРАННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ
В ТЭК КАЗАХСТАНА





5. Инвестиционный климат в Казахстане

5.1. Ключевые моменты

- С точки зрения сводного индекса инвестиционной привлекательности, который рассчитывается по методике IHS с учетом целого ряда важных для инвесторов факторов, Казахстан находится на втором с конца месте среди 12 стран (регионов), включенных в анализ. При сравнении за основу был взят новый типовый проект в области разведки и добычи сопоставимого масштаба, являющийся характерным для той или иной страны. Согласно полученным результатам, по инвестиционной привлекательности Казахстану уступает только Россия. Такой относительно неважный для Казахстана результат означает, что несколько целенаправленных (адресных) мер по дальнейшему улучшению инвестиционного климата способны в существенной мере повысить привлекательность нефтегазовой отрасли страны для потенциальных инвесторов.
- Тремя основными факторами, в значительной степени повлиявшими на общий неблагоприятный показатель для Казахстана, являются следующие: (1) сравнительно высокий совокупный объем сборов со стороны государства, (2) риски недополучения дохода, связанные со значительными финансовыми обязательствами инвесторов на ранних этапах проектного цикла (бонусы, роялти, возмещение затрат), а также (3) частые и существенные изменения условий налогообложения.
- Индекс условий налогообложения – один из основных компонентов сводного индекса инвестиционной привлекательности – показывает, что в Казахстане условия налогообложения более привлекательны для инвесторов по сравнению с Россией, Малайзией, Анголой и даже глубоководными месторождениями в Мексиканском заливе США. Тем не менее, Казахстан уступает по данному показателю семи другим включенным в анализ странам (регионам), которые ведут конкурентную борьбу за привлечение инвесторов в нефтегазовую отрасль. Относительно высокий совокупный объем сборов со стороны государства – основной фактор, снижающий привлекательность страны для инвесторов.
- Не менее важным представляется и то, что среди 12 выбранных для сравнения стран (регионов), в Анголе, России и Казахстане государство получает наибольшую долю своих доходов от разрабатываемого месторождения на ранней стадии добычи. Таким образом, для инвесторов имеет место гораздо более высокая, по сравнению с государством, степень неопределенности в отношении доходов (риск недополучения дохода), чем в других аналогичных странах.
- По сравнению с другими выбранными для сравнения странами (регионами), иностранные инвесторы в России, Казахстане и Великобритании в течение последних пяти лет сталкивались со значительной неопределенностью (нестабильностью) в том, что касается типа, применимости, масштаба и частоты изменений в сфере налогообложения.

5.2. Индекс инвестиционной привлекательности IHS для нефтегазовой отрасли

Основные составляющие налогового климата, который складывается для иностранных инвесторов в нефтегазовом секторе Казахстана, изложены в Налоговом кодексе, введенном в действие в 2009 г., который предусматривает взимание разнообразных налогов, сборов и пошлин с недропользователей (т.е. компаний, ведущих добычу углеводородов; Раздел 7.5 о налогообложении в сфере добычи углеводородов). Однако общая сумма подлежащих уплате налогов – лишь один из параметров, которые следует учитывать при сравнении инвестиционной привлекательности Казахстана с другими странами, ведущими широкомасштабную добычу углеводородов. Для более широкого охвата при анализе необходимо принимать во внимание и другие важные факторы, включая расходы на проведение поисково-разведочных работ и разработку месторождений в каждом из рассматриваемых регионов, учитывая при этом изменения цен на сырьевые товары, удаленность от ликвидных рынков, фактический размер открытых месторождений, продуктивность скважин, глубину шельфовых месторождений, а также технические сложности, характерные для каждого типа природных условий и ресурсов. Для сравнения инвестиционной привлекательности Казахстана и других стран мира в настоящей Главе применяется разработан-

ный IHS сводный индекс инвестиционной привлекательности типового нового проекта в каждой из выбранных стран. При этом сравниваются не только условия налогообложения с точки зрения доли прибыли государства, но и другие факторы – в частности, рентабельность, риск недополучения дохода и налоговая стабильность.

Для получения данного индекса проводится экономический анализ типового или гипотетического нового проекта в области разведки и добычи в каждой из сравниваемых стран. Применяемые IHS модели оценки стоимости учитывают коэффициент результативности разведочного бурения (включая незавершенные/безрезультатные разведочные работы), премии за риск в каждой сравниваемой стране, а также расходы по соблюдению природоохранного законодательства. Результаты моделирования позволяют получить подробное представление о капиталовложениях и эксплуатационных издержках, материальных и нематериальных затратах, а также о расходах на переработку и транспортировку (которые часто вычитаются из суммы причитающихся к выплате роялти).

Экономические показатели проектов рассчитывались в реальном выражении, чтобы не делать предположений

относительно темпов роста стоимости капитала и затрат на разработку месторождений (т.е. модель не учитывает явным образом рост цен или инфляцию). Помимо этого, анализировались три разных графика хода разработки месторождений, чтобы оценить, как разные расчетные показатели (предельных) извлекаемых запасов могут отразиться на рассматриваемых проектах.

При моделировании проектов применялся сценарий затрат на базе разработанных IHS Energy индексов капиталовложений и эксплуатационных расходов на период до 2030 г. В качестве ориентира за базисную цену («бенчмарк») была принята цена на нефть марки Dated Brent с применением к ней ценовых дифференциалов для учета разницы в качестве сырой нефти. Для учета удаленности от ликвидных рынков рассчитывалась цена сырой нефти «нетбэк» на устье скважины (т.е., из цены на нефть марки Brent, скорректированной на разницу в качестве, вычиталась стоимость транспортировки). В целях сравнения использовалась усредненная базовая цена на нефть марки Brent на уровне 100 долл. США/барр., что соответствует долгосрочному (на период до 2040 г.) прогнозу IHS Energy для нефтяной отрасли.

Для моделирования экономических показателей проектов по добыче природного газа, глобальный рынок для которого в настоящее время не сформирован, были использованы цены на природный газ в трех основных регионах (Северная Америка, Европа и Азия), соответствующие структуре рынка в каждом них. В Северной Америке (где сложился спотовый рынок) цена на природный газ была приравнена к 6 долларам США за 1 тыс. куб. футов (212 долл. США за 1 тыс. м³.) после приведения ее к устью скважины («нетбэк»). На рынках стран Европы

(где действуют как спотовые, так срочные договоры) цена газа была принята на уровне 8 долл. США за 1 тыс. куб. футов (283 долл. США за 1 тыс. м³). Для Азии, где рынок во многом формируется за счет долгосрочных контрактов на поставку сжиженного природного газа (СПГ), была выбрана цена в размере 10 долл. США за 1 тыс. куб. футов (353 долл. США за 1 тыс. м³.) Для стран СНГ рассчитывалась гипотетическая цена «нетбэк» (чистая стоимость) при поставках на европейский рынок, что позволяло определить фактическую стоимость газа.

Компании охотнее будут инвестировать в страну, где доля государства в прибыли составляет 90%, но доход на вложенный капитал равен 20%, чем в страну, где доля государства составляет 50%, а доход на вложенный капитал – всего 10%. Это связано с тем, что компании в первую очередь ориентированы на собственный доход на вложенный капитал, а не на размер доли государства. В этой связи, вместо оценки инвестиционной привлекательности по одному единственному параметру (такому как доля прибыли государства), был выполнен расчет сводного индекса, учитывающего сразу несколько параметров. Данный индекс включает в себя параметры трех категорий – условия налогообложения, риск недополучения доходов и налоговая стабильность – каждой из которых, соответственно, присвоены весовые коэффициенты 40%, 30% и 30% в целях расчета итогового значения сводного индекса (Рис. 5.1, графа «Сводный индекс для страны/региона»). Каждая из вышеуказанных категорий, в свою очередь, включает несколько переменных, которым также присвоены весовые коэффициенты пропорционально доле (значимости) в общем результате для соответствующей категории.

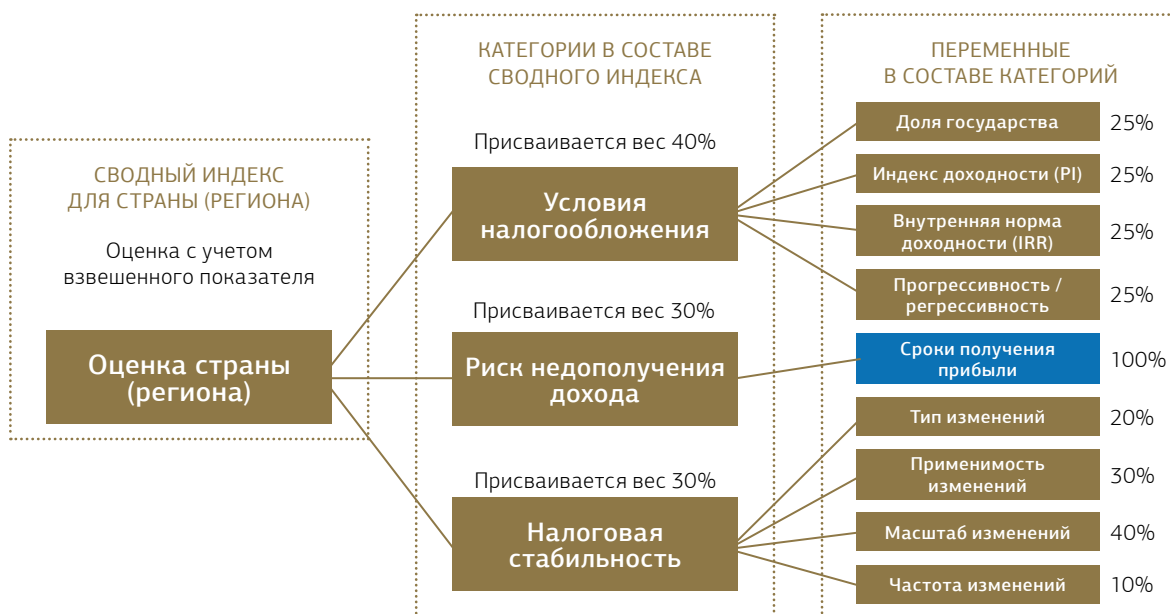


Рис. 5.1 Сводный индекс инвестиционной привлекательности согласно методике IHS

Для согласованного сравнения и оценки переменных в составе категорий, из которых складывается индекс, используется шкала от 0 до 5. При этом «5» означает, что государству принадлежит большая доля в прибыли, налогообложение отличается высоким уровнем прогрессивности (регрессивности), имеет место низкий коэффициент окупаемости и эффективности капиталовложений, низкий риск недополучения дохода для государства и нестабильные условия налогообложения. Значение «0», напротив, означает, что государству принадлежит небольшая доля в прибыли, коэффициент окупаемости

и эффективность капиталовложений являются высокими, система налогообложения – нейтральной, риск доходности для государства – высоким, а условия налогообложения – стабильными. Ниже приводится информация по каждой из категорий и входящим в ее состав переменным, а также сравнение показателей Казахстана, полученных в результате выполненной на их основе оценки, с показателями группы из 11 крупнейших нефтегазодобывающих стран (или регионов в составе стран), которые были взяты из более широкой базы данных IHS Energy.¹

5.3. Оценка индикаторов привлекательности

5.3.1. Условия налогообложения

Входящая в состав индекса категория условий налогообложения включает следующие четыре переменные: доля государства, индекс доходности (PI), внутренняя норма доходности (IRR) инвестора после уплаты налогов и индекс прогрессивности (регрессивности) налогообложения.

- Под долей государства понимается процент от чистых денежных потоков проекта до налогообложения, причитающийся государству.
- Индекс доходности (PI) является показателем рентабельности, который рассчитывается путем сравнения предполагаемых денежных потоков проекта с требуемыми капиталовложениями. Иными словами, данный показатель представляет собой коэффициент отношения чистой приведенной стоимости (NPV) суммы денежных потоков проекта и суммы вложенных средств к NPV суммы вложенных средств.

- Внутренняя норма доходности (IRR) – номинальная ставка дисконтирования, при которой NPV чистых денежных потоков инвестора после уплаты всех налогов и сборов равна 0.
- Наконец, индекс прогрессивности (регрессивности) налогообложения отражает соотношение доли государства и рентабельности проекта. При прогрессивной шкале налогообложения имеет место прямая зависимость (доля государства увеличивается по мере роста рентабельности), тогда как при регрессивной шкале наблюдается обратная зависимость (доля государства уменьшается при росте рентабельности, и наоборот).

Теперь рассмотрим показатели Казахстана в сравнении с другими 11 wybranными для сравнения странами (анализируемыми регионами) с точки зрения доли государства и доходности (Рис. 5.2).

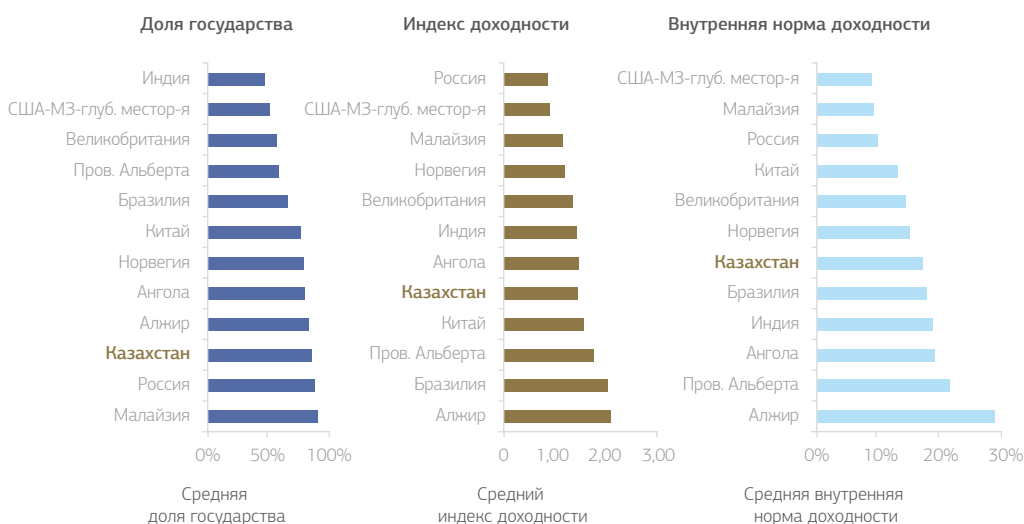


Рис. 5.2 Доля государства и показатели доходности

¹ В настоящей Главе данная группа стран и регионов именуется «выбранные для сравнения страны» или «анализируемая группа».

Доля, причитающаяся государству, в Казахстане выше, чем во всех выбранных для сравнения странах, за исключением России и Малайзии, а PI и IRR находятся на среднем уровне. Помимо этого, следует отметить,

что умеренно регрессивная шкала налогообложения (Рис. 5.3) способствует относительной благоприятности налогового климата в стране (как для инвесторов, так и для государства).

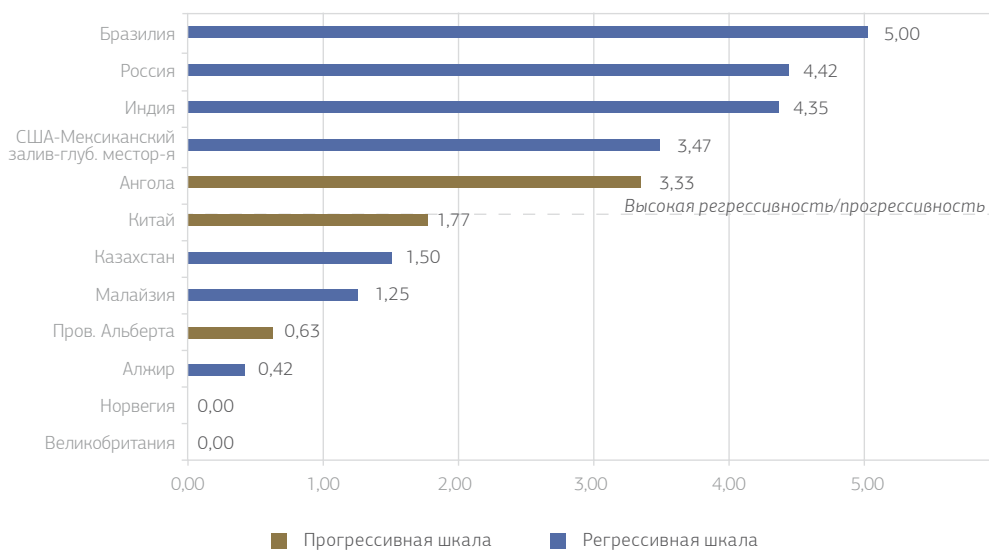


Рис. 5.3 Прогрессивность/регрессивность налогообложения

Если применить вышеупомянутую систему присвоения баллов от 0 до 5 для оценки совокупного влияния четырех переменных в составе категории «Условия налогообложения», то данный показатель для инвесторов в Казахстане (при разработке гипотетического нового проекта) окажется более благоприятным, чем в России, Малайзии, Анголе и даже на глубоководных месторожде-

ниях в Мексиканском заливе США, однако уступает ряду других выбранных для сравнения стран (Рис. 5.4). Как видно на графике, высокая доля, причитающаяся государству, является основным фактором, влияющим на совокупный показатель в категории условий налогообложения.

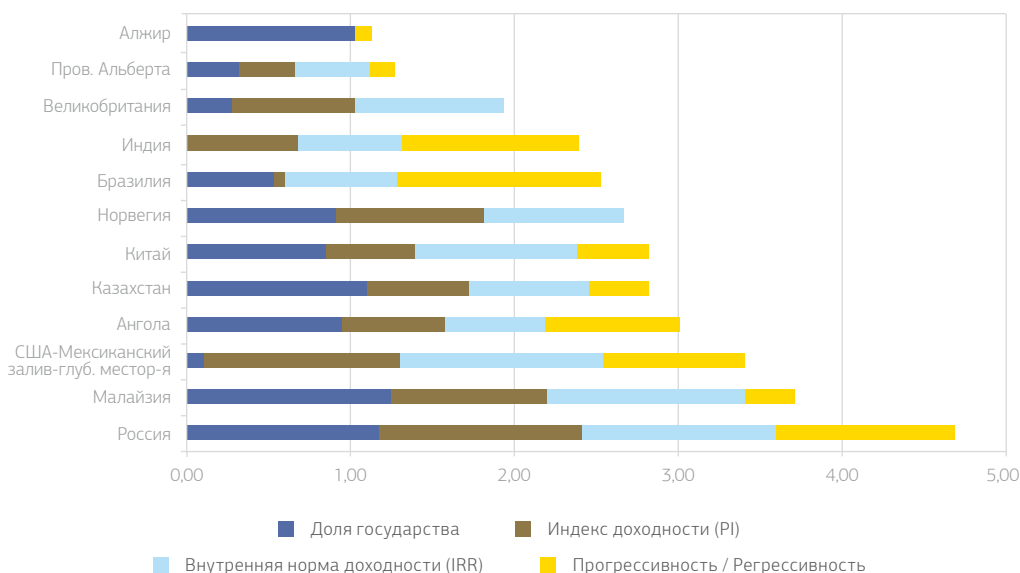


Рис. 5.4 Оценка условий налогообложения

5.3.2. Риск недополучения дохода

Следующей составляющей сводного индекса инвестиционной привлекательности по методике IHS является риск недополучения дохода, т.е. распределение рисков между собственником недр и инвесторами в соответствии с тем когда в течение проекта, когда государству причитается часть прибыли. Высокий уровень неопределенности, характерный для поисково-разведочных работ и разработки нефтегазовых месторождений, заставляет всерьез задуматься о том, кто именно должен нести связанные с этим риски, и в каком объеме государство как собственник недр должно принимать на себя их долю. Существуют различные источники рисков, которые могут возникнуть на любом этапе проекта разведки и добычи нефтегазовых месторождений. Среди них можно отметить следующие:

- **Геологические и геофизические риски.** В данном случае речь идет о вероятности обнаружения значительных извлекаемых (как с точки зрения технической осуществимости, так и экономической целесообразности) запасов. Связанные с этим риски присутствуют на всех этапах разведки и разработки месторождения. Объем запасов становится окончательно известен только после того, как они будут окончательно извлечены оператором (после полного истощения месторождения).
- **Цена.** Волатильность цен – один из основных рисков, с которыми сталкиваются инвесторы, вкладывающие средства в разведку и разработку месторождений нефти и газа, на протяжении всего срока существования проекта. В то время как высокие цены на сырьевые товары могут привести к резкому росту доходов, падение цен способно вылиться в катастрофические последствия для экономической эффективности проектов – иногда вплоть до преждевременного прекращения деятельности по разработке месторождения. Этот фактор особенно показателен и значим в текущий период низких цен на нефть на мировом рынке и низких цен на природный газ на рынках, где наблю-

дается рост объемов добычи (в частности, в Северной Америке).

- **Себестоимость.** Рост спроса на товары и услуги среди добывающих предприятий на фоне роста цен на сырьевые товары, как правило, выливается в рост затрат. Безусловно, это сказывается на экономических показателях проекта и, в конечном итоге, на прибыли до налогообложения, распределяемой между государством и инвестором.

Как и в каком соотношении распределяются риски, по сути, определяется политикой государства. В то время как компании смягчают риски через диверсификацию проектов, в которые они инвестируют средства в общемировом масштабе, власти стремятся избежать рисков, перекладывая их на плечи частных инвесторов. Это выливается в принципиальное противоречие между государством и нефтедобывающими предприятиями относительно распределения рисков и доходов от инвестиций в сферу разведки и добычи углеводородов. Обе стороны стремятся извлечь максимум прибыли, переложив при этом максимум рисков на оппонента. В то же самое время, властям необходимо обеспечить такие условия, которые будут привлекать инвесторов, вынуждая при этом не имеющие проектов компании прекращать деятельность. Таким образом, выбор системы и структуры налогообложения в нефтегазовой отрасли представляет собой компромиссное решение между интересами каждой из сторон.

В [Таблице 5.1](#) приведены данные по относительному уровню риска, сопряженного с некоторыми широко распространенными налоговыми инструментами в нефтегазовой отрасли. Различные налоговые инструменты несут разную степень риска недополучения дохода для государства. Диапазон таких инструментов варьируется от низкорисковых (бонусы и адвалорные выплаты, такие как, роялти и экспортные пошлины) до высокорисковых (рентные налоги и долевое участие).

Налоговый инструмент	Уровень риска для государства
Премии	Низкий
Адвалорные выплаты *	Низкий
Лимит по возмещению расходов	Низкий
Налог на прибыль	Средний
Рентный налог на ресурсы	Высокий
Распределение прибыли	Средний
Участие в акционерном капитале	Высокий

* Включая роялти и экспортные пошлины

Таблица 5.1 Риск недополучения дохода государством в зависимости от налогового инструмента

Для согласованного сравнения налоговых систем с точки зрения риска недополучения дохода и определения степени, в которой власти разных стран разделяют риски по проектам, было проведено сравнение дохода, приходящегося на счет государства, когда месторождение (проект) достигает четверти срока эксплуатации, с совокупным доходом, приходящимся на счет государства, по каждому отдельному проекту в конце срока эксплуа-

тации месторождения (Рис. 5.5). Как показано на Рис. 5.5, в Анголе, России и Казахстане доля государства в прибыли на раннем этапе разработки относительно велика (около 50% и выше), что свидетельствует о значительно более высоком риске недополучения дохода для инвесторов (по сравнению с государством), нежели в других выбранных для сравнения странах.

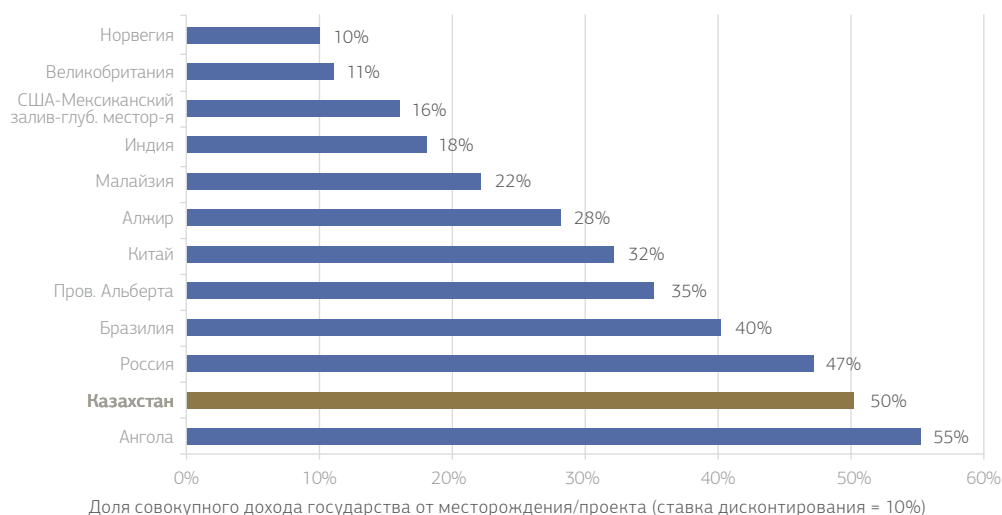


Рис. 5.5 Доля совокупного дохода государства на стадии ¼ срока эксплуатации месторождения (проекта)

5.3.3. Налоговая стабильность

Третьей и заключительной составляющей сводного индекса инвестиционной привлекательности IHS является налоговая стабильность. При изучении возможностей для вложения средств инвесторы, как правило, оценивают стабильность и прогнозируемость налоговой политики и нормативно-правовой системы. От стабильности зависит доверие инвесторов к реализуемой государством политике. Если налоговая система подвержена частым изменениям, то общий уровень рисков повышается, а стоимостное значение потенциальных доходов для инвесторов, наоборот, снижается. Помимо прочего, как уже упоминалось, изменчивость цен на нефть является ключевым фактором, отрицательно сказывающимся на стабильности налоговой системы в нефтегазовом секторе. Желание получить дополнительную прибыль при высоких ценах на сырьевые товары подталкивает государство к увеличению причитающейся ему доли (в виде взимаемых налогов и сборов) и усилению контроля над природными ресурсами.

Применяемый IHS показатель налоговой стабильности учитывает изменения в условиях налогообложения за последние пять лет. Оценка стабильности налоговой систе-

мы осуществляется по следующему четырем параметрам:

- Тип изменений: механизмы, используемые для увеличения или сокращения доли государства
- Применимость (сфера действия) изменений: распространяются ли они только на новые инвестиции или («задним числом») на все инвестиции
- Масштаб изменений: увеличение или уменьшение совокупной доли государства в процентном выражении
- Частота изменений: за последние пять лет в отдельных странах изменения в действующий режим налогообложения вносились несколько раз

При оценке рисков по типу вносимых изменений, самый высокий уровень риска для инвесторов присваивается таким действиям государства, как национализация или пересмотр действующих условий налогообложения. С точки зрения применимости вносимых изменений, инвесторы считают самыми значимыми такие риски, как частичный пересмотр условий налогообложения² в отно-

² Риски по типу вносимых изменений оцениваются по пятибалльной шкале, а именно (начисляемые баллы указаны в скобках): изменения отсутствуют (0,00); предоставление льгот и снижение налоговых ставок (0,00); повышение ставок налогов и/или роялти и предоставление льгот (2,00); повышение ставок налогов и/или роялти (3,00); пересмотр условий налогообложения (4,00); пересмотр условий налогообложения, повышение ставок налогов и/или роялти и предоставление льгот (4,00); национализация (5,00).

шении существующих и будущих (новых) инвестиций, а также применение новых условий «задним числом».³ Что касается частоты изменений, вносимых в режим налогообложения, применяемая методика оценки показывает, что среди выбранных для сравнения стран самый

высокий уровень неопределенности налоговой среды для иностранных инвесторов имеет место в Казахстане и России, за которыми следует Великобритания (Таблица 5.2).

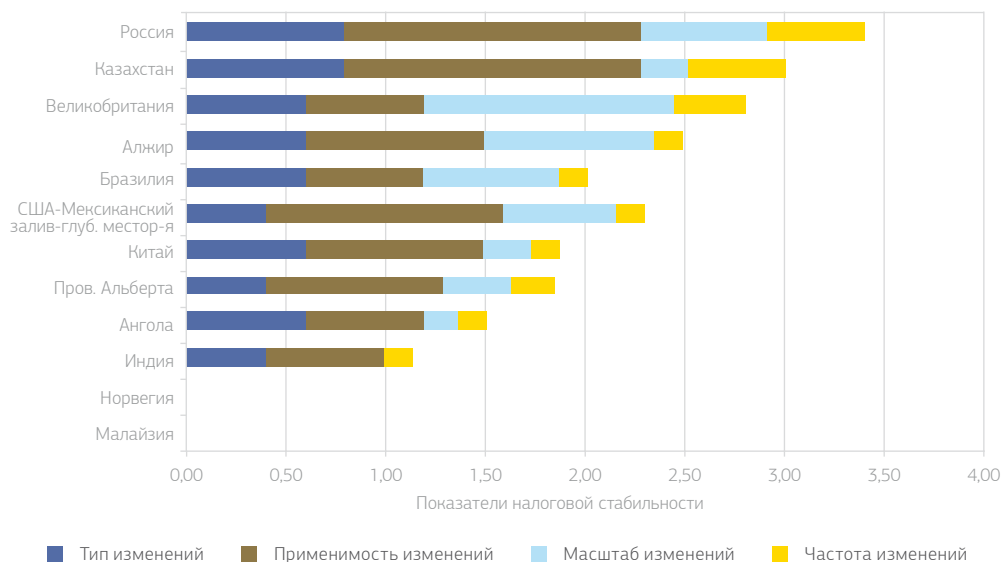
Страна (регион)	Оценка
Провинция Альберта	2,14
Алжир	1,43
Ангола	1,43
Бразилия	1,43
Китай	1,43
Индия	1,43
Казахстан	5,00
Малайзия	0,00
Норвегия	0,00
Россия	5,00
Глубоководные месторождения в Мексиканском заливе США	1,43
Великобритания	3,57

Таблица 5.2 Риск недополучения дохода государством в зависимости от налогового инструмента

При объединении четырех вышеперечисленных переменных в составе категории налоговой стабильности (Рис. 5.6) Россия, Казахстан и Великобритания попадают в группу стран с наиболее высокими значениями данного показателя (что означает относительно высокий уровень риска для инвесторов). Иными словами, инвесторы

нефтегазовой отрасли данных стран на протяжении последних пяти лет сталкивались с существенной неопределенностью в том, что касается типа, масштаба, частоты и сферы действия изменений, вносимых в существующие условия налогообложения.

.....
³ Риски по применимости (сфере действия) вносимых изменений оцениваются по пятибалльной шкале, а именно (начисляемые баллы указаны в скобках): предоставление льгот по существующим и новым инвестициям (0,00); предоставление льгот по новым инвестициям (0,00); внесение изменений в отношении новых инвестиций (условия тендера) (1,00); внесение изменений в отношении новых инвестиций (2,00); внесение изменений в отношении существующих и новых инвестиций (3,00); внесение изменений в отношении существующих и новых инвестиций «задним числом» (4,00); частичный пересмотр условий в отношении существующих и новых инвестиций (5,00); частичный пересмотр условий (5,00).



В настоящей индексе отражены изменения налоговых кодексов соответствующих стран за период 2009-2014 гг. В Норвегии и Малайзии за данный период изменений не происходило.

Рис. 5.6 Оценка налоговой стабильности

5.3.4. Сводный индекс инвестиционной привлекательности

Как уже отмечалось выше, для анализа привлекательности нефтегазовой отрасли Казахстана для инвестиций по сравнению с другими странами был использован разработанный IHS совокупный индекс инвестиционной привлекательности, который обеспечивает согласованное сопоставление и оценку таких параметров, как доля государства, коэффициент эффективности капиталовложений, окупаемость инвестиций и прогрессивность (регрессивность) шкалы налогообложения, одновременно учитывая и ряд других факторов (включая риск недополучения дохода, гибкость и стабильность налоговой системы). При расчете индекса применяется относительная система оценки и классификации с присвоением

соответствующим переменным значений от 0 до 5, где «5» означает относительно низкую привлекательность сложившегося климата для инвесторов а «0», напротив, говорит о высокой привлекательности.

Итоговые значения сводного индекса для Казахстана и 11 выбранных для сравнения стран (Рис. 5.7) складываются из всех (взвешенных) переменных, которые учитываются при анализе. Согласно полученным результатам, итоговое значение индекса для Казахстана (примерно 2,8) самое высокое среди всех выбранных для сравнения стран, за исключением России.

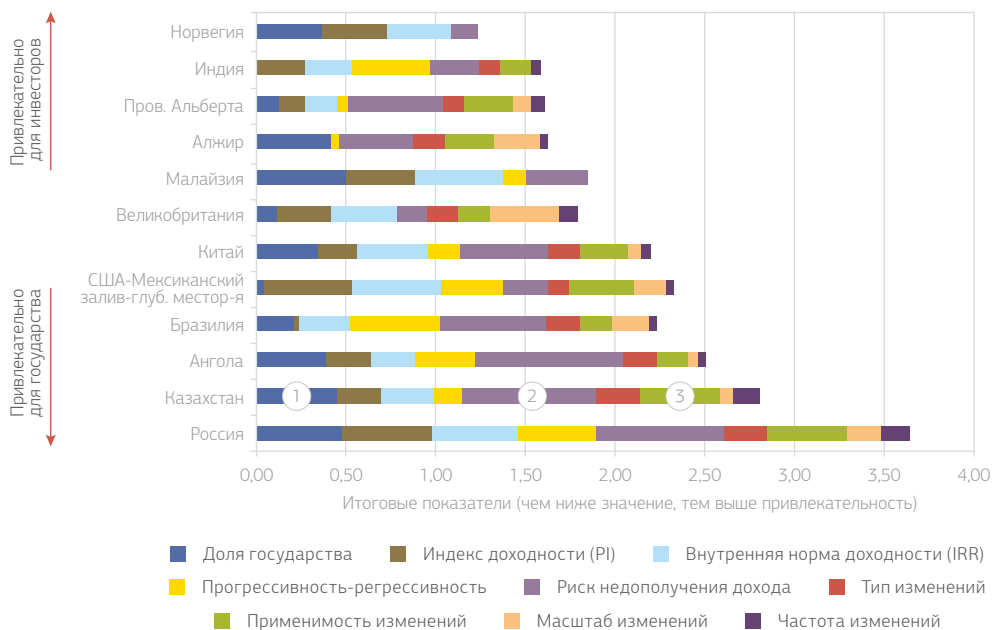


Рис. 5.7 Сводный индекс инвестиционной привлекательности

Это дает основания полагать, что несколько целенаправленных (адресных) мер по улучшению инвестиционного климата могут существенно повысить общую привлекательность страны для новых инвесторов в нефтегазовую отрасль. В качестве отправной точки для разработки таких мер можно использовать переменные, которые в наибольшей степени сказываются на величине итогового показателя индекса привлекательности для Казахстана (им соответствуют наиболее длинные отрезки прямой на Рис. 5.7). С этой точки зрения можно выделить три показателя: доля государства, риск недополучения дохода и применимость (сфера действия) изменений. В сложившихся условиях высокой международной конкуренции за привлечение инвесторов (учитывая относительно невысокие мировые цены на нефть и газ, а также

рост добычи на территориях с правовой средой (в частности, в Северной Америке), которая более понятна многим внешним инвесторам, нежели действующая в Казахстане система) для властей Казахстана представляется целесообразным пересмотреть, в частности, политику в сфере регулирования причитающейся государству доли чистых денежных потоков до налогообложения по проектам, а также порядок распределения прибыли между государством и частными инвесторами на ранних этапах разработки месторождений. Помимо этого, следовало бы пересмотреть практику частичного изменения действующих условий налогообложения (и придания изменениям обратной силы) с учетом ее влияния на доверие инвесторов и на оценку ими стоимостного значения потенциальных доходов.

5.4 Общие показатели инвестиционной привлекательности

В дополнение к картине, которая складывается на основании сводного индекса инвестиционной привлекательности конкретно для нефтегазодобывающей отрасли, рассчитанного по методике IHS Energy, представляется целесообразным взглянуть также и на оценку сложившихся в Казахстане условий ведения бизнеса с точки зрения широко применяемых в международной практике сравнительных показателей, а также аналитических данных крупнейших международных консалтинговых компаний и кредитно-финансовых учреждений. В этой связи наиболее известным сравнительным показателем, наверное, является «индекс легкости ведения бизнеса» Всемирного банка, который начал применяться в 2001 г. и с тех пор использовался более чем в 800 исследовательских работах.⁴ В 2014 г. Казахстан занял место в первой половине среди всех включенных в оценку стран (77-ое место из 189 государств), обойдя по данному показателю такие крупные экономические державы, как Китай, Бразилия, Аргентина и Индия. В части регистрации прав на имущество, защиты интересов миноритарных инвесторов, уплаты налогов и исполнения условий договоров в принудительном порядке Казахстан получил оценку лучше средней (менее 50%).

Еще одним примером ежегодной оценки инвестиционной привлекательности с применением стандартной методологии является аналитическое исследование, проводимое EY (до 2013 г. – Ernst & Young).⁵ При проведении аналитического исследования в отношении Казахстана в 2014 г. EY опросила (по телефону, при личной встрече

и посредством опроса в электронной форме) руководителей 211 международных компаний из 28 стран.⁶ Согласно полученным результатам, в 2014 г. инвесторы стали более информированы об открывающихся в Казахстане возможностях по сравнению с 2012 г. и 2013 г. А именно, 47% опрошенных считают, что инвестиционная привлекательность Казахстана в ближайшие три года (2015-2017 гг.) будет расти (тогда как в 2013 г. и 2012 г. такой точки зрения придерживались 41% и 43%, соответственно). Данный показатель оказался еще выше (55%) среди респондентов, чьи компании уже инвестировали средства в Казахстане: более 75% из них указали на макроэкономическую устойчивость, стабильные политические и социальные условия, низкий уровень налогов для юридических лиц и развитую телекоммуникационную инфраструктуру как наиболее привлекательные, с их точки зрения, характеристики Казахстана. Среди всех респондентов, имеющих опыт капиталовложений в Казахстане, 57% заявили о достижении ими поставленных целей в области коммерческой деятельности в течение последних пяти лет.

И, наконец, Международный валютный фонд в рамках внутреннего отчета, подготовленного по результатам переговоров между представителями МВФ и властями Казахстана с участием представителей частного сектора, общественности и многосторонних банков развития в Алматы и Астане в апреле 2014 г., использовал сравнительные показатели разных стран для оценки важнейших составляющих инвестиционной привлекательности.⁷

⁴ Индекс легкости ведения бизнеса позволяет оценить страны с точки зрения того, насколько действующая нормативно-правовая база способствует ведению коммерческой деятельности. Суммарное значение рассчитывается на основе десяти входящих в состав индекса показателей для каждой из рассматриваемых стран. Чем ниже индекс, тем лучше условия для ведения коммерческой деятельности (так, если его значение составляет 1%, то страна находится в лидерах, а 50% соответствует среднему показателю). Десять показателей оценивают легкость (эффективность организации) следующих моментов: открытия бизнеса (регистрации предприятия), получения разрешений на строительство, организации поставок электроэнергии, регистрации прав на имущество, получения кредитов, защиты интересов миноритарных инвесторов, уплаты налогов, транснациональной торговли, исполнения условий договоров в принудительном порядке и решения вопросов, связанных с неплатежеспособностью (см.: <http://www.doingbusiness.org/rankings>).

⁵ См. «Оценка инвестиционной привлекательности Казахстана в 2014 г. Бренд прокладывает себе дорогу», EY, 2014 г. [Attractiveness Survey, Kazakhstan 2014. The Brand Paves the Way, EY, 2014].

⁶ Исследование проводилось в январе и феврале 2014 г., до девальвации тенге 11 февраля 2014 г.

⁷ Международный валютный фонд, Республика Казахстан, внутренний отчет за 2014 г., консультации по п. IV, Вашингтон, округ Колумбия, Международный валютный фонд, 20 июня 2014 г. [International Monetary Fund, Republic of Kazakhstan: Staff Report for the 2014 Article IV Consultation. Washington, DC: International Monetary Fund, June 20, 2014].

В частности, отчет содержит ряд графиков, на которых представлено сравнение Казахстана и других стран с точки зрения жизнеспособности банковской системы и более общих экономических показателей (включая ограничения по ведению коммерческой деятельности на уровне компаний, эффективность рынка труда и системе государственного управления). В сравнении с другими сопоставимыми странами, включенными с Казахстаном в один и тот же регион (такими как Россия, Турция, Украина и Узбекистан), банки Казахстана отличаются самой высокой долей проблемных кредитов и относительно низким уровнем достаточности капитала и банковских активов относительно ВВП страны; при этом в Казахстане отмечается самая высокая реальная и номинальная доходность собственного (акционерного) капитала.

Для сравнения показателей более общего характера была взята группа сопоставляемых стран, в которую вошли следующие категории: страны с формирующейся рыночной экономикой, мир в целом, страны Кавказа и Центральной Азии, страны-участницы Организации экономического сотрудничества и развития, страны с низким уровнем доходов, страны-экспортеры нефти, а также страны Ближнего Востока и Северной Африки.⁸ Среди наиболее значимых для Казахстана результатов

сравнения следует отметить следующие: (а) Казахстан занял место примерно посередине списка с точки зрения ограничений по ведению коммерческой деятельности на уровне компаний; (б) Казахстан продемонстрировал наиболее высокие показатели эффективности рынка труда;⁹ (с) Казахстан занял более высокое место, чем страны Кавказа и Центральной Азии, страны с низким доходом и страны-экспортеры нефти в целом с точки зрения системы управления (данный показатель, в частности, учитывает эффективность системы управления, качество нормативно-правового регулирования, верховенство закона и борьба с коррупцией). В отчете МВФ подчеркивается, что доверие инвесторов является ключевым фактором привлечения прямых иностранных инвестиций для финансирования «роста в сферах, не связанных с добычей нефти и газа, за счет частного сектора и создания рабочих мест», что должно стать основополагающим элементом выполнения Казахстаном поставленной задачи по диверсификации экономики. Текущая работа Казахстана с международными кредитно-финансовыми учреждениями, направленная на ускорение экономических реформ, может послужить для инвесторов еще одним подтверждением приверженности страны выбранному курсу.

5.5. Прямые иностранные инвестиции в ТЭК Казахстана

Иностранные инвестиции вносят весомый вклад в развитие национальной экономики любой страны, несмотря на то, что их доля в общем объеме инвестиций, как правило, сравнительно невелика. Это связано с тем, что они обеспечивают доступ к технологиям, капиталу, управленческим компетенциям и экспортным рынкам. С момента обретения независимости Казахстан добился успеха в привлечении значительного объема иностранных инвестиций, что способствовало ускорению темпов развития национальной экономики и перехода к рыночным отношениям, особенно в энергетическом секторе. Ранее, в советский период, единственной доступной формой инвестиций для иностранных лиц было создание совместных предприятий, однако впоследствии в Казахстане появился ряд других схем, включая дочерние предприятия со 100-процентным иностранным участием и инвестиции в акционерный капитал казахстанских компаний.

Прямые иностранные инвестиции (ПИИ) не только обеспечивают средства для вложения в экономику принимающей страны, но и способны играть довольно значимую роль в платежном балансе страны в целом, поскольку помогают покрыть дефицит счета текущих операций и дефицит бюджета.¹⁰ Наряду с капиталом, ПИИ обе-

спечивают также и другие ключевые нематериальные активы, такие как передовые технологии и компетенции, позволяющие в существенной мере повысить производительность. Помимо этого, ПИИ могут косвенным образом положительно повлиять на деловую среду в стране в целом, так как власти, как правило, стремятся скорректировать экономическую политику в целях привлечения таких инвестиций. И даже если ПИИ в значительной степени сосредоточены в отдельных секторах экономики, высока вероятность того, что они окажут воздействие и на другие ее сектора через общую производственно-сбытовую цепочку.

Важность ПИИ для ТЭК Казахстана заключается в том, что они позволяют стране использовать свой богатый ресурсный потенциал за счет реализации проектов, которые иначе были бы просто невозможны либо в силу масштаба, либо в силу технических сложностей. В частности, для таких сложных с точки зрения реализации и технологичных проектов, как Кашаган, Карачаганак или Тенгиз, требуются технологические и управленческие возможности и компетенции, имеющиеся только за пределами Казахстана, прежде всего, у ведущих международных нефтяных компаний (МНК). Вложения в эти проекты внутри

⁸ Источниками данных, которые использовались для сравнения, послужили не только расчеты, выполненные представителями МВФ, но и результаты исследования предпринимательской и деловой среды и оценки показателей государственного управления Всемирного банка, а также отчет о глобальной конкурентоспособности Всемирного экономического форума.

⁹ Показатель эффективности рынка труда отражает способность компаний гибко управлять кадровой системой (при этом учитываются такие факторы как прием на работу и увольнение, гибкость оплаты труда, перевод на другое место работы и доля женщин в кадровом составе).

¹⁰ ПИИ – зарубежные инвестиции предприятия, являющегося резидентом одной страны, в предприятие, являющееся резидентом другой страны, с целью приобретения доли участия (и получения прибыли) на длительный период. В странах ОЭСР за пороговое значение, отделяющее прямые инвестиции от портфельных, принята доля участия в размере 10%. Используемые при подготовке настоящей Главы Доклада статистические данные, собранные и опубликованные Национальным Банком Республики Казахстан, отражают приобретение иностранными инвесторами более 10% голосующих акций, их долю в реинвестированной (нераспределенной) прибыли, а также валовое увеличение долговой нагрузки таких предприятий.

страны, в свою очередь, приводят к расширению и модернизации многих других смежных отраслей экономики.

Совокупный валовой приток ПИИ в экономику Казахстана вырос с 1,3 млрд. долл. США в 1993 г. до максимального показателя в 29 млрд. долл. США в 2012 г., а затем незначительно снизился до 24 млрд. долл. США

в 2013 г. и 2014 г. (Рис. 5.8). Совокупный валовой объем (общая сумма) ПИИ в экономику страны в целом за период с 1993 г. достиг отметки в 241,9 млрд. долл. США (по состоянию на конец 2014 г.). Основная часть этих инвестиций (около 86%) была привлечена в период после 2005 г.

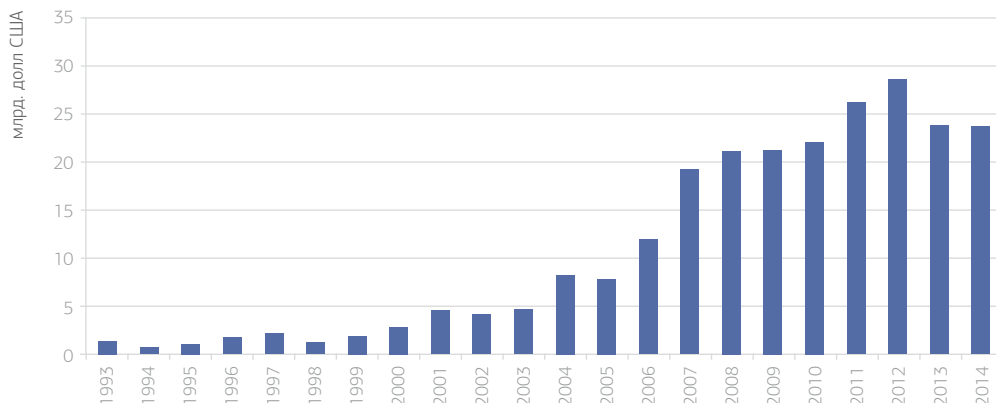


Рис. 5.8 Валовой приток ПИИ в Казахстан

Рост притока ПИИ имел место в разных секторах, но, прежде всего, в таких сферах как добыча нефти и газа, геологоразведка, металлургия, оптовая и розничная торговля, финансовые услуги и строительство (Рис. 5.9). Преобладание вложений в нефтегазовый сектор связано

с реализацией существенного числа добывающих проектов с участием иностранных партнеров. Незначительное снижение притока ПИИ в 2013 г. и 2014 г., вероятно, связано с текущим замедлением инвестиционного цикла крупных проектов добычи (Глава 7).

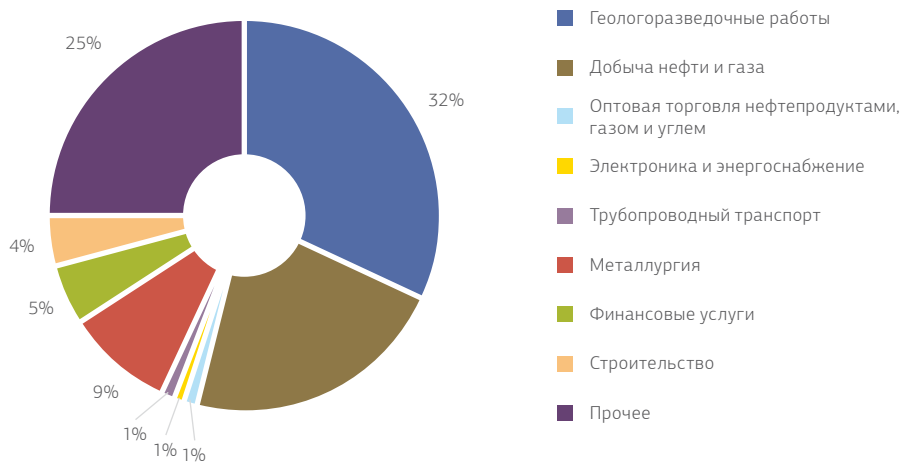


Рис. 5.9 Распределение совокупного валового притока ПИИ в Казахстане по ключевым отраслям (2005-2014 гг.)

В то же самое время наблюдался устойчивый рост совокупного объема ежегодных инвестиций в основной капитал в Казахстане с 6,4 млрд. долл. США в 2001 г. до около 40 млрд. долл. США в 2013 г. (с незначительным сокращением до 37 млрд. долл. США в 2014 г.) (Рис. 5.10).¹¹ Совокупный объем (общая сумма) инвестиций в основной

капитал за указанный период составил почти 350 млрд. долл. США. И хотя масштабы финансирования вложений в основной капитал за счет ПИИ не совсем ясны (ПИИ могут также направляться на покрытие дефицита бюджета компании или на погашение кредитов), имеющиеся данные по вложениям иностранных компаний в основ-

¹¹ Инвестиции в основной капитал – это инвестиции в активы длительного пользования (основные средства), такие как здания, машины, оборудование и прочие объекты инфраструктуры или сооружения, находящиеся в собственности предприятия не менее одного года.

ной капитал демонстрируют циклический характер изменений: сначала их доля в общем объеме инвестиций в экономике в целом сократилась с 31% в 2001 г. до 18% в 2004 г., затем вновь выросла до 31% в 2009 г., но впоследствии упала до 17% в 2014 г. В то же время, доля казахстанских частных компаний выросла с 54% в 2001 г.

до 67% в 2004 г., после чего снизилась до 50% в 2009 г., но в итоге снова поднялась до 64% в 2014 г. В совокупности, инвестиции иностранных предприятий в основной капитал в период с 2001 г. по 2014 г. составили 83 млрд. долл. США или порядка 24% от общего объема таких инвестиций в экономике страны в целом за данный период.

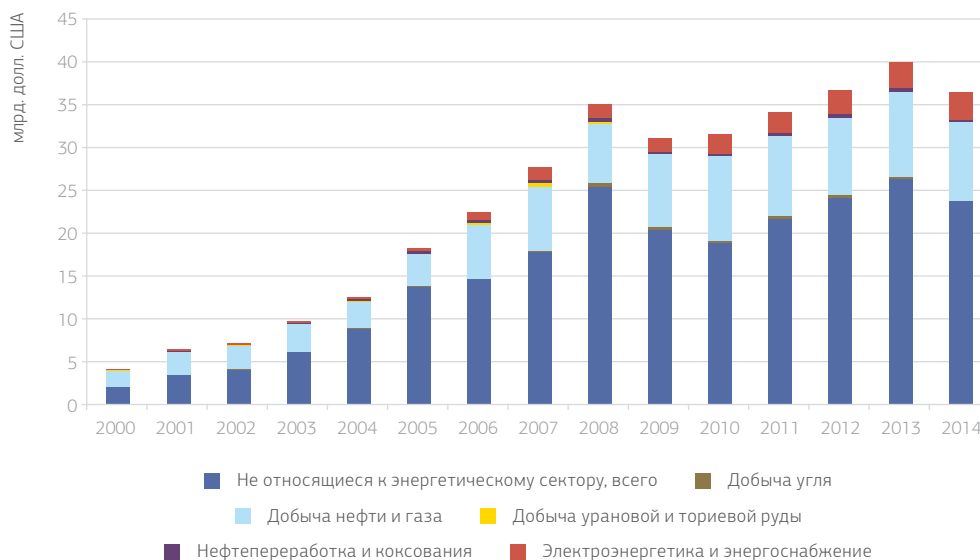


Рис. 5.10 Совокупный объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана

Неудивительно, что ПИИ в Казахстане, прежде всего, вкладываются в добычу полезных ископаемых. В частности, в период с 2005 г. по 2014 г., совокупный валовой объем ПИИ в добычу нефти и газа составил 22% от общего объема ПИИ в экономику в целом (порядка 44,6 млрд. долл. США), а инвестиции в другую сопряженную с ней отрасль – геологоразведку (в том числе не относящихся к энергоресурсам полезных ископаемых, таких как металлические руды) – составили 32% от общего объема (порядка 67,2 млрд. долл. США). Для сравнения,

ПИИ в такие отрасли как добыча угля и трубопроводная инфраструктура значительно меньше и составляют порядка 1% от общего объема по каждому из указанных выше направлений (Рис. 5.11). Ежегодный приток ПИИ в геологоразведочную деятельность в 2011 г. практически достиг показателя в 9 млрд. долл. США, однако затем происходило его снижение. При этом ежегодные ПИИ в добычу нефти и газа продолжали расти и в 2014 г. достигли 7,4 млрд. долл. США.

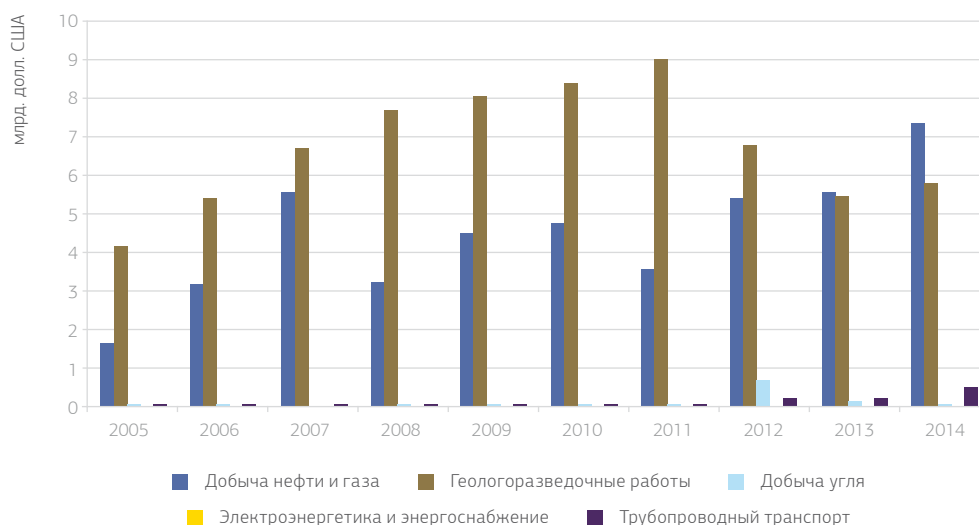


Рис. 5.11 Валовой приток ПИИ в связанные с энергетикой отрасли в Казахстане (2005-2014 гг.)

Что касается инвестиций в основной капитал в экономике Казахстана в целом, то они шли преимущественно в промышленность, составив 4 млрд. долл. США (58% от общего объема инвестиций в основной капитал в экономике Казахстана) в 2001 г. и до 20 млрд. долл. США (53%) в 2014 г. Основная часть инвестиций в основной капитал в промышленности приходится на энергетический сектор.¹²

Ежегодные инвестиции в энергетический сектор выросли в абсолютном выражении с 3 млрд. долл. США в 2001 г. до 13 млрд. долл. США в 2014 г. (Рис. 5.10). Наблюдается тенденция к изменению направленности инвестиций в основной капитал в энергетическом секторе: доля инвестиций в основной капитал в сфере добычи нефти и газа снизилась с 89% в 2001 г. до 71% в 2014 г., в то время как доля инвестиций в электроэнергетику и энергоснабжение в том же году выросла с 6% до 24%, что связано с реализацией ряда проектов по производству и передаче электроэнергии, начиная с 2005 г.

Распределение ПИИ по странам, по сути, отражает отраслевой фактор (долевое распределение инвестиций по отраслям). К примеру, неудивительно, что страны,

резидентами которых являются крупные нефтегазовые компании, становятся основными источниками ПИИ. Лидирующая позиция принадлежит Нидерландам с суммарными ПИИ в размере 55,5 млрд. долл. США или 28% от совокупного объема ПИИ в период с 2005 г. по 2014 гг. (Рис. 5.12). Это объясняется тем, что операторами таких крупных проектов, как Кашаган и Карачаганак, являются компании, зарегистрированные в Нидерландах. Вторым крупнейшим инвестором являются США с показателем 19,3 млрд. долл. США или 10% от совокупного объема ПИИ. Далее с небольшим отрывом следует Великобритания (вместе с Британскими Виргинскими островами (БВО)) с объемом инвестиций порядка 19,2 млрд. долл. США. Весомая доля инвестиций США объясняется тем, что один из основных иностранных инвесторов в нефтегазовый сектор – компания ТОО «Тенгизшевройл», которая осуществляет разработку месторождения Тенгиз – является дочерним предприятием американской компании Chevron (основной акционер – ExxonMobil). Следом идут Швейцария и Китай с показателями в 12,9 и 12,3 млрд. долл. США. Россия – находится на седьмом месте с общим объемом инвестиций в размере 8,5 млрд. долл. США (5% от совокупного объема).

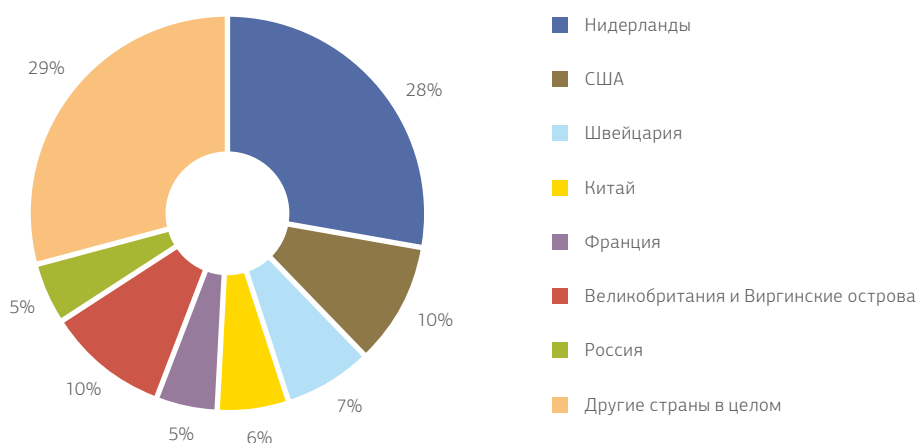


Рис. 5.12 Распределение совокупного валового притока ПИИ в Казахстан по странам (2005-2014 гг.)

В сравнительных статистических данных по странам, публикуемых Всемирным банком, приводятся чистые поступления ПИИ (т.е. новые притоки инвестиций за вычетом вывода инвестиций). С учетом масштаба экономики страны, Казахстан добился значительного успеха в привлечении ПИИ по сравнению с другими странами, в частности со странами СНГ. Ежегодный чистый приток ПИИ в Казахстан в период с 2000 по 2013 гг. в среднем был равен 8,6% от ВВП. В тот же период данный показатель в России составлял в среднем всего 2,6%, в Азербайджане был значительно выше (15,9%), в Туркменистане был практически таким же (8,3%), а в Узбекистане составлял

лишь 1,8%. Причиной высокого показателя притока ПИИ в Азербайджане является реализация двух нефтегазовых мега-проектов на шельфе с участием иностранных инвесторов – Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) и Шах-Дениз – а также строительство сопутствующей инфраструктуры экспортных трубопроводов. Сравнительно высокий показатель Туркменистана объясняется, прежде всего, реализацией CNPC газового проекта Багтыярлык со строительством сопутствующей инфраструктуры экспортных трубопроводов, а также рядом других проектов по разведке и добыче на западе Туркменистана (в частности, компаний Dragon, Petronas, ENI/Burren).

¹² Энергетический сектор (ТЭК) включает добычу угля, добычу нефти и газа, горнодобывающие услуги, добычу урановых руд, нефтепереработку и коксование, электроэнергетику и энергоснабжение. Комитет по статистике Республики Казахстан начал отдельно публиковать данные по инвестициям в горнодобывающие услуги только с 2009 г. без дальнейшей разбивки данного показателя (не отделяя услуг, связанных с добычей нефти и газа, от других горнодобывающих услуг). Данные по добыче урановых руд публиковались отдельно только до 2008 г.

Если проводить более широкое сравнение с другими странами мира, то результат Казахстана значительно превосходит средний мировой показатель (приведенный к ВВП) за период с 2000 по 2013 гг., который составляет 2,6%, а также средний показатель стран, вошедших в аналитический обзор Всемирного банка (всего 257 стран), который составляет 4,9%. Отношение ПИИ к ВВП в Казахстане значительно меньше, чем в таких

небольших открытых экономиках как Ирландия, Сингапур и Люксембург, где данный показатель находится в диапазоне от 13% до 20%. При этом показатель Казахстана, составляющий 8-9% с 2000 г., сопоставим с результатами таких стран как Венгрия, Панама, Грузия, Исландия и Туркменистан.

Основные рекомендации

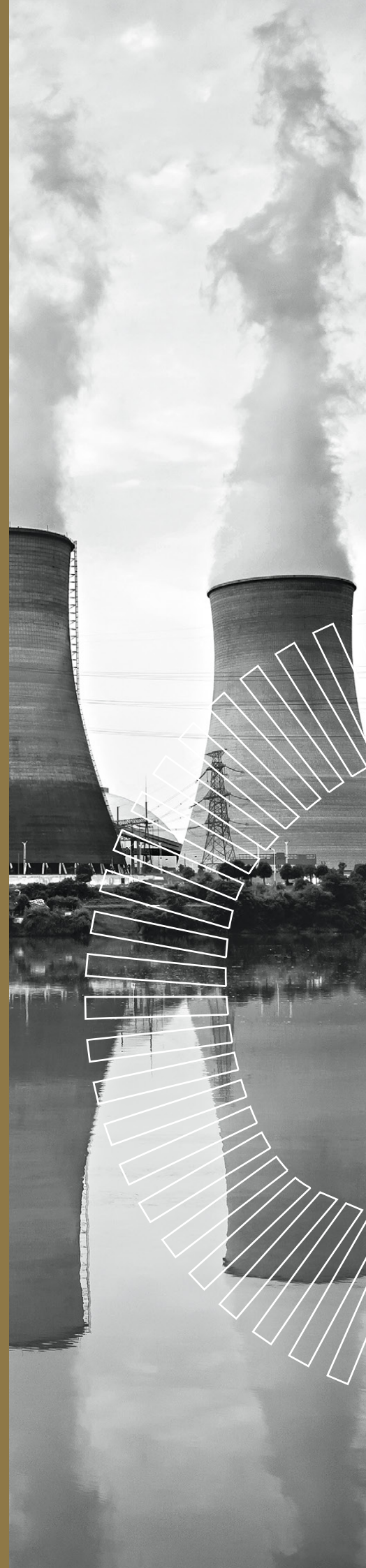
В целях улучшения инвестиционного климата в Казахстане представляется целесообразным рассмотреть следующие вопросы:

- Налоговые механизмы, определяющие процентное соотношение и порядок распределения чистых денежных потоков по проектам до уплаты налогов между государством и инвесторами (включая прибыль от добычи на ранних этапах проектного цикла). Большая доля государства в прибыли и высокий риск ее недополучения инвесторами (значительная доля выручки на ранних этапах причитается государству) отрицательно сказываются на инвестиционной привлекательности Казахстана.
- Влияние частичного пересмотра действующих или применения «задним числом» новых условий налогообложения на доверие инвесторов и оценку ими значимости потенциальных доходов. Частые и непредсказуемые изменения снижают финансовую стабильность и увеличивают инвестиционный риск.
- Условия для привлечения инвестиций небольших компаний, ведущих деятельность в области добычи углеводородов. Доля этих компаний в общем объеме добычи постепенно увеличивается, однако при этом на них неоправданным образом отрицательно сказываются как растущая налоговая нагрузка, так и изменения в нормативно-правовой сфере.
- Сотрудничество с международными финансовыми институтами в целях содействия скорейшему проведению экономических реформ. Активные действия Казахстана в данном направлении могут быть оценены инвесторами как свидетельство серьезности намерений по улучшению инвестиционного климата.
- Косвенные выгоды от прямых иностранных инвестиций (помимо притока капитала) в виде технологий и навыков, которые играют крайне важную роль в росте производительности и положительно влияют на общую деловую среду.



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ РОЛЬ КИТАЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ КАЗАХСТАНА

- 6.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 6.2 ГЕОСТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ КИТАЯ
И КАЗАХСТАНА
- 6.3 ИСТОРИЯ УЧАСТИЯ КИТАЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ КАЗАХСТАНА
- 6.4 ЭКСПОРТНЫЙ НЕФТЕПРОВОД КАЗАХСТАН-КИТАЙ
- 6.5 ГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ
- 6.6 ОГРАНИЧЕННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ТОРГОВЛИ УГЛЕМ
И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ
- 6.7 ТОРГОВЛЯ УРАНОМ





6. Стратегическая роль Китая в энергетике Казахстана

6.1. Ключевые моменты

- С момента обретения независимости Казахстан придерживается «многовекторного» подхода при реализации стратегии развития топливно-энергетического комплекса, стремясь разнообразить не только источники инвестиций в разведку и добычу, а также в прокладку трубопроводов, но и рынки экспорта энергоносителей (включая диверсификацию маршрутов поставок). Нефть с крупных и уже давно разрабатываемых месторождений, где в роли инвесторов выступают казахстанские, российские и международные нефтяные компании, всегда поставлялась на внешние рынки по нефтепроводам, как правило, пересекающим территорию России. Однако со временем географическое соседство и взаимодополняемость экономик Китая и Казахстана (Казахстан является страной с большими объемами добычи углеводородов, а Китай – их крупным потребителем) привели к идее использовать нефтепроводы и газопроводы в Китай в качестве вполне разумной альтернативы диверсификации экспортных поставок страны.
- В энергетике Казахстана задействовано значительное число китайских компаний – как государственных, так и частных. Главным образом, их деятельность связана с углеводородами, включая разведку и добычу, прокладку трубопроводов, а также переработку нефти и газа на территории Казахстана. Наиболее значимым инвестором из Китая является государственная компания China National Petroleum Corporation (CNPC) [Китайская национальная нефтегазовая корпорация]; за ней следуют государственные компании China International Trust and Investment Corporation (CITIC) [Международная китайская инвестиционная корпорация по управлению имуществом] и China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) [Китайская нефтяная и химическая корпорация]. Как только сотрудничество двух стран в сфере энергетики начало набирать обороты в период после 2000 г., доля участия китайских компаний в нефтедобывающей отрасли Казахстана стала резко расти и в 2009 г. составила порядка 25%. Хотя на данный момент рост сгладился, Китай по-прежнему остается ключевым стратегическим партнером Казахстана в энергетике и может сыграть существенную роль в будущих проектах (таких как Этап-2 проекта Кашаган). Помимо этого, Китай является крупнейшим рынком экспорта казахстанского урана.
- В настоящее время китайские компании участвуют в четырех крупных проектах по добыче углеводородов (наряду с многочисленными менее масштабными проектами). Поскольку это, в основном, зрелые месторождения, то потенциал роста объемов добычи ограничен. Фактически, в последние годы совокупные объемы добычи на вышеуказанных месторождениях сокращались. Однако ситуация может измениться с приобретением CNPC доли в месторождении Кашаган, в результате чего объемы добычи китайских компаний могут существенно вырасти в случае согласования второго этапа разработки месторождения. В отличие от нефте- и газодобывающей отрасли, где экспортные трубопроводы, соединяющие Казахстан и Китай, уже работают и существует значительный потенциал для будущего расширения, перспективы экспорта угля или электроэнергии из Казахстана в Китай, как представляется, носят ограниченный характер.
- Власти Китая, судя по всему, ориентированы на значимый сдвиг в приоритетах макроэкономической политики страны и намерены отойти от стратегии роста за счет инвестиций и экспорта производимой продукции, сделав вместо этого упор на увеличение роста внутреннего потребления и развитие третичного и четвертичного секторов экономики. Данное обстоятельство в существенной мере отразится на темпах роста ВВП и потребления энергоносителей в Китае, которые, как ожидается, будут в этой связи замедляться. Широко распространенное мнение о том, что рост спроса в Китае будет и в дальнейшем способствовать быстрому росту импорта самых разнообразных энергоресурсов, теперь требует переосмысления. И это будет иметь самые серьезные последствия для экспортеров энергоресурсов во всех странах мира, включая Казахстан.
- Технологический прорыв в передаче электроэнергии по линиям ультравысокого напряжения позволил Китаю резко увеличить объемы производства электроэнергии в удаленных от побережья провинциях с использованием ранее неосвоенных запасов угля, гидроэнергоресурсов и иных источников энергии для поставок электроэнергии в центры спроса на побережье Китая. Электроэнергия, передаваемая по линиям ультравысокого напряжения, способна конкурировать по цене с электроэнергией с угольных электростанций в прибрежных провинциях и тем более с импортируемым СПГ. Таким образом, использование линий электропередач ультравысокого напряжения, помимо прочего, послужит причиной замедления роста объемов импорта энергоносителей в Китай из близлежащих стран по сравнению с недавним прошлым. Однако многие существующие схемы поставок, скорее всего, будут использоваться и в дальнейшем, что обусловлено коммерческими и стратегическими интересами Китая, а также курсом на диверсификацию системы поставок.

6.2. Геостратегическое положение Китая и Казахстана

Одним из ключевых факторов, повлиявших на формирование структуры мировых рынков энергоресурсов в последние два десятилетия, стало появление на них Китая. В настоящей Главе рассматривается как расположение Казахстана между двумя влиятельными соседями – Россией и Китаем – одновременно и ограничивает, и открывает новые возможности в области энергетики. С момента распада Советского союза Казахстан значительно преуспел в развитии энергетической инфраструктуры, которая, между тем, по-прежнему несет на себе отпечаток более ранней эпохи, когда Казахстан и Россия, являясь республиками СССР, были вовлечены в самую разнообразную межреспубликанскую деятельность. В частности, это выражается в конфигурации региональной электросети Казахстана, поставках российской нефти на Павлодарский НПЗ, переработке конденсата с месторождения Карачаганак на заводе в Оренбурге, а также в маршрутах экспортных трубопроводов, проходящих по территории России. Созданный в 2015 г. Евразийский экономический союз (ЕАЭС) призван способствовать еще более тесному сотрудничеству и интеграции, а также может в итоге привести к унификации тарифов, цен и иных нормативных и технических стандартов государств-участников.

Маловероятно, что Казахстан и Россия станут друг для друга ключевыми партнерами в сфере торговли энергоресурсами¹, поскольку на рынках обеих стран имеется большой объем предложения, и они стремятся стать крупными экспортёрами энергоресурсов. При этом другой влиятельный сосед Казахстана – Китай, где численность населения превышает один миллиард человек и по-прежнему наблюдается рост спроса на энергоресурсы – безусловно, может стать взаимодополняющим партнером, как в качестве экспортного рынка для казахстанского сырья, так и в качестве источника инвестиций в разведку и добычу и развитие инфраструктуры (в частности, трубопроводов) для поставок продукции из Казахстана на свои рынки. Об этом свидетельствует и тот факт, что китайские компании (прежде всего, CNPC) в настоящее время получают около 400 тыс. барр. нефти в сутки (20 млн. т) за счет инвестиций в месторождения Казахстана. CNPC также приобрела долю в размере 8,33% в крупнейшем шельфовом месторождении Кашаган (см. ниже). Помимо этого, экспортный нефтепровод, соединяющий Казахстан и Китай, был введен в эксплуатацию еще в 2005 г., а крупная экспортная система газопроводов из Центральной Азии, через которую, как предполагается, из Казахстана будут поступать некоторые объемы газа, находится в эксплуатации с 2010 г.²

Торговля энергоресурсами между Казахстаном и Китаем является не только источником коммерческой выгоды, но и важной составляющей деятельности Китая по диверсификации источников поставок с учетом интересов национальной безопасности. Импортируя энергоресурсы из разных стран с использованием самых разнообразных вариантов транспортировки (например, передача по трубопроводу или танкерные перевозки), Китай стремится избежать чрезмерной зависимости от какого-либо конкретного поставщика или региона мира (макрорегиона). Особое внимание уделяется тому, чтобы не попасть в слишком сильную зависимость от источников, для которых велика вероятность перебоев с поставками (например, источников, предполагающих транзит по зонам геополитической напряженности, таким как Южно-Китайское море, самых перегруженных в мире участков на маршруте поставок, таких как Малаккский или Ормузский проливы, или наземных путей (трубопроводов), проходящих транзитом через третьи страны. И здесь мы хотим еще раз подчеркнуть стратегическую важность диверсификации поставок для Китая в качестве одного из целевых направлений энергетической политики страны.

Как бы то ни было, складывающаяся в Китае ситуация самым непосредственным образом влияет на импорт в страну энергоносителей. Китай находится на пути перехода от модели роста на основе экспорта к модели роста, в которой все большую роль играет внутреннее потребление. На фоне этого наблюдается замедление характерных для прошлого очень быстрых годовых темпов экономического роста (Рис. 6.1).³ Из-за значительного совокупного объема доли китайского потребления в глобальном масштабе, этот сдвиг создаст понижательное давление на мировые цены на многие промышленные товары, включая нефть и газ; хотя Китай останется крупнейшим рынком для многих из них, рост спроса на такие товары будет не таким высоким, как наблюдалось в течение последних десяти лет. При этом снижение темпов роста потребления в Китае, равно как и появление новых источников энергоносителей на внутреннем рынке страны, может стать причиной сдерживания роста цен на энергоносители в ближайшие годы.

.....

¹ Исключение может составлять экспорт угля из Казахстана в Россию (см. Главу 8); однако такая возможность носит в некоторой степени ограниченный характер.

² Экспорт газа из Казахстана будет идти по третьей нитке газопровода Центральная Азия-Китай. На данный момент не ясно, когда начнутся первые поставки газа по этому газопроводу в Китай; в небольшом объеме газ из Казахстана экспортируется в Китай с 2013 г. через газопровод на востоке Казахстана.

³ Ежегодный прирост ВВП в Китае в расчете на душу населения в течение последних тридцати лет в среднем составлял 6-10%; это самый продолжительный период устойчивого и быстрого роста в истории.

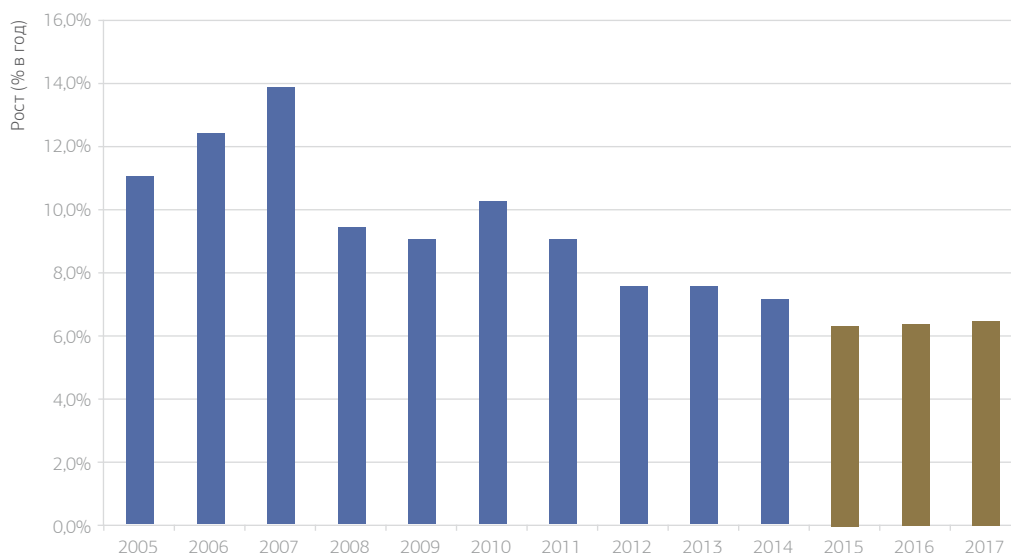


Рис. 6.1 Обзор и прогноз реального роста ВВП Китая

Что касается роста потребления, спрос на энергоносители в Китае растет умеренными темпами, поскольку ежегодные темпы роста ВВП снизились с 10,45% (2010 г.) до 7,35% (2014 г.). Без дополнительного стимула рост ВВП может упасть до 6,5% в 2015 г.⁴ К концу 2014 г. целый ряд факторов, в том числе замедление темпов жилищного строительства, начало реформ в энергетике, включая ценообразование на газ, мягкие погодные условия летом и др., привел к накоплению излишков СПГ в восточных провинциях Китая, к сокращению потребления нефтяного топлива (мазута) и нефтяного кокса, к избытку нефтеперерабатывающих и электроэнергетических генерирующих мощностей, а также к перенасыщению рынка угля с одновременным падением цен на уголь.⁵ Рост спроса на нефть в 2014 г. (2,5%) и электроэнергию (4%) был существенно ниже стандартных показателей последних лет (6,5% и 12%, соответственно). При этом потребление угля сократилось на 2,2%, поскольку все больше электроэнергии начало поступать с гидроэлектростанций (см. ниже).⁶ Многие факторы, лежащие в ос-

нове низкого спроса на сырьевые товары в 2014 г., носят временный характер, однако когда рост спроса возобновится, он все же будет незначительным по сравнению с тем, что можно было наблюдать в предыдущие годы. Расхожее мнение о том, что Китай всегда сможет потребить любые излишки энергоресурсов на мировом рынке, теперь вызывает сомнения. Например, пик импорта угля в Китай, вероятно, уже миновал.

Новые источники поставок внутри Китая также повлияют на импорт энергоресурсов. Так, технологический прорыв в передаче электроэнергии на дальние расстояния за счет применения линий сверхвысокого и ультравысокого напряжения из провинций внутри страны, богатых углем, гидро- и возобновляемой энергией, в провинции, являющиеся центрами спроса и расположенные на побережье, позволил сделать эту электроэнергию конкурентоспособной с точки зрения рентабельности по сравнению с импортируемым СПГ и трубопроводным газом, а также электроэнергией, генерируемой

⁴ IHS Energy «Жизнь после суперцикла: избыточное предложение в энергетике Китая бросает тень на мировой рынок». Еженедельник China Energy Watch, декабрь 2014 г. [IHS Energy, Life after the Super Cycle: China's Energy Oversupply Casts a Global Shadow. China Energy Watch, December 2014.].

⁵ Снижение спроса на нефтяное топливо (мазут) связано, в основном, с сокращением его использования в качестве сырья независимыми нефтеперерабатывающим предприятиями Китая, в первую очередь, ввиду широкомасштабного перехода на сырую нефть. Традиционно Китай является чистым импортером нефтяного кокса, который, по большей части, потребляется металлургическим сектором. Однако на этом секторе особенно сильно сказалось недавнее замедление экономического роста, в результате чего в августе 2014 Китай впервые с 2011 г. оказался чистым экспортером. В то же самое время, в секторе электроэнергетики и нефтепереработки, темпы наращивания мощностей (с прицелом на удовлетворение нужд старой экспортно-ориентированной экономики) за последние 3-4 года значительно превышали темпы роста потребления. Так, например, потребление электроэнергии в Китае в 2014 г. выросло на 4%, что составляет лишь одну треть среднегодовых темпов роста в 2002-2011 гг. (12%). В то же самое время, темпы расширения мощностей в 3-м квартале 2014 г. составили 8% в годовом исчислении. Подобное (по меньшей мере, временное) избыточное предложение мощности, в свою очередь, оказало влияние на цены на уголь: принятая в Китае базисная цена (FOB в порту Циньхуандао) упала с 540 юаней (88,18 долл. США) за тонну в сентябре 2013 г. до 462 юаней (74,57 долл. США) в апреле 2015 г.

⁶ В отличие от указанных выше энергоресурсов, спрос на природный газ (кроме импортируемого СПГ, где спрос по состоянию на третий квартал 2014 г. упал на 1,8% в годовом исчислении и остался на том же уровне в четвертом квартале 2014 г.) продолжал быть устойчивым и в 2014 г. вырос на 10,3%.

на местных угольных электростанциях.⁷ Хотя это несет в себе последствия для импорта природного газа в Китай и потребления угля на внутреннем рынке, вряд ли такие технологии заставят Китай отказаться от большинства действующих схем (см. ниже).⁸

Наряду с дальнейшим расширением и диверсификацией источников поставки энергоносителей для удовлетворения спроса на электрическую энергию, линии сверхвысокого и ультравысокого напряжения позволяют властям Китая решать насущные вопросы, связанные с загрязнением окружающей среды (качеством воздуха) в густонаселенных провинциях на востоке страны путем переноса объектов генерации электроэнергии в провинции внутри страны. Развитие тяжелой промышленности в районах на востоке Китая, где ведется борьба с загрязнением воздуха, жестко ограничено, включая запрет на строительство новых угольных электростанций, сталелитейных, цементных и нефтехимических заводов, а также металлургических комбинатов по выплавке цветных металлов. К действующим предприятиям применяются более строгие стандарты по выбросам в окружающую среду, включая меры принудительного характера. В Пекине угольные электростанции постепенно выводятся из эксплуатации полностью. Первая из них была закрыта в июле 2014 г., а три оставшиеся, согласно графику, должны быть выведены из эксплуатации к 2016 г.

В соответствии с политикой в области охраны окружающей среды, объемы передачи электроэнергии на дальние расстояния в Китае наращиваются быстрыми темпами. Линии ультравысокого напряжения начали передавать значительные объемы электроэнергии, выработанной с использованием угля, из удаленных западных провинций Китая только в 2012 г. Но уже всего через несколько лет объемы передаваемой по ним электроэнергии обогнали объемы, поступающие с газотурбинных или атомных электростанций. За счет такого технологи-

ческого прорыва объемы электроэнергии, передаваемой на дальние расстояния, продолжают быстро увеличиваться.

Передача электроэнергии по линиям высокого напряжения, как с гидроэлектростанций на юго-западе Китая, так и с угольных и ветровых электростанций севера центральной части и удаленных западных провинций страны, уже внесла изменения в структуру поставок и значительно сократила потребность в строительстве новых угольных электростанций на побережье Китая. Ожидается, что доля передачи электроэнергии на дальние расстояния в общем объеме электроэнергии, поставляемой на побережье, в Китае увеличится с 7% (текущий показатель) примерно до 16% в 2020 г. Совокупный годовой объем электроэнергии, передаваемой по линиям электропередач на дальние расстояния, на настоящий момент превышает 500 ТВт*ч.

Рост объемов передачи электроэнергии на дальние расстояния стал возможным за счет мощных инвестиций в сеть высокого напряжения. Общая протяженность линий передачи электроэнергии на дальние расстояния в Китае выросла с 6 000 км в 2006 г. до 39 000 км в середине 2014 г., что практически равно окружности Земли. К настоящему времени общий расчетный объем инвестиций в сети передачи электроэнергии на дальние расстояния составил 232 млрд. юаней (37,9 млрд. долл. США). С начала 2013 г. в эксплуатацию введено четыре новых линии ультравысокого напряжения общей пропускной способностью 25 ГВт. Таким образом, общее число таких линий выросло до восьми. Еще 12 линий ультравысокого напряжения, как ожидается, будут введены в эксплуатацию в период до 2020 г. (в дополнение к 8 уже действующим линиям), в результате чего общая пропускная способность таких линий превысит 130 гигавальт-ампер (ГВА) (Рис. 6.2).

⁷ Приведенный ниже анализ, главным образом, основан на работе Алекса Уитворта «Передача электроэнергии из внутренних провинций на побережье в Китае: укрепление связей на дальнем расстоянии», Краткий обзор решений в энергетике Китая IHS Energy, октябрь 2014 г. [Alex Whitworth, Inland-to-Coast Power Transmission in China: A Growing Long-Distance Relationship, IHS Energy Decision Brief, China Energy, October 2014].

⁸ В настоящем Докладе не проводится анализ последствий освоения ресурсов сланцевого газа в Китае, которые, как полагают эксперты, являются крупнейшими в мире. При этом первоначальный оптимизм в некоторой степени остыл после того, как было установлено, что эти запасы залегают на большей глубине (по сравнению со сланцевым газом из Северной Америки), при меньшем, чем ожидалось, коэффициенте извлечения с применением технологий гидравлического разрыва пласта и горизонтального бурения. Плановые объемы добычи сланцевого газа в 2020 г. на данный момент снижены с 60 млрд. м³ до 30 млрд. м³.



Основные линии электропередач на дальние расстояния в Китае

- | | |
|-----------------------------|--|
| ● Сянцзяба - Шанхай | — 1000 кВ, перем. ток (ВВН) |
| ● Цзиньдуннань - Цзинмэнь | — 800 кВ, пост. ток (ВВН) |
| ● Цзиньпин - Сунань | — 500/660 кВ, пост. ток |
| ● Пуэр (Юньнань) - Цзянмэнь | — 750 кВ, перем. ток |
| ● Ниндун - Шаньдун | — В эксплуатации (сплошная линия) |
| ● Южный Хами - Чжэнчжоу | --- Ввод в эксплуатацию ожидается к 2017 г. (пунктирная линия) |
| ● Ночжаду - Гуандун | |
| ● Силоду - Западный Чжэцзян | |
| ● Северный Чжэцзян - Фучжоу | |
| ● Хуайнань - Шанхай | |

Рис. 6.2 Текущая ситуация в сфере передачи электроэнергии

Оказавшаяся в непростой ситуации гидроэнергетика на настоящий момент извлекла наибольшую выгоду из линий ультравысокого напряжения. Китай – крупнейший производитель гидроэлектроэнергии в мире, однако в стране освоено лишь немногим более половины имеющихся гидроресурсов, для которых существует такая техническая возможность. Развитие отрасли тормозилось географическими факторами, пока недавно не была внедрена технология передачи электроэнергии от ГЭС по проводам с использованием линий ультравысокого напряжения. Только за последние пять лет на юго-западе Китая мощности гидроэнергетики увеличились на 70 ГВт; примерно половина этой электроэнергии предназначена для передачи по линиям ультравысокого напряжения. Пять из восьми полностью завершенных линий ультравысокого напряжения постоянного тока позволили использовать ранее незадействованные ресурсы гидроэнергетики и поставлять большие объемы электроэнергии на побережье страны. Ожидается, что рост продолжится

и в будущем: потенциал по вводу в эксплуатацию дополнительных объектов гидроэнергетики на юго-западе Китая оценивается в 200 ГВт (включая Тибет).

По сравнению с энергией, передаваемой с гидроэлектростанций по проводам, число линий передачи на дальние расстояния с угольных электростанций в настоящее время относительно невелико. Однако, как ожидается, их число в ближайшие годы будет быстро увеличиваться. В 2014 г. Национальная энергетическая администрация (NEA) утвердила четыре проекта по передаче электроэнергии с угольных электростанций; как минимум, еще два таких проекта предполагаются к согласованию в 2015 г. Запасы угля в Китае сосредоточены на севере и северо-западе страны, в частности, в провинции Синьцзян и Ордосском бассейне во Внутренней Монголии. Реализуемая властями страны политика активно поощряет строительство объектов генерации и линий электропередач в непосредственной близости к угольным

шахтам, поскольку это позволяет использовать более дешевые топливные ресурсы, расположенные внутри страны, сократить издержки и смягчить экологические последствия, связанные с транспортировкой угля, а также снизить уровень загрязнения окружающей среды в густонаселенных провинциях на побережье Китая.

Существенным фактором наращивания объемов электропередачи на дальние расстояния по линиям ультравысокого напряжения является стоимость. С учетом тарифов на передачу и потерь, стоимость передачи гидроэлектроэнергии по проводам в провинции на побережье Китая (с доставкой) сопоставима со стоимостью электроэнергией, генерируемой местными угольными электростанциями; при этом стоимость электроэнергии, передаваемой с угольных электростанций, даже немного ниже.⁹ Передача электроэнергии на дальние расстояния (наряду с атомной энергетикой) – экономически эффективное решение по замене местных угольных электростанций на побережье Китая. Стоимость электроэнергии, генерируемой газовыми электростанциями (включая использующие СПГ), примерно в два раза выше стоимости электроэнергии, передаваемой от ГЭС и угольных электростанций по линиям ультравысокого напряжения, что вносит элемент неопределенности в будущее газа в электроэнергетике Китая.¹⁰

Еще одним потенциальным конкурентом импортируемого трубопроводного газа и СПГ в восточных провинциях Китая является синтетический природный газ, получаемый из угля.¹¹ Неосвоенные запасы угля, удаленные от железнодорожной сети Китая, представляются очень дешевым

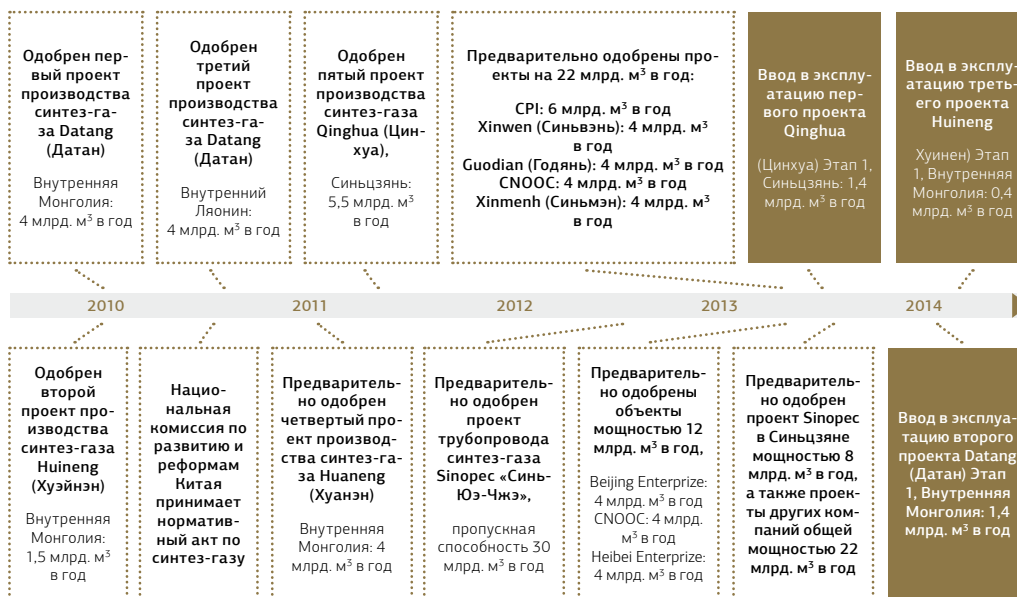
сырьем для получения синтетического природного газа и последующей транспортировки по газопроводу в центры спроса на востоке страны.¹² Выполненные IHS Energy расчеты рентабельности действующего завода по производству синтетического природного газа на востоке Внутренней Монголии показывают, что при коэффициенте загрузки производственных мощностей 75% безубыточная стоимость производства и доставки в Пекин составит примерно 8 долл. США/млн. БТЕ (280 долл. США за тыс м³). Это существенно ниже цены на распределительном узле Пекина при растущем спросе (выше объема потребления газа, зафиксированного в 2012 г.), которая составляет 13-14 долл. США/млн. БТЕ (470-500 долл. США за тыс м³). При таких условиях стоимость синтетического природного газа с учетом расходов на транспортировку будет конкурентоспособной в сравнении со стоимостью импортируемого трубопроводного газа и СПГ в центрах спроса на побережье Китая. Технологии еще дорабатываются, и их внедрение тормозится ввиду достаточно равнодушной реакции федерального регулятора в сфере энергетики, Национальной комиссии по развитию и реформам (NDRC), еще с 2010-2012 гг. Тем не менее, к середине 2014 г. совокупная мощность проектов по производству синтетического природного газа, представленных на рассмотрение NDRC, уже достигла 191 млрд. м³; девять проектов (мощностью свыше 60 млрд. м³) уже получили предварительное одобрение, а еще два – первый этап проекта Datang Group во Внутренней Монголии и первый этап проекта Qinghua Group в Синьцзяне (мощностью примерно по 1,4 млрд. м³ каждый) уже работают (Рис. 6.3).

⁹ Расчет стоимости гидроэлектроэнергии основан на публикуемых регулируемых тарифах на передачу, тогда как применительно к электроэнергии, передаваемой с угольных электростанций, такой расчет выполнен методом «издержки плюс» с усреднением тарифов.

¹⁰ «Нетрадиционный конкурент СПГ в Китае: передача электроэнергии на дальние расстояния», аналитические выводы IHS Energy [LNG's Unconventional Competition in China: Long-Distance Power Transmission, IHS Energy Insight], 30 сентября, 2014 г., стр. 5.

¹¹ Не следует путать синтетический природный газ с синтез-газом. Синтетический природный газ состоит преимущественно из метана, а синтез-газ является смесью угарного газа и водорода и используется при производстве синтетического природного газа

¹² Чжоуэй Дяо и Джинни Ян «Синтетический природный газ из угля: дополнительный источник снабжения в Китае?», Краткий обзор решений в энергетике Китая IHS Energy, октябрь 2014 г. [Zhouwei Diao and Jenny Yang, Coal-Based Synthetic Natural Gas: The Bridging Supply Source for China? IHS Energy Decision Brief, China Energy, October 2014]. Некоторые используемые технологии (включая газификацию угольного шлама, очистку и конверсию газа, метанизацию, осушку и сжатие синтетического газа, (что позволяет на выходе получать продукт, содержание метана в котором составляет 90%)) были известны и ранее, однако при этом практически отсутствовал опыт промышленного производства.



Примечание: CNOOC = China National Offshore Oil Corporation [Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация]

Рис. 6.3 Синтетический природный газ на основе угля в Китае

Ожидается, что транспортировка синтетического природного газа в центры спроса будет производиться как через специально предназначенные для этого газопроводы, так с использованием существующей инфраструктуры трубопроводов для транспортировки природного газа. Китайская нефтяная и химическая корпорация (Sinoprec), а также Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация (CNOOC), объявили о планах по строительству газопроводов, специально предназначенных для транспортировки синтетического природного газа на дальние расстояния от мест производства (Синьцзян, Внутренняя Монголия) в центры спроса в центральной и восточной частях Китая. Один из них, газопровод Синьцзян-Гуандун-Чжэцзян (Синь-Юэ-Чжэ), который является проектом Sinoprec, уже был официально согласован (Рис. 6.3). Помимо этого, если производство синтетического природного газа будет включать определенные процессы (например, каталитическую гидрометанизацию), содержание метана может быть повышено настолько, что его можно будет подавать непосредственно в существующую сеть трубопроводов для транспортировки природного газа. Например, трубопровод синтетического природного газа CNPC Инин-Хоргос в Синьцзяне, строительство которого было завершено в сентябре 2012 г., подключается непосредственно к третьей линии газопровода Запад-Восток в Китае, начало эксплуатации которой намечено на конец 2015 г.

Несмотря на ценовые преимущества линий ультравысокого напряжения и синтетического природного газа, они вряд ли смогут в ближайшее время вытеснить газовые электростанции. Политика в области энергетики в Китае берет в расчет множество факторов, помимо ценовых, не последнее место среди которых занимает улучшение качества воздуха в густонаселенных провинциях на побережье страны (как уже упоминалось выше). Технология передачи гидроэлектроэнергии по проводам, на долю которой приходится основная часть передаваемой в настоящее время на дальние расстояния электроэнергии,

позволяет значительно сократить вредные выбросы по сравнению со сжиганием органического (ископаемого) топлива. Даже передача энергии по проводам с угольных электростанций имеет значительные экологические преимущества; хотя при генерации степень загрязнения сопоставима с выбросами с местных угольных электростанций, такая стратегия позволяет ограничить территорию выбросов удаленными и не такими густонаселенными провинциями на севере и северо-западе страны, что существенно снижает неблагоприятное воздействие на население. Более того, разрабатываются технологии передачи ветровой энергии, которые вместе с передачей энергии с угольных электростанций и ГЭС через линии ультравысокого напряжения в перспективе могут обеспечить более одной трети общего объема генерируемой энергии и усилить имеющийся экологический благоприятный эффект. По экологическим соображениям, возможность крупномасштабного производства синтетического природного газа пока находится под вопросом. Для конверсии угля необходимы значительные объемы воды, при этом вода, использованная в производстве, полностью изымается из оборота. Кроме того, выделяются парниковые газы (углекислый газ и утечка метана).

Пожалуй, еще более важной задачей при реализации политики в области энергетики является обеспечение энергобезопасности страны через диверсификацию источников поставок. Хотя Китай по-прежнему импортирует нефть для удовлетворения растущего спроса на транспорте, доля нефти в производстве электроэнергии незначительна. Кроме того, открываются возможности экономии на более дорогом импортном СПГ и трубопроводном газе (а также местных возобновляемых источниках энергии) за счет более дешевых энергоресурсов (гидроэнергия и уголь) в рамках единой распределительной сети.

Относительно высокая стоимость импортируемого природного газа до настоящего времени не являлась препятствием для существенного расширения мощностей газовых электростанций на побережье страны; предположительно, эта тенденция сохранится и в будущем. В некотором смысле газовые электростанции дополняют собой линии ультравысокого напряжения, представляя возможности для гибкого реагирования на непредвиденные пиковые нагрузки и выход линий из строя; таким образом, у газовых электростанций есть преимущества по сравнению с другими источниками в плане маневренности и обеспечения надежности энергоснабжения. Однако, по экономическим соображениям, атомная энергия, угольные электростанции и линии передачи ультравысокого напряжения ориентированы на максимальную загрузку в базовом режиме, а газовые электростанции по большей части используются для удовлетворения спроса в период пиковой и средней нагрузки.

Наконец, не стоит забывать о том, что Китай имеет долгосрочную коммерческую и стратегическую заинтересованность в импорте энергоносителей из соседних стран, особенно стран Центральной Азии, что выходит за рамки развития энергетики как таковой и выливается в расширение торговых связей и реализацию инициатив в сфере обеспечения региональной безопасности. В частности, в рамках существующих торговых отно-

шений между компаниями Китая и стран Центральной Азии в сфере энергетики, скорее всего, и в будущем сохранится определенный объем импорта, вне зависимости от чисто экономических соображений. Китай стремится избежать чрезмерной зависимости от источников поставки, сосредоточенных в каком-то одном регионе мира или (как упоминалось выше) предусматривающих транзит через самые перегруженные в мире участки (такие как Малаккский и Ормузский пролив). В этой связи, поставки трубопроводного газа из Мьянмы и стран Центральной Азии, а также СПГ и (в будущем) трубопроводного газа из России, становятся привлекательными путями диверсификации. Кроме того, власти Китая могут рассматривать совместные проекты (например, между компаниями из Китая и Казахстана) в области разведки и добычи энергоресурсов и прокладки трубопроводов как способы повышения надежности поставок. В Казахстане – помимо Trans-Asia Gas Pipelines, Ltd. (100% дочернее предприятие CNPC) и China Development Bank, финансирующей проект по прокладке газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент, который будет поставлять газ с запада Казахстана в казахстанский участок газопровода Центральная Азия-Китай – китайские компании также активно участвуют в сфере разведки и добычи углеводородов. Доля китайских компаний в нефтедобывающей отрасли Казахстана увеличилась всего с нескольких процентов в 2000 г. до почти 25% в 2012 г. (см. ниже).

6.3. История участия Китая в энергетике Казахстана

В истории нефтяной промышленности Казахстана, начиная с 1990-х годов, наблюдалось стремление к диверсификации пула инвесторов и экспортных маршрутов в рамках многовекторного подхода к развитию сферы разведки и добычи и прокладке экспортных трубопроводов. В отсутствие собственной развитой нефтяной промышленности, масштабной обслуживающей и сопутствующей производственной базы (как в России) и средств для реализации дорогостоящих проектов в сфере разведки и добычи, Казахстан открыл доступ к своей ресурсной базе иностранным инвесторам, прежде всего, на наиболее сложных месторождениях (включая Тенгиз и Карачаганак) и на шельфе.

Китай начал участвовать в энергетическом секторе Казахстана вскоре после его открытия для иностранных инвесторов. Несмотря на ориентированность экспортных потоков нефти и газа на запад на ранних этапах (в рамках проектов с участием российских партнеров и международных нефтяных компаний), географическая близость Казахстана к Китаю со временем вполне естественно привела к тому, что нефте- и газопроводы в Китай все чаще стали рассматриваться в качестве вариантов диверсификации экспорта из страны. Более того, заинтересованность Казахстана в инвестициях в нефтегазовый сектор и заинтересованность Китая в получении доступа к энергоресурсам Казахстана, привела к тому, что Казахстан открыл свой рынок китайским компаниям, предоставив им широкие возможности для ведения деятельности. Компании из Китая инвестировали значительные средства в разведку и добычу; зачастую это были проекты, которые не привлекли других инвесторов. Как следствие, эти компании стали одними из ключевых стратегических партнеров Казахстана.

Китайские компании до настоящего времени инвестировали в самые различные отрасли, включая следующие:

- Разведка и добыча на суше и шельфе (нефть и газ для поставок в Китай)
- Трансграничный нефтепровод, ориентированный на китайский рынок
- Внутренние и транзитные газопроводы, включая газопроводы из Туркменистана и Узбекистана в Китай (через территорию Казахстана)
- Нефтеперерабатывающий завод (Шымкент, Казахстан)
- Газоперерабатывающий завод в Казахстане (на месторождении Жанажол – принадлежит АО «СНПС-Актобемунайгаз», которое занимается разработкой месторождения).

По мере того, как сотрудничество двух стран в сфере энергетики набирало обороты (особенно в нефтяном секторе), доля китайских компаний в нефтедобывающей отрасли Казахстана стала активно расти, достигнув отметки в 25% в 2009 г. Однако в последние годы данный показатель незначительно снизился (Рис. 6.4). Основным инвестором из Китая является государственная компания China National Petroleum Corporation (CNPC), за которой следуют государственные компании China International Trust and Investment Corporation (CITIC) и China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec), а также множество других менее крупных частных компаний из Китая.

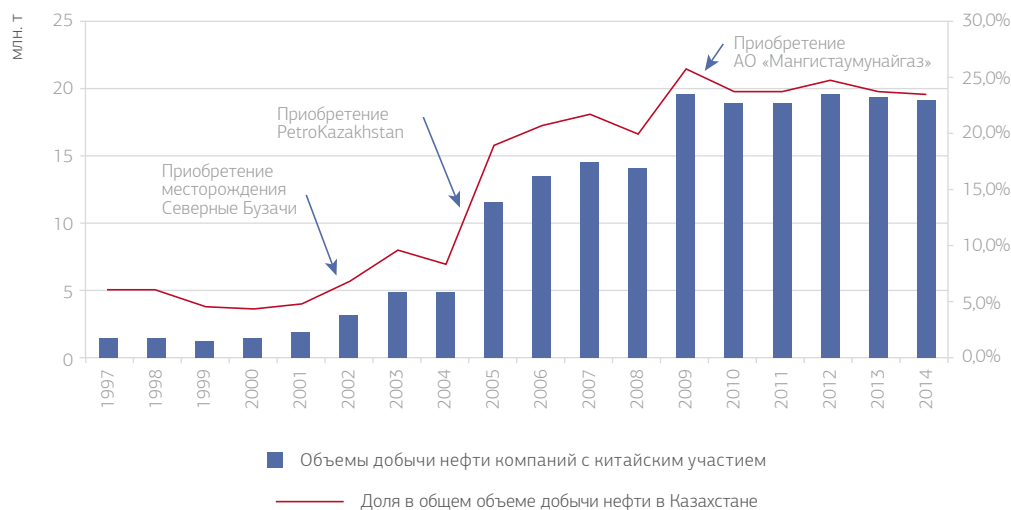


Рис. 6.4 Доля Китая в нефтедобывающем секторе Казахстана, 1997-2014 гг.

В Казахстане представлен широкий круг государственных и частных компаний Китая, что необычно для других иностранных инвесторов в стране, которые обычно представлены концентрированным числом компаний. Похоже, ни одна другая страна мира не располагает таким разнообразным составом инвесторов. Более того, китайские инвесторы ведут деятельность на всей территории страны, а не только на богатом углеводородами западе Казахстана, в отличие от крупных международных нефтяных компаний. Помимо этого, цель инвесторов из Китая в Казахстане – обеспечить наземный маршрут поставки углеводородов в Китай – что означает, что они не ориентированы на чисто экономическую составляющую проектов (т.е. норму доходности и цену продажи без учета транспортировки по трубопроводу).

В настоящее время китайские компании участвуют в четырех крупных проектах по добыче полезных ископаемых

наряду с многочисленными менее масштабными проектами. В 2014 г. на долю вышеупомянутых четырех главных проектов в сумме пришлось примерно 15,7 млн. т (314 тыс. барр./сутки) жидких углеводородов (около 19% от общего объема добычи в Казахстане). Однако, поскольку речь, главным образом, идет о зрелых месторождениях, перспективы увеличения добычи на них ограничены. По состоянию на настоящий момент, фактический объем инвестиций вышеуказанных китайских компаний составил несколько миллиардов долл. США, включая стоимость приобретения активов и последующие расходы при реализации проектов в области разведки и добычи и прокладки трубопроводов, а также внушительные государственные кредиты, предоставленные Китаем казахстанским партнерам, участвующим в вышеупомянутых проектах. Ниже приведена обобщенная информация по четырем основным проектам в области разведки и добычи.

6.3.1. Четыре крупнейших проекта по добыче на суше

1. АО «СНПС-Актобемунайгаз» ведет разработку двух месторождений (Жанажол и Кенкияк). В 1997 г. CNPC заплатила 325 млн. долл. США за существенную долю в этих активах, а в 2003 г. приобрела оставшиеся акции за 150 млн. долл. США. CNPC приняла на себя обязательства инвестировать еще 4 млрд. долл. США, в том числе в связанные с проектом объекты инфраструктуры. В 2014 г. объем добычи АО «СНПС-Актобемунайгаз» составил 5 млн. т (101 300 барр./сутки) жидких углеводородов.¹³
2. В 2005 г. CNPC приобрела 100% долю в канадской PetroKazakhstan Kumkol Resources Inc. (PKI) за 4,18 млрд. долл. США. После этого CNPC были предъявлены преимущественные права со стороны АО «Раз-

ведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ), в результате чего доля CNPC сократилась до 67%. Оставшиеся акции перешли в собственность РД КМГ. PKI контролирует Южно-Кумкольское месторождение, владея 100% долей в PKI Kumkol Resources; Северно-Кумкольское месторождение разрабатывается в рамках совместного предприятия «Тургай Петролеум» с 50% участием ОАО «Лукойл» (Россия). PKI также принадлежит 50% доля в ТОО «СП Казгермунай» (оставшиеся 50% принадлежат КМГ), которое ведет разработку трех месторождений в Южно-Тургайском бассейне: Акшабулак, Нуралы и Аксай. В 2014 г. объем добычи PKI составил 2,2 млн. т (44 400 барр./сутки) жидких углеводородов.¹⁴

¹³ На месторождении Жанажол также активно ведется добыча попутного газа, и CNPC построила там крупный ГПЗ. В 2014 г. газ с месторождения начал поставляться в южном направлении по участку газопровода Бозой-Шымкент, первоначально – на внутренний рынок на юге Казахстана.

¹⁴ В рамках сделки по PKI CNPC также приобрела 50% долю в Шымкентском НПЗ мощностью 5,25 млн. т/год (105 тыс. барр./сутки). Оставшиеся 50% принадлежат КМГ. В настоящее время осуществляется модернизация завода, после которой к 2016 г. производительность вырастет до 6 млн. т в год или 120 тыс. барр./сутки.

3. CITIC, крупнейшая государственная инвестиционная структура Китая, в 2006 г. за 1,91 млрд. долл. США приобрела активы канадской компании Nations Energy (АО «Каражанбасмунай», CCEL), ведущей добычу нефти на месторождении Каражанбас в Мангистауской области. В 2007 г. АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» приобрело долю в компании в размере 50%, оставив 50% за CITIC. В 2014 г. объем добычи АО «Каражанбасмунай» (CCEL) составил 2,1 млн. т (42 808 барр./сутки) жидких углеводородов.
4. В 2009 г. CNPC приобрела 50% в АО «Мангистаунайгаз» (ММГ) за 1,4 млрд. долл. США у Central Asia Petroleum (CAP). Остальные 50% принадлежат КМГ. ММГ ведет добычу тяжелой нефти на двух месторождениях на суше в Мангистауской области (Каламкас и Жетыбай). В 2014 г. объем добычи ММГ составил 6,3 млн. т (119 тыс. барр./сутки) жидких углеводородов.¹⁵

6.3.2. Небольшие месторождения на суше

Китайские компании также широко представлены в структуре собственности (полностью или частично) многих небольших месторождениях на суше, что в сумме имеет внушительный вес с точки зрения потенциального вклада в будущий рост объемов добычи в стране. По состоянию на 2014 г., китайским компаниям принадлежит доля разного масштаба в 15 менее крупных нефтедобывающих компаниях Казахстана. В 2014 г. совокупный объем добычи этих 15 компаний составил 6 млн. т (120 тыс. барр./сутки) жидких углеводородов. Ниже приведены данные по наиболее крупным из них:

1. Vuzachi Operating Company (в настоящее время в равных долях принадлежит CNPC и Sinopec); в 2014 г. объем добычи составил 2 млн. т.
2. ТОО СП «КуатАмлонМунай» (КАМ) (первоначально принадлежала Berlanga Group, которая продала ее в 2009 г. CNPC и частной компании Zhen Hua Oil Co.); в 2014 г. объем добычи составил 663 200 т.
3. ТОО «Казахойл Актобе» (в настоящее время, сменив несколько собственников, полностью принадлежит Sinopec); в 2014 г. объем добычи составил 838 000 т.
4. ТОО «Каракудукмунай» (ККМ) (100% принадлежит Sinopec); в 2014 г. объем добычи составил 810 500 т.
5. АО «СНПС-Ай Дан Мунай» (АДМ) (100% принадлежит CNPC); в 2014 г. объем добычи составил 360 340 т.

6.3.3. Роль Китая в разработке месторождения Кашаган

Переговоры 2003 г. между BG, CNPC и Sinopec о продаже принадлежащей BG доли (16,67%) в проекте Кашаган, вероятно, стали одной из причин принятия в ноябре 2004 г. поправки к закону о недрах и недропользовании в части, касающейся приоритетных (преимущественных) прав государства. Эта поправка давала государству преимущественное право на приобретение акций в добывающих компаниях, что помогло ему предотвратить продажу BG своей доли китайским компаниям. В результате, 50% доли BG в месторождении Кашаган (т.е. 8,33%) было куплено КМГ в 2005 г., а оставшиеся 50% распределены в равных долях между существующими партнерами по проекту.

Однако после 2004 г. желание китайских компаний платить более высокие цены за активы в Казахстане осложнило действия КМГ по осуществлению своих преимущественных прав на покупку этих активов. Это произошло из-за того, что цены на эти активы выросли до уровня, предложенного инвесторами из Китая. Помимо этого, власти Казахстана начали проводить масштабную национальную политику по передаче прав недропользования компаниям из Казахстана там, где это возможно, что также в некоторой степени ограничивало активность в стране китайских инвесторов. Однако подобные тенденции, судя по всему, закончились в августе 2013 г.,

когда национальная компания КМГ воспользовалась своим преимущественным правом покупки, не позволив индийской компании ONGC купить долю ConocoPhillips в шельфовом проекте Кашаган в размере 8,39%, а затем продала CNPC 8,33% в этом проекте. По имеющимся данным, цена сделки составила 5,4 млрд. долл. США. Оставшаяся часть акций осталась в распоряжении КМГ, которой в настоящее время принадлежит наибольшая доля в проекте Кашаган (16,88%).

В настоящее время Кашаган, возможно, является единственным месторождением в Казахстане с участием китайских компаний, которое обладает значительным потенциалом для роста добычи. Хотя на данный момент доля китайских компаний в общем объеме добычи нефти в Казахстане составляет порядка 24% (Рис. 6.4), этот показатель может существенным образом увеличиться, если будет утвержден второй этап проекта Кашаган и начата добыча на ряде других не таких крупных месторождений на шельфе в зоне Северо-Каспийского проекта.

.....

¹⁵ В рамках сделки по приобретению CNPC долевого участия в ММГ, Казахстан получил кредит на сумму 10 млрд. долл. США: 5 млрд. долл. США были получены КМГ от CNPC и еще 5 млрд. долл. США были получены Банком развития Казахстана (БРК) от Export-Import Bank of China. Кредит CNPC позволил КМГ оплатить свою долю в ММГ. Кредит, выданный БРК, был использован для покупки китайского оборудования.

6.4. Экспортный нефтепровод Казахстан-Китай

Наряду с сотрудничеством в сфере разведки и добычи, Казахстан и Китай тесно взаимодействуют в вопросе строительства трубопроводной инфраструктуры в Казахстане для экспорта углеводородов в Китай. Казахстан открыл первый участок трансграничного экспортного нефтепровода в Китай (Атасу-Алашаньюку) в декабре 2005 г. (протяженность – 962 км; пропускная способность – 10 млн. т в год или 200 тыс. барр./сутки). Строительство данного нефтепровода стоимостью 700 млн. долл. США велось в рамках совместного предприятия с процентными долями 50/50 с участием дочерней компании КМГ – АО «КазТрансОйл» (КТО) – и дочерней компании CNPC-China National Corporation for Exploration of Oil and Gas. При том, что китайские компании продолжили приобретать активы в сфере разведки и добычи нефти для загрузки нефтепровода, заключенная РКІ в октябре 2005 г. сделка по приобретению рассматривалась как наиболее значимая для Атасу-Алашаньюку, поскольку она обеспечила источник поставки в непосредственной близости. Более того, производственная база РКІ уже была подключена к восточной системе нефтепроводов КТО; следовательно, имелась возможность перенаправить поток в нефтепровод Атасу-Алашаньюку для поставок в Китай.

Однако уменьшение объемов добычи нефти CNPC на месторождении Кумколь в рамках РКІ в результате перехода части долевого участия к КМГ (см. выше) и обязательства по поставкам на Шымкентский НПЗ ограничили возможности загрузки данного нефтепровода. Дополнительным препятствием стало высокое содержание парафина в нефти, добываемой РКІ на месторождении Кумколь, что означало потребность в импорте российской нефти (по нефтепроводу Омск-Павлодар-Шымкент) для ее смешивания с нефтью РКІ в нефтепроводе Атасу-Алашаньюку.

Нефтепровод Атасу-Алашаньюку, идущий к границе с Китаем, задуман как часть более протяженного (2200 км) нефтепровода Атырау-Кенкияк-Атасу-Алашаньюку от берегов Каспийского моря для транспортировки сначала 20 млн. т нефти в год (400 тыс. барр./сутки), а в конечном итоге (согласно имеющимся планам) – 40 млн. т (800 тыс. барр./сутки). Второй этап проекта (участок Кенкияк-Кумколь протяженностью 794 км) был завершен в июле 2009 г. Прокладка еще одной части нефтепровода (участок Атырау-Кенкияк протяженностью 450 км) была завершена в 2004 г., но в настоящее время используется в реверсном режиме для подачи нефти из Кенкияка в Атырау. Тем не менее, было принято решение изменить направление потока в нефтепроводе (т.е. из Атырау в Кенкияк), которое может быть реализовано в 2016 г. Таким образом, нефтепровод Казахстан-Китай будет иметь физическую возможность передавать нефть в Китай с месторождений на западе Казахстана в Атырауской и Мангистауской областях при пропускной способности 20 млн. т (400 тыс. барр./сутки) по всей протяженности нефтепровода.

Хотя в настоящее время расчетная чистая выручка за вычетом расходов на транспортировку и пошлин («нетбэк») при поставках нефти из Атырау в Алашаньюку представляется одной из самых низких по сравнению с другими экспортными маршрутами, доступными для добывающих компаний на западе Казахстана, это совсем необязательно окажется сдерживающим фактором для добыва-

ющих компаний из Китая, дополнительной мотивацией для которых служит возможность поставки этой нефти в Китай. Тем не менее, нефть других добывающих компаний на западе Казахстана будет попадать в Китай только при условии, если на границе Казахстана с Китаем будет предложена более привлекательная цена. При этом существуют две тенденции, которые в совокупности должны привести к увеличению чистой выручки («нетбэк») от казахстанского экспорта в Китай. Двумя основными факторами, определяющими чистую выручку, являются транспортные расходы и цены с учетом доставки, которые предлагаются экспортерам на границе. Транспортные расходы на экспортном маршруте поставок сырой нефти из Казахстана в Китай падают (например, в период между 2005 и 2014 г. они снизились на 14%), по мере того как расширение участков нефтепровода Казахстан-Китай (Атасу-Алашаньюку и Кенкияк-Кумколь) позволяет все в большей мере отказываться от более дорогостоящих поставок по железной дороге в пользу трубопроводного транспорта. В ближайшем будущем транспортные расходы должны сократиться еще больше, когда смена направления потока на заключительном участке нефтепровода (Атырау-Кенкияк) полностью сформирует маршрут с запада Казахстана до китайской границы. Для увеличения конкурентоспособности данного экспортного направления, имеются планы по созданию единого (унифицированного) тарифа на всем маршруте от Атырау до Алашаньюку.

Что особенно важно, многообещающе выглядят и перспективы в отношении второго компонента чистой выручки – предлагаемой Китаем цены на сырую нефть при поставке до границы [DAP]. Цена DAP в настоящее время привязана к цене на нефть марки Brent с отставанием по времени и всегда была ниже и менее чувствительна к колебаниям мировых цен на сырую нефть, чем другие цены, выручаемые казахстанскими экспортерами (например, на марки Brent, Urals Blend, CPC Blend). Отчасти это происходит потому, что цена DAP рассчитывается по собственной методике Китая, которая задает потолок цен для содействия внутреннему экономическому развитию и повышению покупательной способности потребителей. Помимо этого, ввиду избытка предложения нефти и нефтепродуктов в Синьцзяне, цена приобретения сырой нефти на НПЗ Синьцзяна была установлена так, чтобы обеспечить конкурентоспособность их продукции на рынках прибрежных провинций, учитывая значительные расходы на транспортировку. При этом резкое снижение мировых цен на нефть, начиная с середины 2014 г., предоставляет китайским лидерам возможность приступить к осуществлению давно задуманных реформ механизма установления цен на нефть внутри страны. Возможно, это будет реализовано за счет более сильной привязки цены DAP для казахстанской сырой нефти к конкурентным мировым ценам, пока низкие цены оказывают меньше давления на экономику и население Китая. В более долгосрочной перспективе, когда спрос и предложение на рынке нефти вновь уравновесятся, пересмотренная китайская цена DAP должна стать более конкурентоспособной, чем ранее, в сравнении с другими ценами, которые получают казахстанские производители за экспорт, в результате чего чистая выручка («нетбэк») окажется более привлекательной.

Объем экспорта сырой нефти в Китай по нефтепроводу Атасу-Алашаньюку в 2014 г. составил 11,8 млн. т (235 тыс.

бarr./сутки), практически повторив показатель за предыдущий год, однако основная часть данного экспортного потока в настоящее время считается российской, а не казахстанской, сырой нефтью. В январе 2014 г. российская государственная компания ОАО «НК «Роснефть» начала поставку 7 млн. т нефти (140 тыс. barr./сутки) по нефтепроводу Атасу-Алашаньюку на условиях соглашения о своп-операциях с Казахстаном. В прошлом году объем поставок нефти из России составил 7 млн. т (140 тыс. barr./сутки), так что, теоретически, на долю «российских» поставок пришлось порядка 60% от общего объема, в то время как объем «казахстанских» поставок составил 4,8 млн. т (96 тыс. barr./сутки).¹⁶ В настоящее время главной проблемой для Казахстана является обеспечение поставок нефти для загрузки нефтепровода, учитывая отсутствие роста добычи в целом по стране (и особенно снижение объемов добычи в Актюбинской и Кызылординской областях – основных источниках экспорта на восток), а также необходимость осуществлять поставки на НПЗ в Шымкенте и Павлодаре.

В мае 2014 г. Казахстан и Китай согласовали увеличение пропускной способности нефтепровода Казахстан-Китай до 40 млн. т (800 тыс. barr./сутки) и даже прокладку второй нитки к действующему нефтепроводу. Основная проблема – обеспечение поставок нефти. Реализация этих планов, скорее всего, будет зависеть от развития добычи на месторождении Кашаган.

Согласно прогнозам IHS, объем экспорта сырой нефти в Китай к 2035 г. выйдет на показатель 24 млн. т (480 тыс. barr./сутки); при этом суммарный объем поставок нефти в Китай через Казахстан (включая российскую транзитную нефть) на тот же момент составит порядка 31 млн. т (620 тыс. barr./сутки). Данное направление станет одним из основных источников роста экспорта из Казахстана наряду с увеличением пропускной способности КТК и транскаспийским маршрутом через Азербайджан и нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (Рис. 6.5).

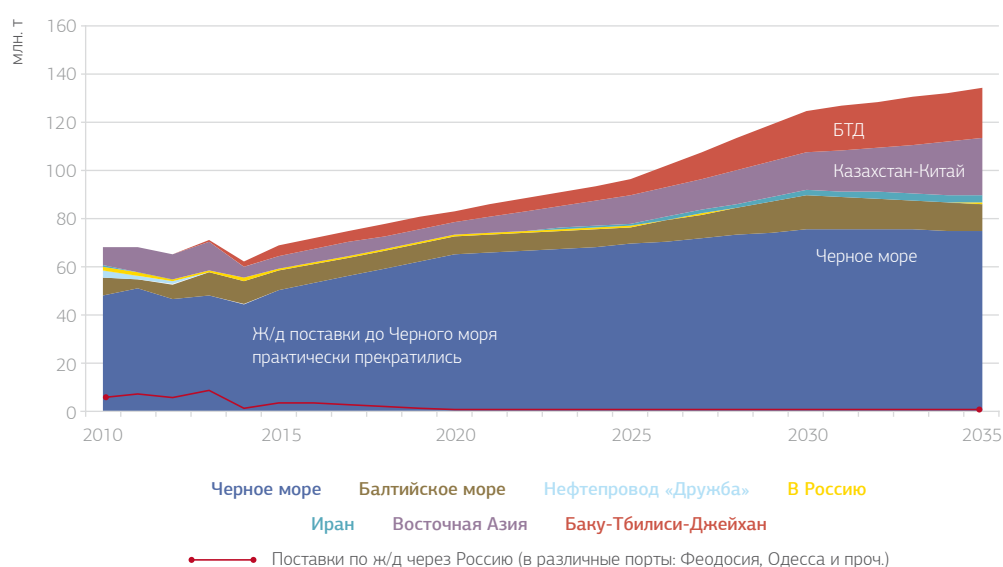


Рис. 6.5 Маршруты экспорта сырой нефти из Казахстана (по состоянию на октябрь 2014 г., базовый сценарий)

6.5. Газопроводы и газоперерабатывающие заводы

ТОО «ГБШ», совместное предприятие дочерней компании КМГ («КазТрансГаз») и дочерней компании CNPC (Trans-Asia Gas Pipeline), ведет работы по прокладке газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Газопровод будет подключен к линии «С» центральноазиатского газопровода для поставок (в перспективе) на экспорт в Китай. В настоящее время газопровод используется для поставок на внутренний рынок, и пока не ясно, когда начнется крупномасштабный экспорт газа из Казахстана в Китай, учитывая отсутствие достаточных объемов газа для поставок одновременно на внутренний и внешний рынок (см. Раздел 7.3).

Газопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент изначально будет использоваться для подачи газа в области, расположенные на юге Казахстана, где власти страны намерены уменьшить давнюю зависимость от импорта из Узбекистана. Строительство газопровода началось в августе 2012 г.; стоимость проекта оценивается в 3,8 млрд. долл. США. Финансирование, в основном, осуществляется за счет кредитов China Development Bank. В долгосрочной перспективе предполагается, что газопровод будет транспортировать до 15 млрд. м³ в год (включая 5 млрд. м³ казахстанского газа, предназначенного на экспорт в Китай), при этом его первоначальная пропускная способность составляет 10 млрд. м³ в год (главным образом,

¹⁶ Тем не менее, около 5 млн. т сырой нефти, поступающей из России, идут на Павлодарский НПЗ, а в обмен на это такой же объем казахстанской нефти поставляется в Алашаньюку (в рамках своп-операций). В этой связи сырая нефть, поступающая в Алашаньюку, физически включает в себя лишь около 2 млн. тонн российской нефти (17% от общего объема).

для нужд внутреннего рынка). Первый участок газопровода (Бозой-Шымкент) был введен в эксплуатацию в сентябре 2013 г., а второй участок (Бейнеу-Бозой), скорее всего, начнет работать не ранее 2016 г.

Газ для газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент первоначально будет поставляться из Актюбинской области, включая Жанажольский газоперерабатывающий завод (принадлежит CNPC). Среди других возможных источников поставки – газовые месторождения Урихтау

(разрабатывается CNPC и КМГ) и Шагырлы-Шомышты (разрабатывается КМГ). Согласно ожиданиям, Жанажольское месторождение должно было обеспечить объемы газа после ввода CNPC второй и третьей очереди действующего здесь газоперерабатывающего завода (что произошло в 2014 г.). Дополнительные объемы газа для газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент в перспективе будут получены из Атырауской и Мангистауской областей, включая месторождение Кашаган.

6.6. Ограниченные перспективы торговли углем и электроэнергией

Как и в Казахстане, в Китае добываются и потребляются большие объемы угля. Обе страны располагают значительными запасами и из года в год входят в первую десятку стран по объемам добычи данного вида топлива (Глава 8). Китай – бесспорно крупнейший в мире производитель и потребитель угля. Однако рост спроса на уголь в Китае ослабевает сразу по нескольким причинам. Во-первых, в целях сокращения загрязнения воздуха в городах на востоке страны и выполнения принятых обязательств по уменьшению выбросов парниковых газов, власти Китая заявили о намерении ограничить рост потребления угля в срок не позднее 2020 г. Во-вторых,

рост спроса ослаб также в результате структурных изменений в экономике Китая и конкуренции со стороны ряда альтернативных источников, включая новые мощности по производству гидроэлектроэнергии. В-третьих, как упоминалось выше, технологический прорыв в передаче электроэнергии на дальние расстояния в Китае с использованием линий электропередач сверхвысокого и ультравысокого напряжения обеспечивает возможность эффективных поставок электроэнергии, полученной во внутренних провинциях Китая, где имеются значительные запасы угля, природного газа, ветровой и гидроэнергии, в центры спроса на востоке страны.

Тенденции потребления первичных энергоресурсов в Китае

В 2014 г. спрос на первичные энергоресурсы в Китае составил 3,1 млрд. т н.э., увеличившись в 3,5 раза – с 868 млн. т н.э. в 1990 г. (Рис. 6.6). Особенно быстрыми темпами рост происходил в период с 2000 г. по 2010 г., за который потребление первичных энергоресурсов увеличилось с 1,2 млрд. т н.э. до 2,6 млрд. т н.э. (на протяжении данного периода четыре года отличались особенно значительным ростом спроса – 10 и более процентов в годовом исчислении). Ожидается, что потребление первичных энергоресурсов в Китае продолжит расти до 2040 г., хотя и несколько более медленными темпами ввиду снижения темпов роста населения и промышленного роста в стране. Согласно прогнозам, спрос на энергоресурсы вырастет с 3,1 млрд. т н.э. в 2014 г. до 4,3 млрд. т н.э. в 2030 г. и в 2040 г. выйдет на отметку 4,6 млрд. т н.э. Таким образом, среднегодовые темпы роста в период с 2015 г. по 2040 г. составят 1,5%. Соответственно, ожидается, что потребление первичных энергоресурсов в Китае в период с 2014 г. по 2040 г. повысится на 50%.

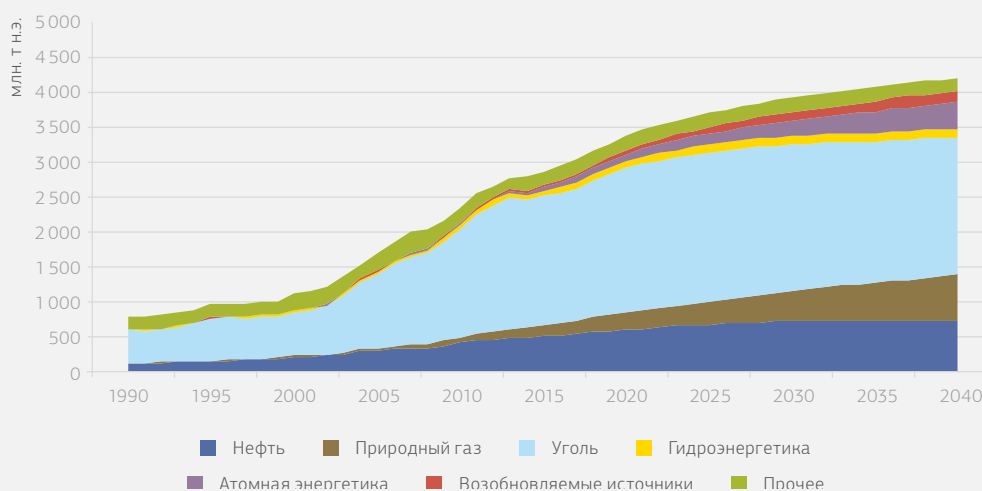


Рис. 6.6 Потребление первичных энергоресурсов в Китае по видам топлива, 1990-2040 гг.

Удовлетворение спроса в Китае обеспечивается самыми разнообразными видами топлива, однако основным среди них является уголь. Уголь неизменно преобладает в структуре потребления энергоресурсов страны – в 2014 г. на его долю пришлось около 65% от общего объема. Данный вид топлива сохранит лидирующие позиции до 2040 г., хотя к тому времени его доля, согласно прогнозам, снизится до 47%. С 2000 г. спрос на уголь стремительно рос и в 2014 г. составил 2 млрд. т н.э. Согласно прогнозам IHS, спрос достигнет своего пика в 2025 г. на отметке 2,3 млрд. т н.э., после чего будет медленно падать до 2,15 млрд. т н.э. в 2040 г., по мере вытеснения угля природным газом, а также атомными и возобновляемыми источниками энергии, в структуре потребления. Основными потребителями угля являются промышленность (59% от общего объема потребления в 2014 г.) и электроэнергетика (83% от общего объема потребления в 2014 г.). Максимальная доля угля в структуре потребления первичных энергоресурсов (69%) была отмечена в 2012 г.

В то же самое время, наблюдается стабильный рост потребления природного газа, как с точки зрения доли на рынке, так и в абсолютном выражении: в 1990 г. потребление газа составляло 12,8 млн. т н.э. (лишь 1% от общего объема потребления первичных энергоресурсов), однако к 2014 г. оно выросло до 154 млн. т н.э. (или 5% от общего объема). IHS прогнозирует, что к 2040 г. доля газа (в основном за счет использования в промышленном, электроэнергетическом и жилищном секторах) достигнет 15,5%.

Второе место в структуре потребления первичных энергоресурсов в Китае принадлежит нефти (535,1 млн. т н.э. в 2014 г.). При этом, несмотря на рост объемов потребления с течением времени (с 117 млн. т в 1990 г.), доля нефти на рынке с 2000 г. сохранялась в диапазоне 17-20% и, как ожидается, будет оставаться на таком же уровне до 2040 г. Что касается гидроэнергетики, ядерной энергетики и возобновляемой энергетики, то в 2014 г. в Китае на их долю в совокупности приходилось порядка 5% от общего объема потребления первичных энергоресурсов. К 2040 г. данный показатель, согласно прогнозам, должен вырасти до 16%.

В дополнение к объемам, поступающим из источников внутри страны, Китай импортирует значительные объемы топлива, особенно углеводородов. Помимо этого, с начала 2000-х гг., страна также импортирует некоторое количество угля. В определенный период Китай экспортировал незначительные объемы нефти, однако в настоящее время он импортирует более 60% от общего объема поставок нефти, в первую очередь из стран Ближнего Востока, России/СНГ, а также из других нефтедобывающих стран Азиатско-Тихоокеанского региона: в 2014 г. объемы импорта нефти в Китай составили 337 млн. т н.э., при этом 198 млн. т было обеспечено за счет добычи внутри страны. При ожидаемом пиковом росте производства в Китае в 2016 г., импорт нефти, согласно прогнозам, составит около 460 млн. т н.э. в 2020 г. и около 600 млн. т н.э. в 2040 г. В то же самое время, хотя добыча газа в стране позволяла покрывать внутренний спрос до середины 2000-х гг., последующий рост спроса привел к существенному увеличению объемов импорта. В 2014 г. лишь 67% совокупного спроса на газ покрывалось за счет внутреннего производства. По мере роста спроса ожидается дальнейшее увеличение объемов импорта газа: согласно прогнозам, к 2030 г. они составят 180 млн. т н.э., а к 2040 г. – порядка 220 млн. т н.э. Китай импортирует газ по газопроводу из Центральной Азии (и в перспективе из России), а также в виде СПГ из различных стран, включая Катар, Африку и страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Учитывая, что Китай располагает колоссальными неосвоенными запасами энергоресурсов, а политика его Правительства направлена на стабилизацию и последующее сокращение потребления угля, казахстанский уголь будет конкурентоспособным на рынках Китая, только если цены на него будут не выше, чем цены китайских угледобывающих компаний – а их цены в настоящее время падают. Учитывая стоимость транспортировки, уголь из Казахстана надо продавать по гораздо более высоким ценам, чем преобладающие цены на внутреннем рынке Китая, только чтобы выйти на уровень безубыточности.¹⁷ Таким образом, перспективы для экспорта энергетического угля из Казахстана в Китай, судя по всему, носят ограниченный характер.

Аналогичная ситуация наблюдается в сфере экспорта электроэнергии из Казахстана в Китай. По этому вопросу начаты переговоры. Министр энергетики Казахстана Владимир Школьник заявил, что проект строительства линии электропередач с Экибастузской ГРЭС в Казахстане на подстанцию Хами в Синьцзян-Уйгурском автономном районе на северо-западе Китая позволит экспортировать до 6 ГВт электроэнергии. Тем не менее, несмотря на подвижки в области передачи электроэнергии на дальние расстояния с использованием линий сверхвысокого напряжения, расстояние от Экибастузской ГРЭС до основных центров потребления в Китае чрезмерно велико, и будет крайне непросто конкурировать с местными электростанциями на западе Китая, которые, помимо прочего, имеют доступ к огромным мало-освоенным запасам угля и располагаются гораздо ближе к центрам спроса. Синьцзян располагает самыми

¹⁷ 19 августа 2015 г. цена FOB в порту Циньхуандао угля с теплотой сгорания (калорийностью) 5 500 ккал/кг, которая широко используется в качестве базисной на китайском рынке угля, составляла порядка 410 юаней (64,20 долл. США) за тонну по текущему обменному курсу, что ниже, чем 480 юаней (75,02 долл. США) на ту же дату в 2014 г.

большими, но наименее разработанными запасами угля в Китае, полномасштабная разведка которых сейчас только начинается (1,8 трлн. т имеющихся в Синьцзяне запасов составляют 40% от совокупного объема по стране). В результате ускоренного ведения геолого-разведочных работ, доказанные запасы угля в провинции выросли почти в два раза, начиная с середины предыдущего десятилетия – с 161 млрд. т в 2006 г. до 312 млрд.

т в 2012 г.¹⁸ Вместо того, чтобы импортировать большие объемы электроэнергии, китайское Правительство планирует построить электростанции на северо-западе Китая, чтобы создать рабочие места и стимулировать рост экономической активности в данном регионе в текущий период замедления экономического роста (по стране в целом) и роста социальной напряженности (в отдельных регионах) ввиду неравенства доходов.

6.7. Торговля ураном

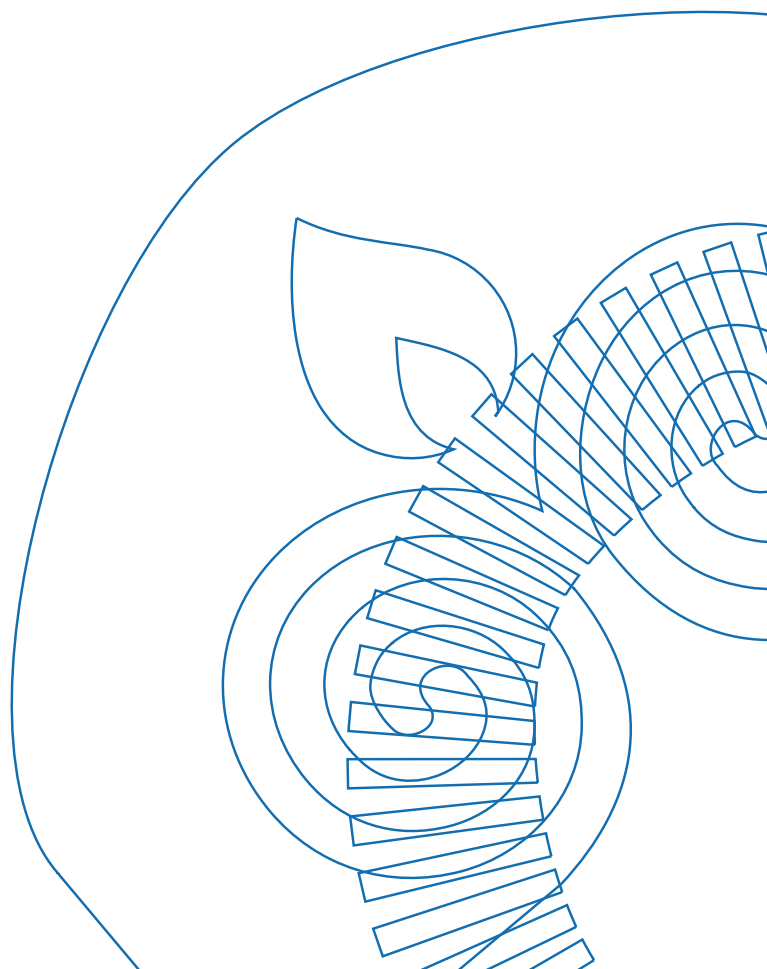
Особое место в коммерческих отношениях между Китаем и Казахстаном занимает торговля ураном. Китай является крупнейшим импортером урана из Казахстана: на его долю приходится более половины (56%) от совокупного объема казахстанского экспорта. Согласно данным торговой статистики, в период между 2010 г. и 2014 г. Китай импортировал свыше 80 тыс. т урана или, в среднем, 16 тыс. т в год, причем 70% из них – из Казахстана. Тем не менее, такой уровень спроса может не сохраниться в долгосрочной перспективе (Раздел 9.4). Объемы импорта урана в Китае росли гораздо более быстрыми темпами, чем необходимо для удовлетворения роста внутреннего спроса, при этом излишки шли на создание запаса: с 2010 г. Китай создал самую большую в мире базу запасов урана для гражданских нужд – в объеме, возможно, превышающем 70 тыс. т.

Активное наращивание запасов урана видится обоснованным шагом, направленным на выполнение задач в сфере атомной энергетики, поставленных Планом реализации стратегии развития энергетической отрасли, который был опубликован Государственным Советом КНР. План предусматривает почти трехкратное увеличение установленной мощности в период с 2014 г. по 2020 г. (с 19 ГВт до 58 ГВт). Тем не менее, наращивание запасов не может продолжаться бесконечно, и поэтому вопрос стоит следующим образом: когда и при достижении какого уровня Китай может сократить объемы импорта. Расчетные объемы импорта в Китай в настоящее время превышают объемы торговли на мировом спотовом рынке, и, следовательно, оказывают значительное воздействие не только на экспорт из Казахстана, но и на цены на мировом рынке урана. При этом в течение ближайших двух десятилетий ожидается рост мирового спроса на уран из-за введения в эксплуатацию новых ядерных мощностей в развивающихся странах, поэтому перспективы для экспорта остаются благоприятными при условии дальнейшей диверсификации торговых партнеров.

Основные рекомендации

- С точки зрения стратегии развития энергетики, Казахстану следует и далее придерживаться «многовекторного» подхода. Это в существенной мере будет способствовать диверсификации источников инвестиций в развитие отрасли, созданию альтернативных маршрутов экспорта, а также обеспечению доступа к важным рынкам экспорта энергоносителей.
- Ключевой составляющей вышеупомянутого подхода является взаимодействие Казахстана с Китаем, предполагающее оптимальное использование стратегического преимущества, которое обеспечивается его географическим положением. Китай – где численность населения превышает один миллиард человек и по-прежнему наблюдается рост спроса на энергоносители – должен и далее оставаться взаимодополняющим партнером в энергетическом секторе, как в качестве экспортного рынка, так и в качестве источника инвестиций в разведку и добычу, а также в развитие инфраструктуры.
- Помимо этого, следуя «многовекторному» подходу, для Казахстана важно оставаться открытым и сохранять свою привлекательность для других крупных игроков мирового рынка, включая Европу, Россию, США и другие страны Восточной Азии.

¹⁸ Расчетные показатели запасов (ресурсной базы) угля и доказанных запасов провинции Синьцзян предоставлены IHS China Energy.





НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

- 7.1 ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ:
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ И ГЕОЛОГИЯ
- 7.2 НЕФТЬ И ГАЗОКОНДЕНСАТ
- 7.3 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ
- 7.4 ВНУТРЕННЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТИ.
ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ
НЕФТЕПРОДУКТОВ
- 7.5 НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ДОБЫЧИ
УГЛЕВОДОРОДОВ В КАЗАХСТАНЕ





7. Нефтегазовая промышленность

7.1. Запасы углеводородов: поисково-разведочные работы и геология

7.1.1. Ключевые моменты

- В последние годы в Казахстане постепенно сокращается деятельность в сфере разведки запасов углеводородов. Спад в этой сфере наступил задолго до падения мировых цен на нефть и общей тенденции к сокращению расходов в сфере разведки и добычи, уже несколько лет размеры инвестиций постепенно сокращаются вместе с объемами проводимых буровых работ, а новые месторождения открываются редко. По всей видимости, такая ситуация обусловлена факторами, которые не связаны с геологией, т.к. с геологической точки зрения у Казахстана по-прежнему большой потенциал. Проблема заключается в том, что значительная часть оставшегося потенциала располагается в сложных геологических условиях и его развитие сопряжено с большими затратами.
- В попытке возродить эту крайне важную сферу в Казахстане рассматривается вопрос о принятии признанных во всем мире оптимальных практических подходов к управлению правами на недропользование, а также планируется принять новый Кодекс «О недрах и недропользовании».
- Кроме того, Казахстан планирует перейти от существующей системы классификации запасов, унаследованной с советских времен, к международной системе. Главной движущей силой перемен стало стремление сделать страну более привлекательной для инвесторов. В настоящее время значительная часть минерально-сырьевой базы Казахстана уже рассчитывается с использованием обеих систем.
- На территории Казахстана расположено несколько нефтегазоносных бассейнов с доказанными месторождениями углеводородов (номенклатура которых варьируется в зависимости от источников данных), среди которых выделяется Прикаспийский (Северо-Каспийский) бассейн, как по количеству разведанных запасов так и потенциальных ресурсов. Доказанные и вероятные запасы нефти и газа в этом бассейне составляют 79% от общего объема запасов страны. Другие бассейны с доказанными запасами углеводородов:
 - Мангышлакско-Центральнокаспийский (Мангышлакский бассейн)
 - Северо-Устюртский (Устюртско-Бузашинский и Аральский бассейны)
 - Торгайский (вкл. Южно-Торгайский и Северо-Торгайский бассейны)
 - Шу-Сарыусуский
 - Зайсанская впадина
 - Северо-Кавказская платформа (незначительная часть бассейна на шельфе Каспийского моря)
 - Волго-Уральский бассейн (юго-восточная окраина).
- Кроме того, можно выделить и ряд перспективных бассейнов, а именно:
 - Сырдарьинский бассейн
 - Алакольская впадина
 - Балхашская впадина
 - Западная и Восточная Илийские впадины (Илийский бассейн)
 - Тенизская впадина
 - Западно-Сибирский бассейн (крайняя южная окраина).

7.1.2. Нефтегазоносные бассейны Казахстана

В данном Разделе приведена номенклатура бассейнов, применяемая в IHS. В информационно-аналитических центрах геологии и минеральных ресурсов Казахстана

применяется другая номенклатура, согласно которой в стране имеется 16 осадочных бассейнов (Рис. 7.1.1).

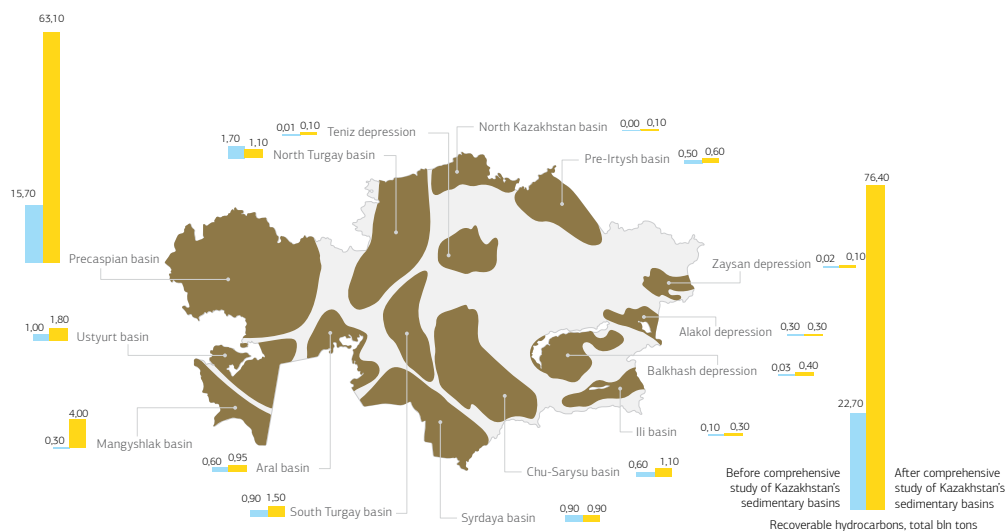


Рис. 7.1.1 Карта осадочных бассейнов Казахстана

Прикаспийский бассейн и Каспийское море

Прикаспийский (или Северо-Каспийский) бассейн расположен на северо-западе Казахстана. Большая часть территории бассейна расположена в пределах границ Казахстана; при этом на западе и северо-западе часть бассейна находится на территории России. Бассейн, главным образом, расположен на суше, однако на юге часть бассейна уходит в Каспийское море.

Осадочный чехол бассейна разделен на две части: подсолевою и надсолевою, разделённые мощным слоем кунгурских (нижнепермских) эвапоритов. Кунгурские соли формируют крупные диапиры (соляные купола), расположенные по всей территории бассейна; некоторые из них достигают толщины в несколько километров и представляют собой серьезное препятствие для проведения поисково-разведочных работ на наиболее перспективных подсолевых объектах. Подсолевой разрез включает отложения верхнего палеозоя, представленные, главным образом, карбонатными породами, а также терригенными отложениями. Надсолевой разрез включает верхнепермские, мезозойские, третичные и более поздние отложения, представленные терригенными породами.

Подсолевые карбонатные породы представлены несколькими нефтегазоносными комплексами, включая внутрибассейновые карбонатные платформы, карбонатные уступы, карбонаты КТ и шельфовые карбонаты. Гигантские месторождения данного бассейна (Кашаганское, Тенгизское, Карачаганакское и Астраханско-Имашевское, расположенное по большей части на территории России), относятся к внутрибассейновым карбонатным платформам, на долю которых приходится порядка 65% доказанных и вероятных запасов углеводородов страны. Однако для этих коллекторов и содержащихся в них углеводородов характерно наличие ряда факторов, которые усложняют поисково-разведочные работы и добычу (подсолевые залежи, большая глубина залегания, литологический состав коллекторов (карбонатные породы), аномально высокое пластовое давление [АВПД], большие концентрации сероводорода в свободном и растворённом газе).

Потенциал надсолевых отложений Казахстана ниже, чем подсолевых. Между тем, небольшие месторождения в надсолевых коллекторах содержат, главным образом, нефть с низким содержанием серы. Запасы сосредоточены на небольших глубинах в терригенных коллекторах, где, как правило, отсутствует АВПД. Первые месторождения в бассейне были открыты еще в конце XIX века именно в надсолевых коллекторах.

Первое месторождение было открыто в 1892 г. на Карашунгуле в Южно-Эмбинском регионе на юго-востоке Прикаспийского бассейна. В 1911 г. было сделано значительное открытие на Доссоре (также в вышеупомянутом регионе). В период с 1911 г. по 1917 г. на Доссоре было пробурено 11 эксплуатационных скважин. Объем добычи составлял 1,5-525 т/сутки.

После революции 1917 г. и последовавшей за ней гражданской войны поисково-разведочные работы в Южно-Эмбинской области возобновились только в 1923 г. и до конца 1950-х годов были ориентированы на надсолевые объекты. В этот период было открыто несколько небольших месторождений нефти (Каратон, Мунайлы, Теренузук и другие), связанных с соляными куполами.

С начала 60-х годов XX-го века поисково-разведочные работы сместились в восточную часть бассейна, где вновь в надсолевых пластах были открыты уже более крупные месторождения (в частности, Кенкияк). Однако к концу 60-х годов коэффициент успешности разведочного бурения значительно сократился. Настало время менять стратегию поисково-разведочных работ. Была кардинально изменена цель работ – ею стали подсолевые отложения, которые до этого времени оставались неизученными. В конце 70-х годов XX-го века за непродолжительный период времени было открыто несколько крупных и уникальных месторождений нефти и газоконденсата, включая Жанажол (1978 г., 0,9 млрд. баррелей или 120 млн. т), Карачаганак (1,1 трлн. м³ газа и 3,9 млрд. баррелей или 520 млн. т жидких фракций) и Тенгиз (7,8 млрд. баррелей или 1 млрд. т) в 1979 г. Последние два

месторождения относятся к крупнейшим в мире.

В 80-х и начале 90-х годов XX-го века было открыто еще несколько менее крупных месторождений. Ближе к концу вышеупомянутого периода, с усугублением экономических трудностей в стране и последующим распадом СССР, компании Казахстана существенно сократили объем проводимых поисково-разведочных работ. Однако к концу 80-х годов XX-го века первые иностранные нефтяные компании стали проявлять серьезный интерес к поисково-разведочным работам и добыче на территории Казахстана (в частности, Chevron на месторождении Тенгиз).

Данная тенденция получила свое развитие в 90-х годах прошлого столетия, когда большое число международных нефтяных корпораций и независимых компаний стали получать лицензии на проведение поисково-разведочных работ и разработку в Прикаспийском бассейне Казахстана. В частности, в 1993 г. был учрежден консорциум в составе нескольких международных нефтяных корпораций и национальной нефтяной компании Казахстана (АО «КазахстанКаспийШельф» или «ККШ»). В состав консорциума вошли такие международные нефтяные корпорации, как Eni/Agip, British Gas, BP, Statoil, Mobil, Total и Shell. Новая структура стала использовать в данном регионе самые современные технологии в области поисково-разведочных работ. Консорциум осуществил сейсморазведочные работы на всей принадлежащей Казахстану акватории Каспийского моря, где ранее геологоразведочные работы практически не проводились. Объем полученных данных двухмерной сейсморазведки составил 26 тыс. погонных км.

Получив преимущественное право на выбор участков для проведения разведочных работ, консорциум приступил к бурению поисковых скважин. Компания ОКЮС, преемник «ККШ», пробурила 19 скважин и все они дали положительный результат. В период с 2000 г. по 2003 г. было открыто пять месторождений, включая гигантское месторождение Кашаган (11 млрд. баррелей или 1,5 млрд. т), а также Юго-западный Кашаган, Актоты и Кайран (Прикаспийский бассейн) и Каламкас-море (на шельфе Северо-Устьюртского бассейна). Впоследствии китайскими компаниями было открыто еще несколько крупных месторождений на суше в Прикаспийском бассейне (Северная Трува, около 450 млн. барр. или 60 млн. т; Умит, около 270 млн. барр. или 36 млн. т). СП «Тенгизшевройл»

Мангышлакско – Центральнокаспийский бассейн

Мангышлакско – Центральнокаспийский является вторым по значению в стране нефтегазоносным бассейном, на территории которого сосредоточено 10% доказанных и вероятных запасов углеводородов в Казахстане. Бассейн расположен на западе Казахстана. Большой своей частью он расположен на суше, на западе бассейн выходит на шельф Каспийского моря. На востоке Казахстан делит территорию бассейна на суше с Узбекистаном и Туркменистаном. Этот нефтегазоносный бассейн, основную часть запасов которого составляет нефть, представлен двумя основными месторождениями на суше – Узень и Жетыбай, на долю которых приходится 70% первоначальных разведанных запасов нефти в бассейне. Что касается степени геологической изученности, часть бассейна, расположенная на суше, изучена очень хорошо, а основная доля его будущего потенциала приходится

открыло месторождение Ансаган (около 200 млн. барр. или 27 млн. т).

В 2008 г в северной части бассейна было открыто Рожковское газоконденсатно-нефтяное месторождение с крупными запасами природного газа в подсолевом разрезе. Здесь все еще продолжают разведочные работы; в данный момент запаса газа на данном месторождении оцениваются в 15 млрд. м³. Рядом с ним на территории Казахстана располагается небольшой участок южной окраины Волго-Уральского бассейна, также известный как «прибортная зона Прикаспийского бассейна». Здесь расположено крупное Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (55,5 млрд. м³ газа и 222 млн. барр. или 30 млн. т жидких углеводородов), открытое в 1991 г.

Кашаган стал первым «настоящим» месторождением на шельфе Каспийского моря, открытым в Казахстане. Все предыдущие открытия были сделаны в прибрежных водах на небольших глубинах (ввиду частого изменения уровня моря эти месторождения переходят из разряда шельфовых в разряд месторождений на суше, и обратно). Что касается Аральского моря, на территории Казахстана на каких-либо открытий зафиксировано пока не было.

По мере продолжения поисково-разведочных работ в Каспийском море было открыто еще несколько, пусть и не таких крупных, месторождений на шельфовых участках других бассейнов – Хазар, Ауэзов и Нарын (Северо-Устьюртский бассейн, 2007-2013 гг.) и Жамбыл (2013 г.). Жамбыл – единственное месторождение в казахстанском секторе Северо-Кавказского бассейна (Северо-Кавказской платформы), поисково-разведочное бурение на нем еще не завершено.

Поисково-разведочные работы на отдельных участках в Каспийском море не увенчались успехом. Так, непродуктивные скважины были пробурены на участках Аташ, Тюб-Караган и Курмангазы. Неопределенные результаты были получены и на блоке Н (Мангышлакско-Центральнокаспийский бассейн). Экологические и логистические трудности не позволили возглавляемому компанией «ЛУ-КЮИЛ» консорциуму пробурить разведочную скважину на шельфовом участке Жамбай в условиях крайнего мелководья (Прикаспийский бассейн). Ресурсы данного участка оцениваются в 244 млн. т (1,8 млрд. баррелей) нефтяного эквивалента.

на шельфовую часть в Каспийском море. Большая часть шельфовых запасов бассейна принадлежит Казахстану, при этом значительно меньшие участки находятся в туркменском, российском и азербайджанском секторах.

Поисково-разведочное бурение в шельфовой части бассейна началось в середине-конце 50-х годов XX-века. В 1960-1961 гг. было открыто два крупных месторождения нефти (Жетыбай, 952 млн. барр. или 127 млн. т; Узень, 3,7 млрд. баррелей или 490 млн. т). Оба месторождения расположены в пределах Жетыбай-Узеньской ступени, в северной части бассейна. Большая часть запасов нефти этих месторождений сосредоточена в терригенных коллекторах средней юры и мела. На долю этих месторождений до сих пор приходится почти 90% доказанных и возможных запасов нефти в данном бассейне.

В 1964 г. при бурении разведочной скважины Тенге-1 южнее Узеньского месторождения был открыт газ. Тенге, чьи начальные извлекаемые запасы газа (395 млрд. м³) сделали его крупнейшим газовым месторождением Казахстана на суше на тот момент, стало первым из нескольких последовавших за ним открытий месторождений – в основном, газа – на Жетыбай-Узеньской ступени (к югу от нефтяных месторождений Жетыбай и Узень). Это Западный Тенге, Пионерское, Тасбулат и Южный Жетыбай. Кроме того, Тенге обладает относительно крупными запасами нефти (100 млн. барр. или 13 млн. т). Основные запасы также сосредоточены в среднеюрских песчаниках.

В 1969 г. в непосредственной близости от побережья Каспийского моря была пробурена разведочная нефтяная скважина Дунга-1, открывшая первое месторождение за пределами Жетыбай-Узеньской ступени. Дунга располагает относительно крупными запасами нефти (129 млн. барр. или 17 млн. т); запасы всех открытых после него на территории Мангышлакского бассейна месторождений нефти (на суше) составляли не более 100 млн. барр. (а в среднем лишь 19,5 млн. барр. или 2,5 млн. т). В конце 80-х годов прошлого столетия поисковые работы были переориентированы на более глубоко залегающие триасовые коллектора. Несколько месторождений было открыто на участке Жетыбай-Узень и в Сегендынской впадине. Одновременно с потрясениями экономического и политического характера в конце 80-х – начале 90-х годов XX-го века замедлились и темпы поисково-разведочных работ. В начале XXI века буровые работы на суше были возобновлены в ограниченных объемах. При этом акцент сместился на шельфовую часть.

Проводившиеся ранее работы на шельфе (1970-1980 гг.) ограничивались бурением структурных и поисковых скважин на небольших глубинах в непосредственной близости от суши и увенчались открытием лишь одного мелкого месторождения (Скалистое-море) не промышленного значения. Новый этап поисково-разведочных работ на шельфе Каспийского моря стартовал в 1993 г. с программой сейсморазведочных работ «ККШ».

В конце 90-х годов прошлого века компания «Лукойл» (Россия) начала реализацию программы поисково-разведочного бурения на территории бассейна, входящей в состав Российской Федерации. Как следствие, было открыто несколько месторождений, включая Хвалынское, 170-ый км и имени Кувыкина (Сарматское). В 2005 г. компания «Лукойл» пришла на территорию Казахстана и пробурила первую разведочную скважину на участке Тюб-Караган. Однако все три разведочные скважины, пробуренные на данном участке, а также на блоке Аташ в 2005-2011 гг., не дали положительного результата, и компания отказалась от разработки обоих вышеуказанных участков.

Северо-Устюртский бассейн

Бассейн расположен на юго-западе Казахстана, в основном, на суше. Однако на западе и востоке бассейн занимает шельф Каспийского и Аральского морей, соответственно. Бассейн расположен на территории Казахстана, Узбекистана и частично Туркменистана.

Бассейн включает три суббассейна. Бузачинский суббассейн занимает небольшую часть на западе и в основном

В 2008 г. компании «Лукойл» и «Газпром» пробурили разведочную скважину Центральная-1 в акватории Каспийского моря на территории России, в результате чего было открыто месторождение нефти и газа. Коллектор представлен трещиноватыми верхнеюрскими известняками с прослоями алевролитов (того же типа, что был изначально открыт на Хвалынском). Запасы жидких УВ оцениваются в 50 млн. барр. или 6,7 млн. т, газа – в 20,5 млрд. м³. Месторождения Центральное и Хвалынское находятся в совместном пользовании Казахстана и России на основании соглашения о разграничении дна северной части Каспийского моря, подписанного двумя странами в 1998 г.

В 2010-2012 гг. совместное предприятие «Компания-Н» (в состав которого вошли ConocoPhillips, на тот момент в качестве оператора, а также Mubadala Development Co. и КМГ), оператор блока Н (Нурсултан) на шельфе Каспийского моря на территории Казахстана, пробурило две поисковые скважины на структурах Ракушечное-море и Нурсултан. В обоих случаях были получены неопределенные результаты. По имеющимся сведениям, компания столкнулась с интервалами с избыточным давлением, и испытания были проведены неполностью ввиду ограничений, предусмотренных договором по эксплуатации буровых установок. В 70-х годах XX-го века на блоке были проведены буровые работы, повлекшие за собой выброс газа и пожар, уничтоживший буровую установку. По данным КМГ, нынешнего оператора данного блока, была проведена независимая аудиторская оценка условных запасов блока Н, оценившая их в 31,5 млн. т (236 млн. барр.) нефти и 19 млрд. м³ газа. При этом условные ресурсы были оценены в 244 млн. т (1 820 млн. барр.). Оператор намерен пробуричь дополнительные поисковые скважины на этой контрактной территории, поскольку обязательная программа разведывательных работ совместного предприятия предусматривает бурение не менее трех скважин.

Всего в казахстанской части Мангышлакско-Центральнокаспийского бассейна открыто 60 месторождений. Их начальные извлекаемые доказанные и вероятные запасы оцениваются в 5,5 млрд. баррелей (730 млн. т) жидких УВ и 950 млрд. м³ газа (всех видов).

Главным нефтегазоносным комплексом данного бассейна являются среднеюрские песчаники, в которых сосредоточено 91% доказанных и вероятных запасов нефти. Карбонаты верхнеюрского периода являются другим важным нефтегазоносным комплексом бассейна, в котором сосредоточено почти 50% его запасов газа. Остальные комплексы представлены нижнеюрскими и меловыми терригенными отложениями, карбонатами и терригенными коллекторами триаса и выветрелой поверхностью фундамента.

содержит запасы нефти, тогда как более крупный Устюртский суббассейн богат запасами газа. Восточно-Аральский суббассейн на данный момент не имеет открытых месторождений на территории Казахстана. Некоторые геологи считают, что Бузачинский суббассейн необходимо включить в состав Прикаспийского бассейна, поскольку нефтяные залежи Бузачи были сгенерированы материнскими породами Прикаспия.

В период с 1956 г. по 1960 г. на территории бассейна в Казахстане было пробурено небольшое число поисковых скважин. В 1964 г. были открыты первые месторождения в Челкарском прогибе на северо-востоке Устюртского суббассейна. Газ был обнаружен в эоценовых песчаниках на месторождениях Жаксыкоянкулак и Жаманкоянкулак (совместно именуются «Бозойская группа месторождений»). После Бозоя было открыто еще два месторождения в эоценовых пластах – Шагырлы-Шомышты (1965-1966 гг.) и Кызылой (1967 г.). Запасы месторождения Шагырлы-Шомышты оцениваются в 18 млрд. м³, что составляет 20% всех разведанных запасов газа на территории бассейна. Однако к разработке месторождения приступили лишь недавно.

В 1968 г. было открыто первое нефтяное месторождение на территории бассейна в целом и Казахстана в частности – Арыстановское (12,4 млн. барр. или 1,7 млн. т). Нефтяные залежи сосредоточены в четырех терригенных коллекторах средней юры.

Крупнейшие нефтяные месторождения бассейна были открыты на севере Бузачинского суббассейна практически друг за другом в период с 1974 г. по 1976 г. В 1974 г. первым таким месторождением стал Каражанбас. Поисковая скважина Каражанбас-4 открыла залежь тяжелой, высокосернистой и парафинистой нефти в коллекторе нижнемелового периода на глубине всего 300 м. Данное месторождение – второе по величине запасов в бассейне (622 млн. барр. или 89 млн. т). В 1975 г. при бурении скважины Северный Бузачи-1232 были обнаружены нефть и газ к востоку от Каражанбаса (547 млн. барр. или 78 млн. т). Нефть на данном месторождении также вязкая, тяжелая, с высоким содержанием серы. После Северного Бузачи было открыто месторождение Каламкас, крупнейшее в бассейне (1,2 млрд. баррелей или 166 млн. т). Плотность нефти 25° API. На долю этих трех месторождений приходится 70% нефтяных запасов бассейна. При этом коллекторы, в основном, расположены на небольшой глубине в терригенных среднеюрских коллекторах.

В период с 1976 г. по 1986 г. было открыто еще восемь нефтяных и одно газовое месторождение в казахстанской части бассейна. Все они небольшие, в среднем запасы оцениваются в 18 млн. барр. (2,6 млн. т) извлекаемой нефти. При этом впервые были открыты месторождения на стыке суши и шельфа на северном побережье полуострова Бузачи (Каратурун, Арман, Култук и Комсомольское).

В начале 90-х годов прошлого столетия поисково-разведочные работы в Бузачинском суббассейне были практически остановлены, и следующее открытие пришлось уже на 1998 г., после того, как Oryx Energy пробурила поисковую скважину Островная-1 на блоке Мертвый Култук на мелководье у северного побережья полуострова

Торгайский бассейн

Этот крупный бассейн удлиненной формы простирается в центральной части Казахстана и включает два суббассейна (Северный и Южный Торгай). Наличие нефтегазовых залежей промышленного значения подтверждено лишь в отложениях мезозоя и в фундаменте в небольшом по площади Южном Торгае. На севере до настоящего времени месторождения открыты не были.

Бузачи. Бурение производилось с насыпной платформы. Месторождение не имеет промышленного значения (30 млн. барр. или 4,5 млн. т). Нефтяные залежи расположены в обломочной породе мезозойского периода. Островное на данный момент – последнее открытое месторождение в Бузачинском суббассейне.

В 70-х годах прошлого столетия в Устюрте было пробурено несколько глубоких поисковых скважин на северо-западе Челкарского прогиба, однако новые месторождения открыты не были. В период с 1998 г. по 1999 г. компания JNOC пробурила в Челкарском прогибе поисковую скважину до палеозойских отложений, однако признаков углеводородов или их коллекторов обнаружено не было.

Начиная с 2007 г. компания Tethys Petroleum успешно ведет поисково-разведочные работы в данном районе (блоки Аккулка и Кул-Бас в Челкарском прогибе). Компания открыла несколько месторождений газа с небольшой глубиной залегания в эоценовых песчаниках. Впоследствии были открыты более крупные месторождения нефти ДоРис. и Дион в верхнеюрских карбонатах и нижнемеловых терригенных коллекторах, подтвердивших новый нефтеносный комплекс для этой части Северо-Устюртского бассейна. Пробуренная, но ещё не испытанная скважина Калипсо, как ожидается, может открыть новый газоносный комплекс в карбонатах палеозоя.

Первая поисковая скважина на шельфе в пределах данного бассейна была пробурена в 2002 г. на участке Каламкас-море консорциумом NCOC, который ведет разработку месторождения Кашаган. Была открыта нефтяная залежь в среднеюрском коллекторе. Доказанные и вероятные извлекаемые запасы данного месторождения оцениваются в 421 млн. барр. или 56 млн. т. Каламкас-море стало первым шельфовым месторождением в бассейне за пределами переходной зоны на северном побережье полуострова Бузачи.

В период с 2007 г. по 2013 г. было открыто еще три шельфовых месторождения в блоке Жемчужины, северо-восточнее месторождения Каламкас-море. Открытые месторождения Хазар, Ауэзов и Нарын предположительно содержат 258 млн. барр. (34,4 млн. т) извлекаемой нефти.

В Восточно-Аральском суббассейне в период с конца 60-х до начала 70-х годов XX-го века было пробурено несколько глубоких поисковых скважин на суше к востоку от Аральского моря. Ограниченные газопроявления были зафиксированы в пластах средне- и верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. К северу от Аральского моря в 90-х годах прошлого столетия и в период с 2001 г. по 2007 г. было пробурено несколько опорных и параметрических скважин на суше, в том числе, на островах, образовавшихся при высыхании Аральского моря, однако результатов эти работы не принесли.

Поисково-разведочные работы в бассейне были начаты на территории Северного Торгая (1959-1960 гг. и 1964-1972 гг.), но с тех пор практически полностью остановлены. В Южном Торгае поисково-разведочное бурение было начато в 80-х годах XX-го века и вступило в активную фазу в 1984 г., когда при бурении скважины Кумколь-1 было открыто крупное нефтяное место-

рождение. Кумколь до сих пор остается крупнейшим в бассейне месторождением (673 млн. барр. или 90 млн. т); на его долю приходится 36% начальных доказанных и вероятных запасов бассейна. Основные коллекторы месторождения представлены верхнеюрскими терригенными отложениями (нумкольская свита), а также арысумскими песчаниками неокома и нижне-среднеюрской дошанской свитой.

В период с 1985 г. по 1993 г. было открыто еще 16 месторождений, включая относительно крупное нефтяное месторождение Акшабулак (323 млн. барр. или 43 млн. т), открытое в 1989 г. Поскольку финансирование государственных программ было свернуто, поисково-разведочные работы в период с середины до конца 90-х годов прошлого столетия не проводились. Последним открытым месторождением данного периода стало Блиновское (1993 г.).

Поисково-разведочные работы были возобновлены иностранными операторами и частными компаниями в конце

Шу-Сарысуский бассейн

Преимущественно газовый бассейн; в дополнение к углеводородным газам, располагает существенными запасами гелия и азота. Бассейн расположен в центральной и юго-восточной частях Казахстана. Коллекторы представлены карбонатами и терригенными породами позднего палеозоя (верхнедевонского, пермского и нижнекаменноугольного периодов), а также выветрелыми породами фундамента.

Поисковые работы в Шу-Сарысуском бассейне начались в середине 50-х годов прошлого века и велись вплоть до середины 80-х годов. При геологическом картировании недр применялись различные методы дистанционного зондирования, включая региональную аэромагнитную съемку и съемку аномалий гравитационного поля, после чего выполнялась региональная разведка и детальная геофизическая съемка. Первые две параметрические скважины были пробурены в бассейне в 1959 г. В 1961 г. было открыто первое газовое месторождение (Ушарал-Кемпыртобе), представленное тремя нижнепермскими терригенными коллекторами. Однако газ данного месторождения – практически на 100% азот с небольшой долей гелия и углекислого газа.

В 1972 г. было открыто второе по величине месторождение бассейна (Придорожное, 5 млрд. м³). Месторождение представлено двумя нижнекаменноугольными карбонатными коллекторами (на глубине 930 м) и песчаниками верхнего девона (2 191 м).

В 1975 г. было открыто крупнейшее месторождение бассейна (Амангельды, 13,5 млрд. м³ углеводородного газа

Зайсанский бассейн

Бассейн расположен в Зайсанской осадочной впадине на востоке Казахстана, часть которой находится в Китае (Джунгарский бассейн). Это относительно крупная межгорная впадина в Алтайском складчатом поясе. Озеро Зайсан занимает центральную часть впадины. Осадочные отложения бассейна представлены породами палеозоя, мезозоя и третичного периода.

90-х годов XX-го века. Лидирующие позиции занимало АО «ПетроКазахстан» (ранее – «Hurricane Hydrocarbons»). В настоящая время большая часть лицензий на поисково-разведочные работы и добычу в бассейне принадлежит CNPC (Китай) через АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», АО «Тургай Петролеум», ТОО «СП «Казгермунай» и АО «СНПС – Ай Дан Мунай».

В Торгайском бассейне открыто 29 месторождений, большинство из них – небольшие, за исключением месторождения Кумколь. В среднем запасы одного месторождения составляют лишь 47 млн. барр. (6,3 млн. т). Главным образом, речь идет о нефтяных залежах в континентальных терригенных коллекторах мезозоя (юрских и меловых), а также в выветрелых породах фундамента. Совсем другая ситуация в Северном Торгае. Здесь перспективные комплексы связаны с карбонатами и терригенными породами позднего палеозоя. Однако до настоящего времени на территории данного суббассейна было зарегистрировано лишь некоторые нефтепроявления при бурении нескольких разведочных скважин.

плюс значительные запасы азота). Амангельды имеет четыре коллектора, представленных нижнекаменноугольными и нижнепермскими карбонатами и песчаниками. Данное месторождение – крупнейшее из всех, открытых в период с 1968 г. по 1982 г. в так называемой «Амангельдинской группе», включающей, также, Кумырлы, Айрақты, Анабай и Барханное. Начальные доказанные и вероятные валовые запасы газа данной группы месторождений составляют 20,5 млрд. м³ или 70% всех запасов бассейна.

К 1982 г. в бассейне было открыто в общей сложности 13 месторождений. За исключением Придорожного и Амангельды, запасы этих месторождений не превышают 3 млрд. м³.

В 1984 г. нефть была обнаружена в близлежащем Торгайском бассейне, и поисково-разведочные работы перенесли из Шу-Сарысу в другие регионы, поскольку нефть рассматривалась, как более ценный ресурс по сравнению с газом. С тех пор и до 2008 г. поисково-разведочные работы в бассейне практически не велись.

В 2008 г. Condor Petroleum (Канада) (через оператора Marsel Petroleum) начала поисково-разведочное бурение на одном из блоков на севере бассейна. В 2012 г. компания открыла новое газовое месторождение (Аса, 1,3 млрд. м³). Была проведена доразведка полупромышленного месторождения Тамгалытар, в результате которой месторождение было переведено в разряд промышленных. Не так давно Marsel Petroleum была продана китайскому инвестору.

Первые геологические изыскания в Зайсанском бассейне начались в 40-х годах прошлого века; сейсморазведочные работы стартовали в 1982 г. В период с 1982 г. по 1988 г. было получено более 3500 км сейсмических данных. В период с 1985 г. по 1988 г. была пробурена скважина Сарыбулак-Р1 на структуре Сарыбулак. В результате было открыто скопление тяжелой нефти в верх-

непермском коллекторе.

В 2002 г. компания Gulf Star Investments (Кувейт) пробурила скважину Сарыбулак-2. Было открыто газовое месторождение промышленного значения. В настоящее время Сарыбулак объединяет газовые коллекторы в отложениях триасового, среднеюрского и палеогенового периодов. Кроме того, имеется полупромышленный коллектор тяжелой нефти в отложениях верхней перми. Запасы газа данного месторождения оцениваются в 3,2

млрд. м³. Это единственное месторождение данного бассейна. Gulf Star продала Сарыбулак Xinjiang Guanghui Industries (Китай), которая ведет здесь добычу газа в не-больших объемах (оператор ТОО «Тарбагатай Мунай»).

Краткое описание проекта: Проект «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан»

Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан было начато в 2009 году и завершено в 2012 году. Работы по проекту «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» выполнялись на основании Договора между Комитетом геологии и недропользования и АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ). Финансирование проекта осуществлялось КМГ (из собственных средств предприятия). Осуществление проекта было поручено инженерно-техническим организациям Казахстана. АО «Казахский институт нефти и газа» (КИНГ) выступил в качестве основного организатора работ и непосредственно участвовал в их выполнении.

Комплексные исследования были направлены на переоценку строения, ресурсной базы и перспективности бассейнов РК. Такого рода работы предпринимались в независимом Казахстане впервые после предыдущей оценки, которая выполнялась более 20 лет назад. В исследовании использовались данные большого количества казахстанских и зарубежных организаций, в том числе фондовые материалы по 234 отчетам, полученные по согласованию с РЦГИ «КазГеоИнформ» и более 300 отчетов из геологических фондов АО «НК «КазМунайГаз». В результатах Проекта также были учтены данные по аэромагнитной съемке (2010-2011 гг.), проведенной по площади Прикаспийского бассейна и другим различным видам геолого-геофизических исследований, результаты по переоценке и пересчету запасов нефти и газа, проведенные по месторождениям и залежам, по результатам которых отмечена довольно высокая динамика прироста запасов промышленных категорий. В процессе выполнения исследований по Проекту учтены данные и результаты региональных и площадных сейсмических и геолого-геофизических работ, поисково-разведочного бурения, комплексирования различных видов исследований по всем бассейнам, которые получены в период 1990-2009 гг., к которым был получен доступ.

В рамках этого масштабного исследования были осуществлены следующие работы:

- По всем 15 бассейнам построены схемы геолого-сейсмической и буровой изученности, структурные карты по основным сейсмическим горизонтам (1:500 000 и 1:200 000), карты гравиметрических, магнитных аномалий и трансформации геофизических полей (1:200 000 и 1:500 000), карты теплового поля (1: 500 000, 1: 1 000 000). Выполнены также в масштабе 1:500 000 карты размещения локальных структур, нефтегазоносности и месторождений нефти и газа, составлены карты рекомендаций и перспектив нефтегазоносности.
- В масштабе 1:1 000 000 составлена сводная карта гравиметрических и магнитных аномалий по всем осадочным бассейнам.
- Все построения по всем осадочным бассейнам выполнены по сдвоенным планшетам масштаба 1:200 000.
- Выделены в разрезе бассейнов (Прикаспийский, Аральский, Сырдарьинский бассейн и др.) перспективные зоны, в которых обосновано возможное наличие крупных объектов палеозойского возраста, в т.ч. на глубинах 6,5-7,0 км.

Среди основных результатов исследования:

- Как один из важных факторов критерия поисков новых нефтегазоносных зон и локальных объектов на примере отдельных бассейнов обоснована ведущая роль трещиноватости разреза, обуславливающей формирование ловушек нефти и газа.
- По всем бассейнам получена уточненная геологическая и структурная модель строения.

- Составлена уточненная оценка прогнозных ресурсов по всем бассейнам на основе новых данных, выполненных построений и обновленных геологических моделей.
- По Западному Казахстану впервые подготовлена предварительная схема магнитоактивной поверхности (1:200 000), привязываемой к поверхности фундамента, которая позволяет увязывать взаимное расположение крупных зон и уточнить характер границ между элементами.
- По результатам работ по проекту получены рекомендации на проведение региональных и площадных исследований, в т.ч. сейсмические и другие виды исследований. Определена последовательность и методика проведения сейсмических работ 2D/3D на территории осадочных бассейнов.
- Предложена опорная сеть сейсмических профилей и первоочередных поисковых и параметрических скважин в целях дальнейшего планомерного изучения перспективности отдельных зон и бассейнов в целом.

Результаты исследований по Проекту изложены в отчетах по 15 осадочным бассейнам и общем сводном отчете. Все использованные в процессе данные переведены в цифровой формат и представлены в электронном виде, удобные при необходимости для оперативного и практического применения в анализе. Составлена соответствующая обновляемая база геолого-геофизических данных. По объектам исследований на основе обобщенного и проанализированного материала составлены цифровые объемные геологические и бассейновые модели, которые в перспективе ожидается перевести в разряд постоянно действующих бассейновых моделей.

7.1.3. Поисково-разведочный потенциал

Перспективы обнаружения углеводородов

Прикаспийский бассейн

Прикаспийский бассейн остается в Казахстане основной перспективной зоной поиска традиционных углеводородов. По оценкам казахстанских специалистов, в бассейне сосредоточено около 80% всех неразведанных ресурсов страны, при этом наиболее перспективным является подсолевой комплекс. Предполагается, что подсолевые карбонатные платформы по-прежнему обладают значительным потенциалом для открытия крупных и средних месторождений.

Однако, как уже отмечалось выше, поисково-разведочные работы на подсолевых объектах сопряжены с существенными трудностями, такими как большая глубина залегания, риски, связанные с качеством коллекторов, избыточное давление, а также присутствие высокосернистого газа. Эти трудности усложняют разработку и приводят к увеличению расходов. На данный момент пробурено несколько скважин, строительство которых не завершено и испытания не проведены, но которые могут обернуться существенными открытиями в ближайшем будущем. Так, скважина Ширак-1 пробурена на севере Прикаспийского бассейна (общая глубина – 6 552 м) к востоку от месторождения Карачаганак. Был зафиксирован мощный выброс газа из подсолевых отложений, каротаж выявил 19 насыщенных углеводородами интервалов. Как сообщается, газ не содержит сероводорода; при этом давление на забое составляет 1 200 атмосфер. Перспективные ресурсы оцениваются в 300 млн. барр. нефтяного эквивалента (40 млн. т).

Шельф Каспийского моря

Шельф Каспийского моря остается во многом неизученным применительно ко всем четырем бассейнам, распо-

Недавно начатый Проект «Евразия» направлен на решение вопроса по освоению оставшегося потенциала Прикаспийского бассейна. Проект утвержден Правительством Казахстана и официально запущен Президентами Казахстана и России в октябре 2014 г.

Проект призван выявить потенциал Прикаспийского бассейна на больших глубинах через бурение глубоких разведочных скважин глубиной 7–9 км, как на территории Казахстана, так и России. Как ожидается, его реализация займет около 5 лет (2015-2020 гг.). Непосредственно реализацией займется пока несформированный консорциум, в состав которого войдут компании из Казахстана и других стран. Сообщается, что такие компании, как «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», Shell и Chevron уже выразили свою заинтересованность в участии в данном проекте.

Проект будет состоять из трех этапов. Первый этап включает сбор и обработку имеющихся данных. Второй этап – проведение нескольких региональных сейсмических профилей. Третий этап – бурение новой глубокой параметрической скважины. Президент Общества геологов-нефтяников Казахстана доктор наук Б. Куандыков, который также взял на себя функции координатора проекта, считает, что потенциал данного бассейна применительно к залежам на больших глубинах оценивается примерно 40 млрд. т нефтяного эквивалента, с возможностью открытия до 20 месторождений.

лагающимся на суше и на шельфе. Во всех этих бассейнах уже имеются доказанные шельфовые месторождения.

Не так давно запущенная при поддержке государства программа сейсморазведки (т.н. «Национальная библиотека сейсмических данных») выявила ряд перспектив-

ных участков. Факторы, которые замедляют проведение поисково-разведочных работ, в большинстве своем связаны с геологией (см. ниже).

Мангышлакско–Центральнокаспийский бассейн

Часть Мангышлакско – Центральнокаспийского бассейна, расположенная на суше, вероятно, уже очень зрелая (разведанная) в плане нефти, однако, здесь может иметься значительный потенциал для поисков природного газа. Пример – Ракушечное месторождение на суше, где сосредоточены крупнейшие в бассейне (на террито-

рии Казахстана) запасы попутного газа (15,6 млрд. м³). Данное месторождение было открыто в 1974 г., но до сих пор поисково-разведочные работы проведены не в полном объеме. Возможно, что после недавней продажи иностранному инвестору (Sumatec, Малайзия) темпы ведения работ на месторождении существенно ускорятся.

Северо-Устюртский бассейн

Шельфовый участок Северо-Устюртского бассейна (Бузачинский суббассейн) может содержать ресурсы нефти, что уже было доказано на примере открытых месторождений. Однако шельфовый участок имеет не такую большую площадь. Что касается континентальной части, бассейн традиционно относился к преимущественно газоперспективным, нежели перспективным на нефть. В советский период данный регион был мало изучен. Недавние поисково-разведочные работы доказали наличие нефтяных месторождений в тех областях, где ранее были обнаружены только запасы газа (месторождение Дорис,

открытое компанией «Тетис Петролеум»). Прорыв может наступить в 2015 г., когда компания Total и ее партнер должны пробурить первую поисковую скважину на структуре Каиргельды (бурение началось в июне). Ресурсы структуры оцениваются в 1 млрд. баррелей, или 130 млн. т. нефтяного эквивалента. Кроме того, в ближайшем будущем может быть открыт новый газоносный комплекс в карбонатах палеозоя (скважина Калипсо компании «Тетис Петролеум», в которой каротажные данные указывают на наличие газа) – ранее поисково-разведочные работы на этот комплекс не проводились.

Шу-Сарысуский бассейн

Бассейн Шу-Сарысу обладает потенциальными ресурсами исключительно газа. Долгие годы бассейн не являлся объектом поисково-разведочных работ. Однако уже получены доказательства того, что за счет применения

современных технологий можно обнаруживать дополнительные запасы на уже открытых месторождениях, которые ранее были отнесены к разряду непромышленных, а также на новых месторождениях.

Другие осадочные бассейны

На территории Казахстана расположено несколько осадочных бассейнов, в различной степени опоскованных, где потенциально могут быть обнаружены запасы углеводородов. Однако их перспективность ограничивается

различными факторами геологического характера, и оценка их ресурсов на данном этапе является чисто гипотетической.

Месторождения нетрадиционных углеводородов

При такой мощности осадочного покрова различных нефтегазоносных бассейнов Казахстан, весьма вероятно, также обладает значительными ресурсами нетрадиционных углеводородов. Вполне возможно, в стране имеется несколько типов таких месторождений, включая сланцевый газ и нефтеносные сланцы, низкопроницаемые песчаники и метан угольных пластов (МУП). Из них серьезные поисково-разведочные работы велись толь-

ко в отношении месторождений МУП (Карагандинский угольный бассейн). По имеющимся расчетным данным, ресурсы МУП в Казахстане оцениваются в 1,66 трлн. м³. Если эти данные подтвердятся, объем запасов газа в Казахстане существенно увеличится. Однако до настоящего времени систематический анализ потенциала нетрадиционных ресурсов в Казахстане не проводился.

7.1.4. Оценки потенциальных ресурсов

Казахстанские оценки

По самым последним оценкам комплексного изучения осадочных бассейнов (КИОБ) РК (см. текстовую вставку), совокупный объем извлекаемых запасов углеводородов в Казахстане составляет 76,4 млрд. т угольного эквивалента или 53,4 млрд. т н.э. В целях привлечения инве-

стиций в разведку и добычу Казахстан рассматривает вопрос перехода на международные стандарты классификации запасов (см. текстовую вставку «Подходы к классификации запасов полезных ископаемых»).

Подходы к классификации запасов полезных ископаемых

Казахстан рассматривает вопрос перехода от существующей системы классификации запасов, унаследованной с советских времен, к международной системе. Главной движущей силой перемен стало стремление сделать страну более привлекательной для инвесторов. Однако, принимая решение о нововведениях, следует учитывать причины, лежащие в основе предполагаемого перехода, а также задаться вопросом о том, действительно ли он послужит главной цели.

В мире существует, как минимум, восемь основных систем классификации запасов, каждая из которых была создана для своих конкретных целей. Некоторые из таких систем были введены регуляторами рынка ценных бумаг для единообразия, чтобы инвесторы могли сравнивать показатели и стоимость компаний (SEC [классификация Комиссии по ценным бумагам и биржам США] и SORP [Положения о рекомендованной практике, Великобритания]). Другие были разработаны Правительством для оценки запасов полезных ископаемых и организации упорядоченной работы с ними. Существуют также классификации Организации Объединенных Наций (ООН) и Общества инженеров нефтегазовой промышленности (SPE), направленные на создание международных стандартов для согласованности в оценке и сравнении запасов разных стран (Таблица 7.1.1).

Страна	Система запасов / Полномочная организация	Целевое назначение	Год последнего пересмотра
Великобритания	SORP	Раскрытие информации на рынке ценных бумаг	2001
Норвегия	NPD	Государственная отчетность	2001
Китай	PRO	Государственная отчетность	2005
Россия	GKZ	Государственная отчетность	2005
США	SPE-PRMS	Международный стандарт	2007
США	SEC	Раскрытие информации на рынке ценных бумаг	2008
ООН	UNFC	Международный стандарт	2009
Канада	CSA-COGEN	Раскрытие информации на рынке ценных бумаг	2015

Источник: Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров нефтегазовой промышленности (SPE)

Таблица 7.1.1 Основные системы классификации запасов в мире

Большинство систем классификации схожи тем, что они используют концепцию, находящуюся в рамках классической схемы, предложенной американским геологом Винсентом Эллисом МакКелви (так называемая «матрица МакКелви»), согласно которой полезные ископаемые рассматриваются с применением двух осей. Одна из этих осей, геологическая, отражает степень геологической и/или технической вероятности наличия и характеристик ресурсов. Другая ось отражает степень экономической целесообразности их добычи (Рис. 7.1.2).¹

По горизонтальной (или геологической) оси отображаются полезные ископаемые по степени разведанности и геологической подверженности (высокая/невысокая степень вероятности) возможности их добычи. Они, как правило, делятся на три группы: низкая вероятность (например, «возможные» запасы/ресурсы), средняя вероятность (например, «вероятные» запасы/ресурсы) и высокая вероятность (например, «доказанные» запасы). Тем не менее, категорию, которую принято рассматривать как «доказанные» запасы, необходимо оценивать таким образом, чтобы обеспечить достаточную степень уверенности в технической возможности и целесообразности их извлечения, особенно учитывая существующие экономические условия.

¹ МакКелви был директором Геологической службы США. Его концепция представлена в следующей работе: В.Э. МакКелви, «Оценка и государственная политика в сфере полезных ископаемых», журнал *American Scientist*, Том. 60, № 1 (1972), стр. 32-40 [V.E. McKelvey, "Mineral Resources Estimates and Public Policy, *American Scientist*, Vol. 60 no. 1 (1972), pp. 32-40].

Здесь на помощь приходит вертикальная ось матрицы, которая отражает коммерческие перспективы разработки месторождения. Коммерческая целесообразность разработки открытой залежи полезных ископаемых зависит от целого ряда факторов – себестоимости добычи, доступа к рынкам и цен, наличия инфраструктуры, а также нормативных или технических ограничений и т.п. – в зависимости от которых разработка может оказаться экономически оправданной или неоправданной. При этом не существует единого критерия, по которому можно судить об экономической целесообразности разработки месторождения (например, о том, покроют ли доходы от проекта расходы на него за все время его существования). Помимо прочего, о коммерческой целесообразности можно судить по готовности компании вывести проект на стадию добычи (о степени такой готовности говорят финансовые планы, наличие разрешений/согласований регулирующих органов и т.п.).



Матрица классификации ресурсов

Источник: В.Э. МакКелви «Оценка и государственная политика в сфере полезных ископаемых», журнал *American Scientist*, Том 60, № 1 (1972), стр. 32-40

V.E. McKelvey, "Mineral Resources Estimates and Public Policy", *American Scientist*, Vol. 60, No. 1 (1972), pp. 32-40

Рис. 7.1.2 Схема классификации ресурсов по геологическим и экономическим параметрам.

Горизонтальная ось матрицы МакКелви, в основном, отражает технические факторы, которые являются главным критерием, используемым в исторически сложившейся в Казахстане системе классификации (как правило, для получения подобных показателей извлекаемости запасов следует получить убедительные [заслуживающие доверия] результаты пробной эксплуатации (испытаний скважины на приток) или испытаний пласта в открытом стволе, которые подтверждаются данными каротажа (ГИС), анализа керна и сейсмической разведки). Ключевыми факторами неопределенности в старой системе являются фаза эксплуатации и/или разбуренность. Тем не менее, старый подход не принимает в расчет неопределенность, связанную с коэффициентом [эффективностью] извлечения, который, как правило, просто задается на определенном уровне в плане разработки месторождения. Некоторые системы классификации используют вероятностный подход к измерению уровня неопределенности, который заключается в применении целевых уровней вероятности при классификации запасов полезных ископаемых (имеется в виду вероятность того, что они будут добываться). Но даже внутри той категории систем классификации, где используется вероятностный подход, наблюдается существенная разница в методике присвоения степеней вероятности. Широко применяются показатели P90, P50 и P10 (90%, 50% и 10%), отражающие доказанные, вероятные и возможные запасы, соответственно.

Есть несколько ограничений, которые применяются при отнесении запасов к категории «доказанные» (т.е., относящихся к самому высокому уровню определенности):

- Во-первых, если водно-углеводородный контакт не вскрыт в стволе скважины, большинство классификаций ограничивают оценку доказанных запасов самым низким уровнем известного залегания [проявления] углеводородов (нижняя граница залегания углеводородов или НГУ), подтверждаемого данными ГИС и анализа керна.
- Во-вторых, некоторые классификации ограничивают доказанные запасы близлежащими зонами простираения при условии, что эти зоны выдержаны по латерали с продуктивными скважинами.

- В-третьих, большинство классификаций относит к доказанным те запасы, добыча которых при существующих экономических условиях возможна и целесообразна в промышленных масштабах. Тем не менее, существуют различные взгляды на то, какие показатели цен и затрат следует использовать для оценки. Например, согласно требованиям Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC), в начале каждого месяца следует применять средние цены за прошедшие 12 месяцев, а в классификации ООН критерий, позволяющий задавать цены, вообще не предусмотрен.

Использование методов повышения отдачи пласта может привести к увеличению объемов доказанных запасов. Правила, регулирующие подобное расширение, также различаются в зависимости от системы классификации. Например, согласно требованиям SEC, необходимы успешные испытания при пробной эксплуатации в данном конкретном коллекторе или в аналогичных коллекторах (например, со схожими свойствами пород и жидкостей). При этом в классификации времен СССР требования успешной пробной эксплуатации отсутствовали.

Как правило, доказанные запасы подразделяются еще на две категории – освоенные и неосвоенные – в зависимости от добывающей инфраструктуры. Добыча первых, как ожидается, будет производиться с использованием уже существующей инфраструктуры, а последние требуют дополнительных капиталовложений – например, на бурение новых скважин или углубление/повторное закачивание существующих скважин.

Система, принятая в Казахстане для классификации запасов. Система классификации запасов, которая используется в Казахстане, подходит к определению запасов иначе, чем принято в международной практике. Главное отличие состоит в том, что классификация, являющаяся наследием советского периода, склонна недостаточно учитывать коммерческие соображения, связанные с экономической рентабельностью, концентрируясь, прежде всего, на технической осуществимости при самых наилучших условиях. В действительности, главной заслугой существующей системы является то, что она ориентирована на расчет максимально возможных геологических запасов с технической точки зрения.

В номенклатуре различные категории запасов приводятся в порядке убывания геологической вероятности, отражая степень разведанности (A, B, C и D). Согласно принятой методологии, разведанные запасы представляют собой сумму категорий A, B и C (A+B+C). Доказанные запасы определяются как сумма категорий A, B и подкатегории C1, которая входит в состав категории C, (A+B+C1) – они представляют собой объемы, используемые для планирования уровня добычи нефти и газа на том или ином месторождении или в рамках того или иного проекта разработки. К категориям A и B, как правило, относятся известные запасы на месторождениях, где ведется добыча, а для того, чтобы отнести запасы к подкатегории C1 или к более высокой категории, требуются данные испытаний или каротажа. К запасам подкатегории C2, как правило, относятся запасы за пределами разведанных частей месторождений. Запасы C3/DO (или, точнее «ресурсы») подтверждены только сейсмическими данными, а к категориям D1 и D2 относятся «гипотетические» ресурсы на основе оценки еще не исследованных перспективных зон в нефтегазоносных провинциях с уже налаженной или еще не налаженной добычей.

Показатель A+B+C1 сопоставим с принятой в международной классификации категорией «доказанные плюс вероятные запасы» (Рис. 7.1.3). Порядок определения запасов нефти и газа в международной практике задается, как правило, положениями SEC или SPE. Методология SEC более строгая и, следовательно, позволяет оценить доказанные запасы более детально.

Основными отличительными особенностями нынешней системы классификации запасов в Казахстане, в отличие от систем, принятых в международной практике (например, SPE и SEC), являются следующие:

- Оценка, основанная главным образом на геологических факторах. Так, оценка запасов и ресурсов в Казахстане происходит по месту их концентрации (по месторождению), в то время как в международной практике, как правило, исходят из территории, входящей в рамки того или иного контракта.
- Приоритет технических критериев возможности и целесообразности добычи полезных ископаемых над экономическими. Принятая в Казахстане система не считает экономические факторы добычи ключевыми, в то время как международная классификация привязана к коммерческой целесообразности разработки месторождений: например, в США объем запасов ограничивается сроком контракта (тем, какой объем экономически целесообразной добычи возможен в течение срока его действия).
- Упор делается в большей степени на широкомасштабный анализ ресурсов. Основные элементы оценки ресурсов, преобладающие в принятой в Казахстане системе, включают геологические характеристики (структуру) коллектора и его производительность, гидродинамические характеристики, а также обоснование коэффициента извлечения. В то же самое время, системы, применяемые в США, уделяют больше внимания объемам бурения (хотя более высокая степень разработки/разбуренности, предполагаемая этим показателем, совсем не обязательно обеспечивает более достоверную информацию о ресурсах).

- Классификация запасов. В Казахстане Комитет геологии и недропользования под эгидой Министерства по инвестициям и развитию Казахстана отвечает за классификацию и категоризацию запасов полезных ископаемых (в том числе, углеводородов), и использует унаследованную советскую систему. Как и в других странах, компании и владельцы ресурсов проводят оценивание их собственной ресурсной базы (в соответствии с этими централизованными критериями и стандартами), данные о котором они предоставляют государственным контролирующим органам; многие компании также используют международные системы классификации для расчета показателей своих запасов.
- Исторически сложившаяся система, принятая в Казахстане, не применяет вероятностный подход. Так, запасы категорий А и В в системе классификации Казахстана не отражают реальных геологических рисков. При этом в международных классификациях определенная степень риска предполагается даже для доказанных запасов.



Источник: DeGolyer and MacNaughton, IHS Energy

Рис. 7.1.3 Сравнение методик классификации запасов

В Казахстане, как и в других нефтедобывающих странах СНГ, залегающие в недрах нефтяные ресурсы остаются собственностью государства. Нефтяные компании (как частные, так и государственные) ведут поисково-разведочные работы и осуществляют разработку на основании контрактов с государством. Добытая нефть становится собственностью компаний, но государство регулирует и контролирует всю их деятельность. Компании должны представлять в государственные органы планы разработки месторождений и регулярно отчитываться о ходе их реализации, включая открытие новых залежей и приращение запасов. В то же самое время, после окончания советской эпохи наблюдалась широко-масштабная приватизация нефтяной промышленности Казахстана. В результате, частные нефтяные компании, работающие в Казахстане и других странах СНГ, в настоящее время, по сути, выступают в роли «слуги двух господ» – государства, которому принадлежит нефть в недрах, и их владельцев, акционеров частного сектора – и должны отчитываться перед обоими.²

Основная проблема заключается в том, что у этих «двух господ» разные цели:

- Государство, как владелец стратегического и невозобновляемого ресурса, заботится о сохранении своего благосостояния и национальной безопасности на долгие годы, используя методологию, которая была разработана с учетом задач планирования, стоящих перед политическими лидерами.
- Акционеры, в свою очередь, заинтересованы, прежде всего, в рентабельности компаний, особенно в краткосрочной перспективе. Поскольку в их составе присутствует много иностранных акционеров, для нефтяных компаний, осуществляющих добычу в Казахстане, характерно наличие широкой

.....

² Анализ проблем, к которым такая ситуация привела в России, приводится в индивидуальном отчете IHS Energy «Противоречия в вопросах разведки нефти и запасов в России», май 2005 г. [IHS Energy Private Report. The Controversy over Oil Exploration and Reserves in Russia, May 2005].

международной аудиторией, которая включает аналитиков и управленцев, требующих максимальной прозрачности и раскрытия информации, в частности, о запасах, а также использования методики оценки запасов, которая фокусируется на экономике.

Конечно же, де-факто, значительная часть минерально-сырьевой базы Казахстана, в частности запасов углеводородов, уже рассчитывается двумя способами: как по старой, исторически сложившейся в Казахстане системе, так и по международным стандартам. К примеру, многим нефтяным компаниям в Казахстане приходится прислушиваться к обеим аудиториям, даже если речь идет о государственной национальной компании КМГ. Их рейтинги являются ключевым фактором оценки их стоимости, а наличие у них прав недропользования является ключевым фактором их выживания. Умение справляться с такой затруднительной двойной зависимостью – непростая задача для нефтяных компаний, и, естественно, растет заинтересованность в переходе на международную систему классификации запасов, которая в большей мере соответствует коммерческим приоритетам акционеров частного сектора. Помимо прочего, работа только с одной системой классификации может способствовать сокращению затрат. Но подобный предполагаемый переход сопряжен с рядом рисков и компромиссов, особенно в случае использования системы SEC.

Ключевой момент в отношении запасов, которые в настоящее время классифицируются исключительно в соответствии с казахстанской системой, заключается в том, что их пересчет по новой системе, скорее всего, приведет к снижению показателей объемов доказанных запасов. То есть, поскольку казахстанская система классификации не учитывает коммерческую целесообразность добычи, она дает более высокие показатели, чем классификации, используемые в других странах мира (например, в США, особенно по сравнению с SEC, которая является наиболее консервативной). Соответственно, переход на новую систему, скорее всего, приведет к снижению показателей запасов, включая их переклассификацию в ресурсы, как следствие учета экономических факторов, таких как отсутствие инфраструктуры.

Следует также иметь в виду, что тип классификации ресурсов, принятый в той или иной стране, не является самым важным фактором при принятии решений об инвестировании в ее нефтегазовую отрасль. Существуют другие, гораздо более важные факторы, которые инвесторы, как правило, принимают во внимание. Фактически, история добывающего сектора Казахстана показывает, что существующая система классификации запасов существенно не препятствует участию крупных международных игроков в ключевых проектах: услуги оценки запасов в соответствии с международными критериями классификации широко представлены на мировом рынке и международные нефтяные компании регулярно прибегают к ним в своей деятельности.

Если рассматривать конкретные риски и преимущества, связанные с теми или иными международными системами классификации, то правила SEC имеют целый ряд очевидных недостатков, в то время как система SPE имеет больше шансов соответствовать нуждам казахстанских компаний.

С точки зрения IHS Energy, существуют четыре основных момента, в связи с которыми методология учета запасов SEC, которая остается преобладающей на финансовых рынках, устарела с момента ее создания в 1978 г. и нуждается в пересмотре с учетом современных тенденций:³

- Глобализация промышленности и рынков капитала. Менее 20% запасов зарегистрированных участников SEC на сегодняшний день находятся в Соединенных Штатах. Для сравнения, в 1978 г., когда эта система учета запасов была создана, данный показатель составлял более чем 65%.
- Технологический прогресс. Благодаря технологическим инновациям, ресурсы, которые ранее не относились к ресурсам промышленного масштаба, переходят в категорию доказанных запасов, а существующая система SEC продолжает основываться на технологиях 1970-х годов, не располагая при этом консультативной базой или процедурами, которые позволили бы привести ее в соответствие с технологическими изменениями в оценке запасов. При этом компании, принимая решения об инвестициях на суммы в несколько миллиардов долл., учитывают наличие таких современных технологий.
- Изменение составляющих крупных проектов. Все больше и больше средств в сфере разведки и добычи вкладывается в нетрадиционные проекты (например, добыча нефти из пород с низкой проницаемостью и пористостью, добыча сверхтяжелой нефти и переработка газа в углеводородные жидкости). Однако не все из таких ресурсов находят должное отражение в существующей системе учета запасов SEC.

³ См. Специальный отчет IHS Energy, «В поисках достаточной степени уверенности: данные по запасам нефти и газа», апрель 2005 г.; [IHS Energy Special Report, In Search of Reasonable Certainty: Oil and Gas Reserves Disclosure, April 2005]; и Специальный отчет IHS Energy, «Модернизация учета запасов нефти и газа», февраль 2006 г. [IHS Energy Special Report, Modernizing Oil and Gas Reserves Disclosures, February 2006].

- Глобализация и коммерциализация на рынках нефти и газа. В Европе и Северной Америке появились нерегулируемые рынки газа наряду с правилами доступа на них третьих лиц. Помимо этого, высоколиквидные, спотовые рынки нефти и газа, на которых обращаются огромные суммы денег и которых в 1970-х гг. вообще не существовало, существенно повысили суточную волатильность цен.

Кроме того, система 1978 г. фокусируется на доказанных запасах, которые определяются согласно принципу «достаточной степени уверенности», с привязкой к «прямому контакту» с существующей скважиной. Такой критерий может подходить для прогнозирования запасов отдельных скважин, но точно не подходит для большой (и растущей) части проектов современной нефтегазовой промышленности – в частности, для крупных шельфовых проектов. Это может привести к оторванности официальных показателей объемов запасов многих компаний от реальных инвестиционных планов и процессов принятия решений.

В отличие от подхода SEC, параметры классификации SPE, составленные во взаимодействии со Всемирным нефтяным конгрессом и Американской ассоциацией геологов-нефтяников – которые относятся к самым известным техническим организациям в данной сфере – учитывают изменения, которые произошли в отрасли с 70-х гг. Эти стандарты рекомендуют учитывать все имеющиеся данные, которые компании используют при принятии внутренних инвестиционных решений. Помимо этого, Рамочная классификация Организации Объединенных Наций, в том, что касается нефти, соответствует подходу SPE к классификации нефтяных и газовых запасов и ресурсов. Похоже на то, что такой подход также был принят Правительством России.⁴

Результаты оценки перспективных ресурсов основных бассейнов на территории Казахстана по методике YTF (Yet-to-find)

Оценка ещё неоткрытых запасов, по нефтегазоносным бассейнам показала, что страна обладает значительным ресурсным потенциалом представленным на территории всех известных нефтегазовых бассейнов Казахстана. Как и в случае доказанных запасов, список возглавляет Прикаспийский бассейн, на долю которого приходится порядка 36% неразведанных ресурсов. Далее следуют Северо-Устьюртский и Торгайский бассейны (22-27%) и Мангышлакско–Центральнокаспийский (15%).

Эффективность разведки (или кривая отношения совокупно открытых запасов к числу разведочных скважин) является общепринятым инструментом оценки степени изученности/разведанности и вероятности обнаружения неразведанных запасов в том или ином бассейне. При этом составляется график отношения открытых запасов к количеству пробуренных разведочных скважин (в хронологическом порядке), и получившаяся в результате кривая отражает совокупный объем запасов в зависи-

мости от разведочных скважин пробуренных в бассейне или в пределах определенной территории. По сути, это логарифмическая кривая, которая в начале имеет крутой наклон, а затем, на более поздних стадиях поисково-разведочных работ (высокая степень изученности), выравнивается и стремится к горизонтальной прямой. Другими словами, как правило, самые большие месторождения находятся и разбуриваются на начальном этапе разведки и соответственно приносят самые высокие показатели прироста запасов. После достижения более высокой степени изученности/разведанности, новых открытий, как правило, становится все меньше, и кривая принимает более горизонтальное положение, выходя на уровень, равный совокупному объему резервов, которые могут быть в принципе обнаружены в бассейне. Кривые отношения совокупных запасов к разведочным скважинам для четырех основных нефтегазоносных бассейнов приведены на Рис. 7.1.4-7.1.7.

⁴ В феврале 2016 г. Правительство Российской Федерации планирует ввести новую систему классификации запасов углеводородов, включая критерии деления запасов на категории на основании экономически оправданной извлекаемости.

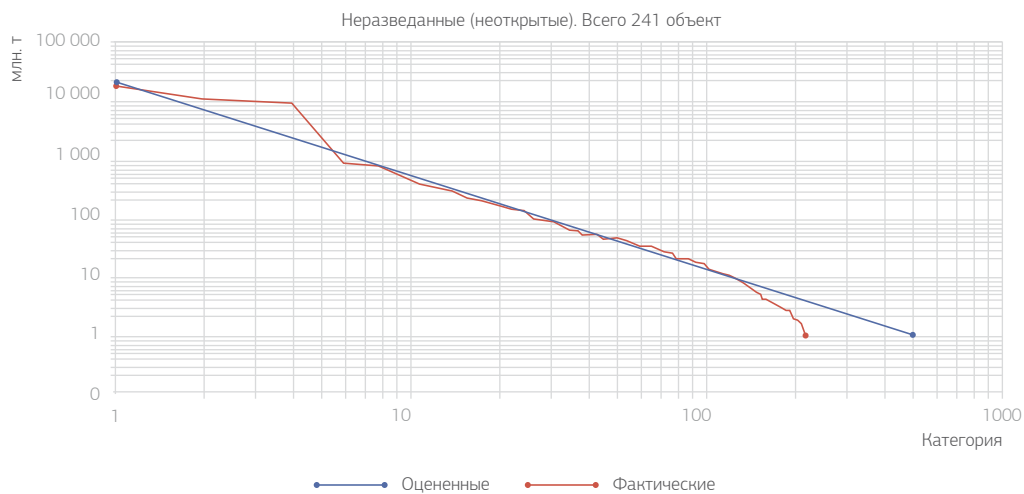


Рис. 7.1.4 Прикаспийский (Северо-Каспийский) бассейн

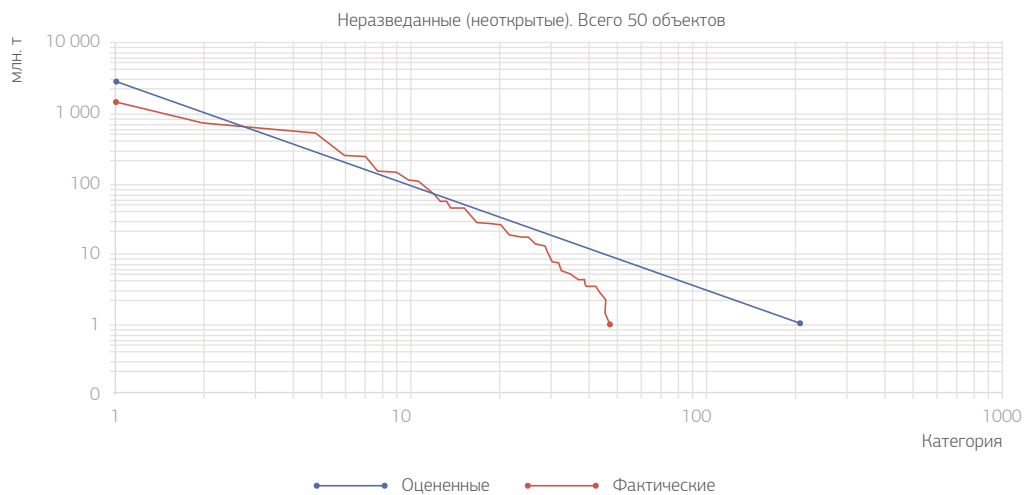


Рис. 7.1.5 Северо-Устьуртский бассейн

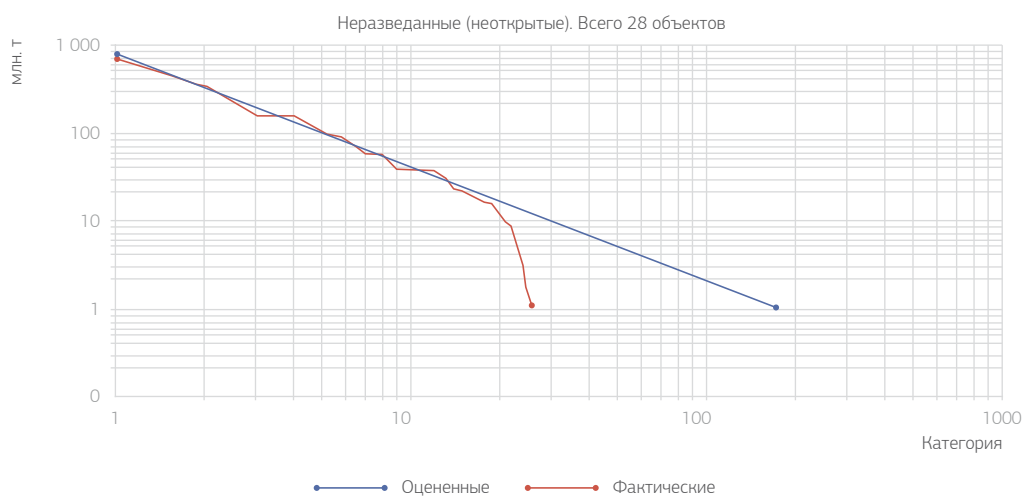


Рис. 7.1.6 Торгайский бассейн

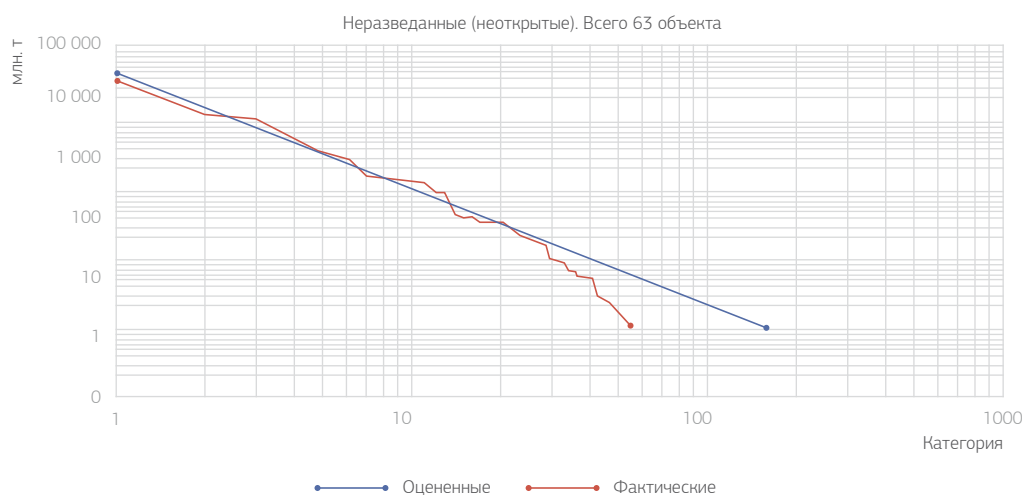


Рис. 7.1.7 Мангышлакско-Центральнокаспийский бассейн

7.1.5. Основные негеологические факторы, отрицательно сказывающиеся на успехе поисково-разведочных работ

Снижение объемов поисково-разведочных работ

В последние годы наблюдается значительное снижение объемов и успешности поисково-разведочных работ, проводимых как КМГ, так и, в определенной степени, международными нефтяными компаниями, как в Прикаспийском бассейне, так и в Казахстане в целом. Несмотря на ожидания, связанные с богатым потенциалом страны, существенного количества новых крупных месторождений открыто не было.

Среди основных факторов, приводящих к сокращению объемов поисково-разведочных работ и снижению их успешности – недостаток внутреннего финансирования в данной сфере, а также внешнего инвестирования, что обусловлено сочетанием разных факторов, в том числе относительно невыгодными условиями, предусмотренными действующим законодательством. На поисково-разведочных работах в Казахстане отрицательно сказался целый ряд не относящихся к геологии факторов.

В области законодательства и бизнеса можно выделить следующие из них:

- Отказ от соглашений о Разделе продукции (СРП)
- Введение моратория на тендеры на предоставление прав недропользования (с 2006-2013 гг.)
- Растущая тенденция к наращиванию государством своего присутствия и контроля в нефтегазовой отрасли
- Сложный и растянутый процесс согласования (особенно применительно к работам на шельфе)
- Недостаточно благоприятные условия для бизнеса и отсутствие прозрачности.

Помимо прочего, сюда можно отнести и ограничения технического характера, в частности, постоянную нехватку буровых установок, пригодных для работы в водах Каспийского моря, что наблюдалось еще совсем недавно, до падения на них спроса, вызванного обвалом мировых цен. Недостаток буровых установок отрицательным образом отразился не только на бурении поисковых скважин на перспективных площадях, но и на разведочных работах на уже открытых месторождениях. Ограниченный доступ к геологической информации, как для потенциальных инвесторов, так и для компаний, которые уже ведут деятельность в стране, также является существенным препятствием для реализации новых проектов. Большие издержки, как при ведении поисково-разведочных работ, так и при разработке месторождений (Кашаган), также внесли свой вклад в создавшуюся ситуацию.

Как следствие действия вышеуказанных факторов, несколько крупных компаний были вынуждены приостановить переговоры по реализации ряда крупных проектов на шельфе (Женис (Total), Шагала (Eni) и Абай (Statoil)). При этом СопосоPhillips продала свою долю в проектах на шельфе (Кашаган и блок Н).

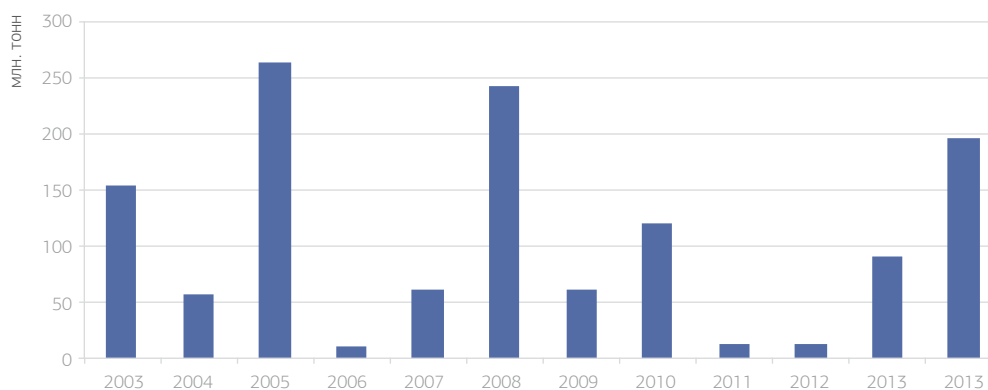
Совокупные результаты оценки ресурсной базы углеводородного сырья Казахстана представлены в Статистическом обзоре мировой энергетики, подготовленном известной компанией – Группой ВР (Рис. 7.1.8.). Согласно данной оценке, показатель доказанных запасов углеводородов («1Р») в Казахстане практически не изменился с 2007 года и составляет примерно 38-39 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. При этом большая его часть (прибл. 75%) составляет нефть.



Рис. 7.1.8 Доказанные запасы нефти и газа, Казахстан, 2000-2014 гг. («1Р»)

Для сравнения, по данным Комитета геологии Казахстана за последнее десятилетие (с 2003 года) прирост к «запасам» государственного баланса составил в общей сложности 1,3 млрд. т нефти (предположительно А + В + С1 + С2 и скорей всего, главным образом, в категории С2 из-за пересчета запасов уже открытых месторождений) (Рис. 7.1.9). Ежегодный прирост запасов нефти варьируется от нижнего предела в 11,6 млн. т в 2006 г. до самого высокого в 263,7 млн. т в предыдущем 2005 г. По данным Комитета геологии, прирост запасов нефти обеспечен в этот период за счет (с 2002 года после прибавления запасов месторождения Кашаган):

- 2005 – месторождений Карамандыбас, Каракудук и Кашаган (пересчет запасов);
- в 2008 году – Кожасай, Каламкас-море, Арыстановское и Кайран;
- в 2010 году – Акшабулак Центр, Кондыбай, Жангурши, Тасым, Тамдыколь, Мортук, Тенгиз Восточный
- 2012 году – Аккар Восточный, Карабулак Юго-Западный, Башенколь, Новобогат, ЮВ Надкарнизный, Чинаревское, Кашаган (пересчет запасов) и Урихтау.



Источник: Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан

Рис. 7.1.9 Ежегодный прирост запасов нефти в Казахстане в период с 2003 г.

«100 конкретных шагов» Президента Нурсултана Назарбаева и развитие геологии

План «100 конкретных шагов» был представлен в Астане Президентом Назарбаевым в ходе заседания Правительства 6 мая 2015 года и опубликован в газете «Казахстанская правда» от 20 мая 2015 года. «100 конкретных шагов» – это «ответ на глобальные внутренние вызовы и одновременно план нации по вхождению в 30-ку развитых государств в новых исторических условиях». План включает в себя пять институциональных реформ Главы государства:

- формирование системы государственного управления
- обеспечение верховенства закона
- индустриализация и экономический рост
- нация единого будущего
- прозрачное подотчетное государство.

Развитие направления геологии включено в раздел «Индустриализация и экономический рост», где ему посвящено два шага:

- Шаг № 74. Повышение прозрачности и предсказуемости сферы недропользования через внедрение международной системы стандартов отчетности по запасам твердых полезных ископаемых CRIRSCO и запасам углеводородного сырья SPE-PRMS.
- Шаг № 75. Введение для всех полезных ископаемых упрощенного метода заключения контрактов, используя лучшую мировую практику.

Эти новые вопросы включены в обобщенном виде в недавно объявленный Президентом Нурсултаном Назарбаевым план «100 шагов» для Казахстана (см. [текстовую вставку](#)). Чтобы оживить интерес международных добывающих компаний к поисково-разведочной сфере, Казахстан изучает признанные во всем мире оптимальные практические подходы, используемые другими странами,

которые являются лидерами по добыче углеводородов. Это включает наличие специального «компетентного органа», отвечающего за проведение конкурсов (тендеров) и политику в отношении поисково-разведочной деятельности (см. [текстовую вставку: «Университет Данди: международно признанный оптимальный подход к контрактам на недропользование»](#)).

Университет Данди: международно признанный оптимальный подход к контрактам на недропользование

В Докладе, подготовленном по поручению Ассоциации «KAZENERGY» Центром энергетического, нефтяного и горного права и политики Университета Данди (Великобритания), представлен обзор и анализ существующих международно признанных оптимальных практических подходов к предоставлению прав недропользования для геологических исследований, изысканий, разведки и добычи углеводородов, включая связанные с этим вопросы, а также контроль и мониторинг деятельности держателей права недропользования.⁵ Ниже приведены основные выводы и рекомендации данного Доклада.

.....

⁵ «Анализ международной практики предоставления прав недропользования для геологического изучения недр, разведки и добычи в отношении сырой нефти, природного газа и горного дела», Том 2, часть 4, профессор Питер Камерон, член Эдинбургского королевского общества, директор Центра энергетического, нефтяного и горного права и политики Университета Данди (Великобритания), ноябрь 2014 года. [Analysis of International Practice of Granting Subsoil Use Right to the Geological Study of the Subsoil (GSS), Exploration and Production (E&P) Related to Crude Oil and Natural Gas and Mining, Vol. 2, Part 4, Professor Peter Cameron FRSE, Director of the Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee (UK), November 2014.]

Основные принципы, касающиеся прав недропользования

Во всем мире частным компаниям регулярно предоставляются права недропользования (на пользование и эксплуатацию), причем обычно это происходит на справедливой, прозрачной и конкурентной основе (через конкурсы/тендеры на проведение поисково-разведочных работ), а не по принципу очередности («первый пришел – первый получил») (также известному как «политика открытых дверей»). При подготовке к данному процессу Правительство страны выбирает площади, в отношении которых будет проводиться тендер на осуществление поисково-разведочных работ, расставляет приоритеты по этапам, а также проверяет, носят ли правовые, финансовые и договорные условия ведения этих работ действительно конкурентный характер. Помимо этого, в ясной форме прописываются условия лицензирования и подготавливается соответствующий пакет данных. Как правило, информация о конкурсе широко распространяется в международном масштабе, чтобы способствовать повышению интереса и увеличить количество поступающих предложений. В целях обеспечения конкурентных условий у претендентов должно быть достаточно времени для подготовки конкурсных предложений: время между объявлением начала конкурса и крайним сроком подачи заявок должно составлять не менее трех месяцев (оптимально шесть месяцев).

Наличие достаточного количества данных о территориях, на которые будет предоставляться лицензия, очень важно. Для успешного лицензирования, государству следует регулярно проводить собственные геологические исследования, получать соответствующие данные и вести поисковые работы – до проведения конкурсного этапа. Помимо этого, следует рассмотреть вопрос о сроке конфиденциальности данных: как правило, в международной практике он составляет от трех до четырех лет (однако для исключительных прав недропользования этот срок увеличивается до десяти лет). Геологические исследования и сбор данных выполняются специальным «компетентным органом» (государственным учреждением, как правило, Министерством), который осуществляет управление недропользованием и отвечает за организацию и проведение конкурсных этапов. Такие предварительные исследования и анализы, как правило, проводятся за счет государства (государство также несет и все связанные с ними риски). Считается, что данная деятельность приносит пользу государству в долгосрочной перспективе, и, следовательно, должна финансироваться непосредственно из государственного бюджета (понесенные расходы редко возмещаются лицензиатами). Помимо этого, такие данные можно получить с помощью неисключительных лицензий на разведку при наличии у потенциальных лицензиатов очень сильного желания определить перспективность месторождений и, возможно, ускорить процесс в целом. Они осуществляют эту деятельность за свой счет (и несут связанные с этим риски) по соглашению о проведении технической оценки, которое заключается с компетентным органом. Однако при этом у компетентного органа не возникает обязанности поддерживать какого-либо графика, а компания, осуществляющая такую деятельность, не обладает никакими исключительными правами в отношении полученных данных.

Роли, миссии и обязанности государственных учреждений, участвующих в недропользовании, должны быть ясными. Функции регулирования и контроля выполняет компетентный орган, а национальная нефтяная компания (ННК) берет на себя роль обычного предприятия (хозяйствующего субъекта), хотя может и обладать определенными преимущественными правами.

Контракт на проведение поисково-разведочных работ должен гарантировать лицензиатам/потенциальным инвесторам право на получение лицензии/заключение контракта на добычу в случае открытия месторождения промышленного масштаба на этапе разведки. При этом от них не должно требоваться отдельной подачи заявления на предоставление лицензии и прохождения соответствующих административных процедур, а правила, регулирующие процесс перехода на лицензию на добычу, должны быть понятными, чтобы избежать задержек. Например, должно быть ясно, на какие углеводороды и на какую глубину распространяется лицензия (большинство стран в настоящее время ограничивают права недропользования по видам углеводородов, по месторождениям или по глубине).

Среди других аспектов передового международного опыта в этой области можно отметить следующие:

- Процедуру продления лицензии необходимо четко обозначить в самом начале – это должно являться неотъемлемой частью общего процесса работы.
- Следует исключить возможность отзыва лицензии компетентным органом в одностороннем порядке. Вместо этого необходимо четко прописать условия, приводящие к отзыву лицензии, а также процедуру ее отзыва.
- Чтобы свести к минимуму задержки и снизить производственные расходы, в рамках обычной лицензии лицензиату должно быть разрешено проводить любые виды стандартно необходимых работ на лицензионном участке. Что касается иных, не типовых, видов деятельности, следует четко определиться с процессом получения согласований на их осуществление и с кругом полномочий соответствующих органов.

- Важно иметь ясное понимание процесса контроля и надзора над ведением деятельности. Во избежание неопределенности, следует четко определить главный государственный орган по каждой сфере деятельности.
- С данным вопросом неразрывно связано наличие целого ряда нормативных положений, включая технические нормы, а также требования к технике безопасности и охране окружающей среды, которые лицензиаты должны соблюдать. Традиционно в основе таких нормативных положений лежали конкретные правила. Однако сейчас в мире распространен новый подход, при котором в основе нормативных положений лежат цели, стоящие перед лицензиатами. Например, такой целью может быть соответствие передовым методам ведения деятельности и признанным отраслевым стандартам – при этом соблюдение норм превращается в «движущуюся» цель, которая изменяется вслед за совершенствованием передового опыта.

Задача формирования налогового режима – это задача оптимизации двух критериев: с одной стороны, режим должен быть конкурентоспособными, чтобы привлекать инвесторов; с другой – государство должно получать максимальную прибыль. Ключевым элементом справедливого налогового режима является прогрессивное налогообложение, которое зависит от прибыльности проекта, а не от валовой выручки или добычи. Чтобы свести к минимуму возможные разногласия, налоговая система должна предусматривать подробно прописанные правила, процедуры и методику налогообложения.

Лицензиат должен иметь право передавать свою долю участия, при условии, что он получил ее на конкурсной основе от компетентного органа и платит все связанные с этим налоги (например, налог на прирост капитала). Право передачи должно предоставляться как в виде прямой продажи доли участия лицензиатом, так и в виде косвенной передачи доли участия, когда владельцем лицензиата становится третье лицо. Законодательство о налогообложении прироста капитала должно быть ясным.

Основные моменты законодательного регулирования отдельных этапов недропользования

Следует принимать во внимание разницу между программой минимальных обязательств по разведке (MEO) и ежегодной программой работ (AWP): в первой идет речь о безусловном многолетнем обязательстве лицензиата с определенными сроками выполнения конкретных видов работ, в то время как последняя не является частью лицензии как таковой и может пересматриваться на регулярной основе. Нарушение программы минимальных обязательств по разведке может послужить основной причиной прекращения действия лицензии.

На данный момент в международном законодательстве принято отделять этап оценки возможности открытия запасов от этапа поисково-разведочных работ. Законодательство должно оговаривать случай открытия нескольких месторождений на одной территории (как правило, каждое открытие является предметом отдельной лицензии).

В случае открытия лицензиатом месторождения в передовой практике принято предлагать ему права на добычу при условии утверждения соответствующего плана разработки месторождения (ПРМ) компетентным органом. В специально разработанном руководстве следует подробно изложить сферу действия ПРМ и процесс его утверждения. К этапу добычи следует приступать только после утверждения ПРМ. И снова необходимо четко прописать все соответствующие детали и сроки.

Перед любым добывающим предприятием стоят две ключевых задачи: получить максимальную экономическую выгоду и продлить экономическую жизнь проекта. В общепринятой практике от добывающих компаний требуется (налоговыми и неналоговыми методами) обеспечивать надлежащее ведение разработки месторождения (коллектора), включая регулярную модернизацию технологий и исследования в области оптимизации/повышения нефтеотдачи (IOR/EOR) для выявления наиболее эффективных и экономически выгодных методов извлечения.

Разница между добычей нефти и газа (кроме присущих им технических и экономических аспектов) должна быть отражена в соответствующем законодательстве. Добыча газа, как правило, требует применения как налоговых, так и неналоговых рычагов, в том, что касается условий работы на внутреннем рынке, поскольку именно он обычно является первым потребительским рынком для добытого газа. В частности, следует обеспечить доступ на рынок, а также разумный уровень цен на внутреннем рынке. В законодательстве, налогообложении и регулировании также необходимо учитывать разницу между попутным и свободным газом.

Обязательства в отношении местного социально-экономического развития и связанные с этим требования к доле местного содержания, включая сферу занятости, профессиональной подготовки, здравоохранения, а также развитие инфраструктуры, должны быть разными на этапе добычи и на этапе разведки.

Стимулирование частных инвестиций в разведку и добычу полезных ископаемых

Привлечение частных инвестиций в освоение минерально-сырьевой базы должно быть основано на двух ключевых принципах:

- Обеспечение справедливого и конкурентного правового и налогового режима
 - Законодательство должно предусматривать применение передовых подходов к ведению деятельности, принятых в ведущих добывающих странах
 - Налоговые и договорные условия должны быть достаточно конкурентоспособными
 - В основе налоговой политики должна лежать стабильность и предсказуемость
 - Правовая защищенность должна обеспечиваться установленной и отлаженной процедурой урегулирования споров
- Надлежащее регулирование отраслевой деятельности
 - Должна быть обеспечена ясность в отношении роли властей, в том числе компетентного органа, национальной нефтяной компании, Министерства финансов и Министерства окружающей среды, а также и других игроков; следует избегать пересечения или дублирования полномочий.
 - Нормативно-правовая база должна быть основана на нормах, устанавливающих целевые ориентиры и международно признанных стандартах.
 - От лицензиатов следует требовать применения передовых подходов к ведению деятельности, существующих в отрасли.
 - Выделение площадей должно быть своевременным и регулярным, чтобы привлечь новых участников
 - Этапы лицензирования должны быть прозрачными и организовываться на конкурентной основе с четко прописанными условиями (проектное задание)
 - Согласование работ в рамках лицензии уполномоченными органами должно быть своевременным и предусматривать ограничения дискреционных полномочий.
- Среди конкретных мер поощрения инвестиций в поисково-разведочные работы можно отметить следующие:
 - Законодательство, налогообложение и нормативные требования должны быть ясными (неопределенность и двусмысленность следует свести к минимуму) и сопровождаться руководствами (разъяснениями) и шаблонами договоров. Инструкции должны быть написаны простым языком.
 - Не обязательно опираться на прошлый опыт при устранении барьеров для частных инвестиций, поскольку условия постоянно меняются.
 - Положения законодательства и условия налогообложения для нефти и для газа должны различаться.
 - Контракты на недропользование должны иметь стабильную и надежную основу.
 - Ведение контракта, а также контроль и надзор над деятельностью, должны быть эффективными и ясными, обеспечивая своевременное согласование без проволочек.
 - Ясные правила налогообложения, административные функции и проведение проверок (аудитов) должны обеспечиваться центральным (специализированным) налоговым органом нефтегазовой отрасли.
 - Аналогично, по вопросам охраны труда, окружающей среды и техники безопасности с лицензиатами должен специальный орган, заведующий минеральными ресурсами, при Министерстве окружающей среды.
 - Этапы геологоразведки должны организовываться на конкурентной и своевременной основе с предоставлением достаточного количества времени для изучения соответствующих данных и подготовки предложений.

- Все данные – геологические, геофизические, геохимические и т.п. – не должны быть конфиденциальными, а, скорее, находиться в свободном доступе. Данные, полученные государством или от имени государства, должны предоставляться по низкой цене до проведения очередного этапа геологоразведки.
- Выбор победителя конкурса должен быть прозрачным и справедливым, а также соответствовать проектному заданию.
- Период конфиденциальности для данных должен быть коротким (как правило, три-четыре года).

Недостаток финансирования поисково-разведочных работ и ограниченные технические возможности привели к тому, что результативность разведочных работ, проводимых компанией «КазМунайГаз», (хоть и не в очень широком масштабе) оказалась крайне невысока. Несколько поисковых скважин оказались непродуктивными, а где-то буровые работы даже не начинались. Правительство Казахстана и национальная нефтегазовая компания, по-видимому, признают наличие этих проблем. Как следствие в Казахстане начата разработка проекта Кодекса РК «О недрах и недропользовании», в котором планируется упростить систему регулирования недропользования. Среди более важных новшеств законодательства: минимизация финансовой нагрузки на стадии разведки; возврат к совмещенным контрактам на разведку и добычу; смягчение требований к закупкам и казахстанскому содержанию; упрощение административных процедур; повышение транспарентности и доступа к геологической информации и др. Более подробная информация о каждом из этих аспектов представлена в отдельных разделах настоящего Доклада. В проекте

Кодекса «О недрах и недропользовании» пока отсутствуют некоторые детали в отношении геологической информации. В частности, в соответствии с передовыми международными практиками, за подготовку показателей государственного баланса резервов и создание и ведение единой информационной системы геологических данных отвечает специализированное учреждение, комитет геологии. В передовых практиках также отмечается, что такой орган должен быть отдельным независимым государственным учреждением.

Властям Казахстана важно понимать, на каком уровне следует поддерживать инвестиции в геологоразведку, чтобы поставить реалистичные цели по увеличению ресурсной базы и разработать эффективные стратегии для привлечения инвесторов в сферу разведки и добычи. Один из показателей, на который следует обращать внимание – это расходы присутствующих в стране международных компаний на деятельность (см. текстовую вставку «Международные компании увеличивают расходы на поисково-разведочную деятельность»).

Международные компании увеличивают расходы на поисково-разведочную деятельность

Учитывая стремление Казахстана определиться с масштабами своей деятельности в сфере разведки запасов углеводородов, в качестве ориентира могут послужить суммы, которые вкладывают в нее крупные международные нефтяные и газовые компании. В целом, связь между расходами на разведку и объемами обнаруженных запасов (и в гораздо меньшей степени – объемами фактической добычи) в существенной мере косвенная и зависит от множества факторов, включая, прежде всего, геологию. Весомую роль играют и такие факторы как общее географическое положение (в частности, соотношение площадей на суше и на шельфе), применяемые технологии, тип ресурса и т.п. Данная зависимость также имеет ярко выраженный «эффект кривой познания» (эффект накопленного опыта), когда каждый дополнительный доллар, потраченный на геологоразведку на определенном участке приводит к увеличению вероятности открытия запасов.

В качестве одного из подходов к оценке расходов на поисково-разведочные работы в Казахстане, можно посмотреть на отношение расходов на разведку к единице продукции так называемых глобальных интегрированных компаний (Global Integrators) – группы крупнейших международных компаний, включающей BP, Chevron, Eni, ExxonMobil, Shell, Total – в течение последнего десятилетия (2004-2014 гг.). Здесь просматриваются следующие основные тенденции:

- Совокупные расходы на разведку всех этих крупных компаний за пределами Северной Америки росли в среднем на 12,5% в год – с 4,2 млрд. долл. США в 2004 г. до 15,3 млрд. долл. США в 2014 г. (в номинальных долларах) (Рис. 7.1.10). Ежегодные расходы каждой из компаний на этот вид деятельности в 2014 г. варьировались от 1,9 млрд. долл. США до 3,6 млрд. долл. США.
- В то же самое время, совокупный объем добычи углеводородов всех этих компаний (также за пределами Северной Америки), сократился с 14,1 млн. барр. н. э. в сутки до 12,6 млн. барр. н. э. в сутки (среднегодовой темп снижения по группе в целом составил 1%) (Рис. 7.1.11).

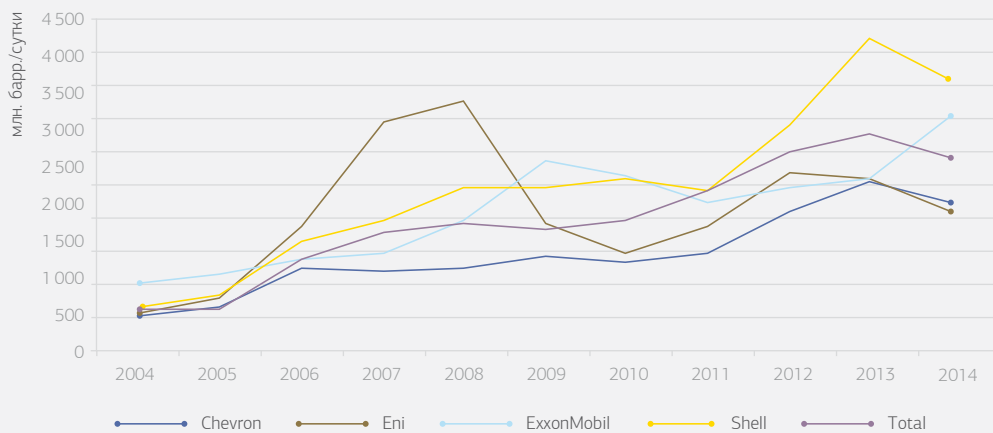


Рис. 7.1.10 Чистые расходы на разведку крупных нефтяных компаний за пределами Северной Америки

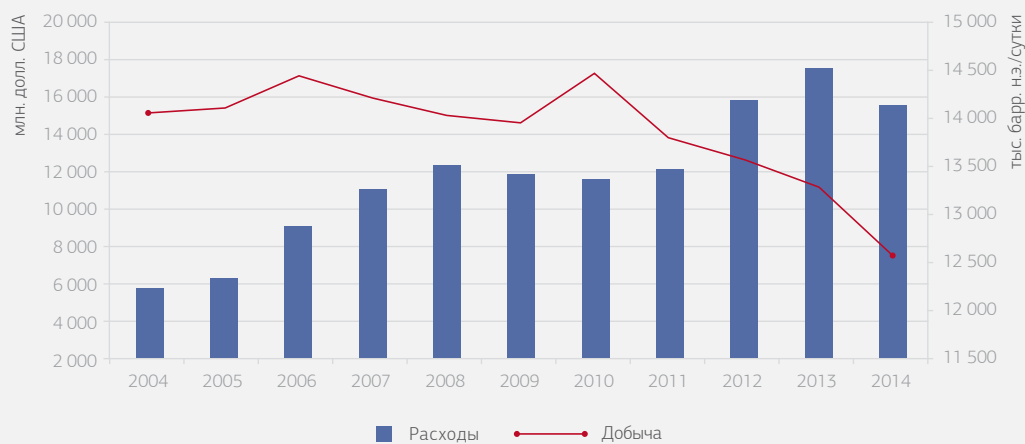


Рис. 7.1.11 Глобальные интегрированные компании: соотношение расходов на разведку и добычи в мире

Таким образом, если сопоставлять расходы на разведку с объемом добычи углеводородов, то расходы глобальных интегрированных компаний как группы на поисково-разведочные работы в мире выросли с 821 долл. США на тыс. барр. н.э. добычи в 2004 г. до 3 342 долл. США в 2014 г. (Рис. 7.1.12).

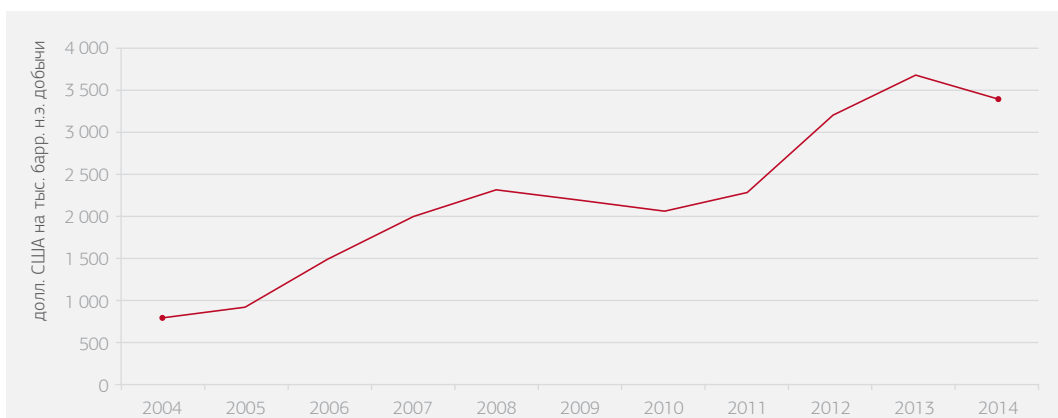


Рис. 7.1.12 Глобальные интегрированные компании: динамика расходов на разведку

Для сравнения, АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» ежегодно тратит около 100 млн. долл. США на поисково-разведочные работы на своих основных объектах с объемом добычи порядка 165 тыс. барр. н. э. в сутки. Таким образом, для этой компании рассматриваемый показатель составляет около 1,66 долл. США на баррель нефтяного эквивалента добычи, что существенно ниже, чем у глобальных интегрированных компаний. Если рассматривать Казахстан в целом, то, применив международный показатель 2014 г. к объему добычи углеводородов в Казахстане (2,203 млн. барр./сутки с учетом нефти, газоконденсата и газа в нефтяном эквиваленте), можно сделать вывод, что стране потребуется тратить порядка 2,7 млрд. долл. США в год на разведку углеводородов, если она собирается вложить в нее такой же объем усилий, как и крупные международные компании, ведущие разведку и добычу.

Еще один способ оценить объем инвестиций, необходимый Казахстану для замещения текущих объемов добычи запасами (типичная цель многих добывающих организаций для обеспечения деятельности в долгосрочной перспективе) – посмотреть на средневзвешенные затраты на проведение поисково-разведочных работ в долларах США на баррель нефтяного эквивалента. В последние десять лет среднегодовая стоимость разведочных работ на баррель нефтяного эквивалента за пределами Северной Америки (для международных и независимых компаний) составляла 11,23 долл. США/барр.нэ. При этом в 2014 г. объемы добычи в Казахстане составляли 2,203 млн. барр. н. э. в день или 804 млн. барр. н. э. за год. С учетом вышеприведенного показателя (11,23 долл. США/барр. н. э.) можно сделать вывод, что для обеспечения данного объема добычи за счет запасов Казахстану необходимо тратить 9,03 млрд. долл. США в год.

Основные рекомендации

- Казахстану следует продолжать реализацию плана по переходу с принятой в настоящий момент системы учета запасов (при этом осуществлять такой переход в умеренном темпе в течение нескольких лет) к имеющей широкое применение международной классификации; сохранение существующей системы, унаследованной с советских времен, не принесет существенных преимуществ. Такой переход освободит компании (а также государство) от необходимости ведения учета по двум системам, которые, помимо прочего, несовместимы между собой.
- Если рассматривать международные системы, то, судя по техническим руководствам, которые издает SPE, данная система дает гораздо лучшее представление об истинном потенциале добычи ресурсов, чем более консервативная и старомодная система SEC, и в большей степени отвечает интересам Правительства и производителей.
- Чтобы оживить интерес международных производителей к сфере поисково-разведочных работ, Казахстану следует применять международно признанные передовые подходы к ведению деятельности, которые приняты в ведущих странах, осуществляющих добычу углеводородов, включая наличие специального «компетентного органа» отвечающего за проведение тендеров. Еще одной ключевой мерой является создание отдельной специализированной организации, которая будет отвечать за сбор и ведение геологической информации. Некоторые из приведенных рекомендаций и практик уже включены в проект Кодекса «О недрах и недропользовании».

7.2. Нефть и газоконденсат

7.2.1. Ключевые моменты

- В настоящее время по объемам добычи нефти Казахстан занимает 17-е место в мире (в 1995 г. лишь 30-е место); в 2014 г. на долю Казахстана приходилось порядка 2% мировой добычи (по сравнению с 0,6% в 1995 г.). С конца 1990-х годов объемы добычи сырой нефти в Казахстане выросли в три раза. Однако после 2011 г. рост добычи приостановился. Значительная доля в общих объемах добываемой в Казахстане нефти приходится на крупномасштабные проекты. В связи с этим, динамика добычи нефти в стране содержит факторы неопределенности, поскольку рост добычи зависит от планов по расширению и от структуры расходов всего лишь нескольких крупных проектов.
- Казахстан располагает значительными запасами нефти и газоконденсата; по доказанным запасам страна занимает 12-е место в мире. Приблизительно 97% запасов нефти и газоконденсата находятся на западе Казахстана; из них около 70% – всего на пяти крупнейших месторождениях. Тем не менее, имеется значительный потенциал по открытию новых крупных месторождений нефти, в особенности, на шельфе.
- Помимо крупномасштабных проектов, Казахстан также обладает значительным потенциалом в сфере реализации проектов по разведке и добыче меньшего масштаба, что позволит внести дополнительный элемент устойчивости и стабильности в перспективы добычи нефти. Небольшие независимые компании, возможно в сотрудничестве с более крупными компаниями, могут внести существенный положительный вклад в нефтегазодобывающую отрасль Казахстана за счет более тщательной повторной разработки зрелых месторождений и творческого подхода к разработке новых месторождений (включая нетрадиционные ресурсы нефти), доступ к которым впоследствии могут получить более крупные компании. Однако для реализации данного потенциала необходимо внести коррективы в политику, проводимую в нефтяном секторе РК, в частности, провести реформу её принципов налогообложения, системы заключения договоров и правил в отношении использования местных ресурсов, что в большей степени оказывает негативное воздействие на небольшие добывающие компании, нежели на отрасль в целом.
- Нефть занимает преимущественное положение в экономике Казахстана в качестве экспортного товара. Большие расстояния между не имеющими выхода к морю объектами в самом центре Евразии и рынками сбыта обуславливают относительно высокие расходы на транспортировку сырой нефти (по сравнению с другими экспортерами нефти мирового уровня); при этом экспортные маршруты зачастую включают транзит через территории третьих стран. В этой связи, беспокоясь о надежности некоторых экспортных маршрутов, Правительство РК приняло решение разработать многовекторную стратегию, предполагающую использование сразу нескольких маршрутов транспортировки, идущих на север, юг, восток и запад.
- Ожидается, что в период с настоящего времени по 2040 г. объемы экспорта сырой нефти из Казахстана – второго по величине экспортера нефти в Содружестве Независимых Государств (СНГ) – будут значительно расти за счет увеличения объемов добычи при достаточно умеренном росте потребления нефти. По сути, основная доля совокупного роста объемов добычи сырой нефти в СНГ в указанный период, по всей вероятности, будет приходиться на Казахстан.
- Основным экспортным маршрутом для поставляемой из Казахстана нефти является система Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), проложенная до Черного моря. В 2014 г. более половины (56%) совокупного объема экспорта сырой нефти из Казахстана было транспортировано по этому трубопроводу.⁶ Транспортировка через порты Черного моря (КТК и другие маршруты) составила 72% экспорта. В долгосрочной перспективе спрос на сырую нефть в странах Европы, как ожидается, будет оставаться примерно на одном уровне (при ожидаемом сокращении местных объемов добычи, общая потребность европейских стран в импорте сырой нефти вырастет). При этом Черное море, по всей вероятности, останется главным направлением экспорта казахстанской сырой нефти, включая некоторое постепенное расширение. Однако в более долгосрочной перспективе основными маршрутами растущих объемов экспорта, вероятнее всего, будут пути транспортировки по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД) к побережью Средиземного моря, а также в Китай.

7.2.2. Запасы сырой нефти и газоконденсата в Казахстане

В соответствии с данными, опубликованными Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, по состоянию на 1 января 2015 г. ресурсная база (государственный баланс запасов) жидкого углеводородного сырья (нефти и газоконденсата) оценивалась в 5,18 млрд. т.⁷ Из них 4,82 млрд. т – сырая нефть,

остальное (360 млн. т) – газоконденсат. В соответствии с официальным государственным балансом, запасы нефти и газоконденсата присутствуют на 313 месторождениях, включая 252 месторождения нефти и 61 месторождение газоконденсата.

⁶ При расчете объема казахстанского экспорта не учитывался транзит российской нефти в Китай (если его учесть, указанная доля будет составлять 50%).

⁷ Данные приведены в соответствии с принятой в Казахстане системой оценки (категории A+B+C1+C2). Остаточные доказанные и вероятные запасы (принятый в мире эквивалент, приблизительно соответствующий обозначению A+B+C1 согласно принятой в Казахстане системе) составляют 3,45 млрд. т (или около 25 млрд. барр.). Согласно оценкам IHS Energy, доказанные и вероятные запасы в стране в 2014 г. были немного больше (30 млрд. барр.).

Что касается более узкой категории, включающей только доказанные запасы, по оценке BP Statistical Review of World Energy (Статистический обзор мировой энергетики компании British Petroleum) в 2014 г. совокупные запасы жидких углеводородов в Казахстане составляли 3,9 млрд. т (30 млрд. барр.), включая нефть, газоконденсат и другие газоконденсатные жидкости (жидкие фракции природного газа). Это составляет 1,8% от общемировых

запасов жидких углеводородов, и по данному показателю Казахстан занимает 12-е место в мире (Таблица 7.2.1). Среди стран СНГ Казахстан занимает второе место по совокупным запасам жидких углеводородов после России (22,8% общих запасов в вышеупомянутом регионе).

Место	Страна	млрд. т	млрд. барр.	Доля в общих запасах
1	Венесуэла	46,58	298,35	17,5%
2	Саудовская Аравия	36,68	267,00	15,7%
3	Канада	27,88	172,92	10,2%
4	Иран	21,68	157,80	9,3%
5	Ирак	20,24	150,00	8,8%
6	Российская Федерация	14,13	103,16	6,1%
7	Кувейт	13,98	101,50	6,0%
8	ОАЭ	12,98	97,80	5,8%
9	Ливия	6,30	48,36	2,8%
10	США	5,89	48,46	2,9%
11	Нигерия	5,00	37,07	2,2%
12	Казахстан	3,93	30,00	1,8%
	Мировые запасы, всего	239,8	1 700,1	100,0%

Источник: Обзор мировой энергетики BP, 2015 г.

Таблица 7.2.1 Нефть: доказанные запасы на конец 2014 г.

Приблизительно 97% доказанных и вероятных запасов нефти и газоконденсата расположены на западе Казахстана (Мангистауская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Актыбинская области вместе с шельфом Каспийского моря), причем порядка 70% сосредоточено на пяти крупнейших месторождениях страны – Тенгиз,

Кашаган, Королевское, Карачаганак и Жанажол (Рис. 7.2.1). По большей части это подсольевые отложения, которые характеризуются значительной глубиной залегания (до 5 км), многокомпонентным составом и высоким содержанием серы, что существенно затрудняет разработку и добычу.

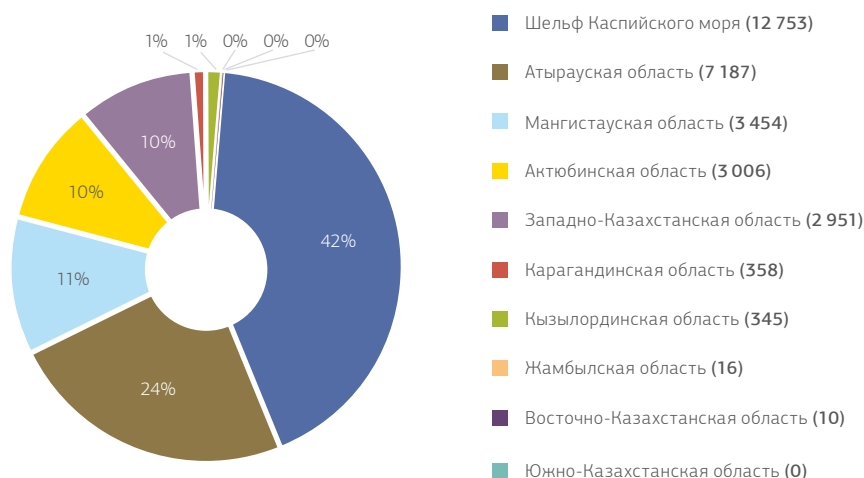


Рис. 7.2.1 Доказанные и вероятные запасы жидких углеводородов в областях Казахстана в 2014 г. (млрд. барр.)

Что касается операторов, лидирующие позиции по объемам контролируемых ими запасов нефти и газоконденсата занимают четыре компании: «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК) (40%), ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) (21%), «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО) (8,5%) и АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ) (5%). На долю этих компаний приходится 3/4 всех (доказанных и вероятных)

запасов (Рис. 7.2.2).⁸ На долю еще двух крупных операторов (АО «СНПС-Актобемунайгаз» и АО «Мангистаумунайгаз») приходится (соответственно) 4,9% и 2,5% совокупных запасов Казахстана. Таким образом, в сумме на долю шести операторов приходится 82% всех доказанных и вероятных запасов нефти в Республике Казахстан.

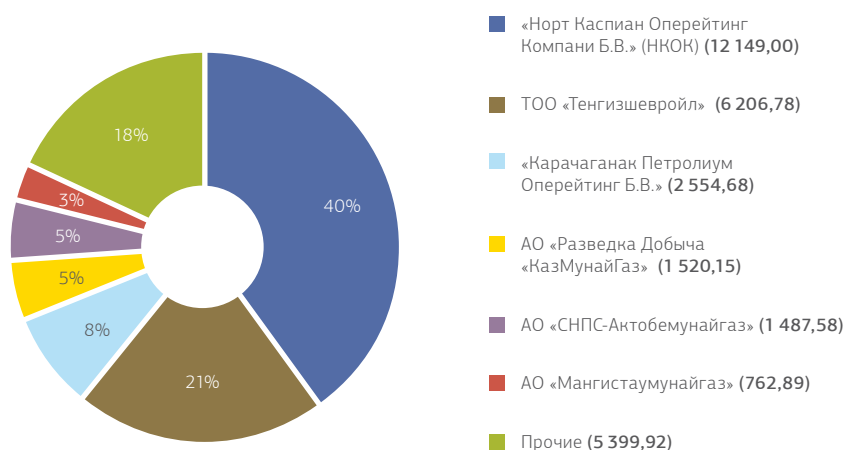


Рис. 7.2.2 Доказанные и вероятные запасы нефти в Казахстане в 2014 г. по операторам (%)

7.2.3. Обзор тенденций в области добычи за прошедший период

Казахстан занимает второе место среди стран СНГ по объемам добычи нефти после России. В общем объеме добычи по всему региону доля Казахстана в 2014 г. составила почти 13%. На настоящий момент Казахстан занимает 17-е место в мире по добыче нефти (значительно поднявшись с 30-го места по состоянию на 1995 г.).

В 2014 г. доля Казахстана в общемировом объеме добычи составила 2% (в 1995 г. – 0,6%) (Таблица 7.2.2). С конца 1990-х годов объемы добычи сырой нефти в Казахстане увеличились в три раза с 25,9 млн. т (или 534 тыс. барр./сутки) в 1998 г. до 80,8 млн. т (или 1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г. (Рис. 7.2.3).⁹

Место	Страна	Добыча (тыс. барр./сутки) 2014	Добыча (млн. т) 2014
1	США	11 644	519,9
2	Саудовская Аравия	11 505	543,4
3	Российская Федерация	10 838	534,1
4	Канада	4 292	209,8
5	Китай	4 246	211,4
6	ОАЭ	3 712	167,3
7	Иран	3 614	169,2
8	Ирак	3 285	160,3
9	Кувейт	3 123	150,8
10	Мексика	2 784	137,1
11	Венесуэла	2 719	139,5

⁸ На месторождении Карачаганак в Западно-Казахстанской области сосредоточено 2,4 млрд. барр. извлекаемых запасов жидких углеводородов. Это крупнейшее месторождение в Казахстане по запасам конденсата.

⁹ В соответствии с общепринятой практикой статистического учета, данные по добыче в Казахстане включают в себя сырую нефть и газоконденсат.

12	Нигерия	2 361	113,5
13	Бразилия	2 346	122,1
14	Катар	1 982	83,5
15	Норвегия	1 895	85,6
16	Ангола	1 712	83,0
17	Казахстан	1 701	80,8

Источник: Статистический отчет ВР, 2015 г.

Таблица 7.2.2 Крупнейшие нефтедобывающие страны мира в 2014 г.

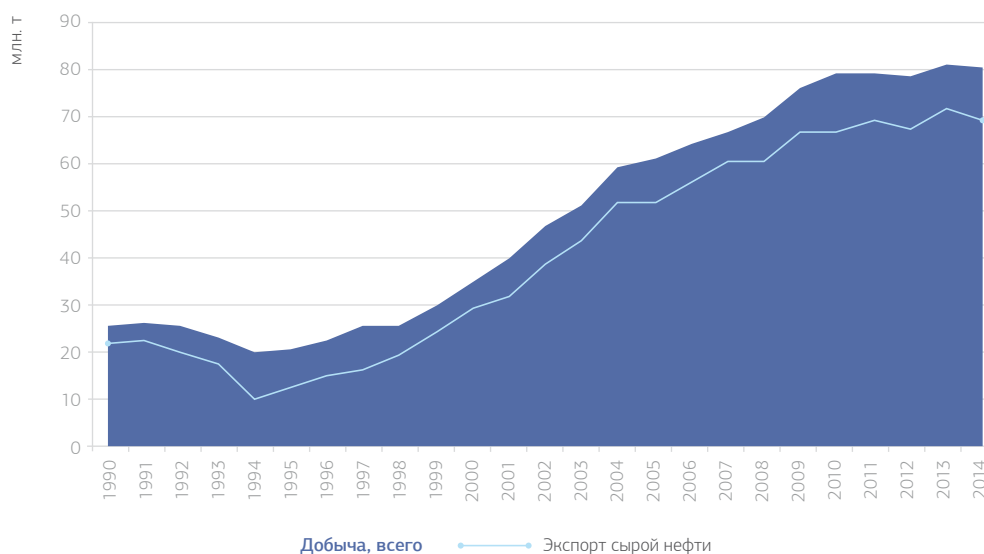


Рис. 7.2.3 Добыча и экспорт нефти в Казахстане, 1990-2014 гг.

Однако, начиная с 2011 г., объем добычи существенно не менялся (в 2011 г. он вырос всего лишь на 0,4%). В 2012 г. объем добычи сократился на 1% относительно 2011 года. (Таблица 7.2.3). Такой спад был зафиксирован в Казахстане впервые с 1994 г. и, главным образом, был вызван резким сокращением объемов добычи в рамках проекта ТШО (компания, возглавляемая компанией «Шеврон», оператор месторождения Тенгиз).¹⁰ Сокращение объемов добычи на месторождении Тенгиз в 2012 г. стало следствием масштабной программы по капитальному ремонту промысловых сооружений – завода второго поколения и объектов обратной закачки сернистого газа. Проведенный капитальный ремонт позволил восстановить рост объемов добычи на Тенгизском месторождении на 12% в 2013 г. и увеличить совокупный объем добычи нефти в Казахстане на 3,2% за тот же период. Но в 2014 г. объем добычи вновь понизился на 1,2% – в основном, ввиду проведения очередного этапа ремонтных работ ТШО. Однако добыча на ТШО в 2014 г. сократилась всего лишь на 2%. Добыча на месторождении Кашаган не возобновлялась, поэтому данное месторождение не учитывалось при определении объемов добычи в стране.

.....

¹⁰ В настоящее время партнерами ТШО являются Chevron (50%), ExxonMobil (25%), КМГ (20%) и LukArco (5%).

В течение последних десяти лет рост объемов добычи нефти в Казахстане во многом обеспечивался за счет двух месторождений: Тенгиз (33% в совокупном объеме по стране в 2014 г.) и Карачаганак (15% в совокупном объеме в 2014 г.). Разработка вышеуказанных месторождений ведется консорциумами, в состав которых входят крупные международные нефтяные компании и национальная нефтяная компания «КМГ». Вполне очевидно, что данная тенденция сохранится в течение ближайших десяти лет, в том числе с возобновлением первого этапа разработки месторождения Кашаган (Этап-1), которое запланировано на конец 2016 г. или на 2017 г. Объемы добычи ТШО повысились с 10,5 млн. т в 2000 г. до 26,7 млн. т в 2014 г. (прирост составил 16,2 млн. т). При этом на месторождении Карачаганак в тот же период объемы добычи выросли с 4,6 млн. т до 12,1 млн. т. Рост добычи только на этих двух месторождениях обеспечил 52% совокупного прироста объемов добычи в стране в период с 2000 г. по 2014 г.

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	Изменение в % 2013-2014
Добыча сырой нефти	35,3	61,9	79,7	80,0	79,2	81,8	80,8	-1,2
Видимое внутренне потребление сырой нефти	7,0	13,2	19,7	17,5	17,2	16,7	17,9	7,0
Переработка на НПЗ	6,4	11,2	13,7	13,7	14,2	14,3	14,9	4,3
Непосредственное использование сырой нефти/прочее*	0,6	2,1	6,0	3,8	3,0	2,4	3,0	23,0
Экспорт сырой нефти	29,3	52,4	67,5	69,6	68,1	72,2	70,0	-3,1
Кроме стран бывшего СССР	21,3	49,7	65,8	67,9	67,4	71,4	68,6	-3,9
по российской трубопроводной системе (кроме Махачкалы)	10,6	14,8	15,5	15,4	15,4	15,4	14,6	-4,8
по КПК	-	28,2	28,5	28,3	25,3	28,7	35,2	22,6
по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу	-	-	10,1	10,8	10,4	11,8	11,8	0,2
по железной дороге	7,2	1,2	5,7	7,3	6,1	8,7	1,8	-79,7
по железным дорогам России (в Финляндию и т.п.)	6,4	0,4	5,7	7,3	6,1	8,7	1,8	-79,7
по железным дорогам Казахстана в Китай	0,8	0,8	-	-	-	-	-	
по Каспию	3,4	8,1	9,3	5,8	7,6	6,0	5,2	-13,3
через Азербайджан/Грузию	2,5	0,9	5,2	2,3	3,8	3,2	3,5	9,2
в Бану-Тбилиси-Джейхан	-	-	-	-	-	0,6	2,4	285,1
в Иран (включая прямые поставки по железной дороге)	-	1,4	0,5	0,0	-	-	-	
в Новороссийск (через Махачкалу)	1,0	4,0	3,6	3,4	3,8	2,8	1,7	-38,5
Бывшие советские республики*	8,0	2,7	1,7	1,7	0,7	0,9	1,4	63,6
Россия	6,1	2,6	1,2	1,2	0,7	0,9	1,4	63,6
по трубопроводу Карачаганак-Оренбург	4,6	2,6	1,2	1,2	0,7	0,9	0,7	-16,2
Импорт сырой нефти	1,0	3,7	7,4	7,1	6,1	7,2	7,0	-1,6
Кроме стран бывшего СССР	-	-	-	-	-	-	-	
Бывшие советские республики	1,0	3,7	7,4	7,1	6,1	7,2	7,0	-1,6
Россия	0,9	3,7	7,4	7,1	6,1	7,2	7,0	-1,6
в нефтепровод Казахстан-Китай (официальные поставки)	-	-	2,6	0,2	-	-	7,0	

* Не включает поставки по морю через Черное море в Украину.

Примечание: объемы по нефтяным своп-операциям с Россией в 2014 г. (7 млн. т) включены в данные по импорту и экспорту Казахстана для целей сравнения с 2013 г.

Источник: компиляция IHS Energy из разных официальных источников Казахстана и России (статистические данные внешней торговли, статистические данные по трубопроводам и логистике и т. п.).

Таблица 7.2.3 Баланс сырой нефти в Казахстане, (млн. т)

Другие источники добычи нефти в Казахстане (помимо трех крупномасштабных проектов) можно охарактеризовать по объемам добычи в рамках соответствующих проектов или по их географическому положению. Что касается первого критерия, то здесь необходимо выделить профильные добывающие активы КМГ, добывающие компании среднего размера с годовым объемом добычи по 2-6 млн. т каждое и небольшие компании с годовым

объемом добычи не более 1 млн. т. С географической точки зрения, добывающие компании Казахстана можно разделить на компании Тургайского бассейна, компании Актюбинской области, компании действующих месторождений западных районов Казахстана (не путать с Западно-Казахстанской областью) и прочие небольшие добывающие компании и совместные предприятия (Рис. 7.2.4).

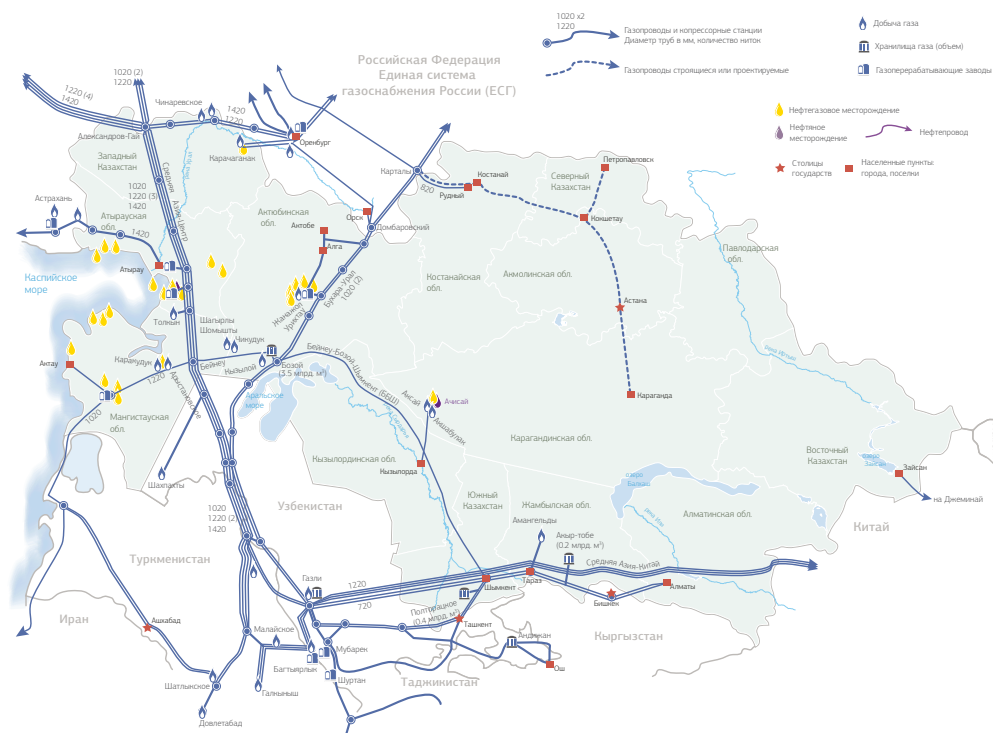


Рис. 7.2.4 Карта основных месторождений углеводородов Казахстана

Национальная компания КМГ является основной нефтедобывающей компанией. Эта компания владеет долей участия почти во всех крупных нефтяных и газовых активах Казахстана, а также имеет преимущественные права на все активы, реализуемые существующими держателями лицензий в стране. По закону доля участия компании при оформлении всех новых лицензий на разработку шельфовых месторождений Казахстана должна составлять 50%. КМГ владеет долей в размере 20% в проекте разработки месторождения Тенгиз, 16,9% – в проекте разработки месторождения Кашаган и 10% – в проекте разработки месторождения Каракаганак. КМГ также ведет добычу на нескольких действующих месторождениях (крупнейшими из которых являются Эмба, Жетыбай и Узень) через филиалы по разведке и добыче АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», полностью принадлежащие КМГ.¹¹ В 2014 г. объемы добычи на действующих месторождениях составили 8,18 млн. т или 10% от общего объема добычи в Казахстане; при этом совокупная доля КМГ (с учетом долевой собственности) в общем объеме добычи по стране в 2014 г. составила 27,7%.¹²

Основной проблемой, связанной с добычей КМГ на действующих месторождениях, является ее относительно высокая себестоимость, особенно при текущем низком уровне цен на нефть. Так, в начале 2015 г. КМГ опубликовала информацию о том, что цена безубыточности для двух основных принадлежащих компании нефтедобывающих компаний, АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», составляет 87 долл. США/барр. и 66 долл. США/барр., соответственно. Это объясняется целым рядом причин, однако ключевые проблемы лежат именно в «зрелости» месторождений, которые в настоящее время

близки к истощению, и добыча на них требует приложения больших усилий для разработки месторождения (более высокая обводненность, более низкое давление, более высокая мощность закачки, более высокий уровень потребления электроэнергии и т.д.). Сюда же можно отнести и относительно высокую штатную численность – типичную проблему национальных нефтяных компаний во всех странах мира – что приводит к высоким трудозатратам на единицу продукции.

Еще одна группа значимых добывающих компаний с годовым объемом добычи от 2 до 6 млн. т включает АО «СНПС-Актобемунайгаз», «Бузачи Оперейтинг Лтд.», АО «Каражанбасмунай» и три совместных предприятия с участием КМГ (ТОО «СП «Казгермунай» с долей КМГ в размере 50%; АО «Мангистаумунайгаз» с долей КМГ в размере 50%; АО «ПетроКазахстан Кумколь» с долей КМГ в размере 33%) и несколько других компаний. Вышеназванные компании в 2014 г. добыли около 30% от общего объема добычи в Казахстане.

И наконец, весомый вклад в рост объемов добычи по стране внесли также небольшие проекты. В 2014 г. на долю таких проектов в совокупности пришлось 10 млн. т или 12,4% добытой в Казахстане нефти. Для сравнения, в 2000 г. эта категория добывающих компаний обеспечивала добычу лишь 1,2 млн. т нефти (или всего 3,5% от общих объемов добычи по стране). Данное обстоятельство указывает на то, что с годами число небольших добывающих компаний продолжает расти (в настоящее время насчитывается 70 компаний, которые в 2014 г. вели деятельность по добыче нефти), несмотря на относительно непростые условия для привлечения инвестиций.

¹¹ Месторождения, которые эксплуатировались в советский период, а теперь принадлежат АО НК «КазМунайГаз».

¹² К действующим месторождениям относятся активы АО «Озенмунайгаз», АО «Эмбамунайгаз», ТОО «Амангельды Газ» и ТОО «КазГПЗ».

Географическое распределение объектов добычи

Основной нефтедобывающий регион Казахстана находится на северо-западе страны (Мангышлак и Бузачи в Мангистауской области, а также соседняя Атырауская область), он простирается вдоль восточного побережья Каспийского моря. На долю Мангистауской и Атырауской областей в 2014 г. пришлось 63% от общего объема добычи нефти в стране (Рис. 7.2.5). С геологической точки зрения, месторождения п-ова Мангышлак расположены в Мангышлакском бассейне и являются составной частью более крупной и богатой запасами геологической структуры – Северо-Кавказско-Мангышлакского бассейна (см. выше). При этом месторождения, расположенные немногим севернее, на полуострове Бузачи, являются

западным продолжением совершенно иной геологической структуры – Северо-Устюртского бассейна, – хотя и расположены в Мангистауской области. В то же время, добыча нефти в Атырауской области, Западно-Казахстанской области и Актюбинской области ведется из Северо-Каспийского (прикаспийского) бассейна (Раздел 7.1.2 «Нефтегазоносные бассейны»). На долю Западно-Казахстанской и Актюбинской областей в 2014 г. пришлось порядка 25% от общего объема добытой нефти. Помимо этого, добыча сырой нефти и газоконденсата ведется в Кызылординской, Жамбылской и Восточно-Казахстанской областях (12% от общего объема добычи в 2014 г.).¹³

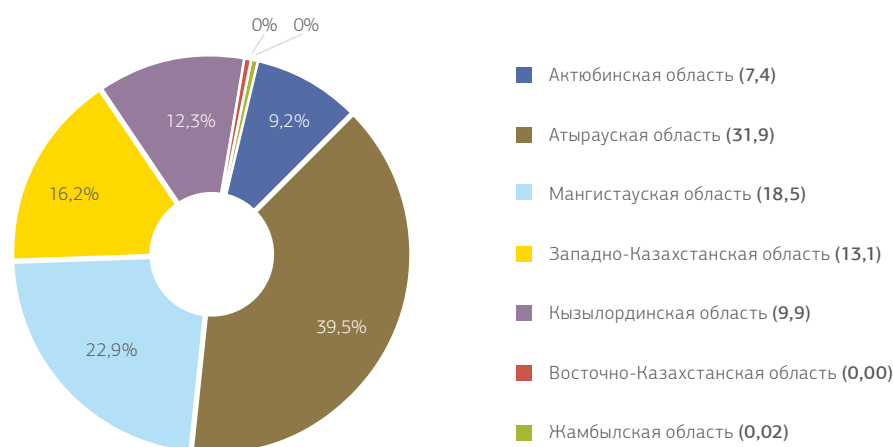


Рис. 7.2.5 Добыча нефти и конденсата в Казахстане в 2014 г. по областям (млн. т)

7.2.3.1. Небольшие добывающие компании как важный источник роста: необходимы изменения в политике

Проводя диверсификацию экспортных маршрутов, Казахстан также стремится диверсифицировать и состав своих инвесторов. В настоящее время в сфере разведки и добычи в Республике Казахстан задействованы инвесторы из множества разных стран, представляющие интересы широкого ряда компаний. Несмотря на это, динамика добычи в Казахстане будет по-прежнему зависеть от трех крупномасштабных проектов и, соответственно, решений, принимаемых небольшой группой инвесторов, вложивших в них средства. В связи с этим перспективы добычи нефти в стране становятся более неопределенными, поскольку рост добычи зависит от планов по расширению и структуры расходов всего лишь нескольких крупных проектов. Для крупных проектов в целом характерны более частые задержки и высокий уровень неопределенности (по сравнению с множеством небольших проектов). Таким образом, структура добычи любого государства менее подтверждена колебаниям, если она

формируется за счет значительного числа небольших проектов, в отличие от нескольких крупных.

Помимо этого, мировой опыт показывает, что небольшие независимые компании играют важную положительную роль в развитии нефтегазовой отрасли любой страны. Они отличаются большей предприимчивостью в ведении деятельности и зачастую рассматривают перспективные участки иначе, что влечет за собой разработку новых месторождений, доступ к которым впоследствии получают более крупные компании. Кроме того, независимые компании ориентированы на более интенсивную разработку небольших месторождений, которые по отдельности могут оказаться несущественными для более крупных компаний, однако в совокупности такие месторождения способны оказывать значительное влияние на объемы добычи по стране.

¹³ Добыча углеводородов в этих областях ведется из других, менее крупных, бассейнов, таких как Тургайский бассейн в Кызылординской области.

В Казахстане действует значительное число небольших добывающих компаний (к данной категории относятся компании с объемом добычи менее 1 млн. т нефти в год [или 20 тыс. барр./сутки]). Суммарная доля таких предприятий в общем объеме добываемой в Казахстане нефти по-прежнему невелика (10 млн. т или 12,4% от совокупного объема добычи в 2014 г.). Тем не менее, в 2000-е годы небольшие компании стали играть более заметную роль в нефтедобывающей отрасли Казахстана, более чем в два раза увеличив свою долю

Решающие факторы успеха

Несмотря на то, что небольшие компании успешно увеличивают объемы добываемой нефти, рецепт успеха у каждого свой, равно как и структура собственников. Некоторые компании полностью принадлежат иностранным инвесторам, другие являются дочерними компаниями-партнерами государственной компании КМГ. Ряд компаний представляют собой совместные предприятия с участием иностранных и местных партнеров. И все же, наряду с хорошими перспективами в области геологоразведки, а также наличием опытного руководящего и кадрового состава, особенно важными представляются четыре фактора успеха небольших нефтедобывающих компаний в Казахстане: доступ к рынкам, близость к транспортным системам, доступ к источникам финансирования, а также наличие надежного и компетентного партнера из числа местных компаний.

Доступ к рынкам дает небольшим компаниям возможность продавать свою нефть и получать прибыль. В течение последних десяти лет экспортные цены были гораздо выше внутренних, и поэтому, по сравнению с реализацией на внутреннем рынке, экспорт нефти обеспечивал более высокую чистую выручку («нэтбэк»), несмотря на более высокие транспортные расходы.

Вместе с тем, в последние несколько лет наблюдалось сближение внутренних и экспортных цен. Цены на сырую нефть на внутреннем рынке (т.е. «цены на устье скважины», по которым добывающие компании продавали нефть) за последние десять лет выросли как в абсолютном выражении, так и в долевым выражении по сравнению с экспортной ценой. В то время как в 2001 г. цена на нефть на внутреннем рынке составляла примерно половину от экспортной (смесь нефти марки Urals – Urals Blend), к 2014 г. средняя цена на внутреннем рынке со-

Налоговые, нормативно-правовые и другие барьеры

Несмотря на относительное увеличение числа компаний и достижение ими определенного успеха, все компании (и в особенности небольшие) все же сталкиваются со значительными сложностями в Казахстане по мере внедрения властями в течение последних десяти лет более строгих требований к ведению коммерческой деятельности. Главным результатом таких преобразований стало усиление роли государства в нефтегазовом секторе за счет увеличения масштабов деятельности, осуществляемой КМГ, и принятия законов, усиливающих контроль со стороны государства над продажей активов и проведением работ по разведке и добыче в целом. Эти нововведения затронули интересы всех нефтедобывающих компаний в Казахстане, но в особенности небольших компаний, приведя к необходимости решения задач, ко-

в общем объеме добычи по стране. В период с 2000 г. по 2014 г. среднегодовые темпы роста добычи вышеуказанных компаний составляли 17,8% (по сравнению с 7% в целом по Казахстану за тот же период). В будущем эти компании имеют возможность (учитывая имеющиеся в их распоряжении запасы) увеличения своей доли в общем объеме добываемой в стране нефти даже без учета открытия новых месторождений в рамках новых проектов.

ставляла порядка 70% от экспортной цены. В результате некоторые небольшие компании могли обеспечить себе прибыль даже без продажи нефти на экспорт.

Близость к транспортным системам. Близость к основным магистральным трубопроводам или железнодорожным погрузочным терминалам имеет решающее значение для снижения транспортных расходов. За последние годы транспортные расходы данной категории добывающих компаний достаточно резко выросли.

Доступ к источникам финансирования. Обеспечение финансирования, что является чрезвычайно важным фактором как для разведочных работ, так и для добычи, с течением времени становится более проблематичным. На раннем этапе постсоветского периода работающие в Казахстане иностранные компании имели сравнительно легкий доступ к рынкам иностранного капитала. Однако в настоящее время, вследствие принятия новых, более жестких, ограничивающих требований к финансированию с 2009 г., организация финансирования превратилась в более сложную задачу, особенно для небольших компаний.

Наличие надежного и компетентного партнера из числа местных компаний. Принимая во внимание определенные административные и нормативно-правовые требования в Казахстане, наличие грамотного партнера, обладающего надлежащими возможностями, является особенно важным фактором. Иными словами, опыт показал, что партнерство с местной компанией, способной решать вопросы, связанные с меняющимися требованиями государственных ведомств, является залогом успеха для работы в Казахстане.

торые можно условно разделить на четыре группы:

- **Рост налоговой нагрузки.** В период с 2000 г. увеличилась общая налоговая нагрузка на нефтедобывающие компании в Казахстане в связи со стремлением государства увеличить доходы от нефтегазовой отрасли, в особенности с ведением нового Налогового кодекса в 2009 г. (Раздел 7.5 «Налогообложение добычи углеводородов»). Так, в 2007-2008 гг. Казахстан ввел экспортную пошлину. В определенный момент, во второй половине 2008 г., экспортная пошлина достигала 140 долл. США/т, даже в период падения цен на нефть на мировом рынке, что вынудило некоторые небольшие нефтедобывающие компании прекратить добычу. Впоследствии пошлина была отменена, но за-

тем введена повторно, хотя и не в таком размере (вначале она была установлена на уровне 20 долл. США/т, а затем повышена до 40 долл. США/т, после чего вновь увеличена до 60 долл. США/т в апреле 2013 г. и до 80 долл. США/т в апреле 2014 г.), вслед за повышением цен на нефть на мировом рынке. При этом в марте 2015 г. экспортная пошлина была снижена до 60 долл. США/т на фоне падения мировых цен на сырую нефть. В итоге, после падения цен на мировом рынке в период глобального экономического спада в 2008-2009 гг. и в 2015 г. и в ответ на претензии добывающих компаний Правительство страны скорректировало экспортную пошлину во избежание сокращения объемов добычи.

Инвесторы столкнулись с неопределенностью в части своих налоговых обязательств, а также с риском пересмотра властями действующих договорных условий и применения новых налогов задним числом. После введения в действие нового Налогового кодекса власти начали пересмотр условий всех договоров о недропользовании, в том числе соглашений о Разделе продукции, стремясь унифицировать заключенные ранее договоры с требованиями вновь принятого Налогового кодекса. В соответствии с Налоговым кодексом, все новые проекты по разработке месторождений углеводородов должны облагаться налогом на добычу полезных ископаемых, на основании объема добычи; помимо этого, дополнительно взимается рентный налог на экспорт, привязанный к ценам на нефть на мировом рынке. Риск от пересмотра условий договоров о недропользовании может сильнее влиять на небольшие компании, которые, как правило, располагают меньшим объемом свободной денежной наличности на ранних (инвестиционных) этапах реализуемых ими проектов и более ограниченными возможностями по преодолению разного рода неопределенностей в сфере налогообложения.

Предполагается, что соглашения о Разделе продукции (СРП), заключенные до 2009 г., останутся в силе (по крайней мере, в отношении проектов, которые считаются сложными с точки зрения геологических условий или стратегически важными). Но СРП, на которые до настоящего времени не распространялось действие вновь принятых законов, все же могут быть аннулированы государством в одностороннем порядке, если они будут признаны «создающими угрозу национальной безопасности» (в соответствии с критериями, которые до сих пор четко не определены). Власти также подвергли сомнению легитимность ряда заключенных ранее СРП на том основании, что они не прошли обязательную проверку налоговыми органами, тогда как такая проверка не являлась обязательной на момент заключения вышеупомянутых соглашений. В 2011 г., например, несколько проектов, осуществляемых в рамках СРП, были прекращены после истечения сроков, установленных для проведения поисково-разведочных работ. Несмотря на то, что все эти шаги были предприняты с целью усиления позиций и защиты интересов Казахстана, они невольно вселили в инвесторов ощущение неопределенности, которое оказывает значительное влияние на принятие решений относительно инвестирования в любой стране.

Помимо этого, нефтегазовые компании, работающие в Казахстане, вносят свой вклад в социальное

и экономическое развитие страны не только за счет уплаты налогов, но и посредством финансирования научно-исследовательских работ (НИОКР), а также образовательных и социальных программ. В соответствии с положениями Закона «О недрах и недропользовании», нефтегазовые компании обязаны инвестировать не менее одного процента от своего годового дохода или одного процента от годовых капиталовложений в обучение местного персонала, а также в проекты исследований и разработок (НИОКР), привлекая при этом местных поставщиков товаров и услуг. В большинство контрактов на недропользование включены статьи, в которых указываются суммы затрат на реализацию местных проектов социально-экономического развития и на развитие инфраструктуры, а также обязательства по привлечению местных ресурсов и обучению персонала.

• **Право собственности и контрактные вопросы.**

В 2005 г. власти Казахстана внесли изменения в законодательство о недропользовании, чтобы гарантировать преимущественное право КМГ на приобретение нефтяных активов и долей участия в основных проектах. В 2007 г. было принято еще две поправки к закону о недрах и недропользовании, которые в более значительной степени отразились на небольших добывающих компаниях, нежели на крупных, и ограничили инвесторов, а именно:

— Закон, принятый в январе 2007 г., требует от недропользователей, чтобы они владели правом недропользования как минимум в течение двух лет до его продажи третьим лицам (за исключением случаев, когда покупателем выступает казахстанская национальная компания). Это было сделано для сокращения спекуляций активами и улучшения перспектив разработки.

— Поправки, принятые в феврале 2007 г., давали возможность государству не допускать компании к участию в тендере, если «предоставление права на разработку месторождения нанесет ущерб национальной безопасности». Несмотря на то, что до настоящего времени Правительство не применяло эту конкретную статью, указанное положение является сдерживающим фактором для потенциальных участников конкурса.

В декабре 2014 г. Казахстан принял очередные поправки к закону о недрах и недропользовании. Если ранее существовала неопределенность в отношении прав на разработку открытых компаниями новых месторождений, то внесенные поправки, по сути, обеспечивают возможность заключения совмещенного контракта одновременно на разведку и добычу. В законе предусматривается ряд возможностей для пересмотра контракта в случае открытия «значительных» залежей с целью обеспечения защиты экономических интересов государства. В соответствии с законом государство также может в одностороннем порядке расторгнуть контракт на разработку стратегически важного месторождения, если действия недропользователя способны привести к ущемлению экономических интересов Республики Казахстан и, таким образом, представлять угрозу национальной безопасности. В Казахстане ведется учет стратегических месторождений, которые подпадают под указанные выше положения. По последним данным, в данный пере-

чень входит более 40 месторождений углеводородов. Месторождение считается стратегически важным, если его запасы превышают 50 млн. тонн нефти или 10 млрд. м³ газа.¹⁴

- **Политика в области окружающей среды.** Действующие в Казахстане требования по утилизации попутного газа демонстрируют намерение властей отдавать предпочтение штрафным санкциям, а не созданию стимулов при разработке политики в сфере экологии. Предусмотренные меры включают весьма строгие требования по утилизации газа, несмотря на то, что местный рынок газа все еще не получил достаточного развития, а закупочные цены на газ остаются весьма низкими. Если говорить о небольших добывающих компаниях, препятствия для эффективного использования и извлечения выгоды из продажи попутного газа зачастую являются существенными с учетом их относительно скромных объемов непромышленного масштаба (по сравнению с объемами попутного газа, добываемого крупными нефтяными компаниями).

Находящаяся в стадии становления нормативно-правовая база, регулирующая выбросы парниковых газов, представляет собой еще один источник растущих расходов нефтяных компаний на охрану окружающей среды в Казахстане (включая некоторые небольшие добывающие компании) по крайней мере, в части потери времени на оформление новых документов в соответствии с установленными требованиями. Например, начиная с января 2013 г. компании, общий объем выбросов которых составляет более 20 тыс. т углекислого газа год, обязаны подавать заявки на получение квот на выбросы на различные периоды до 2020 года (Глава 13).¹⁵

- **Задержки при реализации проектов и вмешательство органов государственной власти.** Нефтяные компании в Казахстане (как крупные, так и небольшие) вынуждены преодолевать дополнительные препятствия, характерные для действующей в стране бюрократической системы управления, включая задержки, вызванные длительным процессом выдачи разрешений и проведением проверок. Затраты

на преодоление подобных препятствий несоизмеримо высоки для небольших нефтедобывающих компаний, учитывая их относительные ограничения в численности персонала и бюджете расходов.

- Деятельность нефтяных компаний регулируется сразу несколькими органами государственной власти, что создает неопределенность и путаницу в части применяемых властями требований, а также проблемы, связанные с дублированием прав и полномочий (Глава 3). Компании должны соблюдать правила, устанавливаемые как Правительством, так и органами управления на местах. В некоторых случаях органы местного самоуправления вправе увеличивать размер штрафов в несколько раз по сравнению с базовыми ставками штрафов, установленными центральным Правительством (в качестве примера можно привести штрафы за сжигание газа на факеле).

Периодическая реорганизация органов государственного управления в Казахстане, как правило, влечет за собой задержки в оформлении соответствующих документов и получении разрешений, необходимых для реализации проектов компаниями. Так, в 2010 г. Министерство энергетики и минеральных ресурсов было реорганизовано в Министерство нефти и газа, что повлекло за собой задержки на всех уровнях соответствующих структур, ответственных за принятие решений, до тех пор, пока не были окончательно распределены и уточнены новые обязанности и полномочия. Аналогичные задержки наблюдались и после августа 2014 г. в связи с объединением многочисленных ведомств в пять профильных министерств и консолидацией Министерства энергетики.

Вместе с тем, власти Казахстана выполнили ряд мер с целью создания нормативно-правовой базы более благоприятной для небольших добывающих компаний (и других сторон). Так, была значительно усовершенствована процедура регистрации компаний. Помимо этого, была введена в действие автоматизированная электронная система, позволяющая контролировать соблюдение компаниями требований по использованию местных ресурсов.

7.2.4. Добыча нефти

7.2.4.1. Официальный прогноз и прогноз IHS

Самый последний прогноз добычи нефти Министерства энергетики (по состоянию на апрель 2015 г.) существен-

но отличается от текущего прогноза IHS при базовом сценарии (опубликован в марте 2015 г.). Министерство

¹⁴ Решение властей Казахстана заключать отдельные контракты на поисково-разведочные работы и разработку месторождений было принято по аналогии с практикой, принятой в Российской Федерации. Положения законодательства Республики Казахстан о месторождениях стратегического значения также повторяют положения закона РФ в редакции 2008 г. об иностранных инвестициях в стратегические отрасли экономики. При этом возможность заключения совмещенного контракта привлекательна для инвесторов, так как в связи с этим снижается степень неопределенности; данная возможность является положительным фактором, который пока отсутствует в России.

¹⁵ Данная система, изначально запланированная к введению в действие в 2013 г., была временно заморожена после того, как она получила отрицательные отзывы со стороны иностранных инвесторов и местного делового сообщества. Инвесторы выразили несогласие с предложенной схемой, мотивировав это тем, что они уже выплачивают различные налоги на выбросы углекислого газа в стране, а также административные штрафы и неустойки. Местные компании, намеренные привлечь иностранные инвестиции, пожаловались на то, что система торговли квотами на выбросы вносит элемент неопределенности в условия для ведения коммерческой деятельности, что затрудняет процесс планирования бюджетов и прогнозирования доходности. Официальные власти пообещали смягчить требования по выбросам и снизить штрафы за несоответствие требованиям при введении новой системы торговли квотами.

прогнозирует, что в 2040 г. совокупный объем добычи сырой нефти составит 91,5 млн. т (1,83 млн. барр./сутки), в то время как по прогнозам IHS на тот же год объем

добычи в стране будет достигать 150,5 млн. т (3,01 млн. барр./сутки), что на 59 млн. т (1,2 млн. барр./сутки) больше (Рис. 7.2.6 и 7.2.7).

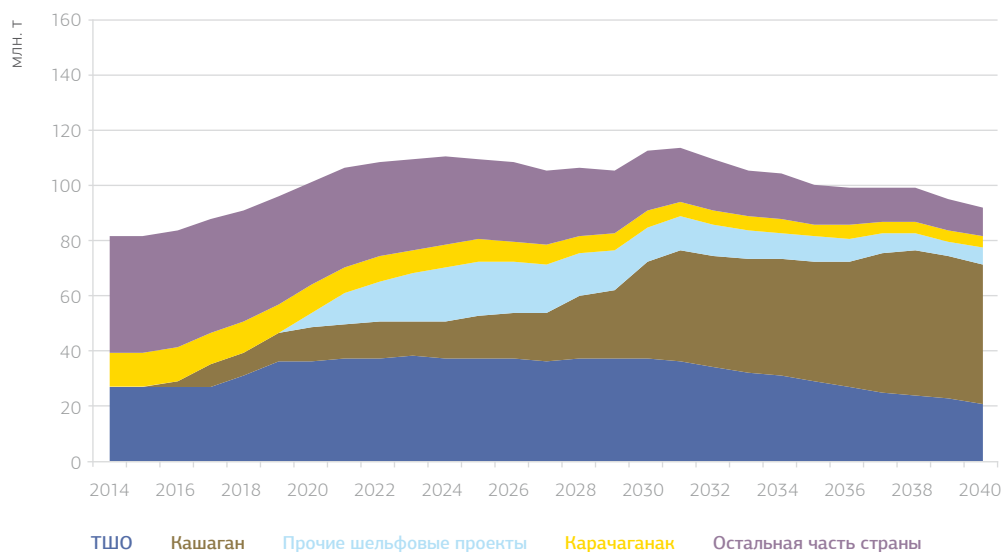


Рис. 7.2.6 Добыча нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз Министерства энергетики, апрель 2015 г.

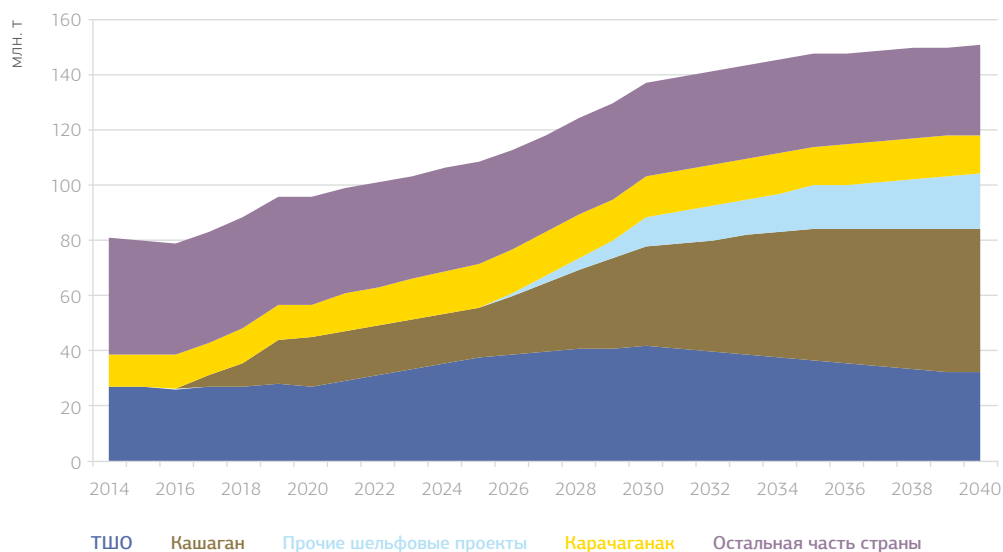


Рис. 7.2.7 Добыча нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз IHS Energy (базовый сценарий), март 2015 г.

Основными различиями в общих предположениях, на которых строились эти прогнозы, являются следующие:

- **Добыча на действующих месторождениях**, согласно прогнозам Министерства, будет стабильно снижаться, причем довольно быстрыми темпами. Например, добыча АО «Мангистаумунайгаз» снизится с прогнозируемых 6,2 млн. т в 2015 г. до 4,7 млн. тонн в 2025 г. и 3,0

млн. т в 2035 г. Соответственно, среднегодовые темпы спада за двадцать лет составят 3,6%. На остальных действующих месторождениях в совокупности предвидится похожая тенденция к снижению. Однако IHS прогнозирует менее резкий спад добычи на действующих месторождениях, исходя из общих тенденций, которые наблюдаются на других зрелых месторождениях мира.¹⁶ Тем не менее, решающее значение в данном

¹⁶ См. Индивидуальный отчет IHS Energy «Поиск новых критических чисел: оценивая тяжесть последствий глобального истощения добычи» [IHS Energy Private Report, Finding the New Critical Numbers: Estimating the Burden of Global Production Attrition] (январь 2012 г.).

случае будет иметь создание для операторов дополнительных стимулов, направленных на то, чтобы они более интенсивно вели извлечение нефти на более старых, зрелых месторождениях – в частности, введение специальных налоговых льгот. В сочетании с возможностью внедрения новых технологий добычи нефти такие стимулы способны помочь продлить жизнь старых месторождений и повысить коэффициент извлечения нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

- **Добыча на месторождении Карачаганак**, согласно прогнозу Министерства, снизится с 12 млн. т в 2015 г. до 7,2 млн. т в 2025 г. и до лишь 4,8 млн. т в 2035 г. (среднегодовые темпы спада составят 4,5%). Такой прогноз основан на предположении, что месторождение не будет расширяться, и, таким образом, объем добычи жидких углеводородов снизится, а газовый фактор вырастет. В то же самое время, IHS прогнозирует, что динамика добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак будет медленными темпами снижаться после 2025 г., но этот спад последует за очередным этапом расширения. С точки зрения IHS, Карачаганак все еще недостаточно выработанное месторождение – оставшиеся извлекаемые запасы жидких углеводородов составляют около 61% от общего объема извлекаемых запасов на месторождении.¹⁷ Однако в настоящее время ясность и определенность в отношении конкретных деталей расширения отсутствует.
- **Добыча на шельфе.** Министерство ожидает, что добыча на «прочих шельфовых месторождениях», а именно на месторождении Жемчужина и Блоке «Н», начнется довольно скоро, уже в 2019 г., после чего, в период до 2025 г., будет происходить достаточно быстрое наращивание объемов добычи, а затем она станет снижаться. С точки зрения IHS, добыча на прочих шельфовых блоках¹⁸ начнется гораздо позже, около 2026 г., а ее наращивание будет идти гораздо медленнее – в 2035 г. объем добычи составит 15,5 млн. т.
- **Кашаган, Этап-2.** Как Министерство энергетики, так и IHS полагают, что второй этап расширения месторождения Кашаган будет согласован.

.....

¹⁷ Данный показатель включает запасы нефти и конденсата.

¹⁸ К категории «прочие шельфовые проекты» относятся три их типа: (1) уже открытые месторождения в пределах контрактного участка «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (например, Каламкас-море, Актоты, Кайран); подвижки в разработке, по крайней мере, одного из этой группы прочих шельфовых месторождений уже начались, однако ее время и темпы, безусловно, будут в значительной степени зависеть от продвижения более масштабных вопросов по проекту Кашаган, таких как продление соглашения о Разделе продукции; (2) совместные (50:50) российско-казахстанские шельфовые проекты (например, месторождения Центральное и Курмангазы); а также (3) прочие проекты, включающие перспективные шельфовые блоки, которые обычно реализуются как СП между КМГ и международными инвесторами (например, Нурсултан, Абай, Сатпаев, Исатай).

¹⁹ См. Специальный отчет IHS Energy, «Будущее глобальных поставок нефти: Составляющие элементы» [IHS Energy Special Report, The Future of Global Oil Supply: Understanding the Building Blocks] (ноябрь 2009 г.); Индивидуальный отчет IHS Energy «Перевести дыхание – часть 2: мощность до 2030 г. – составляющие элементы», [IHS Energy Private Report, Pausing for Breath Part 2: Understanding the Building Blocks of Capacity Through 2030] (ноябрь 2009 г.); Краткий обзор решений в энергетике IHS Energy, «Краеугольные камни поставок: достижение баланса с видом на будущее» [IHS Energy Decision Brief, Pillars of Supply – A Balancing Act for the Future] (июнь 2008 г.); Индивидуальный отчет IHS Energy «Перспективы добычи нефти в России: возможно ли сохранить текущий быстрый рост и на сколько?», [IHS Energy Private Report, Russian Oil Production Outlook Can the Recent Rapid Rise Be Sustained, and for How Long?] (февраль 2005 г.).

²⁰ Прогноз IHS по добыче нефти, помимо прочего, находится в соответствии с долгосрочным прогнозом IHS по ценам на сырую нефть, согласно которому мировые цены в долгосрочной перспективе снова вырастут и в среднем составят около 105 (долл. США/барр.).

- **ТШО.** Согласно прогнозу Министерства, объем добычи ТШО достигнет своего пика уже в 2021 г., составив 37,8 млн. т, после чего с 2026 г. по 2031 г. включительно будет оставаться примерно на одном уровне (около 36,8 млн. т), а затем начнется довольно быстрый спад – до 29 млн. т в 2035 г. Базовый сценарий IHS предполагает рост добычи ТШО только после 2021 г., с запуском проекта будущего расширения (ПБР), и выход на максимум (42 млн. т) в 2030 г., после чего прогнозируется медленное снижение до 36 млн. т в 2035 г.

- **Добыча на пока не открытых месторождениях.** Базовый сценарий IHS также предусматривает такую категорию, как будущая добыча на «пока не открытых месторождениях», т.е. на новых месторождениях, которые могут быть открыты в результате разведочных работ. Это типичный элемент долгосрочных прогнозов добычи нефти.¹⁹ Помимо этого, прогноз IHS включает в себя объемы добычи от разработки новых месторождений/запасов, которые, как ожидается, будут открыты существующими держателями контрактов в более долгосрочной перспективе. В отличие от этого, прогноз Министерства включает только объемы добычи существующих компаний на разрабатываемых или известных месторождениях.

Подводя итог всему вышесказанному, показатели IHS согласно базовому сценарию на 2040 г. выше, так как прогноз предполагает более поздний запуск некоторых проектов, более сглаженный спад добычи на зрелых месторождениях (или на месторождениях, близких к стадии зрелости), а также будущую добычу на «пока не открытых месторождениях» в результате оживления деятельности по разведке и открытия месторождений существующими держателями контрактов. В основе прогноза Министерства лежит более консервативный подход, в то время как прогноз IHS исходит из предположения о том, что предоставленные в настоящем Докладе рекомендации найдут свою реализацию в политических мерах.²⁰

7.2.4.2. Перспективы добычи нефти в Казахстане по прогнозу IHS

Недавнее резкое снижение цен на сырую нефть на мировом рынке и продолжающиеся задержки с разработкой месторождения Кашаган, безусловно, снизили общие прогнозные показатели добычи нефти в Казахстане. Однако перспективы в области разведки и добычи, несмотря на наличие определенных проблем, остаются достаточно обнадеживающими. Казахстан по-прежнему располагает значительными запасами, однако для более эффективного стимулирования проведения разведочных работ и привлечения инвестиций добывающих компаний (особенно малых и средних), а также расширения масштабов их деятельности в Казахстане, необходимо пересмотреть существующую политику.

Как ожидается, в период до 2035 г. объемы добычи нефти в Казахстане значительно увеличатся в рамках базового сценария, пусть и не настолько, насколько предполагалось ранее, учитывая задержки с разработкой Кашаганского месторождения. Фактически, ожидается, что общий рост объемов добычи нефти в СНГ с настоящего момента и до 2040 г. будет в значительной степени обеспечиваться за счет Казахстана. В рамках базового сценария прогнозируется рост объемов добычи нефти в Казахстане с 80,8 млн. т (1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г. до 95,4 млн. т (2,0 млн. барр./сутки) в 2020 г., а затем до 147,2 млн. т (3,12 млн. барр./сутки) в 2035 г. и до 150,5 млн. т (3,2 млн. барр./сутки) в 2040 г. Таким образом, средние темпы роста в прогнозный период (2015-2040 гг.) составят 2,4% в год (Рис. 7.2.8).

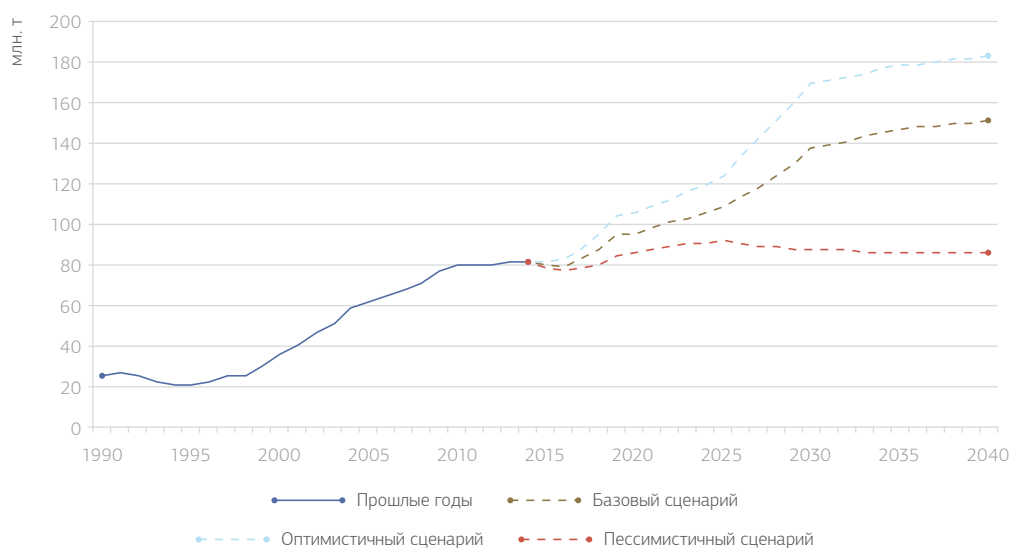


Рис. 7.2.8 Обзор и прогноз добычи нефти в Казахстане: разные сценарии

Как отмечалось выше, основными источниками роста объемов добычи в целом по Казахстану будут три крупных месторождения: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган (Рис. 7.2.9). Срок действия контрактов по этим проектам истекает в 2033 г., 2037 г. и 2041 г., соответственно. В этой связи, чтобы реализовать долгосрочный потенциал добычи в рамках этих проектов, стратегия должна предусматривать меры, способствующие дальнейшему инвестированию и эффективной работе. Такими мерами может стать продление контрактов для обеспечения достаточного периода окупаемости или внесение в иных поправок в контракты.

Помимо вышеуказанных трех крупных проектов, вклад в дальнейшее развитие нефтяной отрасли Казахстана будут вносить и несколько менее крупных проектов, хотя их роль будет менее заметной. Общий прогноз составляется на основании развития восьми основных групп добывающих компаний, которые либо сами реализуют крупные проекты, либо сгруппированы по месторасположению, качеству нефти или виду деятельности. Соответствующая информация более подробно представлена ниже.

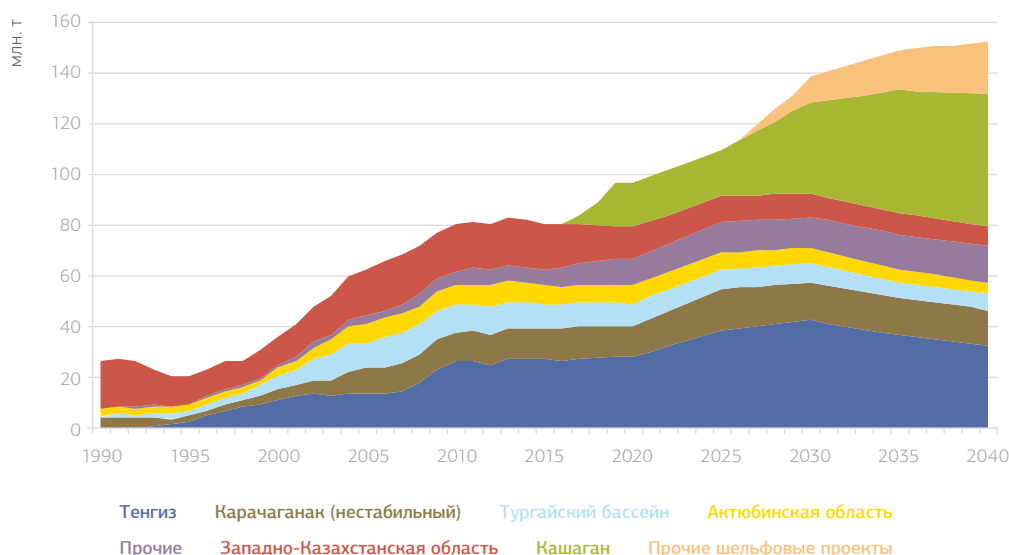


Рис. 7.2.9 Обзор и прогноз добычи нефти в Казахстане: базовый сценарий

Добыча нефти в Казахстане по прогнозам IHS Energy: три сценария

Крупные проекты, реализацию которых в Казахстане осуществляют международные компании, пользуются возможностями компании IHS Energy, имеющей доступ к достоверным сведениям о вероятностных прогнозах добычи нефти, полученным от информированных источников, близких к этим проектам. Разумеется, такие прогнозы добычи носят весьма неопределенный характер, но это связано с неопределенностью самого процесса разработки месторождений, нежели с трудностями доступа к информации.

Прогнозы добычи нефти государственными компаниями являются еще менее определенными. Они основаны на официальных прогнозах, если такие прогнозы имеются в наличии, которые обрабатываются с учетом собственного мнения IHS Energy, определяя, отражают ли они истинное положение дел, принимая во внимание геологический потенциал, наличие капитала и иные факторы, такие как логистика и политика. Что касается добычи нефти, в нашем базовом сценарии IHS Energy попыталась приблизить так называемый прогноз «P50»: фактические результаты имеют равную вероятность оказаться выше или ниже прогнозных показателей базового сценария. В оптимистичном сценарии цифры выражают приблизительно прогноз «P90»: вероятность того, что фактические результаты окажутся ниже прогнозируемых показателей, составляет 90%. Аналогично, пессимистичный сценарий выражает приблизительно прогноз «P10»: вероятность того, что фактические результаты окажутся ниже прогнозируемых показателей, составляет лишь 10%. Вышеуказанные уровни вероятности предназначены исключительно для того, чтобы дать ориентировочную информацию для интерпретации прогнозов добычи.

Основываясь на имеющемся опыте, можно сказать, что получившие широкое освещение планы разработки месторождений в относительно новых, «первопроходческих» регионах, таких как Северо-Каспийский бассейн, как правило, оптимистичны в отношении сроков – часто наблюдается отставание от графика из-за ограничений инфраструктуры, а также из-за имеющихся разногласий, которые тормозят принятие решений. Помимо этого, показатели суммарных объемов добычи в таких планах разработки месторождений зачастую оказываются заниженными по сравнению с реальными. По-видимому, это вызвано естественной склонностью к осторожной первоначальной оценке продуктивности скважины и максимальных извлекаемых в итоге запасов. Мы с самого начала учли эти тенденции при составлении прогнозов.

Согласно базовому сценарию, существующие проекты разработки месторождений в Казахстане идут, в целом, по плану, однако не полностью: ряд ограничений и сложностей приводит к возникновению небольших, но значимых задержек и, соответственно, к более низким объемам добычи в определенные годы по сравнению с заявленными в настоящее время. В соответствии с базовым сценарием, совокупный объем добычи сырой нефти в Казахстане вырастет с 80,8 млн. т (млн. т) (1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г. до 95,4 млн. т (2,0 млн. барр./сутки) в 2020 г. и достигнет 150,5 млн. т (3,2 млн. барр./сутки) в 2040 г.; среднегодовые темпы роста в период с 2015 г. по 2040 г. составят 2,4% (Рис. 7.2.9).

Согласно оптимистичному сценарию, разработка месторождений будет протекать более плавно, без значительных задержек, и нефтедобывающие компании превьсят их предусмотренную в настоящее время «предполагаемую» динамику добычи в результате более высокой продуктивности, чем ожидалось изначально. При таком сценарии совокупный объем добычи в Казахстане вырастет еще более существенно, с 80,8 млн. т (1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г. до 105,3 млн. т (2,2 млн. барр./сутки) в 2020 г., и в 2040 г. достигнет 183,0 млн. т (3,9 млн. барр./сутки); среднегодовые темпы роста за весь прогнозируемый период (с 2015 г. по 2040 г.) составят 3,1% (Рис. 7.2.10).

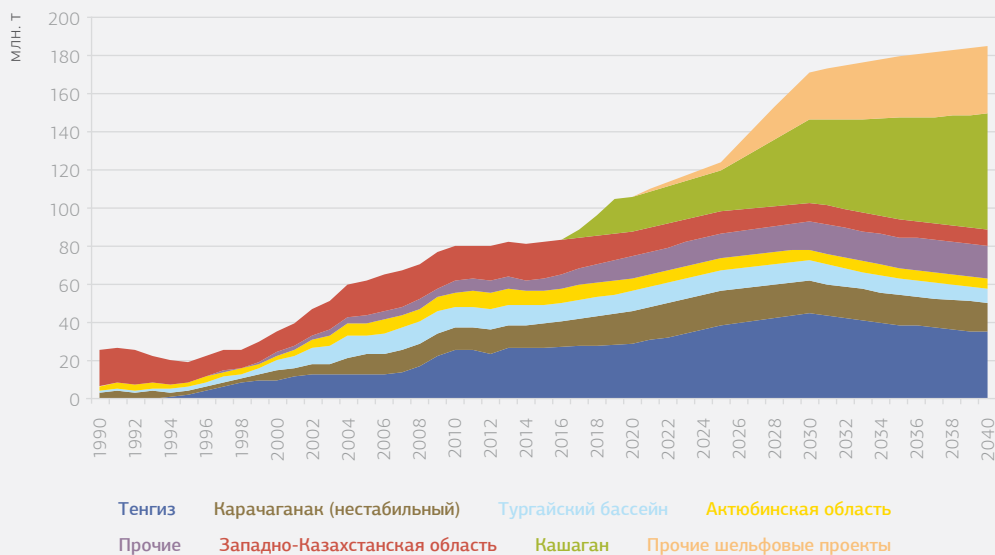


Рис. 7.2.10 Обзор и прогноз добычи нефти в Казахстане: оптимистичный сценарий

Согласно пессимистичному сценарию, развитие идет медленнее, чем при базовом сценарии, ввиду более существенных задержек. Предполагается, что общий объем добычи в Казахстане будет оставаться примерно на одном уровне на протяжении большей части прогнозируемого периода. При этом в течение всего прогнозируемого периода ожидается более низкий уровень объема добычи. В соответствии с данным сценарием, региональный объем добычи нефти в Казахстане вырастет максимум до 92,3 млн. т (1,95 млн. барр./сутки) в 2025 г., а затем будет сокращаться и в 2040 г. понизится до 86,0 млн. т (1,8 млн. барр./сутки) (Рис. 7.2.11). Среднегодовые темпы роста в период с 2015 г. по 2040 г. составят лишь 0,2%. Хотя все составляющие трех сценариев разведки и добычи, в принципе различаются, ключевое отличие пессимистичного сценария в том, что он не предполагает согласования второго этапа освоения месторождения Кашаган.

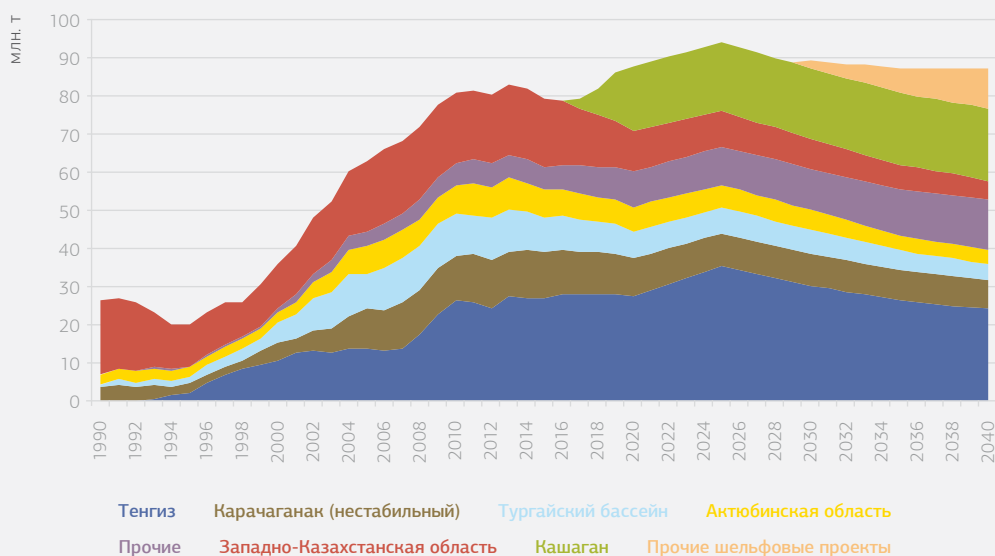


Рис. 7.2.11 Обзор и прогноз добычи нефти в Казахстане: пессимистичный сценарий

Следует отметить серьезный фактор неопределенности в отношении прогнозов для Казахстана: потенциальный вклад добычи с месторождений, в основном морских, которые в настоящее время не разрабатываются или не были открыты. IHS Energy в своем прогнозе представила консервативные (но при этом не чрезмерно пессимистичные) предположения о вкладе в потенциальные объемы добычи с таких месторождений в период до 2040 г. В целях общего планирования не представляется целесообразным принимать в качестве предположения слишком большие объемы добычи на неразрабатываемых или неоткрытых (и, соответственно, несущих высокую степень неопределенности) месторождениях. Тем не менее, к 2040 г. показатели упомянутого выше консервативно-оптимистичного сценария все же обгонят базовый сценарий, предполагающий значительный успех разведки морских месторождений. Открытие и относительно быстрая разработка нескольких достаточно крупных месторождений на Каспийском шельфе может привести к тому, что к 2040 г. даже показатели оптимистичного сценария окажутся низкими.

Месторождение Тенгиз

За счет реализации в середине 2008 г. проекта завода второго поколения и обратной закачки газа ТОО «Тенгизшевройл» («ТШО») практически удвоило объемы добычи на месторождении Тенгиз. Годовой объем добычи увеличился с 17,3 млн. т (376 тыс. барр./сутки) в 2008 г. до 25,9 млн. т (564 тыс. барр./сутки) в 2010 г. В 2011 г. и 2012 г. объемы добычи несколько снизились (в связи с проведением техобслуживания), упав до отметки 24,2 млн. т (527 тыс. барр./сутки). Однако в 2013 г. вновь был зафиксирован рост до 27,1 млн. т (590 тыс. барр./сутки). В 2014 г. объем добычи ТШО составил 26,7 млн. т (582 тыс. барр./сутки) (Рис. 7.2.9).

Согласно базовому сценарию, ожидается, что в течение ближайших нескольких лет объемы добычи будут оставаться на относительно одинаковом, ровном, уровне, а некоторые их изменения будут связаны с проведением плановых ремонтов и техобслуживания. Возобновление роста добычи ожидается в 2021 г. Это будет связано с новым этапом наращивания производственных мощностей – Проектом будущего расширения (ПБР) – который предусматривает строительство третьего НПЗ на территории месторождения Тенгиз и увеличение общих объемов добычи (производительности) на месторождении на 12 млн. т в год (260 тыс. барр./сутки). После тщательного изучения проект расширения был окончательно утвержден полномочным государственным органом в начале октября 2013 г. Министр энергетики РК подтвердил, что власти дали «принципиальное» согласие на реализацию проекта в октябре 2014 г. Однако на данный момент стоимость проекта повысилась до 40 млрд. долл. США по сравнению с 23 млрд. долл. США, предусмотренными первоначально-

ной сметой, которая была представлена на согласование год назад. Власти начали переговоры с ТШО с целью сократить совокупные расходы по проекту. С учетом того, что принятие окончательного инвестиционного решения по ПБР ожидается в 2015 г., первая нефть от этого проекта расширения ожидается только после 2021 г.

В рамках базового сценария, прогнозируется рост объемов добычи ТШО с 27,5 млн. т (599 тыс. барр./сутки) в 2020 г. до 37,9 млн. т (825 тыс. барр./сутки) в 2025 г.; пик добычи на уровне 42,0 млн. т (915 тыс. барр./сутки) будет достигнут в 2030 г., после чего начнется постепенное снижение до 32 млн. т (697 тыс. барр./сутки) в течение следующих десяти лет (в данный период также предполагается некоторая реконструкция по расширению мощностей). Оптимистичный сценарий предусматривает более высокий пик добычи ТШО на уровне 45,0 млн. т или 980 тыс. барр./сутки в 2030 г., за которым последует снижение объемов в течение последующих десяти лет до 35 млн. т (762 тыс. барр./сутки) в 2040 г. В соответствии с альтернативным, пессимистичным, сценарием ожидается, что реализация Проекта будущего расширения и других проектов оптимизации даст всего лишь небольшое увеличение объемов добычи, и, в связи с этим, пик добычи ТШО ожидается на уровне лишь 35,0 млн. т (762 тыс. барр./сутки) в 2025 г., а затем последует спад до 24,0 млн. т (523 тыс. барр./сутки) в 2040 г. После достижения пика ожидается постепенное снижение объемов добычи ТШО, а не резкое падение. С экономической точки зрения, целесообразнее всего максимизировать имеющийся потенциал добычи как можно скорее после освоения капитальных вложений в месторождение.

Карачаганак

Начиная с 2007 г., на месторождении Карачаганак, в целом, сохраняются устойчивые годовые темпы добычи в диапазоне от 11,4 млн. т (260 тыс. барр./сутки) до 12,2 млн. т (279 тыс. барр./сутки). Объем валовой добычи в 2014 г. составил 12,2 млн. т (279 тыс. барр./сутки). Четвертая технологическая линия стабилизации (в рамках второго этапа расширения мощностей проекта), запущенная в 2010 г., позволила увеличить объемы экспортируемых на международные рынки жидких углеводородов в рамках проекта до 10,3 млн. т (234 тыс. барр./сутки). Несколько лет назад партнеры по данному проекту приняли решение отложить начало третьего этапа, который изначально планировалось завершить до конца 2012 г. После вступления в проект КМГ (в результате приобретения 10% доли участия в июне

2012 г.) была начата разработка новой концепции третьего этапа. Необходимо отметить, что в процессе стабилизации на территории месторождения (или на газоперерабатывающем заводе в Оренбурге [Россия]) конденсат с Карачаганак теряет примерно 18%-19% извлекаемого объема. Это существенно сокращает объем жидких углеводородов, поставляемых по трубопроводной и иным экспортным системам (более подробная информация представлена в Разделе «Взаимодействие между Карачаганак и газоперерабатывающим заводом в Оренбурге»). Процесс стабилизации является важным этапом подготовки конденсата к транспортировке по трубопроводам.

Кашаган

Возобновление добычи на шельфовом месторождении Кашаган в акватории Каспийского моря, прогнозируемое на конец 2016 г. – начало 2017 г. – еще один фактор, свидетельствующий о будущем увеличении объемов добычи нефти в Казахстане. Кашаган – одно из 10 крупнейших нефтяных месторождений, которые были открыты в мире за последние годы, и его разработка является одним из самых крупных проектов мира по капиталовложениям и масштабам. Предполагается, что это месторождение станет основным источником роста нефтедобычи в течение ближайших двух десятилетий не только в Казахстане, но также и в СНГ, и во всем мире. Первая нефть на Кашагане была добыта в сентябре 2013 г. По заявлению компаний, ведущих разработку месторождения, промышленная добыча стартовала в начале октября 2013 г. Однако вскоре после этого месторождение было закрыто из-за утечек в трубопроводной системе. В результате проведенного расследования было установлено, что утечки стали следствием растрескивания трубопровода под действием напряжений в сульфидсодержащей среде. Ввиду масштабной коррозии консорциум в настоящее время производит замену нефтепровода и газопровода на участке между месторождением и перерабатывающим заводом «Болашак» на суше общей протяженностью около 190 км.

В феврале 2015 г. Консорциум НКОК подписал с совместным предприятием, возглавляемым компанией Saipem, договор на сумму 1,8 млрд. долл. США на проектирование и прокладку двух трубопроводов протяженностью 96 км. Завершение этих работ намечено на декабрь 2016 г., однако маловероятно, что Кашаган вновь начнет функционировать в середине зимы; по всей видимости, добыча начнется уже весной, как только растает лед. Таким образом, согласно базовому сценарию, добыча на месторождении Кашаган возобновится в первой половине 2017 г. с наращиванием объемов до планового уровня первого этапа (17,2–17,6 млн. т в год или 365–370 тыс. барр./сутки) к 2020–2021 гг. (Рис. 7.2.12). Разработка месторождения Кашаган предусматривает обратную закачку больших объемов попутного газа с высоким содержанием серы для поддержания пластового давления и максимального увеличения добычи жидких углеводородов. (Информация о важности и преимуществе обратной закачки газа представлена в текстовой вставке об обратной закачке газа в Разделе 7.3.).

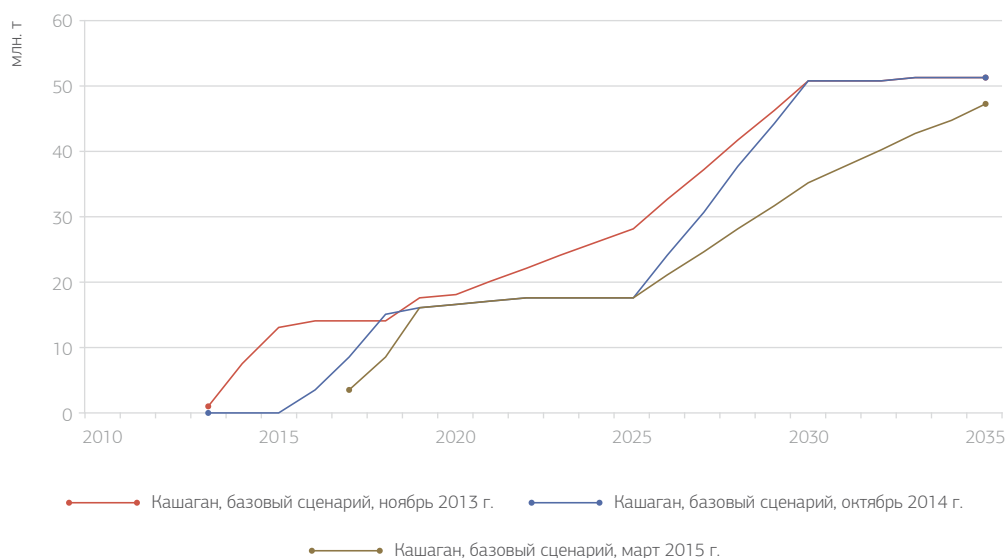


Рис. 7.2.12 Обзор и прогноз добычи на месторождении Кашаган: изменение ожиданий

Рост объемов добычи нефти в Казахстане в долгосрочной перспективе будет главным образом зависеть от реализации второго этапа проекта (предусматривающего увеличение объемов добычи на месторождении до более 1 млн. барр./сутки или 47 млн. т в год). Этап-2 еще не согласован, и, вполне понятно, что решение по данному вопросу, каким бы оно ни было, будет принято только после возобновления и стабилизации добычи в рамках Этапа-1. Экономический анализ проекта разработки месторождения Кашаган, объем капиталовложений только на первом этапе которого составляет около 50 млрд. долл. США, показывает, что при мировых ценах на нефть, прогнозируемых в рамках базового сценария IHS Energy, рентабельность проекта в долгосрочной пер-

спективе окажется положительной для консорциума, но, тем не менее, довольно низкой. В этой связи существует серьезный риск того, что решение о реализации второго этапа может так и не быть принято. Тем не менее, после начала добычи в рамках первого этапа представляется возможным достижение некоего компромисса по второму этапу, в результате чего реализация проекта будет продолжена. Этому способствует значимость проекта в целом как для Казахстана, так и для участвующих в нем компаний. Ключевыми элементами такого компромисса, по всей вероятности, могли бы стать продление СРП, с тем чтобы предоставить компаниям больше времени для возмещения дополнительных затрат, а также, возможно, определенные финансовые компромиссы.

В рамках базового сценария IHS, начало добычи на втором этапе ожидается после 2025 г. Таким образом, объем добычи на месторождении Кашаган в 2030 г. составит 35,8 млн. т (760 тыс. барр./сутки), в 2035 г. – 48,0 млн. т (1,019 млн. барр./сутки), а в 2040 г. объем добычи достигнет 52 млн. т (1,1 млн. барр./сутки). Если Этап-2 так и не будет утвержден (пессимистичный сценарий), то объемы добычи на Кашаганском месторо-

ждении составят лишь 17,5 млн. т (372 тыс. барр./сутки) в 2025 г. и способны вырасти лишь до 18,5 млн. т (393 тыс. барр./сутки) за счет некоторого расширения мощностей. Оптимистичный сценарий предусматривает более быструю реализацию Этапа-2 при объемах добычи на уровне 42,5 млн. т (0,9 млн. барр./сутки) в 2030 г. и 60,2 млн. т (1,28 млн. барр./сутки) в 2040 г.

Добывающие компании Тургайского бассейна

Тургайский бассейн – крупная нефтеносная территория в Кызылординской области на юге центральной части Казахстана. Бассейн включает около шести открытых крупных месторождений (крупнейшее из них – Кумкольское) и несколько перспективных участков. Как правило, сырая нефть из Тургайского бассейна отличается высоким качеством с точки зрения плотности и содержания серы, однако обладает относительно высоким содержанием парафина. К данной категории относятся и жидкие углеводороды, добываемые на газовом месторождении Амангельды на юге Казахстана (Жамбылская область), ввиду его географического положения. В этой категории действуют 13 добывающих компаний региона (плюс Амангельды). Крупнейшими из них являются:

- АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (в настоящее время – дочерняя компания государственной корпорации China National Petroleum Corporation [CNPC], находящаяся в совместной с КМГ собственности после приобретения осенью 2005 г. компании, зарегистрированной в Канаде, и ранее известной под наименованием Hurricane Hydrocarbons)
- АО «Тургай-Петролеум» (совместное предприятие «ПетроКазахстан» и крупнейшей российской нефтедобывающей компании ОАО «Лукойл»)
- ТОО СП «Казгермунай» (в настоящее время – совместное предприятие «ПетроКазахстан» и КМГ с равными долями участия)

- АО «СНПС – Ай Дан Мунай» (принадлежит CNPC)
- Небольшие независимые компании из Казахстана (ТОО СП «Куатамлонмунай», ТОО «Саутс Ойл», АО «Нефтяная компания «КОР» и ТОО «Кумколь Транс Сервис»)

В последние десять лет добыча в Тургайском бассейне отличалась непостоянными объемами. В 2005 г. произошло сокращение объемов добычи вследствие производственной необходимости, вызванной вступлением в силу нового закона, который вводил ограничения на сжигание попутного газа на факеле, а также правового спора между АО «ПетроКазахстан» и одним из его партнеров по совместным предприятиям – ОАО «Лукойл». Однако эти моменты, судя по всему, были урегулированы после того, как в 2005 г. CNPC приобрела «ПетроКазахстан». Объемы добычи в регионе были восстановлены до 10,9 млн. т (230 тыс. барр./сутки) в 2012 г. с последующим небольшим уменьшением до 10,6 млн. т (224 тыс. барр./сутки) в 2013 г. и 9,9 млн. т (209 тыс. барр./сутки) в 2014 г. Согласно базовому сценарию, который предусматривает умеренно пессимистические прогнозы по геологическим запасам, падение объемов добычи в Тургайском бассейне, начавшееся в 2013 г., хоть и медленными темпами, но будет продолжаться, и к 2040 г. объемы добычи сократятся до 6,0 млн. т (127 тыс. барр./сутки).

Добывающие компании Актыубинской области

Традиционно нефтедобыча в Актыубинской области велась силами одной единственной компании – АО «СНПС-Актобемунайгаз» (месторождения Кенкияк и Жанажол). CNPC является владельцем вышеназванной компании и руководит ей уже почти двадцать лет. Капиталовложения и деятельность по разработке месторождений со стороны CNPC позволили увеличить объемы добычи более чем в два раза с минимума, зафиксированного в 1999 г. Еще одна добывающая компания – ТОО «Казахойл-Актобе» – вышла на рынок данного региона в 2002 г., другие – в течение последних нескольких лет. Всего по состоянию на 2014 г. здесь насчитывалось 17 добывающих компаний. ТОО «Казахойл-Актобе» – совместное предприятие КМГ и международной независимой компании Nelson Resources. Однако, в конце

2005 г. Nelson Resources была приобретена ОАО «Лукойл». В 2006-2008 гг. объемы добычи в Актыубинской области снизились, за чем последовал незначительный рост в 2009 г. и более существенное повышение в период с 2010 г. по 2013 г. Однако в 2014 г. объемы добычи сократились на 11% и составили 7,4 млн. т (156 тыс. барр./сутки).

Базовый сценарий предполагает некоторое сокращение объемов добычи в Актыубинской области по отношению к показателю, зафиксированному в 2014 г., которое, однако, будет идти медленными темпами. К 2035 г. объемы добычи в данном регионе сократятся до 5 млн. т (105 тыс. барр./сутки), а к 2040 г. – до 4,5 млн. т (95 тыс. барр./сутки).

Традиционные добывающие компании на западе Казахстана

Добыча на западе Казахстана (не путать с Западно-Казахстанской областью) традиционно ведется пятью компаниями: наследниками советских нефтедобыва-

ющих компаний – АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз», а также Бузачи Оперейтинг Лтд. (ранее принадлежала Техасо, затем была

приобретена Шеврон, а в настоящее время является совместной собственностью CNPC и ОАО «Лукойл» [в результате приобретения компании Nelson Resources]) и АО «Наражанбасмунай». Вышеназванные компании отнесены к одной группе ввиду их местоположения (все они ведут деятельность в Мангистауской области, кроме АО «Эмбаунайгаз»), добычи нефти сопоставимого качества (как правило, это тяжелая нефть Мангышлак или Бузачи) и общей динамики добычи (добыча на зрелых место-

рождениях). В рамках базового сценария, объемы добычи данной группы продолжают общую тенденцию к сокращению, начало которой было положено в 2006-2007 гг. (с небольшим восстановлением в 2012-2013 гг.). В 2035 г., как ожидается, они сократятся с 18,6 млн. т (354 тыс. барр./сутки) по состоянию на 2014 г. до 8,2 млн. т (156 тыс. барр./сутки), а к 2040 г. – до 7,0 млн. т (133 тыс. барр./сутки).

Прочие добывающие компании (небольшие добывающие компании и совместные предприятия)

К категории «Прочие добывающие компании» относятся все компании, ведущие добычу на месторождениях на суше (кроме указанных выше). Главным образом, это проекты, которые ведут небольшие совместные предприятия и другие международные независимые компании. Преимущественно, они располагаются на западе Казахстана (в основном, в Атырауской и Мангистауской областях). К этим компаниям, в частности, относятся ТОО «Сазанкурак», ТОО «Емир-Ойл» и ТОО СП «Арман». В 2012-2014 гг. объемы добычи, обеспечиваемые вышеуказанными компаниями, несколько сократились, однако в будущем, согласно базовому сценарию, ожидается со-

хранение устойчивых темпов умеренного роста с увеличением с 6,0 млн. т (115 тыс. барр./сутки) в 2014 г. до 13,5 млн. т (259 тыс. барр./сутки) в 2035 г. и 14,8 млн. т (284 тыс. барр./сутки) в 2040 г. Данный прогноз во многом основан на относительно консервативной оценке запасов и потенциала роста объемов добычи для вышеназванных разнотипных компаний. Возможности данной категории компаний по увеличению объемов добычи отчасти зависят от принимаемых политических решений, которые способны стимулировать рост добычи силами небольших компаний.

Другие компании, осуществляющие добычу на шельфе (кроме месторождения Кашаган)

Данная категория состоит из всех компаний, ведущих добычу на шельфе за исключением месторождения Кашаган. Принадлежащие Казахстану площади на море представляют, скорее всего, наибольшие возможности для открытия новых месторождений со значительными запасами нефти. Поскольку добыча на месторождениях данного типа будет во многом зависеть от геологических факторов и предоставляемых инвесторам условий, однозначно спрогнозировать будущие тенденции достаточно сложно. Однако IHS Energy, оставив в сторо-

не наиболее радикальные варианты развития событий, спрогнозировала три представленных ниже сценария разработки новых месторождений на шельфе Казахстана. Эти три сценария не отличаются большим разбросом цифр. Общий прогноз предусматривает достаточно высокий коэффициент результативности при проведении поисково-разведочных работ, но при этом предполагает, что не произойдет открытия месторождений, сопоставимых с месторождением Кашаган (Рис. 7.2.13).

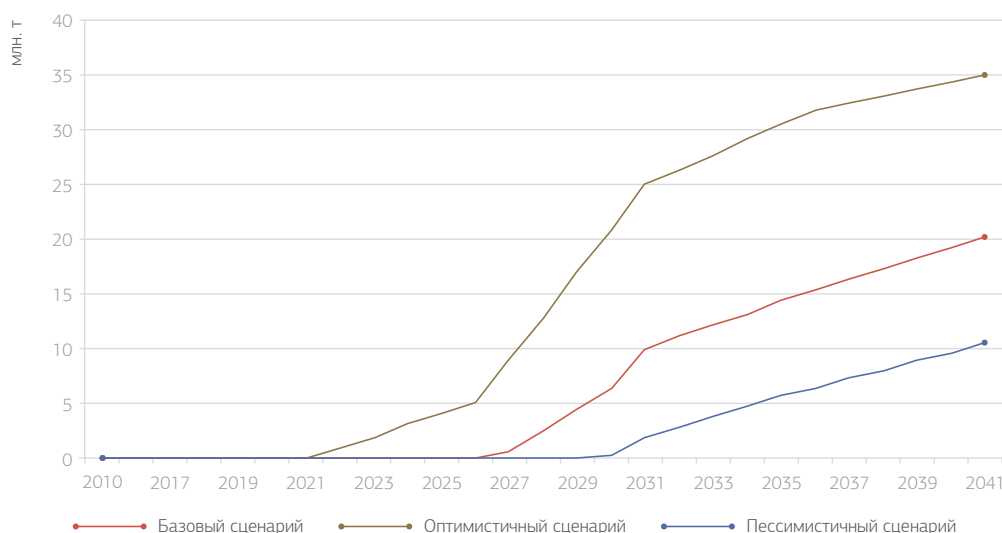


Рис. 7.2.13 Прогноз объемов добычи с шельфовых месторождений в Казахстане (не включая Кашаган): разные сценарии

В категорию «Прочие компании, осуществляющие добычу на шельфе» входят три типа шельфовых проектов:

- Уже открытые месторождения на контрактной территории Северо-Каспийского проекта (например, Каламкас-море, Актоте, Кайран); уже проводятся мероприятия, необходимые для начала разработки хотя бы одного из этих месторождений, относящихся к категории «Прочие шельфовые месторождения», однако сроки и темпы будут в существенной степени зависеть от решения более серьезных вопросов по месторождению Кашаган, таких как продление соглашения о Разделе продукции.
- Совместные (50/50) шельфовые проекты России и Казахстана (например, Центральное, Курмангазы).
- Прочие проекты на перспективных шельфовых участках, обычно реализуются СП, в которые входят КМГ и международные инвесторы (например, Нурсултан, Абай, Сатпаев, Исатай).

Согласно самому оптимистичному сценарию, добыча как минимум на одном новом месторождении на шельфе в акватории РК начнется примерно через пять-шесть лет после ввода в эксплуатацию месторождения Кашаган, т.е. в 2021 г. (оптимистичный прогноз), хотя несколько раньше может быть начата добыча нефти на двух месторождениях в России, в рамках так называемых проектов

50/50 в равных долях (где 50% добытой нефти будет принадлежать Казахстану). Таким образом, при оптимистичном сценарии (включая нефть из России в рамках проектов 50/50), добыча будет начата в 2021 г. с выходом на уровень в 5 млн. т (106 тыс. барр./сутки) к 2025 г., 32 млн. т (679 тыс. барр./сутки) к 2035 г. и 35 млн. т (743 тыс. барр./сутки) к 2040 г.

В рамках же наиболее вероятного базового сценария прогнозируется, что добыча на вышеуказанных шельфовых месторождениях начнется не ранее 2025 г. (включая проекты с распределением долевого участия в соотношении 50/50), а ее объемы будут расти медленнее. Как ожидается, объемы добычи составят 15,5 млн. т (329 тыс. барр./сутки) к 2035 г. и 20,2 млн. т (429 тыс. барр./сутки) к 2040 г. В рамках пессимистичного сценария, разработка этих «прочих шельфовых месторождений» будет вестись еще медленней, чем при базовом сценарии: начало добычи нефти ожидается лишь в 2029 г. с увеличением объемов всего до 6,5 млн. т (138 тыс. барр./сутки) к 2035 г. и до 10,5 млн. т (223 тыс. барр./сутки) к 2040 г. В соответствии с последними двумя сценариями, поисково-разведочные работы и добыча нефти на шельфе Казахстана после начала добычи на месторождении Кашаган будут продвигаться медленнее, чем при оптимистичном сценарии, как ввиду трудностей с согласованием коммерческих условий, так и ввиду дефицита имеющегося в наличии оборудования и услуг.

Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана

Поскольку нефтегазовая отрасль является одной из самых капиталоемких и высокотехнологичных отраслей, внедрение инновационных технологий является решающим фактором, способствующим открытию новых экономически перспективных ресурсов и повышению эффективности их освоения. Чтобы содействовать более целенаправленному подходу к деятельности в области исследований и разработок (НИОКР) в Казахстане, а также внести посильный вклад в государственную программу инновационного развития, в 2010 г. компания «Шелл» при активном участии более 300 представителей отрасли (включая как добывающие и нефтесервисные компании, так и научно-исследовательские организации) взяла на себя ведущую роль в создании «Дорожной карты научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана». «Дорожная карта» определяет меры, реализация которых принесет отрасли наибольшую экономическую выгоду.

Дорожная карта, представленная в виде Доклада в 2013 г., наметила 15 приоритетных технологических задач в области разведки и добычи, стоящих перед нефтегазовой отраслью Казахстана. В них нашли свое отражение факторы, связанные с особенностями недр (сложное строение пласта, высокие температура и пластовое давление, высокое содержание сероводорода) или с географическими особенностями (отсутствие выхода к морю, резкие перепады температур, льдообразование на шельфе в зимнее время). Эти 15 задач были сгруппированы в пять категорий:

1. Определение характеристик коллектора включает в себя задачи в следующих областях: (1.1) получение данных сейсморазведки; (1.2) описание коллектора – интерпретация данных геологии, литологии и исследования пластовых флюидов (насыщения); (1.3) ГИС и мониторинг скважин; (1.4) анализ керн и интерпретация данных; (1.5) анализ свойств флюидов.

Страна располагает солидной базой знаний в области геологии и хорошими возможностями для моделирования недр, а также развивает потенциал в сфере анализа кернов и флюидов, однако уделяется недостаточно внимания получению данных сейсморазведки, а также наблюдается низкая информированность в вопросах, касающихся работы с флюидами с высоким содержанием сероводорода.

2. Промысловое оборудование, где представлены задачи в следующих областях: (2.1) оборудование

и материалы для защиты от коррозии и эксплуатации в сернистых средах; (2.2) ведение операций на шельфе в условиях льдообразования и низких температур; (2.3) утилизация серы. В Казахстане наблюдается хороший потенциал в том, что касается утилизации серы и операций в условиях льдообразования. Помимо этого, отмечается высокое качество услуг по инженерному обеспечению и проектированию на промысле. Однако недостаточно внимания в добывающем секторе уделяется работе над оборудованием и материалами для эксплуатации в сернистых средах.

3. Динамика флюидов и их обработка, где поставлены задачи в следующих областях: (3.1) обеспечение динамики потоков и контроль пескопроявления; (3.2) водопользование/борьба с обводнением. При оценке были выявлены технические недочеты в данной области в части разведки и добычи. Однако в сфере переработки наблюдается более солидный потенциал в том, что касается гидродинамических расчетов и систем водоподготовки.
4. Управление эксплуатацией скважин и разработкой промысла включает задачи в следующих областях: (4.1) расходы на бурение и обустройство скважин; (4.2) контроль за разработкой месторождения и оптимизация нефтеотдачи (в том числе с использованием МУН/МИДН). При составлении «Дорожной карты» потенциал в данной области был признан неоднородным. Было установлено, что институты и лаборатории в целом обладают слабыми возможностями, но, тем не менее, некоторые из них преуспевают в определенных областях (например, испытание буровых растворов, методы заводнения и МУН для оптимизации нефтеизвлечения, динамическое моделирование).
5. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды, где актуальны задачи в следующих областях: (5.1) реагирование и ликвидация последствий ЧС; (5.2) снижение рисков ПБ, ОТ и ООС при работе в условиях сернистых сред; (5.3) воздействие на окружающую среду. Оценка, выполненная в ходе составления «Дорожной карты», выявила недостаточность уровней реагирования и ликвидация последствий ЧС, а также снижение рисков при работе в условиях сернистых сред.

Анализ, проведенный при подготовке «Дорожной карты», определил неотложные задачи: контроль за разработкой месторождения и оптимизация нефтеотдачи, оборудование и материалы для защиты от коррозии и эксплуатации в сернистых средах, расходы на бурение и обустройство скважин. Решение каждой из них потенциально может сэкономить более 5 млрд. долл. США.

Однако, из анализа конкретных мер, направленных на решение поставленных задач, который был проведен в рамках «Дорожной карты», становится очевидным, что затраты на реализацию этих мер будут пропорционально высоки.

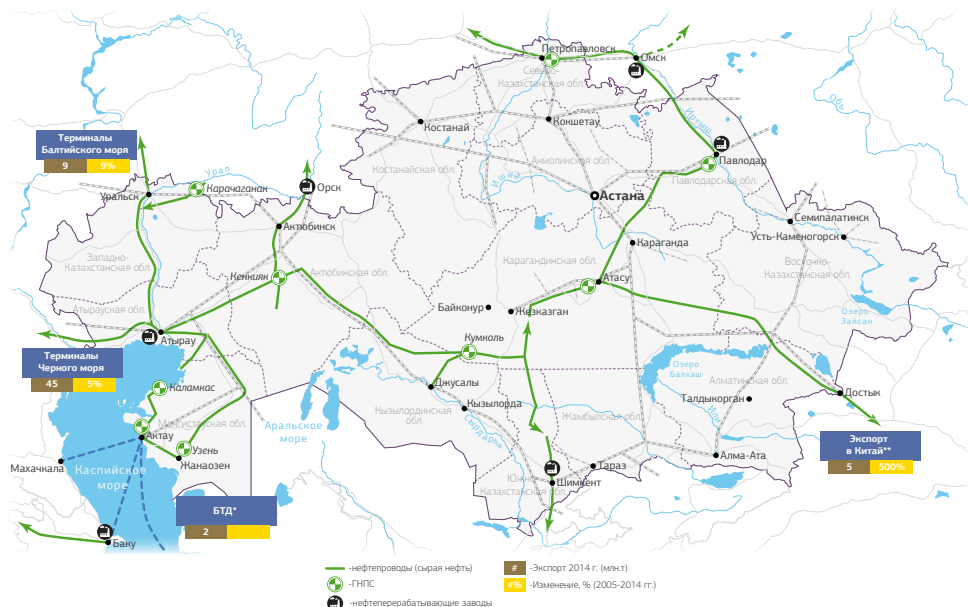
7.2.5. Транспортировка и экспорт нефти из Казахстана

Экспорт нефти имеет важнейшее значение для экономики Казахстана. Выручка от экспорта углеводородов увеличилась в десять раз за период с 2000 г. и на данный момент составляет более половины всех доходов от экспортных поставок страны (около 20% ВВП).

Одна из основных проблем, с которой сталкиваются нефтедобывающие компании Казахстана, связана с экспортными возможностями и маршрутами транспортировки, что отчасти является следствием расположения Казахстана в самом центре Евразийского континента без выхода к морю. Геополитическое положение Казахстана и удаленность страны от международных рынков создают некоторые трудности с точки зрения сбыта и транспортировки, ограничивая возможности по эффек-

тивному освоению запасов углеводородов в будущем. Транспортировка нефти на удаленные рынки подразумевает высокие расходы, зачастую экспорт сопряжен с транзитом по территории третьих стран. В связи с этим, беспокоясь о надежности отдельных маршрутов экспортных поставок, Правительство Казахстана разработало «многовекторную» стратегию транспортировки нефти сразу по нескольким маршрутам, идущим на север, юг, восток и запад (Рис. 7.2.14).

Мангышлакская нефть с высоким содержанием парафинов и температурой застывания 25 °С требует при транспортировке по магистральным нефтепроводам постоянного подогрева, что также сказывается на стоимости транспортировки.



* КТК: маршрут Каспийского трубопроводного консорциума
 * БТД: нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан; до 2008 г. Казахстан ничего не экспортировал по данному маршруту
 ** Транспортировка по железной дороге в 2005-2009 гг. и по нефтепроводу в 2009-2014 гг. (по официальным данным, максимальный объем составил 11,8 млн. т в 2013 г. и в 2014 г.)

Рис. 7.2.14 Маршруты экспорта нефти из Казахстана

Важным достижением для Казахстана является появление в последние годы дополнительных экспортных мощностей на всех основных направлениях: нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан из Азербайджана, поставки через Иран по договору о свопе, поставки на запад по системе Транснефти, железнодорожные мощности, а также трубопровод Казахстан-Китай. Казахстан является ключевым источником увеличения объемов добычи и экспорта нефти в СНГ, что позволяет казахстанским добывающим компаниям/поставщикам заключать договоры транспортировки по конкурентоспособным транспортным тарифам (Рис. 7.2.15).

Оператором нефтепроводной сети Казахстана является

АО «КазТрансОйл» (КТО), специализированная дочерняя компания КМГ. Доступ к трубопроводам КТО для транспортировки нефти за пределы Казахстана осуществляется в рамках системы квот на экспорт нефти, которая находится в ведении Министерства энергетики. Несколько лет назад экспортные возможности в целом были ограничены при росте добычи нефти в Казахстане, так что доступ к транспортной инфраструктуре являлся еще более серьезной проблемой, особенно на одном из основных направлений (нефтепровод Атырау-Самара). Однако благодаря расширению мощностей, а также с учетом тенденций к относительной стабильности объемов добычи нефти, ограничения в части транспортировки в настоящее время больше не являются серьезной проблемой.

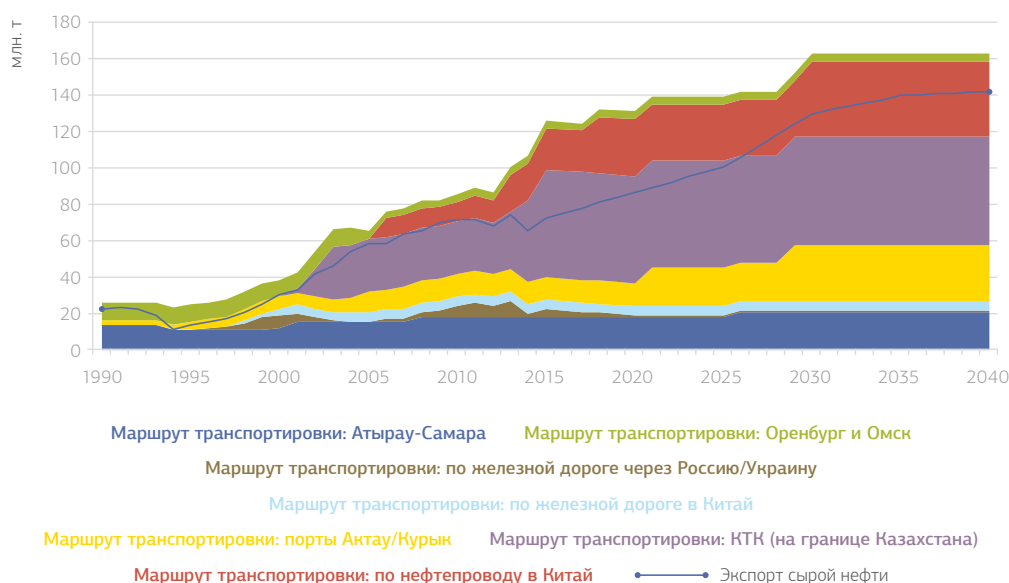


Рис. 7.2.15 Экспорт сырой нефти и экспортные мощности на границах Казахстана (базовый сценарий)

Политика формирования тарифов на транспортировку нефти по нефтепроводам

Тарифы по транспортировке нефти для казахстанского национального оператора в сфере нефтепроводного транспорта АО «КазТрансОйл» (КТО), как для субъекта «естественной монополии», уже довольно долгое время регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМизК – ранее АРЕМ). В целом, методика формирования тарифов заключается в их периодической (как правило, ежегодной) корректировке, исходя из возмещения затрат (окупаемости), включая инвестиции. Ставки тарифов для системы магистральных нефтепроводов устанавливаются в тонно-километрах на основании расчетных (ожидаемых) затрат и объемов поставки. После того как отличающиеся значительной неустойчивостью и большим количеством экспериментов 1990-е годы сменились периодом относительной экономической стабильности (что также касалось инфляции и обменного курса тенге к доллару), стабилизировались и тарифы на транспортировку по нефтепроводам. С тех пор они, как правило, корректировались (обычно раз в год) только при существенном изменении значимых условий. После первичного публичного размещения (IPO) КТО в 2012 г. в рамках программы «Народное IPO»²¹ было принято решение об унификации экспортных тарифов и тарифов на поставки нефти внутри страны с индексацией их среднего роста с учетом внутренних темпов инфляции. Соответственно, при пересмотре тарифов в январе 2014 тарифы на внутренних маршрутах были повышены на 50%, чтобы приблизить их к экспортным тарифам, которые, в свою очередь, были увеличены лишь на 2,4%. При предыдущем пересмотре тарифов (в декабре 2012 г.) были значительно увеличены оба тарифа (причем повышение внутренних тарифов было более существенным), в основном чтобы покрыть запланированную программу капиталовложений КТО на 2013 г. на сумму 15,2 млрд. тенге (99,6 млн. долл. США по действующему на тот момент обменному курсу). Тем не менее, последнее повышение тарифов, которое произошло в апреле 2014 г., расходилось с курсом на унификацию: тарифы на экспортные поставки по нефтепроводам выросли на 20% (до 5 817,20 тенге [31,94 долл. США] за тонну на тыс. км), чтобы компенсировать февральскую девальвацию тенге, в то время как тарифы поставок на НПЗ внутри страны остались без изменений.

Каждый из трубопроводов в рамках совместных предприятий в Казахстане имеет свой собственный индивидуальный тариф (например, Атасу-Алашанькоу, Кенкияк-Атырау), также регулируемый КРЕМизК. Исключением является КТК: механизм формирования тарифов для КТК устанавливается внутри компании в рамках общего (базового) соглашения. В попытке привлечь больший объем транзита нефти из России в Китай, в сентябре 2012 г. был создан специальный «удельный тариф», охватывающий весь маршрут от российской границы до точки пересечения с китайской (т.е. как через нефтепровод КТО, так и через отрезок, принадлежащий СП). Первоначально он был установлен в тенге за тонну (1 499,15 тенге/т), однако в ноябре 2014 г. был переведен на оплату в долларах США (задним числом с января 2014 г.), что, учитывая девальвацию тенге, фактически привело к повышению тарифа для российских поставщиков.

Благодаря такой политике, в целом, структура тарифов оставалась достаточно стабильной и понятной на протяжении многих лет. Однако внесение изменений в закон о естественных монополиях в мае 2015 г. может изменить ситуацию. Внутренний тариф КТО будет регулироваться как и прежде, в то время как экспортный тариф, на долю которого приходится основной объем транспортировки по нефтепроводам и который обеспечивает основную часть выручки КТО, перестанет регулироваться напрямую и будет формироваться в рамках собственных бизнес-решений КТО. Единственным ориентиром станут долгосрочные (пятилетние) руководства в отношении инфляционных ожиданий, которые будут продолжать оказывать влияние на внутренний тариф. Остается неясным, как именно это новая схема будет работать на практике.

²¹ Правительство Казахстана учредило программу «Народное IPO», где, согласно планам Правительства, держателями от 5% до 15% акций в национальных компаниях должно стать население и пенсионные фонды. В 2012 г. процесс был запущен для так называемых компаний «первого эшелона», в число которых входили АО «КазТрансОйл», АО «KEGOC» и авиакомпания «Эйр Астана», за которыми в 2013 г. должны были последовать компании «второго эшелона», а на более позднем этапе – компании «третьего эшелона».

Прослеживаемые тенденции

Исторически сложилось так, что Казахстан экспортировал большую часть добываемой сырой нефти (78% в 2014 г. без учета объемов транзита российской нефти). Общий объем экспорта сырой нефти увеличился с 20,3 млн. т (425 тыс. барр./сутки) в 1992 г. до 70 млн. т (1,47 млн. барр./сутки) в 2014 г. (включая 7 млн. т транзита российской сырой нефти), т.е. более чем в три раза (Таблица 7.2.3).²² В 2014 г. 68,6 млн. т (1,44 млн. барр./сутки) из 70 млн. т (1,47 млн. барр./сутки) были поставлены на международные рынки (не включая СНГ). В предшествующие периоды практически вся добываемая в Казахстане нефть поставлялась через территорию России, и в настоящее время порядка 76% экспортируемой Казахстаном нефти также поставляется транзитом через территорию Российской Федерации по нефтепроводу или железнодорожным транспортом. И такие взаимоотношения являются чрезвычайно важными как для Казахстана, так и для России. В большинстве своем, нефть из Казахстана, поставляемая на экспорт транзитом через Россию, идет по нефтепроводу Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) или по нефтепроводной системе Российской Федерации, оператором которой является ОАО «Транснефть».²³

Основными экспортными маршрутами в 2014 г. являлись следующие: 35,2 млн. т (767 тыс. барр./сутки) – КТК; 17,3 млн. т (360 тыс. барр./сутки) – ОАО «Транснефть», из них 15,3 млн. т (306 тыс. барр./сутки) – по нефтепроводу Атырау-Самара (14,6 млн. т на международные рынки и 0,7 млн. т в Россию) и 11,8 млн. т (247 тыс. барр./сутки) – по нефтепроводу в Китай (включая российские объемы в рамках своп-операций); через Актау в Иран нефть не поставлялась. Согласно имеющимся в Казахстане данным, 2,3 млн. т (50 тыс. барр./сутки) поставлялось железнодорожным транспортом (через Россию в порты Черного моря или через порты Балтийского моря); 5,2 млн. т (108 тыс. барр./сутки) – через Актау в Азербайджан и Грузию (через Каспийское море); 0,72 млн. т (16 тыс. барр./сутки) – в Россию (с месторождения Карачаганак в Оренбург); 2,7 млн. т (55 тыс. барр./сутки) – через Актау в Махачкалу. Однако сумма этих показателей превышает показатель общего объема экспорта сырой нефти из Казахстана и не совпадает с отчетными данными поставок в отношении трубопроводов и портов. Согласно этим источникам, получается, что общий объем поставок через Актау в 2014 г. составил 5,2 млн. т (из них 1,7 млн. т в Махачкалу и 3,5 млн. т в Азербайджан и Грузию), а экспорт по железным дорогам составил всего 1,8 млн. т (Рис. 7.2.16). Всего в 2014 г. через Черное море было поставлено 45 млн. т (0,943 млн. барр./сутки) сырой нефти из Казахстана, что составляет 71% от общего объема экспорта казахстанской нефти (Рис. 7.2.17).

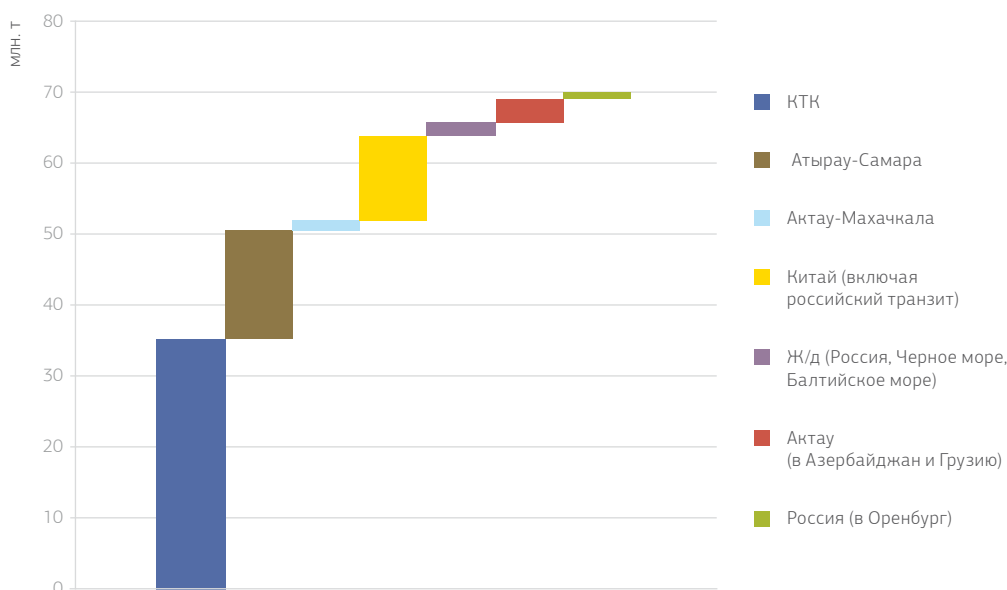


Рис. 7.2.16 Экспорт сырой нефти из Казахстана: распределение по маршрутам, 2014 г.

²² Во времена Советского союза вся экспортируемая Казахстаном нефть транспортировалась по трубопроводной системе России, но при этом на счет Казахстана экспорт нефти на международные рынки не относился. Объемы экспорта в 2014 г. указаны на той же основе, что и для 2013 г., включая своп-операции «Роснефти» с Китаем.

²³ Нефть из Казахстана закачивается в нефтепровод ОАО «Транснефть» напрямую через нефтепровод Атырау-Самара или в Махачкале после доставки из Актау по Каспийскому морю танкерами.

Традиционно большая часть экспортируемой Казахстаном нефти поставлялась в страны Средиземноморья (79% в 2003 г. и 73% в 2005 г.). Однако в последние годы эта доля стала сокращаться. В 2013 г. лишь 56% казахстанской нефти, экспортируемой не в страны СНГ, было поставлено в средиземноморские страны; в период

с 2005 г. наблюдается значительный рост экспорта в не-средиземноморские европейские страны, (т.е. страны на северо-западе Европы), а также, в особенности, в Китай. В 2013-2014 гг. основными импортерами казахстанской нефти стали Италия, Китай, Франция, Нидерланды, Румыния, Австрия и Швейцария.

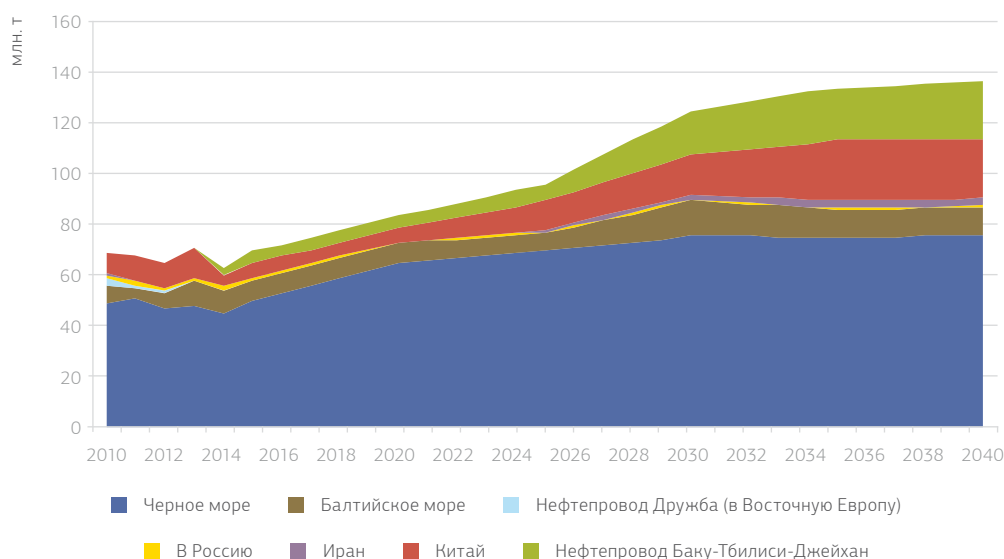


Рис. 7.2.17 Направления экспорта сырой нефти из Казахстана

Перспективы в области спроса на нефть и нефтепродукты в странах Европы

Основным стратегически важным вопросом для Казахстана с точки зрения экспорта нефти в долгосрочной перспективе является то, каким будет спрос на нефть в странах Европы, на традиционном рынке сбыта большей части поставляемой из Казахстана нефти. Так, в 2013 г. страны Европы получили 78% нефти, поставленной из Казахстана на экспорт (без учета стран СНГ). Ввиду целого ряда факторов (низкие темпы экономического роста, сокращение выбросов двуокиси углерода, повышение энергоэффективности, социальные перемены и реструктуризация экономики) рост спроса на нефтепродукты в Европе находится на ничтожно низкой отметке и в долгосрочной перспективе еще немного снизится. Помимо этого, все большая часть спроса на нефтепродукты в Европе удовлетворяется за счет их импорта из России, стран Ближнего Востока и Северной Америки, в числе прочих, что снижает объем потребления сырой нефти нефтеперерабатывающими заводами в тех регионах.

Согласно прогнозам IHS, спрос на сырую нефть в Европе в долгосрочной перспективе будет оставаться примерно на одном уровне (однако в течение периода до 2040 г. все же будет наблюдаться небольшой спад). При этом ожидается, что объемы сырой нефти, добываемой непосредственно в странах Европы, в долгосрочной перспективе будут продолжать сокращаться (на 1,4% в год в период до 2040 г.). Соответственно, предполагается, что и без того незначительные объемы поставок на экспорт из Европы прекратятся. Важно отметить, что импорт нефти в страны Европы, в этой связи, предположительно также будет оставаться примерно на одинаковом уровне в период до 2040 г. (Рис. 7.2.18). Основным изменением на рынке нефтепродуктов в Европе, как ожидается, станет сокращение импорта продуктов нефтепереработки. Таким образом, принимая во внимание снижение объемов добычи сырой нефти при относительной стабильности спроса на нее в Европе, предполагается, что в течение прогнозного периода европейский рынок будет оставаться относительно открытым для экспорта из Казахстана и будет готов принять, по крайней мере, какую-то часть дополнительных объемов.

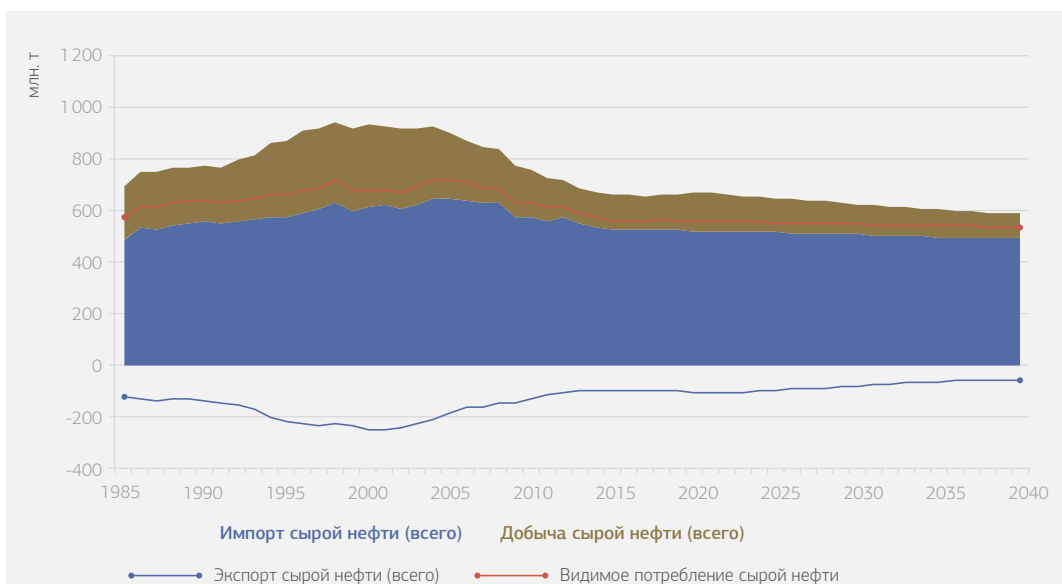


Рис. 7.2.18 Нефтяной баланс Европы в период до 2040 г.

И все это несмотря на предполагаемое отсутствие роста (или даже небольшое сокращение) спроса на продукты нефтепереработки в странах Европы, что является следствием целого ряда факторов, включая введение более жестких требований к расходу топлива автотранспортными средствами и относительно невысокие темпы экономического роста в долгосрочной перспективе. Тем не менее, в Европе ожидается постепенное падение спроса на продукты нефтепереработки (-0,4%/год в период до 2040 г.) и, соответственно, сокращение импорта нефтепродуктов. (Рис. 7.2.19).

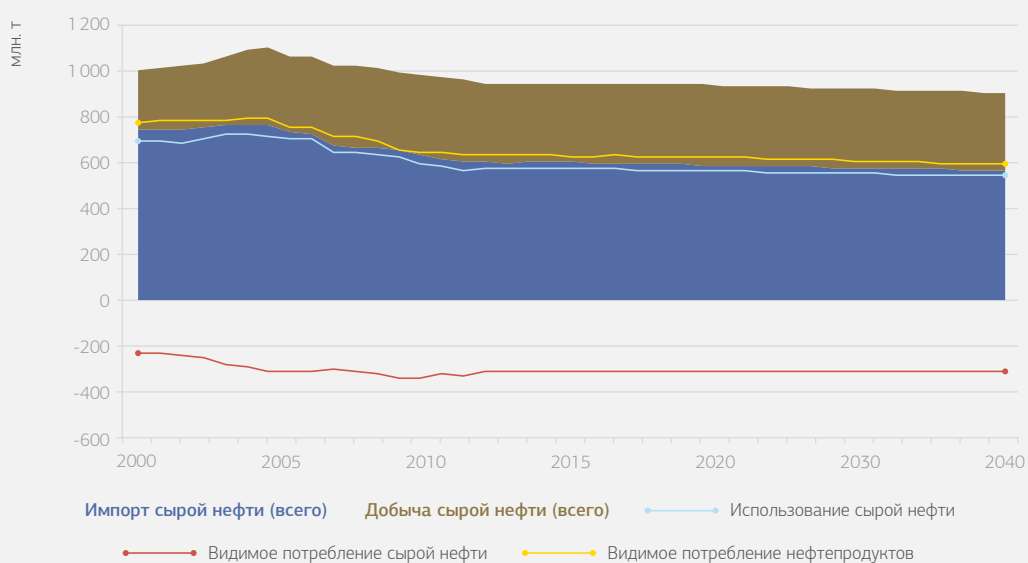


Рис. 7.2.19 Обзор и прогноз по балансу нефтепродуктов в Европе до 2040 г.

Спрос на нефтепродукты в Европе удовлетворяется за счет собственного производства и импорта (для региона традиционно характерен избыток некоторых нефтепродуктов, таких как бензин, которые необходимо экспортировать). Необходимость в импорте нефтепродуктов была обусловлена ростом спроса на дизельное топливо в ущерб бензину, начиная с 1990-х гг., ввиду реализуемой в Европе политики по переходу на дизельное топливо;²⁴ при этом большинство НПЗ в Европе были оборудованы

²⁴ Причиной европейской политики перехода на дизельное топливо изначально была его экономичность, однако впоследствии данному виду топлива стало отдаваться предпочтение в связи с предположительно низким содержанием в нем

в 70-х и 80-х годах XX века для удовлетворения спроса на бензин. Несоответствие ассортимента выпускаемой европейскими НПЗ продукции (излишек бензина) спросу (недостаточное предложение дизельного топлива) вызвало рост экспорта бензина и импорта средних дистиллятов (газойль/дизельное топливо и авиационное топливо/керосин) в страны Европы. Главной проблемой НПЗ в Европе является не столько недостаточная производительность, сколько ассортимент выпускаемой продукции.

Поскольку основной составляющей спроса в Европе, скорее всего, будут оставаться средние дистилляты, в данном регионе будет наблюдаться устойчивый спрос на импорт дизельного топлива (низкосернистое/автомобильное дизельное топливо). Пик спроса на него, как ожидается, придется на 2020 г. с последующим ослаблением (выравниванием) к 2030 г. ввиду увеличения числа электромобилей и роста использования природного газа как топлива для грузового транспорта и судов в более долгосрочной перспективе. Будет расти конкурентная борьба за долю на рынке (между поставщиками газойля/дизельного топлива из стран Северной Америки и Ближнего Востока, странами СНГ и местными поставщиками).

При этом ожидается, что спрос на бензин будет продолжать снижаться (2,5-3% в год), и, таким образом, чистый экспорт бензина предположительно составит 50% от общего объема производства в 2030 г. (по сравнению с 35% в 2013 г. и 9% в 2000 г.). Такая ситуация представляет серьезную проблему для Европы, поскольку традиционно значительная часть излишков европейского бензина поставлялась в Северную Америку, где сейчас также наблюдается его избыточное предложение. Это, возможно, повлечет за собой перенаправление экспорта данного продукта в страны Латинской Америки и Африки.

Поскольку Европа останется основным импортером сырой нефти в долгосрочной перспективе, ожидается, что Черное море сохранит за собой статус главного экспортного маршрута для казахстанской нефти с некоторым приростом объемов. Следовательно, в плане экспорта Казахстан, возможно, по-прежнему будет во многом зависеть от нефтепроводной системы КТК, которая обеспечивает поставку нефти в порты Черного моря для последующего экспорта. В 2014 г. поставки Казахстаном сырой нефти по нефтепроводу КТК выросли на 22,6% до 767 тыс. барр./сутки (35,2 млн. т). Запланированный проект по увеличению пропускной способности КТК стоимостью 5 млрд. долл. США в настоящее время реализуется, однако с опозданием приблизительно в один год. В настоящее время предполагается, что работы в рамках первого этапа будут завершены в 2015 г., в результате чего общая пропускная способность нефтепровода КТК в текущем году увеличится до 1,3 млн. барр./сутки (67 млн. т), при этом на территории Казахстана пропускная способность вырастет до 1,1 млн. барр./сутки (52,5 млн. т). С применением антифрикционных присадок общая пропускная способность нефтепровода, при необходимости, может вырасти до 1,7 млн. барр./сутки (76 млн. т), в таком случае пропускная способность на территории Казахстана будет составлять 1,3 млн. барр./сутки (60 млн. т).

За последние годы железнодорожный транспорт стал наилучшей альтернативой и пользуется все большей популярностью у нефтедобывающих компаний Казахстана в период нехватки пропускных мощностей трубопроводов. Железнодорожный транспорт обеспечивает большую гибкость с точки зрения многообразия маршрутов

транспортировки и сохранения качества легкой казахстанской нефти. Однако, по мере расширения нефтепровода КТК с увеличением его пропускной способности, объемы поставок железнодорожным транспортом вновь сократились и, как ожидается, останутся относительно небольшими. В 2014 г. лишь промежуточное увеличение пропускной способности нефтепроводов КТК привело к существенному сокращению поставок ТШО железнодорожным транспортом (в порт Тамань). С каждым годом объемы поставок по железной дороге значительно сокращаются. В 2013 г. по железной дороге было поставлено 8,7 млн. т (89 тыс. барр./сутки) нефти, а в 2014 г. – всего 1,8 млн. т (39 тыс. барр./сутки) (Таблица 7.2.3).²⁵

Основным маршрутом экспорта нефти (кроме транзита по территории России) является нефтепровод, идущий в Китай; кроме того, нефть поставляется на запад по Каспийскому морю в Азербайджан (поставки по договору о свопх с Ираном через порты Актау и Нека не производятся с 2010 г., во многом по причине международных санкций; однако ситуация, скорее всего, изменится в свете достигнутой в июле 2015 г. предварительной договоренности о снятии санкций с Ирана). Из Азербайджана нефть поставляется по железной дороге в порты Грузии на Черном море или по нефтепроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД) на терминал Джейхан (Турция, Средиземное море).

В декабре 2013 г. компания КТО увеличила пропускную способность нефтепровода, соединяющего Казахстан и Китай, на участке Атасу-Алашанькоу протяженностью 965 км до 400 тыс. барр./сутки (20 млн. т/год) за счет строительства двух новых насосных станций. В целом,

углерода. В целом, такая политика в настоящее время признана не совсем оправданной (см. Индивидуальные отчеты IHS CERA «Дистилляты за рулем», октябрь 2005 г., «Спрос на нефть в Европе: экологические рамки», февраль 2010 г. [IHS CERA Private Report, Distillates in the Drivers Seat, October 2005; European Oil Demand: the Green Squeeze Begins, February 2010]). В этой связи, в настоящее время в Европе наблюдается переход к анти-дизельной политике, что связано с отрицательным воздействием транспортных средств с дизельным двигателем на качество воздуха в крупнейших городах Европы, таких как Париж и Лондон. Франция объявила, что она будет постепенно отходить от использования дизельного топлива на пассажирском транспорте (вплоть до полного прекращения), в частности, через повышение акцизов на него.

²⁵ Согласно имеющимся в Казахстане официальным данным, экспортные поставки по железным дорогам сократились с 9,0 млн. т в 2013 г. до 2,3 млн. т в 2014 г.

объемы поставок нефти в Китай по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу, в 2013 г. выросли на 14% и составили 11,8 млн. т (236 тыс. барр./сутки). Те же показатели были зафиксированы и в 2014 г. Однако все более остро встает проблема использования существующей пропускной способности нефтепровода между Казахстаном и Китаем на полную мощность, поскольку объемы добычи в регионах Казахстана, откуда идет нефть по нефтепроводу Казахстан-Китай (Актюбинская область и Кызылординская область), сокращаются, а производительность НПЗ в Шымкенте, который использует в основном нефть из Тургайского бассейна, немного возросла, в результате чего нефти для загрузки нефтепровода, соединяющего Казахстан и Китай, стало меньше.

В декабре 2013 г. КТО заключила сделку с ОАО «НК «Роснефть», которая предусматривает транзит российской нефти общим объемом 140 тыс. барр./сутки (7 млн. т/год) в период с 2014 г. по 2018 г. ОАО «НК «Роснефть» поставляет нефть к северным границам Казахстана, а Казахстан в обмен на это поставляет равноценный объем нефти в Китай по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу. ОАО «НК «Роснефть» начала поставки нефти в Китай по данной схеме 15 января 2014 г., что позволило компании выполнить свои обязательства по новому договору купли-продажи нефти, заключенному с CNPC летом 2013 г. Таким образом, около 60% всех объемов, поставляемых по нефтепроводу в прошлом году, фактически приходилось на российскую сырую нефть (хотя около 5 млн. т российской нефти поставляются на Павлодарский НПЗ на пути в Атасу).

Между тем, вот уже несколько лет планируется смена направления потока (реверс) на участке нефтепровода «Кенкияк-Атырау» для доставки нефти с запада Казахстана в нефтепровод «Казахстан-Китай», однако реализация данного проекта перенесена на более поздний

срок. В настоящее время основным препятствием на пути поставок нефти с запада Казахстана на восток является цена, предлагаемая Китаем на границе с Казахстаном: чистая экспортная выручка (экспортная цена «нетбэк») при таких условиях не способна конкурировать с той, которую получают добывающие компании запада Казахстана при экспорте их продукции в западном направлении.

Принимая во внимание предварительную договоренность между Ираном и пятью постоянными членами Совета Безопасности ООН (плюс Германия), предполагающую снятие с Ирана международных экономических санкций, экспортный маршрут через Иран, скорее всего, вновь откроется. В основе предыдущей экспортной схемы лежал договор о свопах, согласно которому Казахстан поставлял сырую нефть на север Ирана, в порт Нека, после чего Иран предоставлял Казахстану такой же объем нефти на своем южном экспортном терминале в Персидском заливе. Несколько лет назад, когда возможности экспорта нефти из Казахстана были ограничены ввиду нехватки пропускной способности экспортных путей, оборот в рамках этой своп-схемы был весьма существенным (максимальный годовой объем (в 2007 г.) составил 2,9 млн. т). Однако на сегодняшний день количество путей, которые страна может использовать для экспорта нефти в самых разных направлениях, значительно расширилось, и, следовательно, привлекательность данного маршрута для казахстанских поставщиков пока остается под вопросом. Предположительные объемы своп-операций могут быть значительными – вполне вероятно, что они будут составлять порядка 5-6 млн. т в год. Помимо прочего, возрождение ранее существовавшей схемы зависит от готовности Ирана предложить конкурентные цены «нетбэк» казахстанским поставщикам, а также от способности последних обеспечить сырую нефть, соответствующую довольно строгим требованиям Ирана.

7.2.6. Перспективы Казахстана в сфере экспорта нефти

В прогнозный период ожидается рост объемов экспорта сырой нефти Казахстаном, как следствие увеличения объемов добычи при достаточно скромном росте потребления. Согласно базовому сценарию, к 2035 г. объемы экспорта сырой нефти предположительно вырастут до 135 млн. т (2,83 млн. барр./сутки) и к 2040 г. достигнут 137,2 млн. т (2,88 млн. барр./сутки) (Рис. 7.2.17). В долгосрочной перспективе самый высокий рост объемов поставок ожидается по Каспийскому морю и в восточном направлении, при этом экспорт по Черному морю будет увеличиваться более медленными темпами.

Смена направления потока в нефтепроводе «Кенкияк-Атырау» может привести к увеличению объемов экспортных поставок из Казахстана в Китай, но для этого следует обеспечить как конкурентоспособные тарифы для транспортировки по нефтепроводу, так и привлекательную цену на границе с Китаем, чтобы цена «нет-

бэк» (фактически вырученная цена за вычетом расходов на транспортировку) была не ниже или даже выше цены при экспорте в западном направлении. Как свидетельствует опыт прошлого, цена, которую Китай готов был предложить на границе с Казахстаном, рассчитывалась по собственной методике Китая с привязкой к максимальным ценам на нефтепродукты на внутреннем рынке.²⁶ В сущности, казахстанская нефть, поставляемая на НПЗ на западе Китая (такие как Душаньцзы, Урумчи и Карамай), должна была обеспечивать производство нефтепродуктов по ценам, конкурентоспособным на внутренних рынках востока Китая, где реализовывались излишки продукции вышеуказанных НПЗ. Однако, учитывая изменения в политике ценообразования на внутреннем рынке, Китай может решиться предложить лучшую цену на границе с Казахстаном для привлечения больших объемов сырой нефти.

.....

²⁶ В настоящее время цена на условиях «доставка до границы с Китаем» [DAF] привязывается к цене на нефть марки Brent, но со значительным отставанием по времени. Как показывает опыт, она меньше цены, выручаемой добывающими компаниями Казахстана на западных рынках, таких как страны Средиземноморья.

Основные рекомендации

- Реформа политики в сфере добычи углеводородов совсем не означает, что власти Казахстана должны максимально сократить обоснованную озабоченность относительно вопросов национальной безопасности, бюджета, и прочих проблем, которые, вероятно, сыграли свою роль в переменах последних лет. Однако она подразумевает общий пересмотр баланса между государственными интересами и интересами нефтяной промышленности. Чтобы дать новый стимул инвестициям со стороны нефтяных компаний разных масштабов, следует внести ряд промежуточных корректировок, охватывающих несколько основных направлений политики, некоторые из них – в более долгосрочной перспективе. Приоритетными задачами являются следующие:
- Пересмотреть текущие требования в отношении местного содержания, особенно в случаях, когда это препятствует привлечению капитала на ранних стадиях разведки и добычи, или требования, которые ставят под серьезную угрозу соблюдение графиков проектов разведки и добычи.
- Рационализировать и систематизировать аппарат нормативно-правовых органов в тех сферах, где иерархическая государственная бюрократия и необходимость оформления чрезмерного количества документов осложняют нормальный режим работы компаний.
- В более долгосрочной перспективе — снизить бремя экспортных пошлин в пользу прямых налогов, применяемых к деятельности по разведке и добыче, которые более точно отражают финансовую ситуацию (расходы) отдельных добывающих компаний. Это может привести к повышению цены на нефть на внутреннем рынке, но, в то же самое время, будет точнее соответствовать инвестиционным затратам.
- Провести поэтапную либерализацию внутреннего рынка нефтепродуктов, включая снятие прямого государственного контроля над ценами и разрешение свободного экспорта и импорта всех продуктов нефтепереработки. Это, помимо прочего, позволит сравнивать цену сырой нефти на внутреннем рынке с экспортной ценой (за вычетом расходов на транспортировку и экспортных пошлин и налогов).
- Обеспечить оптимальное соотношение в экологической политике тенденции к применению штрафных санкций с внедрением каких-либо стимулов. Одним из таких стимулов может стать компенсация затрат нефтяных компаний на переработку попутного газа (согласно положениям действующего законодательства).
- Учитывая, что контракты по трем крупнейшим проектам – Тенгиз, Карачаганак и Кашаган – истекают в 2033 г., 2037 г. и 2041 г. соответственно, в целях реализации долгосрочного потенциала добычи в рамках этих проектов политический курс должен предусматривать меры, способствующие дальнейшему инвестированию и эффективной работе. К таким мерам можно отнести продление контрактов в целях обеспечения достаточного периода окупаемости или внесение в них иных поправок.
- При рассмотрении будущих политических мер учитывать информацию и выводы, полученные в ходе составления Дорожной карты научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана (компании «Шелл»).

7.3. Природный газ

7.3.1. Ключевые моменты

- Добыча природного газа в Казахстане является вторичной по отношению к добыче нефти. Большая часть природного газа добывается попутно с нефтью (в виде попутного газа или газа из конденсата), при этом коммерческие объемы имеют второстепенное значение относительно добычи больших объемов газа для обратной закачки с целью увеличения добычи нефти и утилизации попутного газа.²⁷ В Казахстане примерно 40% добываемого попутного газа закачивается в пласт в целях поддержания давления, и поэтому лишь около 60% валовой добычи газа может быть направлено на коммерческую реализацию потребителям.
- Тем не менее, роль природного газа в структуре внутреннего потребления, по всей вероятности, будет расти. В настоящее время объем потребления газа относительно небольшой (основным источником энергии является уголь), но в будущем ожидается устойчивый рост данного показателя. Текущий объем потребления газа (поставки конечным потребителям) все еще ниже уровня времен СССР, однако ожидается, что в ближайшие двадцать лет данный показатель увеличится более чем в два раза.
- Для увеличения объема потребления природного газа на внутреннем рынке, развития экологически чистых технологий и повышения конкурентоспособности эко-

²⁷ Для целей настоящего Доклада, объемы газа для коммерческой реализации рассчитываются как разница между валовыми объемами добычи газа и объемами обратной закачки, поэтому объемы коммерческого газа включают в себя другие газы и примеси, которые при очистке удаляются, уменьшая тем самым его объем. Данный показатель не идентичен по смыслу показателю объемов товарного газа («товарного производства»), который встречается в некоторых статистических источниках в Казахстане и, как представляется, не включает объемы обратной закачки, примеси, а также объемы природного газа использованного при транспортировке и прочее.

номики страны на международном рынке руководство Казахстана возложило обязанности по развитию внутреннего газового рынка на государственную компанию АО «КазТрансГаз» (КТГ) как на уполномоченного национального оператора в рамках модели «единый покупатель». КТГ, специализированное дочернее предприятие национальной нефтяной компании АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ), управляет централизованной инфраструктурой по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям, обеспечивает международный транзит и разрабатывает, финансирует, строит и эксплуатирует трубопроводы и газохранилища; а также является небольшим производителем природного газа. КТГ также занимается продажей газа на внутреннем и внешнем рынках и имеет преимущественное право на закупку переработанного попутного газа у добывающих компаний.

- Хотя Казахстан обладает значительными запасами газа, данный вид топлива вряд ли займет существенную долю в структуре экспорта, хотя в некоторых объемах газ будет поставляться в близлежащие страны (главным образом в Россию и Китай). Это обусловлено расположением Казахстана в центре Евразии на удалении от мировых рынков, что подразумевает относительно высокие расходы на транспортировку и низкую экономическую эффективность крупномасштабного развития экспорта, а также характером газодобывающей отрасли (в основном, ведется добыча попутного газа, объемы которой трудно менять в зависимости от изменения спроса). Однако Казахстан способен сохранить за собой ключевую роль в сфере транзита

газа, учитывая географическое положение страны.

- Большой разрыв в ценах на природный газ и нефть послужил главным фактором увеличения использования природного газа в транспортном секторе во всем мире, что в течение последнего десятилетия привело к росту его потребления, особенно в Китае. Главным направлением такого роста стали тяжеловесные автотранспортные средства (грузовые автомобили), при этом значительный потенциал имеется также на водном и городском транспорте.
- В Казахстане также наблюдается значительный разрыв в ценах на природный газ и нефтепродукты, и, таким образом, имеется дополнительный стимул использовать газ для компенсации недостаточного внутреннего производства легких нефтепродуктов в целях удовлетворения имеющегося спроса.
- Кроме того, Казахстан обладает значительным потенциалом по поставкам газа, поскольку его запасы в стране значительны, а затраты на добычу относительно низкие (хотя следует отметить достаточно существенные затраты по десульфации). Использование газа в транспортном секторе может помочь Казахстану решить важные государственные задачи, включая снижение зависимости от импорта нефтепродуктов, сокращение дефицита нефтепродуктов, обеспечение более низких цен на топливо для потребителей, использование местных ресурсов и монетизацию запасов трудноизвлекаемого газа, а также снижение воздействия транспортных средств на окружающую среду.

7.3.2. Запасы природного газа

По состоянию на 1 января 2015 г., согласно оценке Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Казахстана (ГКЗ), запасы газа в стране (государственный баланс) оценивались в 4,03 трлн. м³ (данный показатель сохраняется приблизительно на одном уровне в течение последних нескольких лет).²⁸ Из них 2,27 трлн. м³ – растворенный в нефти газ (растворен в жидких углеводородах в нефтяном пласте) и 1,76 трлн. м³ – свободный газ.²⁹ Большая часть запасов (3,72 трлн. м³) сосредоточена в Северо-Каспийском бассейне. Примерно 98% запасов газа в стране расположено в западном Казахстане (Мангистауская, Атырауская, Западно-Казахстанская и Актыбинская области); около 85% запасов залегают на территории всего нескольких крупных месторождений (включая Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Жанажол и Имашевское). В большинстве своем это подсолевые отложения, отличающиеся большой глубиной залегания (до 5 км), многокомпонентным составом и высоким содержанием серы, что существенно затрудняет разработку и добычу. В официальном государственном балансе за 2014 г. приводятся данные по запасам газа на 228 месторождениях, при этом на 68 из них, согласно имеющейся информации, ведется добыча.

.....

²⁸ Данные в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (категории A+B+C1+C2), что, по всей видимости, приблизительно соответствует международной категории «доказанных и вероятных» запасов (2P). По оценке IHS Energy доказанные и вероятные (2P) запасы природного газа в Казахстане составляют 134 трлн. куб. футов или 3,8 трлн. м³.

²⁹ В соответствии с международным подходом к оценке и классификации запасов, по состоянию на конец 2014 г. в Казахстане предположительно имелось 1,5 трлн. м³ только доказанных (1P) запасов газа или 0,8% от общемирового объема (по данным BP Statistical Review of World Energy, июнь 2015 г.). По данному показателю Казахстан занимает третье место среди стран СНГ (после России и Туркменистана) и 23-е место в мире (делит с Ливией).

	Всего	Растворенный газ, млрд. м ³	Свободный газ, млрд. м ³
Подтвержденные запасы, всего (по данным ГКЗ)	5 004	3 643	1 361
Подтвержденные запасы на суше, всего (ГКЗ)	3 705	2 344	1 361
Месторождения 12-ти крупнейших компаний	1 872	944	928
Карачаганак (КПО)	810	151	659
Тенгизшевройл (ТШО)	703	703	—
СНПС-Актобемунайгаз	154	46	108
Толкыннефтегаз	32	1	31
КазГПЗ	8	—	8
Казгермунай	13	7	5
Мангистаумунайгаз	53	12	41
Разведка Добыча КазМунайГаз	40	1	40
ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз	6	6	—
Амангельды Газ	32	—	32
Казахойл-Актобе	20	16	4
Тургай Петролеум	1	1	—
Прочие месторождения	1 833	1 400	433
Подтвержденные запасы на шельфе	1 299	1 299	—
Проект Кашаган (НКОК) **	1 299	1 299	—
Предварительно оцененные запасы в шельфовых структурах (ГКЗ)	817	817	—
Хвалынское*	332	332	—
Аташ	249	249	—
Мертвый Култук	85	85	—
Подтвержденные и предварительно оцененные запасы, всего	5 821	4 460	1 361

* 50% от указанного объема запасов числится за Россией.

** Сюда входят только запасы месторождения Кашаган, а не всех площадей НКОК.

Источник: ГКЗ, Комитет геологии и недропользования МИР РК, Министерство энергетики РК

Таблица 7.3.1 Подтвержденные и предварительно оцененные запасы газа в Казахстане по состоянию на январь 2009 г. (млрд. м³)

Более половины расчетных запасов Казахстана на суше, или 1,8 трлн. м³, сосредоточено под контролем двенадцати крупнейших операторов на разрабатываемых ими месторождениях. Остальные операторы контролируют еще 141 месторождение с суммарными запасами газа 1,8 трлн. м³. Среди них есть только одно очень крупное месторождение (Имашевское (180 млрд. м³)), а также два крупных месторождения (Чинаревское (43 млрд. м³)) и Амангельды (33 млрд. м³)) и 16 средних месторождений, суммарные запасы которых составляют 129 млрд. м³. Остальные 122 месторождения мелкие (1-3 млрд. м³) или очень мелкие (менее 1 млрд. м³), и на них в совокупности приходится оставшиеся 1,4 трлн. м³.

Что касается операторов, тремя крупнейшими компаниями, в распоряжении которых находятся основные запасы газа, являются «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК), ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) и «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (КПО) (Рис. 7.3.1). Еще одним оператором, в распоряжении которого также находятся значительные запасы газа, является АО «СНПС-Актобемунайгаз»; основные запасы в данном случае сосредоточены на месторождении Жанажол, на долю которого приходится примерно 2,5% запасов газа в целом по стране.

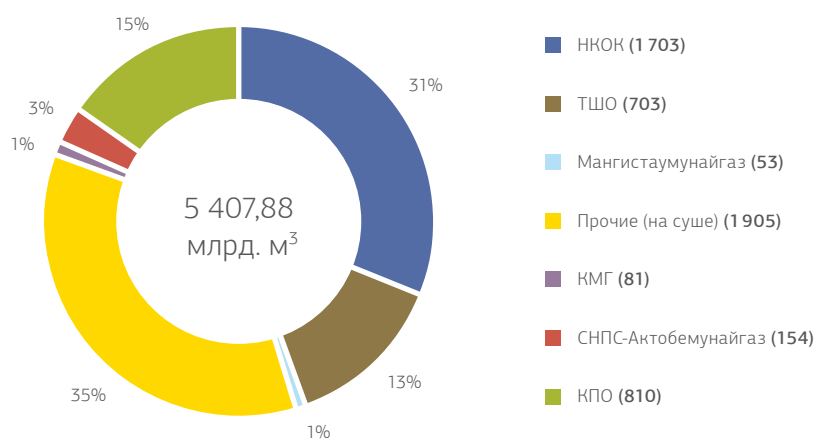


Рис. 7.3.1 Доказанные и вероятные запасы газа в Казахстане по операторам (2014 г., млрд. м³)

На долю газовых месторождений Казахстана с менее сложными условиями добычи (небольшая глубина залегания или отсутствие серы) приходится лишь небольшая часть запасов; такие месторождения, как правило, имеют лишь местное значение и обеспечивают газом близлежащих потребителей. При этом разработка месторождений такого типа ведется, главным образом, в регионах, не относящихся к западному Казахстану: это Кызылординская, Жамбылская, Южно-Казахстанская и Восточно-Казахстанская области.

Отличительной особенностью запасов природного газа в Казахстане является тот факт, что они в основном представлены попутным газом; следовательно, добыча газа ведется главным образом одновременно с добычей жидких углеводородов. Большая часть добываемого неочищенного газа подвергается обратной закачке для поддержания давления в пласте и добычи жидких углеводо-

родов.³⁰ На месторождениях с обратной закачкой газа в пласт, как правило, высоко содержание сероводорода. В частности, на месторождениях Тенгиз и Кашаган содержание серы составляет примерно 18%–19%. Таким образом, основной проблемой газодобывающих компаний Казахстана являются высокие затраты на переработку газа с целью удаления серы и других примесей и, соответственно, последующая утилизация значительных объемов извлеченной серы.

Предварительно оцененные или прогнозируемые запасы газа в Казахстане достаточно велики (дополнительно 8 трлн. м³ или даже 17,5 трлн. м³). Вышеуказанные объемы сосредоточены, главным образом, на шельфе Каспийского моря. Однако высокая вероятность открытия газовых месторождений сохраняется и для ряда территорий на суше, в частности, в Северо-Каспийском бассейне и бассейне Северного Устюрта (Аральское море).³¹

7.3.3. Добыча природного газа

Согласно отчетным данным, в 2014 г. валовой объем добычи газа в Казахстане составил 43,2 млрд. м³ по сравнению с 42,4 млрд. м³ в 2013 г. Это в пять раз больше, чем в 1992 г., в первый год существования независимого Казахстана. Однако объемы «коммерческого» газа,

без учета газа для обратной закачки (в соответствии с общепринятыми международными методами статистической оценки), составляют только половину вышеуказанного объема или 24,8 млрд. м³ в 2014 г. (Таблица 7.3.2).³²

³⁰ Казахстан закачивает обратно примерно 40% валовой добычи газа для поддержания внутрислоевого давления.

³¹ Используется номенклатура IHS (см. Раздел 7.1 по геологоразведке). Северо-Устюртский бассейн иногда разделяют на Устюртско-Бузашинский и Аральский бассейны.

³² Валовая добыча газа – весь объем добытого из коллектора газа, включая не относящиеся к метану компоненты (сероводород, углекислый газ, азот и т.п.). В нее также включаются объемы закачиваемого обратно в пласт газа. В соответствии с общепринятой международной практикой статистического учета, данные по добыче не включают объемы обратной закачки, а учитывают только «коммерческие» объемы газа, которые могут быть использованы для нужд проекта или поставлены конечным потребителям. В 2014 г. в Казахстане суммарный объем обратной закачки составил порядка 18,4 млрд. м³ или почти 43% валовой добычи газа. Все приведенные в настоящем Докладе данные по объемам газа указаны согласно системе измерения, принятой в странах бывшего СССР (8 200 ккал/м³; т.е. объем измеряется при температуре 20°C и давлении 760 мм рт. ст.), а не согласно общепринятому международному стандарту (9 500 ккал/м³; т.е. при температуре 15°C и давлении 1 атм. или 760 мм рт. ст.). Для преобразования данных, рассчитанных по советской (российской) системе, в данные, соответствующие международному стандарту измерения объемов газа, приведенный показатель следует умножить на 0,935.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Добыча (всего, согласно отчетным данным; валовой объем)	7,1	7,9	8,1	6,7	4,5	5,9	6,5	8,1	7,9	9,9	11,5	11,6	14,1	16,2	22,1	25,0	26,4	29,6	32,9	35,9	37,1	39,5	40,1	42,4	43,2
Добыча (за вычетом обратной закачки)	7,1	7,9	8,1	6,7	4,5	5,9	6,5	8,1	7,9	9,9	11,5	11,6	14,1	16,2	19,9	18,9	18,2	21,6	22,2	24,7	24,1	24,7	24,4	24,6	24,8
Обратная закачка	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	6,0	8,2	8,0	10,6	11,3	13,0	14,9	15,8	17,8	18,4
Экспорт**	4,1	4,2	3,9	3,5	1,6	2,6	2,3	2,4	2,3	4,2	5,2	5,5	10,4	11,0	17,3	15,4	15,1	15,2	17,4	17,7	14,5	22,3	20,5	20,6	10,6
Импорт**	11,4	9,1	14,3	11,8	8,0	8,5	5,5	3,0	3,1	2,8	4,2	4,3	8,2	8,7	11,7	11,2	11,1	7,2	6,7	3,7	4,0	3,7	3,8	5,2	2,2
Потребление (видимое; валовое)***	14,4	12,8	18,5	15,1	10,9	11,8	9,7	8,7	8,7	8,5	10,5	10,4	11,8	13,9	16,5	20,8	22,4	21,5	22,2	22,0	26,7	20,9	23,4	26,9	34,8
Потребление (видимое; за вычетом обратной закачки)**	14,4	12,8	18,5	15,1	10,9	11,8	9,7	8,7	8,7	8,5	10,5	10,4	11,8	13,9	14,3	14,7	14,2	13,5	11,5	10,8	13,7	6,0	7,6	9,2	16,4
Поставки согласно отчетным данным	13,7	10,8	11,9	н/д	н/д	8,3	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	4,8	5,0	6,0	6,5	7,3	8,0	8,4	9,0	8,4	9,0	10,1	10,5	10,9	12,4

* Объемы, заявленные как потребление (поставки конечным потребителям), по данным Министерства энергетики или статистических источников Республики Казахстан.

** Объемы, указанные в статистических данных внешней торговли Республики Казахстан; фактические «операционные» объемы экспорта (согласно отчетным данным по эксплуатации газопроводов) значительно ниже (за 2014 г. приведены фактические «операционные» объемы).

*** Видимое потребление рассчитывается как добыча – (экспорт — импорт), и, таким образом, включает использование на промысле, уменьшение объема, потери и изменения объемов в ПХГ и т.п.

Источник: Министерство энергетики РК; Комитет по статистике РК; IHS Energy

Таблица 7.3.2 Газовый баланс Казахстана, 1990-2014, (млрд. м³)

Обратная закачка газа

Республика Казахстан – относительно крупный производитель попутного газа, что неудивительно, учитывая большие объемы добычи нефти в стране. В 2014 году из 43,2 млрд. м³ газа, добытого в Казахстане в целом (совокупный объем), 21,3 млрд. м³ (49,3%) приходилось на попутный газ (Рис. 7.3.2). Состав попутного газа, добываемого вместе с нефтью из общей залежи, довольно сложен: кроме метана, в нем содержатся более тяжелые углеводороды, такие как этан, пропан и бутан, а также более тяжелые жидкие фракции и неуглеводородные соединения, такие как сероводород, двуокись углерода и азот. Доля компонентов неметанового ряда в общем объеме попутного газа может быть довольно высокой, варьируясь в диапазоне от 15% до 85%. В отличие от попутного, свободный, или так называемый «природный» газ, содержит преимущественно метан – доля неметановых компонентов в нем, как правило, составляет 10% или меньше (хотя этот показатель, естественно, в значительной степени варьируется в зависимости от конкретного месторождения).

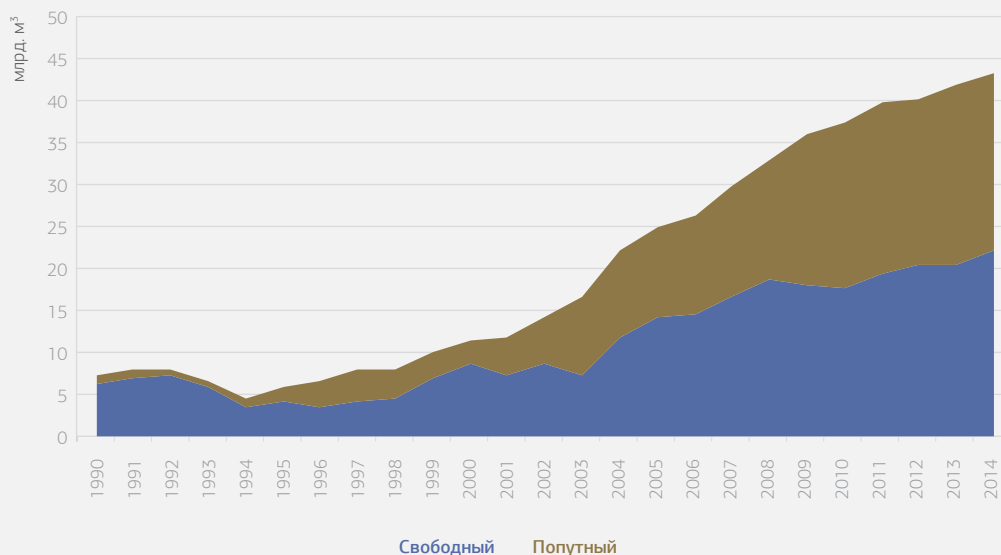


Рис. 7.3.2 Валовая добыча газа в Казахстане за прошедший период: попутный и свободный (непопутный) газ

Помимо содержания неметановых компонентов в попутном газе, также существенно варьируется и общий «газовый фактор» (коэффициент содержания газа в нефти в общем объеме добываемой продукции). Зачастую ключевой переменной величиной при этом является глубина продуктивного горизонта, с увеличением которой в коллекторе повышаются температура и давление, что, как правило, приводит к увеличению газового фактора и уровня содержания более тяжелых углеводородов. Тем не менее, попутный газ, из-за относительно высокого содержания в нем жидкостей, является ценным ресурсом, особенно в качестве сырья для нефтехимической промышленности.

В принципе, известно несколько вариантов применения попутного газа. Попутный газ может использоваться для увеличения нефтеотдачи как непосредственно (путем обратной закачки в пласт для поддержания пластового давления), так и опосредованно (для производства пара или метанола на промысле в рамках других методов увеличения нефтеотдачи (МУН)). В ходе газлифтной эксплуатации скважин попутный газ закачивается под высоким давлением в эксплуатационную колонну для подъема скважинных флюидов. Попутный газ также используется в некоторых технологических процессах непосредственно на промысле, например, для выработки электроэнергии, в качестве топлива для компрессорных агрегатов, для производства тепла и подогрева нефти. Путем переработки и очистки попутный газ преобразуют в сухой газ товарного (или т.н. «трубопроводного») качества, и он становится коммерческим продуктом, который продается таким промышленным потребителям, как электростанции, заводы или газораспределительные компании для последующих поставок конечным потребителям бытового или коммерческого сектора. В то же время, в процессе переработки и очистки получают различные побочные продукты, среди которых сжиженный углеводородный газ (СУГ – пропан и бутан), этан (сырье для нефтехимического производства) или тяжелый заводской конденсат (т.е. газоконденсатный бензин).

Для добывающей компании экономическая целесообразность утилизации попутного газа зависит от нескольких факторов. Возможно, самым важным из них является наличие необходимой инфраструктуры вблизи нефтяного месторождения, в том числе газопроводов и перерабатывающих мощностей. Наличие такой инфраструктуры и местного рынка сбыта газа значительно повышает общую экономическую выгоду от утилизации. Стадия разработки месторождения также является одним из определяющих факторов: установки обратной закачки газа на истощающихся месторождениях, как правило, обходятся дороже (и имеют меньшее воздействие на срок реализации проекта), чем когда они устанавливаются на месторождениях, находящихся на начальной стадии эксплуатации при наращивании объемов добычи. Немаловажное значение также имеет общий объем добычи попутного газа, так как некоторые варианты его утилизации не являются экономически оправданными при незначительных объемах. И, наконец, оптимальный вариант использования попутного газа также определяется его качеством, в том числе содержанием сероводорода и меркаптановой серы. В случае если ни один из вариантов не представляется экономически целесообразным, попутный газ может просто сжигаться на факеле, хотя такая практика, как правило, запрещается законом или подлежит строгому нормативно-правовому регулированию в большинстве стран, включая Казахстан.

В Казахстане выбор вариантов утилизации газа определяется целым рядом факторов. К двум наиболее важным относятся ужесточение нормативно-правового режима в отношении факельного сжигания газа и высокое содержание сероводорода в извлекаемом газе большинства месторождений. Последнее обстоятельство делает переработку не только высокозатратной, но и обязательной для многих вариантов утилизации.

До конца 1990-х годов добывающие предприятия Казахстана не были связаны никакими конкретными обязательствами по утилизации попутного газа, поэтому он в значительных объемах сжигался на факеле. Однако намерение Правительства расширить масштабы использования этого природного ресурса и снизить уровень выбросов загрязняющих веществ в атмосферу привело к появлению соответствующих требований и нормативно-правовой базы. Августовской поправкой 1999 года к Указу Президента № 2350 «О нефти» (датированному июнем 1995 г.) был введен запрет на факельное сжигание попутного газа (с рядом исключений). Следующий важный шаг был сделан в декабре 2004 года, когда этот Указ лег в основу Закона «О нефти». Новый закон обязал пользователей недр «осуществлять утилизацию» попутного газа. Под этим подразумевалась добыча попутного газа с его использованием для технических нужд добывающего предприятия либо с последующей переработкой для получения коммерческого продукта. Впоследствии в этом контексте Закон «О нефти» был заменен законом «О недрах и недропользовании» (Закон Республики Казахстан № 291-IV от 24 июня 2010 г.), содержащим дополнительные требования в отношении попутного газа. Этот закон еще более закрепил принцип приоритетности утилизации попутного газа путем его переработки в товарную продукцию. Однако в случае «нецелесообразности» переработки попутного газа (здесь существует некоторая неопределенность в том, имеется ли в виду нецелесообразность с чисто технической точки зрения или учитывается также и экономическая нецелесообразность (нерентабельность)) Министерство энергетики может разрешить добывающей компании три следующих альтернативных варианта утилизации газа:

- для собственных технологических нужд проекта;
- для обратной закачки в пласт с целью повышения объемов извлечения жидкостей на протяжении срока разработки месторождения;
- или для хранения в подземных газохранилищах.

Это требование распространяется на все контракты на недропользование, заключенные после 1 декабря 2004 г.

В силу сочетания таких факторов, как новые нормативно-правовые требования, высокая стоимость переработки (высокосернистого) газа и начальная стадия развития газового рынка (для которого характерны низкие цены производителей на внутреннем рынке), обратная закачка стала одним из наиболее широко распространенных вариантов утилизации газа в Казахстане, особенно на проектах со значительными объемами высокосернистого газа. Из 21,3 млрд. м³ попутного газа, добытого в Казахстане в 2014 г., 8,6 млрд. м³ (40%) было закачено обратно в пласты, при этом еще 9,8 млрд. м³ свободного газа месторождения Карачаганак также пошло на обратную закачку – таким образом, из общего объема добычи газа (43,2 млрд. м³) в Казахстане в 2014 г. 18,4 млрд. м³ (42,6%) было использовано для обратной закачки.

Хотя указанный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) может повысить коэффициент извлечения жидких углеводородов примерно на 4-8%, а в некоторых случаях даже еще более значительно, он имеет ряд особенностей, в связи с которыми его целесообразность должна оцениваться индивидуально для каждого конкретного проекта. В частности, эффективность метода зависит от геологического строения залежи и характеристик сырой нефти. Например, данный МУН особенно эффективен для высокопроницаемых пластов-коллекторов со структурным падением под большим углом и большой высотой нефтяной залежи. С точки зрения периода разработки месторождения, этот МУН, по сути, приносит больший результат при его использовании для увеличения объемов добычи на поздней стадии разработки месторождения (как правило, он не меняет максимальный уровень добычи нефти в период ее стабилизации (т.н. «стадия плато» или «полка»). И, наоборот, обратная закачка малоэффективна в пластах с интенсивным водонапорным режимом из-за риска нарушения покрышки коллектора и происходящей вследствие этого утечки газа. Наконец, обратная закачка газа может дополняться закачкой воды (метод водогазовой закачки). Этот метод получил повсеместное распространение в глобальном масштабе и во многих случаях обеспечивает лучшее поддержание пластового давления, чем метод обратной закачки только газа.

Проект освоения месторождения Карачаганак стал первым в Казахстане проектом добычи, где в 2004 году началась обратная закачка в пласт сернистого газа с целью повышения степени извлечения жидких углеводородов. Так как это месторождение является газоконденсатным, его газовый фактор относительно высок и составляет около 1,4, т.е. на каждую тонну извлеченного конденсата приходится около 1 400 кубических метров извлеченного сернистого газа. Основная доля прибыли от реализации проекта формируется за счет продажи жидких углеводородов (преимущественно на экспорт

по нефтепроводу КТК). При этом газ направляется ТОО «КазРосГаз» через границу для переработки на Оренбургском ГПЗ (см. ниже). Как правило, этот газ продается по довольно низкой цене: средняя цена, за которую компания «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» (КПО) продавала свой сырой газ в последние годы, колебалась в диапазоне от 24 до 27 долл. США за тыс. м³. Средняя цена покупки Казахстаном российского товарного газа составляла около 58-59 долл. США за тыс. м³.³³ В течение этого периода стоимость жидких углеводородов, экспортируемых по газопроводу КТК, составляла около 100 долл. США/барр. на точке входа в газопровод (Атырауская область).³⁴

Относительную привлекательность обратной закачки газа для добывающего предприятия (оператора), компании КПО, видно на примере отказа от предложения о переработке газа месторождения Карачаганак на местном ГПЗ из-за высоких инвестиционных затрат. Строительство ГПЗ на базе Карачаганака имело целью создать альтернативный рынок сбыта и увеличить объемы поставок газа на внутренний рынок (см. ниже). Однако от строительства завода проектной производительностью 5 млрд. м³ ввиду значительных инвестиций 2,5-4,9 млрд. долл. США было решено отказаться: согласно заявлению Министерства энергетики РК стоимость товарного газа составляла бы 100 долл. США/тыс. м³.

В 2000-х годах на месторождении Тенгиз также пришлось перейти к обратной закачке увеличившихся объемов извлекаемого высокосернистого попутного газа,³⁵ что явилось следствием планового наращивания добычи нефти в сочетании с изменениями нормативно-правового режима. Например, если в 1998-2001 гг. ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) ежегодно сжигало около 2 млрд. м³ газа, то к 2004 г. объем сжигания снизился примерно до 0,4 млрд. м³. От принятой на проекте практики штатного факельного сжигания газа полностью отказались в декабре 2009 г. после завершения долгосрочного проекта утилизации газа, обошедшегося в 258 млн. долл. США. Однако ключевым компонентом программы, направленной на сведение к минимуму необходимости в высокзатратной переработке (высокосернистого) газа и решение проблемы хранения серы, стала обратная закачка такого газа. По мнению ТШО, увеличение объемов закачки газа в пласт способствует как частичной компенсации падения пластового давления, так и более эффективному вытеснению нефти из пласта. Оба эти преимущества, в свою очередь, повышают объемы извлекаемых запасов. По заявлению Генерального директора ТШО, сделанному в период рассмотрения предложенного проекта обратной закачки, его реализация позволит в конечном итоге повысить годовые объемы добычи нефти на 3 млн. т на поздней стадии эксплуатации месторождения, когда начинается истощение запасов. Капитальные затраты на проект расширения мощностей завода второго поколения и обратной закачки высокосернистого газа (проект ЗВП/ЗСГ), реализованный в 2004-2008 гг., составили около 5,5 млрд. долл. США. Ввод в эксплуатацию этих мощностей позволил повысить объемы добычи на проекте Тенгиз приблизительно с 335 тыс. барр./сутки (15,5 млн. т в год) до 585 тыс. барр./сутки (27 млн. т в год). Аналогичное решение легло в основу реализации проекта следующей стадии расширения производственных мощностей на месторождении Тенгиз, завершение работ по которому ожидается в 2021 г. Этот проект, известный под названием «Проект будущего расширения» (ПБР), увеличит добычу еще на 250 тыс. барр./сутки (12 млн. т в год).

7.3.3.1. Совместные проекты с иностранными компаниями остаются основными центрами добычи

Добыча газа в Казахстане ведется, главным образом, в рамках совместных проектов с крупнейшими международными нефтяными компаниями. Главным партнером среди них выступает КПО (основные акционеры –

BG и Eni), а за ней следует ТШО (самая большая доля принадлежит Шеврон) (Рис. 7.3.3).³⁶ В настоящее время на долю КПО и ТШО приходится более 75% валового объема добываемого в Казахстане газа.

³³ Согласованная цена, которую получает КРГ за переработанный сухой газ, составляет 85 долл. США за тыс. м³.

³⁴ По международным ценам на смесь КТК (нефть марки CPC Blend) за вычетом затрат на морскую перевозку и тарифа трубопровода КТК. Программа второго этапа расширения проекта Карачаганак предусматривала строительство трубопровода протяженностью 635 км для транспортировки стабилизированного конденсата с месторождения в Атырау, где он соединялся с магистральным трубопроводом КТК. Трубопровод введен в эксплуатацию в 2001 г.

³⁵ Газовый фактор на месторождении Тенгиз, поскольку это нефтяное месторождение, намного ниже, чем на месторождении Карачаганак, однако все же относительно высок – более 0,5. То есть, на каждую тонну добытой на месторождении нефти приходится свыше 0,5 тыс. м³ попутного газа.

³⁶ BG приобретает компанией Шелл в рамках объявленной в марте 2015 г. сделки на сумму 70-75 млрд. долл. США.

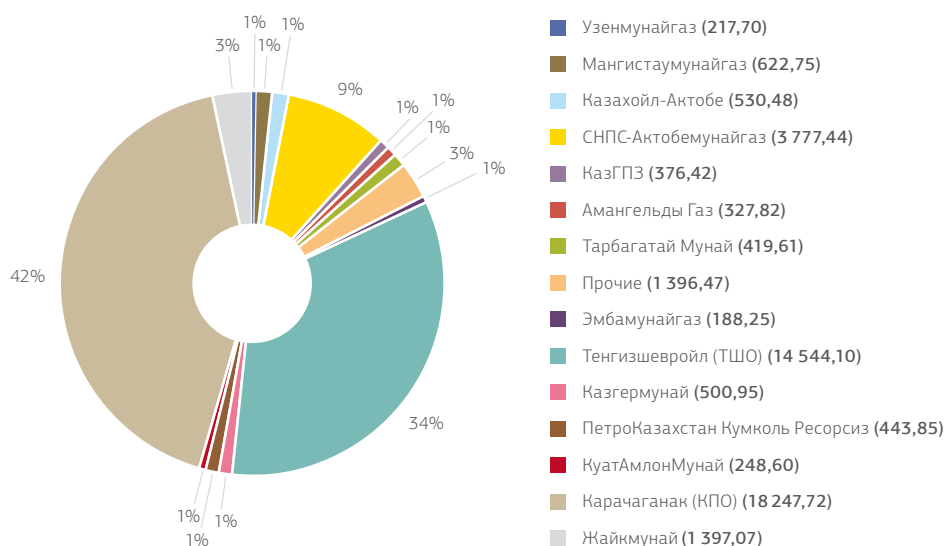


Рис. 7.3.3 Валовая добыча природного газа в Казахстане крупнейшими добывающими предприятиями в 2014 г. (млн. м³)

КПО (участники: Епі – 29,25%, BG – 29,25%, Шеврон – 18%, ОАО «Лукойл» – 13,50% и КМГ – 10%) ведет деятельность на месторождении Карачаганак и на данный момент является одним из крупнейших владельцев запасов газа и крупнейшей газодобывающей компанией в Казахстане, а также обладает мощным потенциалом для роста в ближайшие годы. Валовые запасы на месторождении Карачаганак оцениваются более чем в 325 млн. т жидких углеводородов и более 800 млрд. м³ газа. ТШО (участники: Шеврон – 50%, КМГ – 20%, ЭксонМобил – 25% и ОАО «Лукойл» 5%) ведет деятельность на Тенгизском и Королевском месторождениях; валовые запасы оцениваются в порядка 1 млрд. т жидких углеводородов и более 700 млрд. м³ газа.

В 2013 г. КПО добыла на территории Западно-Казахстанской области 17,5 млрд. м³ газа, в 2014 г. – 18,2 млрд. м³, при этом более половины сернистого газа (9,3 млрд. м³ в 2013 г. и 9,8 млрд. м³ в 2014 г.) было использовано в целях обратной закачки.³⁷ Практически весь остальной объем был поставлен на газоперерабатывающий завод в Оренбурге (Россия) по специальному газопроводу, построенному еще во времена Советского Союза. Отсутствие перерабатывающих мощностей на месторождении Карачаганак и альтернативных газопроводов, соединяющих его с другими основными центрами потребления, ограничивают возможности консорциума по сбыту добываемого КПО высокосернистого газа. Так как планы по строительству газоперерабатывающего завода в Казахстане в настоящее время отложены на неопределенный срок (см. ниже), в части продажи добываемого КПО газа операторы по-прежнему будут зависеть от договоров о свопах с ОАО «Газпром».

Объемы добычи ТШО (Атырауская область) в 2013 г. и 2014 г. составили 14,6 и 14,5 млрд. м³ (соответственно), из которых в 2014 г. около 7,5 млрд. м³ было использовано для обратной закачки. Таким образом, коммерческая (товарная) продукция ТШО в 2014 г. составила 7,0 млрд. м³ газа.³⁸

Другими крупными газодобывающими компаниями являются (Рис. 7.3.3 и 7.3.4):

1. АО «СНПС-Актобемунайгаз» (суммарная добыча 3,8 млрд. м³ в 2014 г., Актюбинская область)
2. частная компания Nostrum Oil and Gas («Жаикмунай») (1,4 млрд. м³, Западно-Казахстанская область)
3. ТОО «Казахойл Актобе», акционером которой является Sinopec (531 млн. м³, Актюбинская область)
4. АО «МангистауМунайГаз», акционером которой является CNPC (ММГ) (623 млн. м³, Мангистауская область)
5. ТОО «СП «Казгермунай», акционером которой является CNPC (501 млн. м³, Кызылординская область)
6. АО «ПетроКазахстан» (ПКЗ), акционером которой является CNPC (444 млн. м³, Кызылординская область)
7. КТГ (328 млн. м³, месторождение Амангельды, Жамбылская область).

³⁷ Первым проектом, в рамках которого для обратной закачки стали использоваться большие объемы (высокосернистого) газа, стал Карачаганак (2003 г.); объемы закачки наращивались с 2004 г.

³⁸ Еще одно месторождение, где в настоящее время применяется технология обратной закачки – Кожасай в Актюбинской области (разработка ведется с 2006 г., одновременно с прилегающим месторождением Алибекмола). Данный проект реализуется совместным предприятием КМГ и Caspian Investment Resources (50/50). В апреле 2014 г. «ЛУКОЙЛ Оверсиз» заключила соглашение о продаже своей оставшейся доли Caspian Investment Resources компании Sinopec, но соглашение так и не было реализовано. Вышеуказанная доля была приобретена ОАО «Лукойл» при покупке Caspian Investment Resources в 2005 г. (сделка по приобретению Nelson Resources совместно с Sinopec).

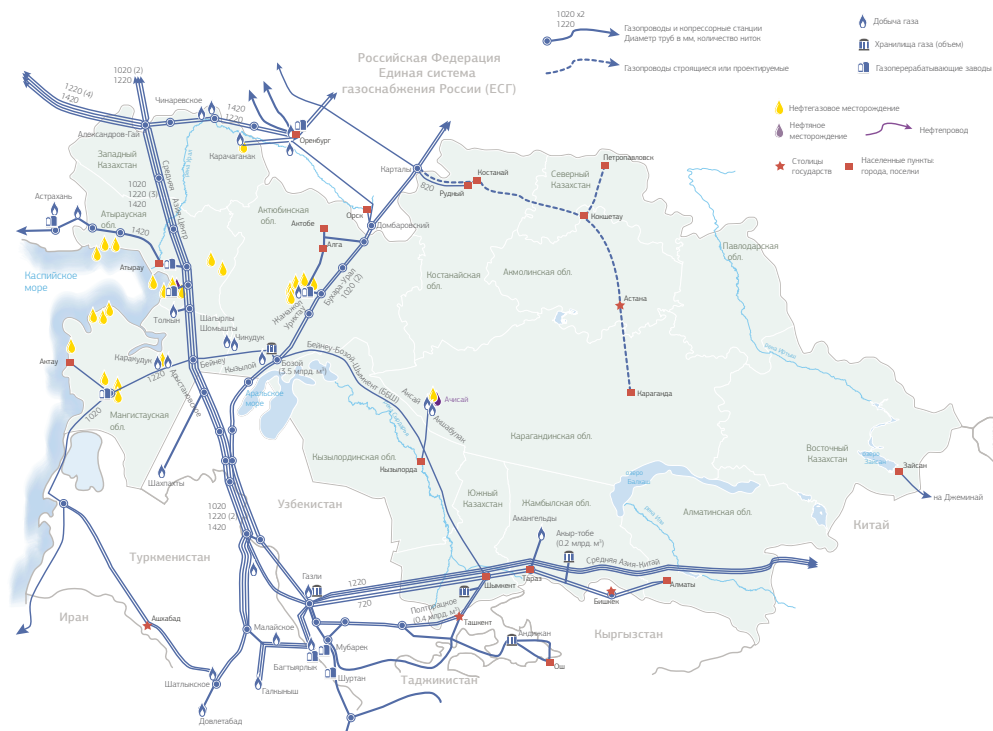


Рис. 7.3.4 Карта основных месторождений углеводородов Казахстана

Почти 94% добываемого в Казахстане газа приходится на западные области Казахстана (Рис. 7.3.5). Лидером добычи является Западно-Казахстанская область, где

находится Карачаганакский проект. Другим крупным добывающим регионом является Атырауская область.

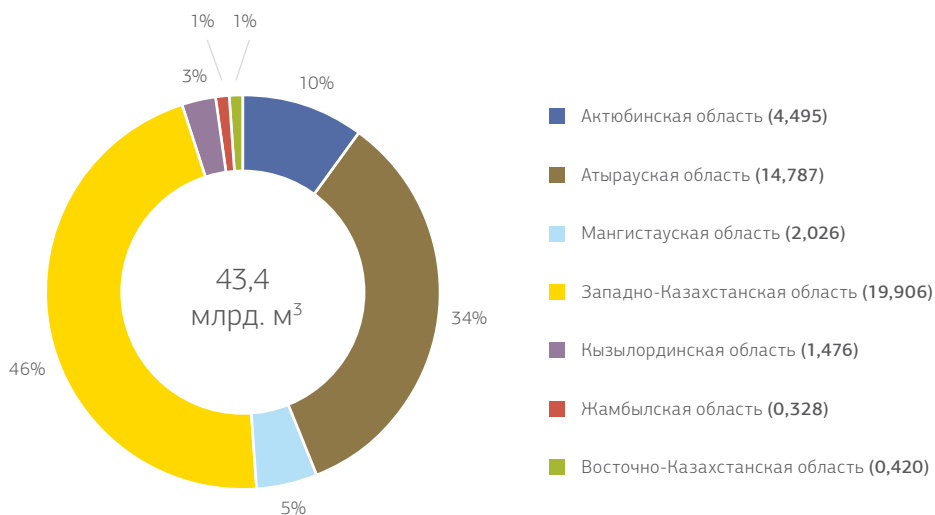


Рис. 7.3.5 Валовая добыча газа в Казахстане по областям в 2014 г. (млрд. м³, %)

7.3.4. Перспективы в области добычи природного газа

Фактически в 2014 г. КМГ еще раз подтвердила ориентированность Казахстана на добычу нефти, отложив планы по строительству газоперерабатывающего завода на месторождении Карачаганак (крупнейшем в стране газовом месторождении) мощностью 5 млрд. м³/год, который

являлся составной частью проекта по существенному увеличению валовой добычи газа на данном месторождении (см. ниже). По оценке КМГ, стоимость строительства завода (3,7 млрд. долл. США) в дополнение к общей расчетной стоимости третьего этапа расширения

на месторождении (которая находится в диапазоне от 15 млрд. до более чем 30 млрд. долл. США в зависимости от точного объема работ, который до сих пор не могут согласовать партнеры проекта и руководство Казахстана), сделала целесообразность реализации данного проекта крайне спорной с точки зрения рентабельности.³⁹

Как ожидается, объемы добычи газа в Казахстане будут по-прежнему зависеть от тенденций и динамики добычи нефти в долгосрочной перспективе. Вряд ли будут реализовываться крупномасштабные проекты в области разведки и добычи, ориентированные исключительно на природный газ. Причиной тому является отсутствие на внутреннем рынке газа каких-либо серьезных стимулов для этого, учитывая относительно низкие цены на газ. Некоторым предприятиям, ведущим добычу сухого газа с низкой себестоимостью и минимальной подготовкой (переработкой), возможно, все же удастся получать прибыль даже при текущих низких ценах на газ.

Увеличение объемов добычи газа в Казахстане во многом зависит от разработки месторождения Кашаган оператором проекта «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК), участниками которой являются: КМГ – 16,88%; Епі, ЭксонМобил, Шелл, Тоталь – по 16,81%; КННК – 8,33%; и Инпекс – 7,56%. Доказанные и вероятные (прогнозные) запасы Кашаганского проекта (НКОК) составляют 1,4 млрд. т (11 млрд. барр.) жидких углеводородов и 1,7 трлн. м³ газа. Попутный газ, добываемый на месторождении Кашаган, отличается высоким содержанием серы (около 18% H₂S и 4-5% CO₂). Более 50% газа с месторождения Кашаган планируется использовать для целей обратной закачки; оставшийся газ будет перерабатываться и реализовываться на рынке. По причине высокого давления в коллекторе оператор был вынужден установить мощные компрессоры (35 МВт), разработанные специально для данного проекта. Установленные мощности в совокупности позволяют перерабатывать 6,2 млрд. м³ сырого газа, соответственно, такие объемы газа могут направляться на расположенный на суше

газоперерабатывающий завод. Планируется увеличение перерабатываемой мощности до 9 млрд. м³ (на втором этапе реализации проекта). В августе 2013 г., НКОК и КТГ подписали долгосрочный договор купли-продажи, предусматривающий закупку КТГ 2,5-3,0 млрд. м³ подготовленного сухого газа ежегодно в рамках первого этапа проекта сроком до 2041 г. (текущий срок истечения действия СРП).

- При составлении прогноза общей добычи газа в Казахстане рассматривалось несколько региональных групп (которые не следует путать с аналогичными названиями казахстанских областей) и несколько крупных отдельных проектов: Тенгиз, Карачаганак, Кашаган, прочие шельфовые проекты, прочие проекты по добыче на западе Казахстана (добывающие предприятия Мангистауской, Западно-Казахстанской, Актюбинской и Атырауской областей), Восточный Казахстан (включает производителей как в Кызылординской, так и Восточно-Казахстанской областях), Южный Казахстан (Жамбылская область) и Северный Казахстан (Актюбинская область) (Рис. 7.3.6).⁴⁰ В 2030 г. основными источниками газа (согласно базовому сценарию) предположительно будут являться следующие месторождения: Тенгиз (23 млрд. м³ – валовая добыча, 7,5 млрд. м³ – коммерческий газ), Карачаганак (22 млрд. м³ – валовая добыча, 10 млрд. м³ – коммерческий газ) и Кашаган (13 млрд. м³ – валовая добыча, 6 млрд. м³ – коммерческий газ). Но ключевым фактором является общий прогноз добычи нефти в Казахстане, так как он является определяющим для объемов добычи газа. В зависимости от объемов добычи нефти, предусмотренных базовым, пессимистичным или оптимистичным сценарием (см. Раздел выше), объемы добычи товарного газа могут существенно различаться (Рис. 7.3.7). Базовый сценарий добычи газа соответствует предположениям, лежащим в основе базового сценария добычи нефти IHS, который более подробно рассматривается выше в Разделе, посвященной нефти.

.....

³⁹ Изначально планировалось, что после ввода третьей очереди добыча жидких углеводородов будет увеличена до 15 млн. т/год, сырого газа – до 38 млрд. м³/год. Другие предлагаемые решения по расширению предполагают сохранение объема добычи жидких углеводородов на неизменном (стабильном) уровне 11-11,5 млн. т/год с увеличением объема добычи газа до целых 40 млрд. м³/год.

⁴⁰ В том, что касается добычи газа, Кызылординская область условно относится к восточному Казахстану, поскольку она не соединена газопроводом с другими частями Казахстана, и поэтому в последние два десятилетия была изолирована – при этом объемы потребления в данном географическом регионе были равны объемам добычи. Область приходилось учитывать отдельно от южного Казахстана, который, в основном, потребляет газ, импортируемый из Центральной Азии. Однако с завершением прокладки участка газопровода Бозой-Шымкент в 2013 г. ситуация изменилась: теперь газ Кызылординской области имеет выход в южный Казахстан. Аналогичным образом, Восточно-Казахстанская область не связана с остальной частью Казахстана, хотя оттуда идет небольшой трубопровод в Китай.

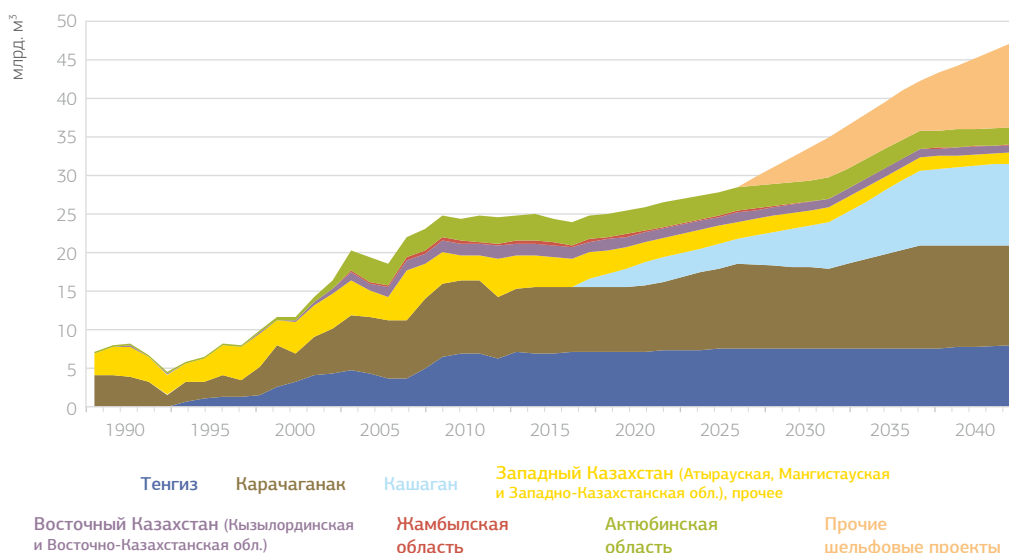


Рис. 7.3.6 Добыча газа в Казахстане (коммерческие объемы) – базовый сценарий

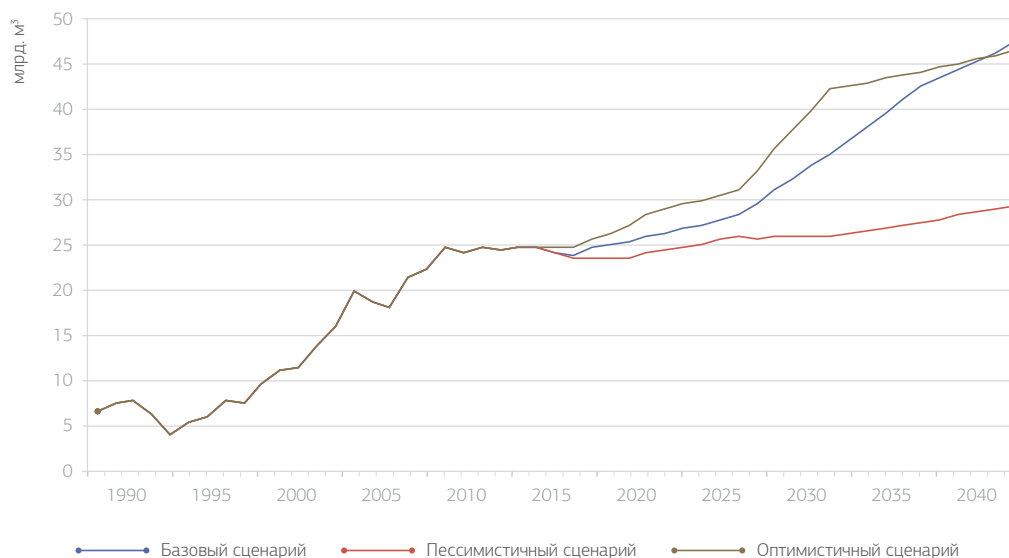


Рис. 7.3.7 Добыча газа в Казахстане (коммерческие объемы): три сценария

По официальной оценке (по данным Министерства энергетики), объем валовой добычи газа к 2020 г. достигнет 62 млрд. м³/год и сохранится примерно на этом уровне вплоть до 2030 г. (Таблица 7.3.3). В то же самое время, объемы «товарного» газа, согласно определению Министерства, (т.е. объемы, доступные для реализации и поставки конечным потребителям, за вычетом объемов использования газа при добыче, хранении и транспортировке) сохранятся примерно на том же уровне (около 21-22 млрд. м³ в период до 2030 г.). По мнению IHS Energy, в долгосрочной перспективе объем как валовой добычи газа, так и добычи доступного для реализации (товар-

ного) газа будет несколько выше. Согласно базовому сценарию IHS Energy, валовая добыча газа составит около 48 млрд. м³ в 2020 г. и 72 млрд. м³ в 2030 г.; при этом объем товарного (коммерческого) газа увеличится до 26 млрд. м³ в 2020 г. и 35 млрд. м³ в 2030 г., соответственно (Таблица 7.3.4). Основным фактором, объясняющим разницу между прогнозами Министерства энергетики и IHS, являются разные оценки перспектив добычи нефти в Казахстане, а также различия в составе категорий по добывающим предприятиям (проектам); эти ключевые различия рассматривались выше в Разделе, посвященном добыче нефти.

	Прогноз								
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Валовая добыча газа, всего	37,4	39,5	40,3	42,4	43,2	44,2	62,0	61,0	59,8
Обратная закачка газа	13,0	14,9	15,8	17,8	18,4	12,5	22,8	24,8	25,1
Прочее использование на промысле для переработки и собственных нужд (включая факельное сжигание)*	11,1	9,8	8,6	6,8	6,4	5,6	5,9	5,5	5,3
Коммерческий газ, всего	24,1	24,7	24,4	24,6	24,8	26,1	33,3	30,7	29,4
Использование (топливного) газа в трубопроводах и газовых турбинах*	2,7	2,9	3,0	2,9	1,8	3,9	8,6	8,5	8,4
Товарный газ для потребителей, на экспорт, и т.д.	21,4	21,7	21,4	21,7	23,0	22,2	24,7	22,3	21,0

* Министерство энергетики РК представляет данные СНИП в следующей разбивке:
(1) прочее использование на промысле для переработки и собственных нужд и отдельно (2) использование газа в трубопроводах и газовых турбинах.

Источник: Доклад Министерства энергетики Республики Казахстан, Концепция развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2030 г. от 5 декабря 2014 года.

Данные за 2010-2014 гг. компилированы IHS из разных источников, включая Доклады Министерства энергетики РК.

Таблица 7.3.3 Прогноз добычи газа в Казахстане: Министерство энергетики РК, (млрд. м³)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Добыча (всего, согласно отчетным данным; валовой объем)	25,0	37,1	42,8	47,6	57,8	71,8	75,4	76,7
Добыча (за вычетом обратной закачки)	18,9	24,1	24,1	25,8	28,2	34,7	42,0	46,7
Обратная закачка	6,0	13,0	18,7	21,8	29,6	37,1	33,4	30,0
Экспорт**	15,4	14,5	11,7	10,1	7,8	11,8	14,3	16,0
Импорт**	11,2	4,0	6,0	6,3	6,3	6,0	6,0	6,0
Потребление (видимое; валовое)	20,8	26,7	37,1	43,8	56,3	66,0	67,1	66,7
Потребление (видимое; за вычетом обратной закачки)	14,7	13,7	18,4	22,0	26,7	28,9	33,7	36,7
Поставки согласно отчетным данным*	7,3	9,0	13,4	16,8	20,6	22,3	27,2	30,8
Прочее потребление***	7,5	4,7	5,0	5,2	6,1	6,6	6,5	5,9

* Объемы, заявленные как потребление (поставки конечным потребителям), по данным Министерства энергетики или статистических источников Республики Казахстан.

** Объемы импорта и экспорта газа по отчетным данным органов статистики Республики Казахстан; фактические «операционные» объемы экспорта значительно ниже (с 2015 г. года и далее приведены прогнозируемые «операционные» объемы).

*** Прочие объемы расхода внутри страны: данная категория включает уменьшение объема и потери на промысле, использование и потери в системе трубопроводов, а также изменения в запасах.

Источник: Министерство энергетики РК; Комитет по статистике РК; IHS Energy (Обзор экспорта газа в Евразии).

Таблица 7.3.4 Газовый баланс Казахстана: обзор и прогноз до 2040 г. (базовый сценарий IHS), (млрд. м³)

7.3.5. Газоперерабатывающая отрасль

В Казахстане действуют три крупных газоперерабатывающих завода (ГПЗ), а также существует схема переработки газа с месторождения Карачаганак за пределами

страны на Оренбургском газоперерабатывающем заводе в России (см ниже).⁴¹ Общая мощность трех вышеупомянутых заводов (на данный момент) составляет 19,8

⁴¹ Существует ряд других (менее крупных) объектов по переработке (подготовке) попутного газа, построенных непосредственно на территории месторождений, эксплуатацию которых осуществляют другие добывающие предприятия. К ним,

млрд. м³/год (что выше показателя 12,3 млрд. м³/год в 2008 г.). Это Казахский, Тенгизский и Жанажольский газоперерабатывающие заводы. Казахский газоперерабатывающий завод расположен в Мангистауской области и перерабатывает попутный газ с Узеньского и Жетыбайского месторождений. Мощность завода – 2,9 млрд. м³/год. Мощность Тенгизского газоперерабатывающего завода – 7,9 млрд. м³/год. Жанажольский газоперерабатывающий завод в Актюбинской области принадлежит оператору месторождения – «СНПС-Актобемунайгаз». Завод имеет три технологические линии, общая мощ-

ность которых, после недавнего расширения в середине 2014 г., на данный момент составляет 9 млрд. м³/год. Основным из ожидаемых дополнений, которое должно расширить имеющиеся в стране перерабатывающие мощности, является завод на месторождении Кашаган производительностью 6 млрд. м³ (см. выше). В совокупности, с учетом мощностей, имеющихся в наличии на Оренбургском ГПЗ в России, этого должно быть достаточно для переработки основной части предполагаемых объемов казахстанского товарного газа приблизительно на протяжении следующего десятилетия.

7.3.5.1. Поставки газа с месторождения Карачаганак на газоперерабатывающий завод в г. Оренбург

В 2014 г. около 8,4 млрд. м³ высокосернистого газа с месторождения Карачаганак было поставлено через российскую границу на газоперерабатывающий завод в г. Оренбург для последующей переработки. Традиционно данный проект обслуживается казахстанско-российским совместным предприятием «КазРосГаз» (КРГ), учрежденным в 2002 г. КМГ и ОАО «Газпром» (см. текстовую вставку). В настоящее время КРГ контролирует экспорт и поставки на внутренний рынок с месторождения Карачаганак, однако после принятия закона «О газе и газоснабжении» в 2012 г. (см. ниже) предполагалось, что данные функции будут в итоге переданы АО «КазТрансГаз». С июня 2015 г. 50%-я доля участия АО «НК «КазМунайГаз» в ТОО «КазРосГаз» была передана в доверительное управление АО «КазТрансГаз». КРГ продолжает заниматься экспортом и поставками на внутренний рынок газа с Карачаганак. Почти весь сырой газ экспортируется в Россию для переработки

на Оренбургском ГПЗ, хотя небольшие объемы газа с месторождения Карачаганак используются на внутреннем рынке страны.

Соглашение с ОАО «Газпром» также играет важную роль в поставках на внутренний рынок и экспорте газа из Казахстана. Суть своп-операций заключается в том, что Газпром поставляет узбекский газ в южные области Казахстана и газ из России в северные регионы Казахстана в обмен на поставки газа с месторождения Карачаганак к российско-казахстанской границе. Примерно половина (48%) фактических объемов конечного потребления газа в Казахстане в 2013 г. была поставлена из-за рубежа (Россия и страны Средней Азии), так как инфраструктура поставок газа в Казахстане в настоящее время не обеспечивает соединения между многими центрами добычи и центрами потребления.

«КазРосГаз»

Совместное предприятие «КазРосГаз» (КРГ) было учреждено в соответствии с МежПравительственным соглашением между Россией и Казахстаном в ноябре 2001 г. предположительно для совместных поставок газа из Казахстана (и других стран) в Европу. Хотя изначально компании предоставлялись широкие полномочия по добыче, сбыту и транспортировке российского и казахстанского газа, ее основным видом деятельности стало посредничество при поставках газа с месторождения Карачаганак на газоперерабатывающий завод в г. Оренбург (Россия). При этом компания также поставляла некоторые объемы газа ТШО.

С течением времени объемы поставляемого КРГ газа увеличивались, по мере наращивания добычи на месторождении Карачаганак. В 2012 г. КРГ закупила 8 млрд. м³ сырого газа с месторождения Карачаганак для поставки на газоперерабатывающий завод в г. Оренбург; на выходе компания получила 6,9 млрд. м³ переработанного сухого газа и другие продукты переработки, включая серу, СУГ, этан и стабильный конденсат. Для сравнения, в 2003 г. КРГ поставила 5,5 млрд. м³ сырого газа, получив при этом 4,8 млрд. м³ сухого газа. Часть переработанного сухого газа поставляется напрямую покупателям в Западно-Казахстанской области; остаток поставляется по соглашению о свопе в обмен на газ, поступающий от ОАО «Газпром» в Костанайскую область (российский газ) и на юг Казахстана (газ из Узбекистана). В 2012 г. КРГ поставила 4 млрд. м³ потребителям в Казахстане и 2,9 млрд. м³ на экспорт. Поставки КРГ на внутреннем рынке распределяются следующим образом: приблизительно по 25% – в Западно-Казахстанскую и Костанайскую области и порядка 50% – в южный Казахстан. В 2013 г. КРГ поставила 8,2 млрд. м³ на газоперерабатывающий завод в г. Оренбург, получив при этом взамен 6,3 млрд. м³ товарного газа.

.....
в частности, относятся мощности на месторождении Каракудук, введенные в эксплуатацию в декабре 2008 г., и газоперерабатывающий завод на Чинаревском месторождении компании Nostrum Oil and Gas (ранее «Жаикмунай»), полностью введенный в эксплуатацию в 2012 г. Также один из заводов действует на территории месторождения Амангельды (КМГ).

Подписанное в 2008 г. МежПравительственное соглашение между Россией и Казахстаном на поставку высокосернистого газа с месторождения Карачаганак предусматривало налаживание более тесных взаимоотношений между двумя странами и предоставление Казахстану доли в газоперерабатывающем заводе в г. Оренбург. Однако это соглашение так и не было реализовано на практике, поскольку требовало от КМГ стартовых инвестиций в размере около 350 млн. долл. США в газоперерабатывающий завод в г. Оренбург и принятия долгосрочных обязательств по поставке газа с месторождения Карачаганак. Между тем, торговые отношения продолжают, поскольку они выгодны обеим сторонам. Сейчас действие соглашения продлено. В июне 2015 г. КПО и ТОО «КазРосГаз» договорились о продлении имеющейся между ними договоренности до 2038 г. Преды-

дущий контракт предусматривал увеличение годового объема газа, поступающего в Оренбург, до 16 млрд. м³. Однако, в соответствии с новым контрактом, объем ежегодных поставок снизился и составляет не более 9 млрд. м³. Таким образом, как представляется, новая договоренность указывает на то, что третий этап расширения, который должен был привести к существенному увеличению добычи сырого газа, по-видимому, откладывается на неопределенный срок, или же на возрождение планов строительства завода для переработки дополнительных объемов газа внутри страны на месторождении Карачаганак. В то же самое время, продление контракта обеспечивает мощности для основного объема добываемого газа КПО на оставшийся срок действия соглашения о Разделе продукции в отношении данного месторождения.

7.3.6. Транспортировка газа

Казахстан, по сути, не имеет единой национальной системы газоснабжения как таковой, что отчасти является следствием центрального планирования советских времен, когда магистральные газопроводы строились для целей транзита. Кроме того, местные распределительные трубопроводные системы Казахстана развиты крайне слабо. В основном поставляемый по трубопроводу газ потребляется только в крупных населенных пунктах, расположенных вдоль трассы магистральных газопроводов, а не распределяется в широком масштабе по менее крупным городам, поселениям и поселкам. Од-

нако в настоящее время ведутся работы по расширению сетей и повышению общего уровня газификации страны. Протяженность газораспределительных трубопроводов по состоянию на 2014 г. уже составила 25 601 км. Начиная с 2007 г. было проложено порядка 11 698 км газопроводов (Таблица 7.3.5).⁴² Крупнейшие распределительные сети расположены в Южно-Казахстанской, Западно-Казахстанской и Атырауской областях. В 2014 г. по этим газопроводам было перекачано 8,6 млрд. м³. (Таблица 7.3.6).

Область	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Казахстан, всего	13 903	14 695	16 260	17 773	20 249	21 525	23 525	25 601
Акмолинская область	-	-	-	-	-	-	-	-
г. Астана	-	-	-	-	-	-	-	-
Актюбинская область	748	747	867	927	938	1 002	1 088	1 100
Алматинская область	363	417	476	504	518	725	947	1 243
г. Алматы	406	444	602	648	664	664	798	934
Атырауская область	1 944	2 224	2 882	3 432	3 803	3 838	4 229	4 695
Западно-Казахстанская область	2 904	2 921	2 941	2 972	3 070	3 192	3 334	3 571
Жамбылская область	543	545	748	755	772	1 003	1 199	1 529
Карагандинская область	-	-	-	-	-	-	-	-
Костанайская область	1 872	1 898	1 901	2 096	2 186	2 281	2 328	2 394
Кызылординская область	144	159	159	339	823	1 049	1 072	1 109
Мангистауская область	1 285	1 447	1 560	1 646	1 681	1 681	1 681	1 681
Южно-Казахстанская область	3 693	3 893	4 124	4 455	5 794	6 090	6 848	7 407
Северо-Казахстанская область	-	-	-	-	-	-	-	-
Восточно-Казахстанская область	-	-	-	-	-	-	-	38

Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан

Таблица 7.3.5 Протяженность газораспределительной трубопроводной системы Казахстана, (км)

⁴² Несколько отличные данные за 2013 г. имеются у Министерства энергетики, где общая длина распределительных газопроводов РК несколько выше, чем у данных Комитета по статистике РК.

Область	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Казахстан, всего	7 615	6 891	6 206	6 064	7 131	7 478	7 303	8 639
населению	1 498	1 680	1 822	1 981	2 380	2 620	2 608	3 220
для коммунальных нужд	431	488	398	407	504	448	580	600
прочим потребителям	5 685	4 723	3 987	3 676	4 247	4 411	4 116	4 819
Актюбинская область (всего)	980	982	1 015	1 138	1 223	1 222	1 237	1 422
населению	197	205	230	249	298	312	315	375
для коммунальных нужд	59	54	69	35	82	43	43	49
прочим потребителям	723	724	715	854	843	868	880	998
Алматинская область (всего)	139	101	120	134	169	213	293	364
населению	45	55	57	59	89	113	154	226
для коммунальных нужд	8	4	7	13	11	19	53	36
прочим потребителям	86	42	57	62	69	81	86	102
г. Алматы (всего)	1 140	1 075	1 166	943	1 034	1 157	1 183	1 297
населению	272	274	303	380	402	436	402	432
для коммунальных нужд	104	96	-	-	-	-	36	2
прочим потребителям	763	705	863	563	633	722	746	864
Атырауская область (всего)	712	764	598	441	561	614	575	667
населению	156	201	233	237	311	330	311	369
для коммунальных нужд	35	51	48	39	48	47	91	99
прочим потребителям	521	511	317	166	202	237	174	199
Западно-Казахстанская область (всего)	553	561	593	615	705	662	655	730
населению	159	173	177	194	234	231	230	292
для коммунальных нужд	83	124	122	152	184	146	144	190
прочим потребителям	311	264	294	270	287	285	281	247
Жамбылская область (всего)	1 060	1 517	835	801	1 277	1 399	1 048	1 359
населению	174	204	213	236	292	320	251	332
для коммунальных нужд	7	9	15	16	21	25	27	33
прочим потребителям	879	1 304	607	549	965	1 054	770	995
Костанайская область (всего)	176	186	187	196	222	223	237	556
населению	104	109	107	116	131	140	151	144
для коммунальных нужд	59	61	62	65	73	69	72	71
прочим потребителям	13	16	18	16	19	15	14	342

.....

Регион	Протяженность, км
Алматы и Алматинская область	3 690,00
Актюбинская область	2 110,03
Атырауская область	3 771,04
Жамбылская область	3 388,20
Западно-Казахстанская область	3 723,72

Регион	Протяженность, км
Кызылординская область	1 049,70
Костанайская область	1 970,59
Мангистауская область	2 477,22
Южно-Казахстанская область	5 928,68
Всего по РК	28 109,18

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Область	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Кызылординская область (всего)	133	120	199	217	231	261	261	423
населению	4	32	46	26	63	86	66	117
для коммунальных нужд	1	3	10	11	15	19	43	35
прочим потребителям	128	85	143	180	153	157	152	271
Мангистауская область (всего)	2 221	1 091	1 018	1 041	1 061	995	1 113	920
населению	182	180	211	220	203	230	325	388
для коммунальных нужд	53	64	37	48	29	33	22	17
прочим потребителям	1 986	848	769	773	829	732	766	516
Южно-Казахстанская область (всего)	501	494	476	537	647	733	700	902
населению	206	247	244	266	359	423	405	547
для коммунальных нужд	21	23	29	29	41	48	49	69
прочим потребителям	274	224	204	242	248	261	247	286
Акмолинская область (всего)	-	-	-	-	-	-	-	-
г. Астана (всего)	-	-	-	-	-	-	-	-
Карагандинская область (всего)	-	-	-	-	-	-	-	-
Северо-Казахстанская область (всего)	-	-	-	-	-	-	-	-
Восточно-Казахстанская область (всего)	-	-	-	-	-	-	-	0,1
населению								0,0
для коммунальных нужд								0,1
прочим потребителям								
Погрешность округления	0,1	0,8	0,1	0,0	0,3	-0,1	0,1	0,1

Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан.

Таблица 7.3.6 Газ, поставляемый по распределительным трубопроводам Казахстана (млн. м³)

Государство давно строит амбициозные планы увеличения потребления газа на внутреннем рынке путем создания единой национальной газотранспортной трубопроводной сети. Частично такие планы основаны на желании перейти на экологически чистые технологии (при использовании природного газа выделяется меньше углерода по сравнению с углем и нефтью, которые в данный момент являются основными энергоносителями). Предполагается, что это также должно способствовать повышению конкурентоспособности экономики на международной арене (ввиду более низкой общей себестоимости газа и более высокой эффективности

для внутреннего потребления). Задача по дальнейшему совершенствованию и развитию газовой инфраструктуры Казахстана возложена на КТГ. В дополнение к поставкам на внутренний рынок КТГ приняло на себя обязательства по поставке газа на север Кыргызстана из Узбекистана по газопроводу, проходящему по территории южного Казахстана (Шымкент и Тараз) и далее в направлении столицы Кыргызстана Бишкека (конечная точка маршрута – Алматы, Казахстан). Этот проект осуществляется в рамках долгосрочного контракта между КТГ и компанией «Кыргызгаз» на поставку в северные районы Кыргызстана до 0,5 млрд. м³ газа в год.

7.3.6.1. Действующие магистральные газопроводы Казахстана

Магистральная газопроводная система Казахстана, согласно имеющимся данным, имеет общую протяженность 16 042 км и пропускную способность до 180 млрд. м³/год (Таблица 7.3.7). Владеет и управляет газопроводной си-

стемой АО «КазТрансГаз» через его дочерние и зависимые организации. Магистральная газопроводная система Казахстана включает 28 компрессорных станций общей мощностью более 2 000 МВт.

Газопровод	Протяженность (км)	Текущая пропускная способность (млрд. м ³ /год)	Год ввода в эксплуатацию
Средняя Азия-Центр (САЦ)	4 163	60	1966-1970
Союз*	424	25	1976
Оренбург-Новопсков	382	15	1975
Казахстан – Китай	2 610	30	2009-2013
Макад-Северный Кавказ	372	22	1987
Бухара-Урал	1 577	8	1964
Окарем-Бейнеу*	547	7	1972-1974
Бухара-Ташкент-Бишкек – Алматы	1 639	6	1966; 1999
Газли-Шымкент	309	4	1988
Бейнеу-Бозой-Шымкент**	1 477	3	2013-2016

* Протяженность с учетом кольцевой ветки.

** В 2014 г., в эксплуатации был только участок Бозой-Шымкент (1 110 км).

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Таблица 7.3.7 Основные магистральные газопроводы Казахстана, 2014 г.

Поскольку добываемый в Казахстане газ был (в советское время) и остается, по большей части, попутным газом, который является побочным продуктом добычи нефти, объемы добываемого в стране газа были незначительными по сравнению с соседями на юге – Узбеки-

станом и Туркменистаном, где в значительных объемах добывается свободный (не попутный) газ. Казахстан выступал в основном в роли транзитного коридора для газа, поставляемого из Туркменистана и Узбекистана на север в Россию, сохранив за собой эту роль и в постсоветский

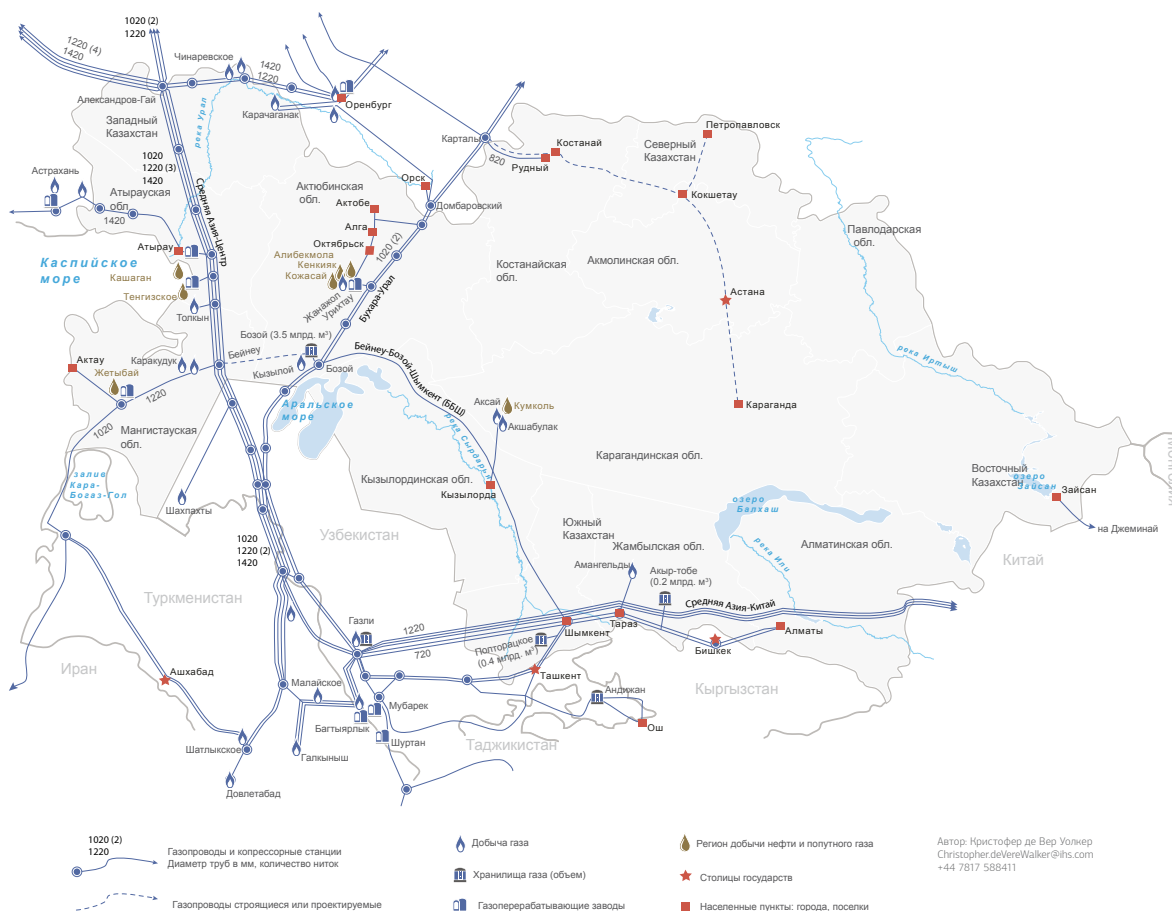


Рис. 7.3.8 Магистральные газопроводы Казахстана

период. Однако в последние годы транзитные поставки все в большей степени представлены газом из Средней Азии, поставляемым на восток в Китай, нежели на север в Россию (см. текстовую вставку). Значительный объем российского газа также транспортируется транзитом через территорию Казахстана, главным образом по участку газопровода Оренбург – Александров Гай (газопровод «Союз»).

Основные магистральные газопроводы Казахстана являются составной частью газопроводной системы «Средняя Азия-Центр» (САЦ), которая имеет несколько веток (Рис. 7.3.8). Система была построена в 60-х и 70-х годах прошлого столетия для доставки газа из Центральной Азии в Центральную Россию.

САЦ, проходящий по территории Казахстана, имеет протяженность около 4000 км и соединяется с газопроводной системой России в селе Александров Гай. САЦ также используется для поставок газа в ответвление газопровода, идущего вдоль северного побережья Каспийского моря на Северный Кавказ. Одно время планировалось восстановить пропускную способность САЦ до 70-80 млрд. м³/год (в соответствии с соглашением, подписанным в мае 2007 г. Россией, Туркменистаном, Узбекистаном и Казахстаном). Однако этого не произошло. Но за счет установки новой компрессорной станции «Опорная» (Мангистауская область) и замены 271 км газопровода диаметром 1 420 мм в 2008 г. пропускная способность системы была увеличена с 54,6 млрд. м³ до 60 млрд. м³ в год. Данный показатель сохраняется и сегодня. Реализация планов по дальнейшему расширению была отложена ввиду колоссального сокращения объемов транзита газа из Центральной Азии в Россию после мирового экономического кризиса 2008-2009 гг., который привел к избытку собственных объемов газа в России, что, соответственно, сократило потребность в импорте (см. текстовую вставку).

АО «Интергаз Центральная Азия» (в настоящее время – дочерняя компания КТГ) напрямую управляет большей частью магистральных газопроводов и отвечает за транспортировку и хранение газа. АО «Интергаз Центральная Азия» было учреждено в 1997 г. после приватизации газопроводной системы и передано под контроль Tractebel (Бельгия). Однако в 2000 г. контроль над компанией перешел к АО «КазТрансГаз» (одновременно с его учреждением). Основными магистральными газопроводами, находящимися под управлением АО «Интергаз Центральная Азия», являются:

- **Часть САЦ, проходящая по территории Казахстана.** САЦ включает пять параллельных газопроводов (ниток), идущих от границы Казахстана с Узбекистаном или Туркменистаном до села Александров Гай на границе Казахстана с Россией. Это основной маршрут транзита газа из Центральной Азии в Россию.
- **Газопроводы «Оренбург-Новопсков» и «Союз».** Газопроводы подведены к северо-западным границам Казахстана от ГПЗ в Оренбурге (через Александров Гай). Экспортный газопровод «Союз» идет с северо-запада Казахстана через юг России к границе Украины и Словакии (в районе Ужгорода). Идущий параллельно газопровод «Оренбург-Новопсков» заканчивается в Украине. Расчетная пропускная способность двух параллельных газопроводов составляла 45 млрд. м³/год (в настоящее время – порядка 40 млрд. м³/год). В 2014 г. фактическая пропускная способность составляла 16,9 млрд. м³/год.

- **Газопровод «Бухара-Урал».** Система включает два параллельных газопровода, проложенных в 1963-1964 гг. и предназначенных для транспортировки газа из Узбекистана в промышленные центры на Урале (Россия). Пропускная способность системы упала с 14,5 млрд. м³ примерно до 8 млрд. м³ в год. В 2014 г. по этому газопроводу в северном направлении перекачано 3,5 млрд. м³. Во времена Советского Союза после начала добычи газа на месторождениях Западной Сибири в 1970-е гг. была произведена смена направления потока на северном участке газопроводной системы, в результате чего российский газ стал поставляться на юг в Казахстан (Костанайская и Актыбинская области).
- **Газопроводы «Газли-Шымкент» и «Бухарский газодносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы».** Газопроводы обеспечивают поставку газа из Узбекистана на юг Казахстана, а также транзит газа из Узбекистана на север Кыргызстана (Бишкек). В 2014 г. по этому газопроводу было перекачано 4,5 млрд. м³.
- **Газопроводы «Акшабулак-Кызылорда» и «Амангельды-КС-5».** Это более новые газопроводы, построенные после объявления независимости Казахстана. Они предназначены для поставки газа с новых месторождений, разработка которых была начата в постсоветский период на юге и востоке Казахстана, потребителям в регионах. Акшабулак – месторождение, разрабатываемое ТОО «СП КазГЕРМунай» (КГМ) в Тургайском бассейне. Амангельды – новое месторождение, разрабатываемое КТГ в Жамбылской области. В 2004 г. на месторождении Амангельды начали добывать газ, который подается по соединительному газопроводу в главный газопровод «Бухара-Шымкент-Алматы» в районе компрессорной станции № 5.
- **Система газопроводов «Центральная Азия-Китай».** Газопровод «Центральная Азия-Китай» берет начало в Туркменистане. Его оператором на территории Казахстана является ТОО «Азиатский Газопровод» (АГП) – совместное предприятие с участием СNPC и КТГ. В настоящее время газопровод включает три действующие ветки (А, В и С); четвертая ветка (D) находится в стадии строительства. Газопровод обеспечивает альтернативный маршрут экспорта газа из Центральной Азии на восток (в Китай) в дополнение к традиционному маршруту на север по САЦ (в Россию). Три действующие ветки обеспечивают пропускную способность 55 млрд. м³/год для поставок газа в Китай (согласно плану, 40 млрд. м³ – из Туркменистана, 10 млрд. м³ – из Узбекистана и 5 млрд. м³ – из Казахстана) после запуска ветви С. После ввода в эксплуатацию ветки D газопровод сможет обеспечивать транспортировку дополнительно 25 млрд. м³ из Туркменистана по территории Таджикистана и Кыргызстана (минуя Казахстан) в Китай (после 2020 г.). Таким образом, учитывая предусмотренное расширение трех других линий, общая пропускная способность данного газопровода для поставок газа из Центральной Азии на рынок Китая составит до 80 млрд. м³/год, что соответствует текущим контрактным объемам (Рис. 7.3.8).

В 2008 г. система магистральных газопроводов Казахстана обеспечила транспортировку 116,7 млрд. м³ газа, но в 2009 г. этот объем существенно сократился до 91,1 млрд. м³, главным образом за счет значительного сокращения объемов транзита из стран Центральной Азии в Россию в результате избытка предложения газа на рынке. С тех пор совокупные объемы транспортировки газа начали восста-

навливаясь, отчасти из-за увеличения транзита туркменского газа в Китай (Таблица 7.3.8). В 2014 г. газопроводная система Казахстана обеспечила транспортировку 111,7

млрд. м³ газа; при этом большую часть данного объема составил транзитный газ.⁴³

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Всего	121,9	114,2	116,7	91,1	101,7	109,5	109,2	110,2	111,7
Транзитные поставки	107,6	97,9	97,7	73,2	79,7	89,0	84,7	85,3	88,7
Поставки газа из Казахстана на экспорт*	7,8	8,3	9,6	10,0	13,5	11,9	11,9	12,0	10,6
Поставки для внутреннего потребления	6,5	8,0	9,4	7,9	8,5	8,6	12,6	12,9	12,4

* Эксплуатационные (фактические) объемы.

Источник: годовой отчет КМГ

Таблица 7.3.8 Объемы транспортировки газа по магистральным газопроводам Казахстана (млрд. м³)

Наибольшая доля объемов транспортировки газа по магистральной газопроводной системе РК всегда приходилась на транзит. На протяжении нескольких лет непосредственно перед 2008 г. по газопроводной системе перекачивалось более 100 млрд. м³ транзитного газа в год, в том числе около 55 млрд. м³ из Центральной Азии и около 50 млрд. м³ из России. В 2008 г. система обеспечила транспортировку на внутренний рынок 9 млрд. м³ или менее 8% от общего объема. В том же году объемы транзита составили 97,7 млрд. м³, из которых 46,1 млрд. м³ – российский газ; 40,3 млрд. м³ – туркменский газ; и 11,3 млрд. м³ – узбекский газ. В будущем на долю транзита по-прежнему будет приходиться основной объем транспортируемого по газопроводной системе Казахстана газа. Однако объемы газа, поставляемого на север

по САЦ и газопроводу «Бухара-Урал», вероятнее всего, будут сокращаться; при этом основные объемы транзитного газа из Центральной Азии будут идти в восточном направлении по территории Казахстана в Китай по газопроводу «Центральная Азия-Китай».

Однако, поскольку с середины 1990-х годов объемы добычи нефти и газа в Казахстане увеличивались, власти страны стали обращать все больше внимания соединения новых центров газодобычи, таких как месторождения Акшабулак и Амангельды, с центрами спроса. В связи с этим ожидается, что доля добываемого в Казахстане газа в совокупном объеме транспортировки газа по стране возрастет.

Перспективы транзитных поставок газа через территорию Казахстана

Газ из Центральной Азии. Со временем роль Казахстана в качестве транзитной территории для центральноазиатского газа претерпела изменения – наметился сдвиг от поставок на север, в Россию, в сторону все больших объемов поставок на восток, в Китай. Так, объем поставок газа на север (в Россию) составлял приблизительно 53 млрд. м³ в 2007-2008 гг., но к 2014 г. снизился до уровня менее 15 млрд. м³. В то же время объемы поставок газа из Центральной Азии на восток, в Китай, выросли с нуля (несколько лет назад) до 31 млрд. м³ в 2014 г. (Рис. 7.3.9). Ожидается, что со временем объемы поставок газа из Центральной Азии в Китай будут расти, хотя часть потока газа из Туркменистана в Китай планируется направить по ветке D, проходящей через территории Таджикистана и Кыргызстана, но не Казахстана. Согласно рассматриваемому нами базовому сценарию, к 2040 г. объем таких транзитных поставок через территорию Казахстана должен достигнуть приблизительно 45 млрд. м³, что составит свыше 60% от общего объема транзитных поставок через территорию страны за этот год (Рис. 7.3.9). При этом прогнозируется продолжение подачи газа на север, в Россию (хотя Россия заявляла о своем намерении прекратить данную практику), но на уровне лишь около 10 млрд. м³ в год.⁴⁴

⁴³ АО «Интергаз Центральная Азия» (дочерняя компания КТГ) отвечает за транспортировку большей части газа в Казахстане, но не всего его объема. В 2013 г. предприятие обеспечило транспортировку 93,7 млрд. м³ газа, из них 10,4 млрд. м³ было поставлено на внутренний рынок, 12 млрд. м³ – на экспорт, а 71,3 млрд. м³ составил транзитный газ.

⁴⁴ См. публикацию IHS Energy Insight, статья «Потребности России в газе из Центральной Азии снижаются, но, возможно, продолжают существовать?» (Russia's Need for Central Asian Gas Diminishing, but Has It Disappeared?), ноябрь 2014 г.

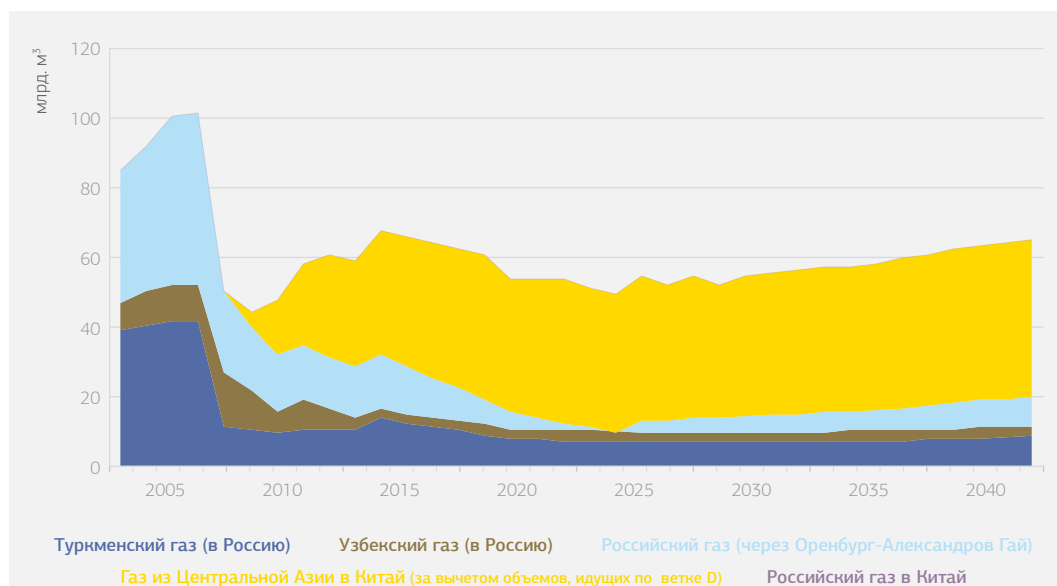


Рис. 7.3.9 Транзитные поставки газа через территорию Казахстана (базовый сценарий)

Российский газ из Оренбурга. Объемы транзитных поставок российского газа через северо-западные районы Казахстана традиционно были такими же по величине (если не больше), как и объемы транзита газа из Центральной Азии в период с 2000 г. Основной поток российского газа, поставляемого через территорию Казахстана, поступает по маршруту «Оренбург – Александров Гай» по газопроводам «Оренбург-Новопсков» и «Союз». Однако со временем наблюдалось сокращение объемов поставок по этому маршруту, и в 2014 г. они составили менее 20 млрд. м³. В долгосрочной перспективе изменения в добыче российского газа в районах Западной Сибири (переход от Надым-Пур-Тазовского района к полуострову Ямал), по всей вероятности, приведет к медленному снижению объемов перекачки западносибирского газа на юг России. В связи с этим мы прогнозируем постепенное снижение объемов поставок российского газа по маршруту «Оренбург – Александров Гай», а, значит, и общих объемов российских транзитных поставок (Рис. 7.3.9).

Поставка российского газа в Китай. Еще одним важным перспективным направлением для Казахстана является привлечение для транзита через свою территорию экспортных поставок российского газа в Китай. В 2014 году Министерство энергетики Казахстана предложило российской стороне использовать маршрут газопровода через казахстанскую территорию (между Западной Сибирью и главным пунктом пересечения границы с Китаем у Алашаньюку или еще южнее – у Хоргоса) вместо более сложного маршрута газопровода через Алтай с территории Западной Сибири непосредственно в западный Китай. Скорее всего, в случае выбора казахстанского маршрута потребуются строительство газопровода по маршруту Ишим – Астана через Петропавловск и далее из Астаны в Атасу и Алашаньюку протяженностью около 1 550 км, из которых по территории России будет проходить менее 100 км. Другой вариант – с выходом газопровода на казахстанско-китайскую границу в районе Хоргоса, где он присоединится к существующей системе газопроводов Центральная Азия-Китай, недалеко от Алматы, означает дополнительные 750 км трассы.⁴⁵ Однако на данном этапе перспективы реализации этого проекта весьма незначительны, т.к. появление второго («западного») маршрута поставки газа из России в Китай является далеко не решенным вопросом, и при этом обе страны демонстрируют намерение избежать транзита через территории других государств в случае, если проект в итоге будет реализован.

На данном этапе для экспорта газа из России в Китай главным образом рассматривается «восточный маршрут», который требует строительства нового газопровода («Сила Сибири») от новых месторождений в Восточной Сибири до северо-восточной части Китая.⁴⁶ В настоящее время осуществляется ак-

⁴⁵ Так как почти все газопроводы Западной Сибири, идущие в южном направлении, заполнены, то, скорее всего, данный маршрут должен предусматривать строительство магистрального газопровода на всем протяжении пути от места добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе на севере Западной Сибири, а не просто расширение самых южных отрезков системы магистральных газопроводов. Например, газопровод Тюмень-Ишим-Омск, который предположительно будет подавать газ в предлагаемый новый магистральный газопровод через Казахстан, имеет небольшую мощность и малый диаметр (лишь 530мм).

⁴⁶ См. публикацию IHS Energy Insight, статья «Сделка по газу между Россией и Китаем: долгий путь к соглашению» (Russia-China Gas Deal: The winding road to an agreement), май 2014 г.

тивная деятельность как по разработке месторождений, так и по строительству газопровода в целях соблюдения срока начала поставок газа в Китай в 2019 г. При этом Россия продолжает оказывать давление на Китай, стараясь убедить китайскую сторону заключить второе соглашение о поставке газа с существующих месторождений Западной Сибири по «западному маршруту». После продолжавшихся в течение десяти лет переговоров с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (КННК), «Газпрому», по всей видимости, удалось преодолеть сопротивление Китая, не желавшего использовать предпочтительный для «Газпрома» вариант поставки газа на китайский рынок по газопроводу «Алтай». Второй предварительный протокол о намерениях, в котором излагаются условия предварительного соглашения, достигнутого в 2014 г., был подписан Президентами России и Китая 8 мая 2015 г.⁴⁷ Тем не менее, до заключения договора в окончательной форме все еще предстоит проделать большой путь: переговоры по «восточному маршруту газопровода» велись в течение нескольких лет (с момента подписания аналогичного протокола до момента заключения окончательного договора в мае 2014 г.). Для ОАО «Газпром» крайне привлекательным вариантом является использование уже разрабатываемых месторождений Западной Сибири, с которых также возможно осуществление экспортных поставок на рынки стран Европы. Но вариант с газопроводом «Алтай» менее привлекателен для КННК, которой потребуется вкладывать средства в строительство объектов дорогостоящей новой инфраструктуры в Китае на территории, куда уже поступают значительные объемы газа из Центральной Азии. Предварительное базовое соглашение по газопроводу «Алтай» было подписано 9 ноября 2014 г. в Пекине. Соглашением предусматривается поставка газа в объеме 30 млрд. м³ в год в течение 30 лет с месторождений Западной Сибири в Синьцзян-Уйгурский автономный округ Китая по газопроводу, пересекающему узкий участок Алтайского региона, где проходит российско-китайская граница.

В настоящее время в Западной Сибири у ОАО «Газпром» сложился избыток мощностей по добыче газа в объеме 150 млрд. м³ в год, поэтому для обеспечения экспорта достаточного количества газа в Китай компании не потребуется вкладывать дополнительные средства в разработку месторождений. В условиях отсутствия роста спроса на внутреннем рынке расширение экспорта газа остается для ОАО «Газпром» ключевым способом реализации имеющихся в распоряжении компании ресурсов Западной Сибири. В этой связи (чтобы обеспечить экспортные мощности) «Газпром» планирует построить совершенно новый магистральный газопровод, маршрут которого будет пролегать практически параллельно существующему газопроводу малого диаметра, уже проложенному от Самотлорского месторождения Среднеобской нефтеносной области Западной Сибири до г. Горно-Алтайска республики Алтай. Новый газопровод протяженностью 2 600 км будет проложен от главного газодобывающего района в северной части Западной Сибири (от Пурпейской компрессорной станции) до границы с Китаем. Ожидается, что его маршрут будет проходить через скалистые Алтайские горы до Китая через плато Укок, объект всемирного наследия ЮНЕСКО, и через перевал Канас (высота 2 712 м). По информации, предоставленной компанией «Газпром», новый газопровод будет проложен в южном направлении от точки, находящейся приблизительно в 200 км к югу от Северного полярного круга в зоне Пурпейской компрессорной станции Ямало-Ненецкого автономного округа Западной Сибири, что потребует пересечения широкого участка реки Обь и более чем десяти менее крупных рек, а также выполнения строительных работ на последних отрезках трассы на высоте, достигающей 2 600 м.

В дополнение к труднопроходимой местности, с российской стороны на пути прокладки газопровода «Алтай» находится еще одно существенное препятствие. Газопроводу предстоит пересечь плато Укок в Алтайских горах, являющееся объектом всемирного наследия ЮНЕСКО (главным образом, в связи с наличием археологических памятников, но также и из-за нетронутой окружающей среды данного района). Это, несомненно, приведет к протестам со стороны защитников окружающей среды, а также прочих групп общественности и организаций. Организация ЮНЕСКО уже заявила, что строительство газопровода через данную территорию «крайней неуместно». Регион в целом также отличается повышенной сейсмической активностью. В сентябре 2003 г. здесь произошло землетрясение силой 7,3 балла, причинившее значительный урон населенным районам Алтайского края. Компания «Газпром» настаивает на том, что газопровод может быть проложен через заповедник Алтая, на территории которого разрешена экономическая деятельность без значительного вреда для окружающей среды.

В Китае использование данного маршрута также может быть сопряжено с серьезными проблемами. В северных частях района Синьцзян, на территории которого газопровод «Алтай» пересекает китайскую границу, полностью отсутствует какая-либо инфраструктура. Для обеспечения соединения с системой китайских газопроводов «Запад-Восток» потребуются прокладка трассы через перевал Канас в Карамай с пересечением двух горных цепей, нескольких рек и участков второй по площади китайской пустыни. Оттуда транспортировка газа осуществлялась бы на расстояние 4 000 км в восточном направлении через систему газопроводов «Запад-Восток» в целях доставки на основные рынки потребления в прибрежных районах Китая. Для обеспечения возможности таких поставок потребовалось бы построить пятую ветку газопроводов системы «Запад-Восток».

.....
⁴⁷ См. публикацию IHS Energy Insight, статья «Подписано базовое соглашение по дополнительным поставкам российского газа в Китай через западный газопровод «Алтай». Но готов ли Китай принять предлагаемые условия?» (Framework Agreement Signed for Additional Russian Gas Deliveries to China via Western (Altay) Pipeline But is China really ready to agree?), ноябрь 2014 г.

Уже сегодня Синьцзян является одним из крупнейших газодобывающих регионов Китая, через который проложены четыре газопровода системы «Запад-Восток» для транспортировки газа, добываемого внутри страны и в Центральной Азии – главным образом, в Туркменистане, а также в Казахстане и Узбекистане. Ожидается, что объем импорта газа из Центральной Азии в конечном итоге достигнет 85 млрд. м³ в год.

По информации, предоставленной ОАО «Газпром», окончательное коммерческое соглашение, определяющее цены и технические аспекты поставок по газопроводу «Алтай», планируется заключить к концу 2015 г.; позднее должно быть заключено МежПравительственное соглашение, касающееся юридической стороны проекта и условий финансирования. Однако при этом могут возникнуть затруднения с определением ценовых условий для газопровода «Алтай». Компания «Газпром» не захочет предоставить Китаю скидку на тот же газ, который может быть продан в Европе, и будет стремиться установить одинаковые чистые («нетбэк») цены «на устье скважины» в Западной Сибири для обоих рынков. С учетом затрат на строительство газопровода из Западной Сибири до границы с Китаем в Алтайском регионе, цена с доставкой до китайской границы должна быть относительно высокой. Но представляется маловероятным, что Китай устроит цену на поставляемый до границы российский газ, превышающая цену газа из Центральной Азии, даже если необходимость установить такие же «чистые» цены «на устье скважины», что и для газа, экспортируемого в Европу, будет обусловлена затратами на поставку по газопроводу. При этом компания «Газпром» заинтересована в том, чтобы установить прямую связь между экспортом газа в Китай и поставками газа в Европу, поскольку это послужит сигналом для европейских стран, указывающим на наличие у компании других вариантов экспорта газа.

С учетом точки подачи, российский газ, поступающий по газопроводу «Алтай», представляет для Китая меньшую ценность, чем российский газ, поставляемый из Восточной Сибири или с Сахалина в северо-восточные районы страны. Также непонятно, зачем Китаю брать на себе дополнительные долгосрочные обязательства, связанные с поставками газа по трубопроводам, в настоящее время, когда можно с выгодой для себя использовать снижение цен на сжиженный природный газ, поставка которого обеспечивает большую гибкость.

7.3.6.2. Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент»

Флагманский проект КТГ – газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» – в настоящее время находится в стадии реализации. Строительство ведется совместным предприятием КТГ и дочернего предприятия Китайской национальной нефтегазовой корпорации (КННК) – Trans-Asia Gas Pipeline (с равным долевым участием). Газопровод является частью более крупной Центрально-азиатской газопроводной системы (газопровод «Центральная Азия-Китай»), предназначенной для экспорта газа в Китай, и представляет собой важный элемент единой стратегии КМГ в области транспорта газа. Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» будет поставлять газ в регионы, расположенные на юге Казахстана, где власти страны стремятся уменьшить существующую уже длительное время зависимость от импорта из Узбекистана. В частности, Казахстан намерен устранить зависимость от импорта газа из Узбекистана в рамках соглашения о свопах между Узбекистаном, Россией и Казахстаном. Узбекский газ поставляется в Казахстан ОАО «Газпром». Казахстан, в свою очередь, отправляет равноценные объемы газа в Россию (до 4 млрд. м³ в год). Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» в конечном итоге будет подключен к линии «С» Центрально-азиатской газопроводной системы, которая также строится совместным предприя-

тием с участием КННК. Это позволит Китаю получать газ по трубопроводу из Казахстана.

Строительство газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» было начато в августе 2012 г. Стоимость проекта оценивается в 3,8 млрд. долл. США (финансирование в основном обеспечивается за счет кредитов Китайского Банка Развития). В долгосрочной перспективе планируется, что газопровод сможет транспортировать до 15 млрд. м³ газа в год (включая 5 млрд. м³ газа, поставляемого на экспорт Казахстаном в Китай). Однако его начальная пропускная способность составит 10 млрд. м³.⁴⁸ Строительство участка «Бозой – Шымкент» общей протяженностью 1 166 км было завершено в сентябре 2013 г. Данный участок газопровода обеспечивает поставку добываемого в Казахстане газа на юг, изначально из Актюбинской области, после смены направления потока в одной из веток системы «Бухара-Урал». В 2013 г. по газопроводу было поставлено около 300 млн. м³ газа на юг Казахстана, а в 2014 г. – 1,6 млрд. м³. Прокладку второго участка газопровода протяженностью 311 км, соединяющего Бейнеу и Бозой, планируется завершить в 2015-2016 гг.

⁴⁸ С таким объемом капиталовложений транспорт газа в южном направлении фактически удваивает его стоимость с учетом поставки. Ориентировочный тариф, обеспечивающий возмещение издержек (окупаемость), с учетом капитальных затрат на трубопровод (3,8 млрд. долл. США), стоимости капитала (10%) и среднего объема транспортировки (10 млрд. м³) в течение 20 лет, составляет около 88 долл. США/тыс. м³. Учитывая, что типичная закупочная цена на газ в Актюбинской области составляет около 50 долл. США/тыс. м³, стоимость газа с доставкой составит около 140 долл. США/тыс. м³. Несколько лет назад, когда Министром нефти и газа Казахстана был Сауат Мынбаев, он заявлял, что оптовые цены на газ в южном Казахстане при передаче по новому трубопроводу составят 120-150 долл. США/тыс. м³ при расчетном тарифе на транспортировку в размере около 62 долл. США/тыс. м³.

7.3.6.3. Газопровод «Карталы-Астана»

Еще один магистральный газопровод, строительство которого планируется Казахстаном, призван соединить столицу Казахстана Астану и Карталы (Челябинская область, Южный Урал, Россия). Он также известен как магистральный газопровод «Запад-Север-Центр». Данный проект соответствует поставленным властями Казахстана задачам по масштабной газификации страны. Согласно схеме, унаследованной от Советского Союза, на север Казахстана в Костанайскую область поставляется около 1 млрд. м³ российского газа в год по действующему ответвлению газопровода из Карталы через Тобол (Костанайская область) в Рудный. Основным потребителем этого газа является горно-обогатительный комбинат в Рудном. Другие области в данном регионе (Северно-Казахстанская, Акмолинская (включая столицу Астану) и Карагандинская) продолжают использовать уголь и мазут для производства электрической и тепловой энергии ввиду отсутствия сетевого газа. Именно эти области и намерены газифицировать власти страны за счет строительства газопровода «Карталы-Астана», хотя изначально запланированная пропускная способность (6 млрд. м³/год) была впоследствии снижена (до 3 млрд. м³/год), а затем реализация плана была полностью приостановлена. Планируемый газопровод соединит Карталы (через Тобол и Кокшетау) и Астану. Возможны также ответвления до Петропавловска из Кокшетау и до Караганды из Астаны (Рис. 7.3.8).

Изначально газопровод предназначался для поставок российского газа (возможно, на условиях соглашения о свопе в обмен на газ с месторождения Карачаганак), однако впоследствии было запланировано проложить газопровод, соединяющий месторождение Карачаганак с новым газопроводом в Тоболе для замены российского газа газом собственного производства.

7.3.7. Закон «О газе и газоснабжении»

После принятия закона «О газе и газоснабжении» в январе 2012 г. внутренний газовый рынок Казахстана перешел под управление КТГ в качестве уполномоченного национального оператора в рамках действующей в стране модели «единый покупатель». КТГ управляет огромной газовой инфраструктурой страны и в соответствии с законом обладает преимущественным правом приобретать переработанный попутный газ у добывающих компаний, КТГ также продает газ на внутреннем рынке и на экспорт. Возросшую роль КТГ отражает и ряд недавних событий, а именно два следующих факта:

В своем ежегодном послании к народу Казахстана 27 января 2012 г. Президент Нурсултан Назарбаев призвал Правительство обеспечить проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию данного газопровода в целях газификации севера центральной части страны (включая столицу Астану). Для финансирования проекта Президентом Нурсултаном Назарбаевым было принято решение использовать средства Национального фонда.⁴⁹ Однако на сегодняшний день реализация обоих проектов (газопровода «Карталы-Астана» и нового ГПЗ на месторождении Карачаганак как планируемого источника поставок) приостановлена, по крайней мере временно. Это, по всей видимости, связано с высокими затратами на строительство нового ГПЗ и газопровода, соединяющего его с Астаной, которые, согласно оценкам, составляют 3,7 млрд. долл. США и более 4,1 млрд. долл. США соответственно.

Что касается газификации Астаны, то наряду со строительством газопровода «Карталы-Астана» изучаются и другие варианты. В марте 2014 г. КТГ начало подготовку технико-экономического обоснования проектов по добыче метана из угольных пластов (МУП) в Карагандинской области. Окончательное решение по ним будет принято в 2015 г. В этой связи рассматривалось также строительство на территории Казахстана завода по сжижению метана (производству СПГ) с последующей доставкой железнодорожным или автомобильным транспортом в Астану и другие города региона (см. ниже). По всей видимости, реализовать эти проекты и обеспечить полноценные источники поставки будет трудно как с экономической, так и с технической точки зрения.⁵⁰ Следовательно, в будущем следует ожидать возврата к рассмотрению проектов трубопроводов.

- Объединение в руках КТГ всей инфраструктуры по транспортировке газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям во всех регионах страны, где ведется поставка газа по трубопроводам
- Прогресс в реализации проекта первого магистрального газопровода в стране, построенного после обретения Казахстаном независимости: «Бейнеу-Бозой-Шымкент»

⁴⁹ Однако данный газопровод не был включен в перечень инфраструктурных проектов, предусмотренных новой экономической политикой «Нурлы Жол» («Светлый путь»), представленной Президентом Казахстана Нурсултаном Назарбаевым в рамках послания народу Казахстана 11 ноября 2014 г. Данная политика предусматривает ежегодные инвестиции в размере 3 млрд. долл. США в год в развитие инфраструктуры за счет средств Национального фонда в период с 2015 по 2017 гг. в качестве экономического стимула для противодействия последствиям низких цен на нефть и другие сырьевые товары (а также иным негативным явлениям в экономике).

⁵⁰ Как отмечается в Главе 8, метан из угольных пластов Казахстана не обладает такой же высокой теплотворной способностью, как природный газ, и поэтому представляется более подходящим в качестве топлива для небольших котельных агрегатов, чем для более крупных объектов. Например, исследования, проведенные в Карагандинском угольном бассейне, показали, что метан угольных шахт не может конкурировать с природным газом при доставке по трубопроводу или в виде компримированного либо сжиженного природного газа (КПГ или СПГ); кроме того, отсутствует инфраструктура для его применения в целях центрального отопления и промышленного использования.

Суть закона «О газе и газоснабжении», как представляется, сводится к тому, что газовые активы Казахстана концентрируются в руках единого национального оператора в административном порядке, и при этом КТГ несет обязанности по развитию внутреннего рынка и инфраструктуры газопроводной сети. Вероятно, такой подход объясняется тем, что большая часть добываемого в Казахстане газа представляет собой побочный продукт добычи жидких углеводородов (попутный газ или газ из конденсата), и поэтому поставки газа не зависят напрямую от конъюнктуры газового рынка. Кроме того, политика государства, судя по всему, направлена на извлечение государственным предприятием выгоды из повышения цен для конечных потребителей на внутреннем рынке и экспортных цен с сохранением единого канала экспорта. Таким образом власти страны планируют найти равновесие в поставках в две соседние страны (Россию и Китай), которые практически являются монополистами на рынке купли-продажи казахстанского газа.

Хотя такая структура рынка может оказаться жизнеспособной в Казахстане, где совокупное предложение (попутный газ) не так сильно привязано к реальным условиям на газовом рынке, по всей вероятности, это означает, что Казахстан все же откажется от разработки некоторых газовых месторождений, поскольку у нефтегазовых компаний пока довольно мало стимулов к тому, чтобы стремиться в своей добывающей деятельности к освоению исключительно запасов сухого газа (см. информацию о регулировании газового рынка ниже).

7.3.8. Потребление газа

В отличие от других стран СНГ с большими объемами потребления энергии, доля газа в общей структуре потребления в Казахстане является не столь существенной, поскольку основным первичным энергоресурсом является добываемый в стране уголь. В 2014 г. доля угля в общем объеме потребления первичных энергоресурсов (76 млн. т н.э.) составила 62%. Газ разместился на третьем месте после угля (62%) и нефти (19%) – его доля составила чуть более 17%. Оставшиеся 2% потребления первичных энергоресурсов пришлось на электроэнергию (в основном с гидроэлектростанций) и иные менее значимые виды топлива.

Казахстан уже долгое время следует стратегии повыше-

безусловно, КТГ вполне способно обеспечить целенаправленные стимулы при возникновении необходимости в разработке газовых месторождений в тех регионах, где есть потребность в данном энергоносителе, или где преобладают месторождения с сухим газом.⁵¹

В 2013 г. КТГ и ее дочерние компании поставили потребителям Казахстана 99,9% от общего объема сетевого газа; при этом более 95% было поставлено по магистральным газопроводам КТГ. КТГ осуществляет поставки сетевого газа потребителям при посредничестве своих двух распределительных (дочерних) компаний – АО «КазТрансГаз Аймак» и АО «КазТрансГаз-Алматы». Ранее эти две компании поставляли газ только в семь из десяти регионов, которые имели выход к трубопроводной системе. Теперь газ поставляется во все десять регионов.⁵² До этого вышеуказанные дочерние предприятия не работали в Мангистауской и Атырауской областях Казахстана, однако в 2012 г. АО «КазТрансГаз Аймак» начало поставки потребителям в Атырауской области, а в сентябре 2011 г. стало единственным поставщиком Мангистауской области. АО «КазТрансГаз-Алматы» отвечает исключительно за Алматинскую область и г. Алматы, в то время как АО «КазТрансГаз Аймак» ведет деятельность во всех остальных регионах и на его долю приходится большая часть всех продаж на внутреннем рынке.⁵³ КТГ вытеснила с рынка частные торговые компании, которые ранее работали в разных регионах Казахстана, покупая газ у добывающих предприятий и реализуя его напрямую потребителям.

ния объемов утилизации попутного газа, что направлено, с одной стороны, на сокращение зависимости от импорта природного газа, а с другой – на решение задач по переходу к «зеленой экономике». Данная стратегия предусматривает наращивание продаж добываемого в Казахстане попутного газа, расширение газопроводной инфраструктуры внутри страны и жесткое ограничение сжигания газа на факелах.

В 2014 г. общее видимое потребление природного газа в Казахстане (объем газа для коммерческой реализации минус экспорт плюс импорт) составило 16,4 млрд. м³, из которых, согласно отчетным данным, лишь 12,4 млрд. м³ пришлось на поставки (или продажу) потребителям

.....
⁵¹ Примером является договор о финансировании под залог будущих продаж, заключенный КТГ с Tethys Petroleum в отношении проекта по добыче газа в Актюбинской области (небольшая глубина залегания, сухой газ). В декабре 2014 г. было объявлено о заключении КТГ нового договора купли-продажи газа с увеличением цены покупки на 42% до 75 долл. США/тыс. м³, что более чем вдвое превышает среднюю цену, реализовываемую производителями, по стране.

⁵² Ранее газ поставлялся по трубопроводам только в девять областей, но в 2015 г. их число увеличилось до десяти после начала поставок в Восточно-Казахстанскую область.

⁵³ До мая 2013 г. АО «КазТрансГаз Аймак» поставляло газ исключительно оптом энергетическим, промышленным и металлургическим предприятиям Костанайской области на севере Казахстана. Газ для коммунально-бытовых нужд поставлялся другой компанией – ГКП «Костанайгаз». Однако в мае 2013 г. АО «КазТрансГаз Аймак» стало единым оператором газоснабжения Костанайской области. Помимо этого, АО «КазТрансГаз Аймак» поставляет газ потребителям в Кызылординской области (с началом поставок туда сетевого газа). В Актюбинской области газ поставляется, главным образом, с месторождения Жанажол, оператором которого является принадлежащее китайским инвесторам АО «СНПС-Актобемунайгаз». Газ на местный рынок поставляют и другие местные добывающие компании; потребителям области также поступают некоторые объемы импортируемого газа.

(Таблица 7.3.2).⁵⁴ Эта разница отражает другие объемы расхода внутри страны, включая потери при добыче и переработке (в валовом объеме добычи учитываются объемы неуглеводородных компонентов, которые удаляются при переработке), расход на собственные нужды и потери в газотранспортной системе, объемы хранения газа в ПХГ и т.п.

Фактическое потребление газа (поставки конечным потребителям) по сравнению с видимым потреблением (или общим объемом расхода внутри страны) по-прежнему несколько ниже уровня, зафиксированного до распада Советского Союза (13,7 млрд. м³ в 1990 г. и 11,9 млрд. м³ в 1992 г.). Однако фактическое потребление газа (поставки конечным потребителям) в Казахстане увеличилось более чем в два раза по сравнению с минимумом, зафиксированным в начале 2000-х годов (Рис. 7.3.10).

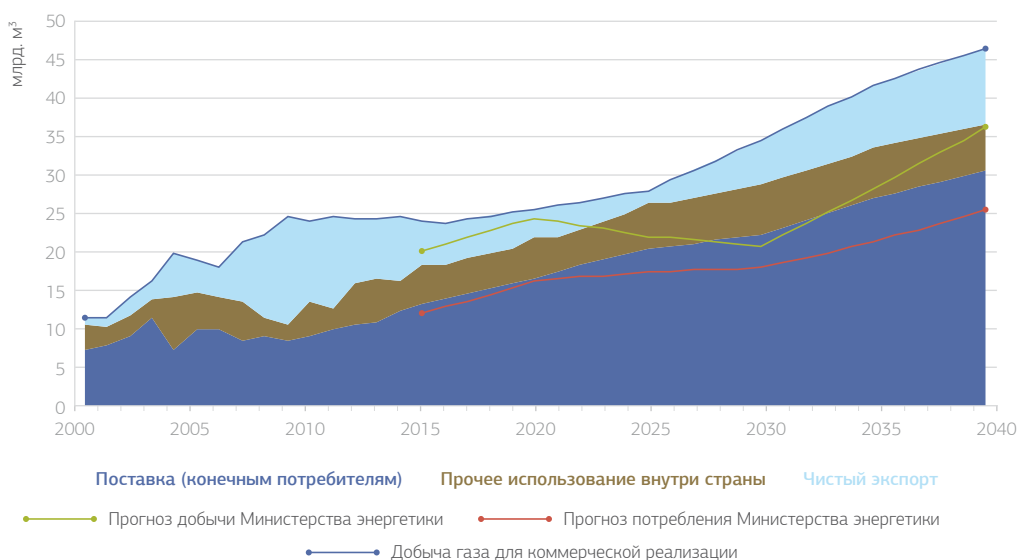


Рис. 7.3.10 Обзор и прогноз добычи и потребления природного газа в Казахстане

Одновременно с относительно небольшим абсолютным объемом фактически потребленного в Казахстане газа структура потребления по отраслям экономики из года в год претерпевала значительные изменения. В 2013 г. из общего объема газа, реализованного потребителям (10,9 млрд. м³), примерно 2,8 млрд. м³ (25,5%) приходилось на долю промышленности, 4,9 млрд. м³ (45,2%) – электроэнергетики (производство электрической и тепловой энергии) и 3,2 млрд. м³ (29%) – жилищно-коммунального хозяйства.⁵⁵ В 2008 г., когда общий объем реализации природного газа потребителям составил

9 млрд. м³, показатели (согласно данным сравнительной статистики) распределились следующим образом: около 5,2 млрд. м³ (58%) – электростанции (производство электрической и тепловой энергии); 2,0 млрд. м³ (22%) – промышленные предприятия; 1,6 млрд. м³ (17%) – бытовой сектор; 0,3 млрд. м³ (3,4%) – коммунальный и коммерческий сектор (больницы, школы, рестораны, гостиницы и т.п.).

⁵⁴ Главная проблема в расчете видимого потребления – это объем экспорта. Согласно данным национальной таможенной статистики, в 2011–2013 гг. из Казахстана на экспорт поступило более 20 млрд. м³ газа, что почти равно объему коммерческого газа в целом по стране. Почти весь экспортный газ Казахстана поступает на север, в Россию, однако согласно статистическим данным России, она получает лишь 12–13 млрд. м³ казахстанского газа у своей южной границы. По операционным данным, опубликованным Министерством энергетики Казахстана (на основе данных об объеме поставок, представленных операторами газопроводов), из Казахстана на экспорт поступало только 10–11 млрд. м³ газа. Причина такого существенного расхождения отчетных данных по объемам экспорта остается неизвестной, но, возможно, она связана со спецификой статистического учета Карачаганакского газа, идущего в Оренбург: он может быть учтен первый раз как сырой газ, когда он выходит с территории Казахстана, а затем второй раз, когда этот газ снова поступает на территорию России уже после переработки в соответствии с существующим соглашением о свопах с Газпромом. На маршруте между Оренбургом и Александров-Гаем, газопровод фактически дважды заходит на территорию Казахстана и вновь выходит за ее пределы. Такое расхождение в данных означает, что видимое потребление в 2011–2013 гг. было меньше, чем официально заявленные поставки конечным потребителям.

⁵⁵ Показатели приведены по данным Министерства энергетики. По данным Комитета по статистике Республики Казахстан (которые, по всей вероятности, основаны на информации по отраслям, а не на данных по отдельным субъектам хозяйственной деятельности) в 2013 г. потребление газа в промышленном секторе составило 1,6 млрд. м³ газа (15%), в электроэнергетике – 3,7 млрд. м³ (34%), а в жилищно-коммунальном секторе – 3,6 млрд. м³ (33%).

7.3.8.1. Региональные газовые рынки

В Казахстане фактически существует несколько региональных субрынков или центров потребления, некоторые из которых зависят от поставок газа, импортируемого из России и Узбекистана, а не добываемого на территории Казахстана. Основная причина заключается в удаленном расположении центров добычи (которые главным образом, сосредоточены на западе Казахстана), транспортной системы (которая построена, прежде всего, для транзита газа из стран Центральной Азии в Россию) и центров потребления внутри страны. Трубопроводный газ, по сути, поставляется лишь в 10 из 14 областей Казахстана. Другие четыре области (на севере и в центральной части Казахстана) на данный момент вынуждены пользоваться сжиженным углеводородным газом, поставляемым в баллонах. Казахстан до сих пор не имеет собственной единой газопроводной системы.

Большая часть добываемого в Казахстане газа потребляется на западе страны, где сосредоточены его основные запасы (и расположены основные центры добычи). Данный регион включает три области (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская) и потребляет более 40% газа по стране в целом (Таблица 7.3.9). Главным потребителем среди областей Казахстана является Мангистауская область, которая также лидирует по темпам роста спроса: за последние десять лет объемы потребления газа в данной области выросли почти втрое. Для Мангистауской области также характерен относительно высокий уровень газификации (процент поселений и городов, в которых имеется трубопроводный газ), составляющий 96%.

	2003	2004	2007	2008	2012	План		
						2020	2025	2030
Всего	5 524	5 330	8 658	8 992	9 920	16 288	17 591	18 086
Западный Казахстан	1 687	2 300	3 518	3 727	4 280	6 015	6 423	6 290
Мангистауская область	661	1 200	2 096	2 241	2 310	2 634	2 766	2 590
Западно-Казахстанская область	595	500	513	504	700	1 121	1 159	1 165
Атырауская область	431	600	909	982	1 270	2 260	2 498	2 535
Южный Казахстан	2 309	1 100	2 872	3 099	3 160	5 752	6 309	6 735
Южно-Казахстанская область	499	100	712	762	940	1 304	1 444	1 544
Жамбылская область	784	300	1 197	1 434	1 010	2 696	2 794	2 894
Алматинская область и г. Алматы	1 027	700	963	903	1 210	1 752	2 071	2 297
Северный Казахстан	1 311	1 900	2 135	2 046	2 230	3 811	4 076	4 203
Актюбинская область	1 123	1 100	1 273	1 236	1 360	2 086	2 187	2 217
Костанайская область	187	800	862	810	870	987	1 006	1 025
Акмолинская область	—	—	—	—	—	137	162	169
г. Астана	—	—	—	—	—	601	721	792
Восточный Казахстан	216	30	133	120	250	710	783	858
Кызылординская область	216	30	133	120	250	695	763	838
Восточно-Казахстанская область	—	—	—	—	—	15	20	20

Источник: Журнал «Нефть и Газ Казахстана» №9 (2009), стр. 99; Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы от 2014 г.

Таблица 7.3.9 Потребление природного газа в Казахстане по областям (млн. м³)

На юге, доля которого в общей структуре потребления составляет 23%, газопроводная сеть наиболее развита в Южно-Казахстанской области с уровнем газификации свыше 40%; при этом газопроводная сеть в Алматинской области развита существенно хуже при уровне газификации менее 6%. Газ на юг Казахстана поставляется в основном из Узбекистана, хотя г. Тараз и другие регионы Жамбылской области получают также небольшие объемы газа с месторождения Амангельды (а с ноября

2014 г. еще и с месторождения Жаркум). В настоящее время, после завершения строительства газопровода «Бозой-Шымкент», газ в Южно-Казахстанскую область поступает также из Актюбинской области.

Потребление газа в разных областях существенно различается не только с точки зрения объема, но и структуры потребления. Области с более развитыми рынками отличаются в целом более разнообразным составом по-

требителей. В регионах с развитой промышленностью (в частности в Костанайской и Южно-Казахстанской областях), как правило, крупнейшими потребителями газа являются промышленные предприятия, в то время как в областях с развитой электроэнергетикой (напри-

мер, в Жамбылской области) газ в основном используется для производства электроэнергии. Будучи крупным городом, Алматы отличается высокой долей потребления газа в жилищно-коммунальном хозяйстве.

7.3.8.2. Регулирование газового рынка

Три основных проблемных момента, с которыми приходится справляться газодобывающим компаниям в Казахстане на внутреннем рынке природного газа – это законодательство, регулирующее порядок сжигания газа на факелах, структура рынка и низкие цены на внутреннем рынке.

- **Законодательство, регулирующее порядок сжигания газа на факелах.** Добывающим компаниям в Казахстане приходится подстраиваться под изменения, вносимые в законодательство, регулирующее порядок сжигания газа на факелах, начиная с 2005 г., когда власти страны запретили сжигание на факеле по всем контрактам на недропользование, заключенным после 1 декабря 2004 г. С тех пор региональные и местные органы усилили контроль и увеличили штрафы за факельное сжигание газа. Закон о недрах в редакции 2010 г. предусматривает еще одно нововведение, вводя запрет на промышленную разработку месторождений при отсутствии программы утилизации и переработки газа. Приведенное в законе определение «утилизации» включает, в том числе, обратную закачку. Однако очевидное предпочтение отдается промышленному (коммерческому) использованию, а не обратной закачке в пласт. В результате ужесточения законодательных требований объемы факельного сжигания газа в Казахстане существенно сократились.
- **Структура рынка.** Вот уже в течение некоторого времени на внутреннем рынке газа в Казахстане действует модель единого покупателя, которая была еще больше закреплена с принятием закона «О газе и газоснабжении» в январе 2012 г. (см. выше). Согласно новому закону эта функция передается КТГ как национальному оператору. Управляя большей долей газовой инфраструктуры страны, КТГ также имеет преимущественное право на приобретение переработанного попутного газа у добывающих компаний и его продажу на внутреннем и внешних рынках. Более того, закон «О недрах и недропользовании» 2010 г. гласит, что применительно к контрактам, заключенным после принятия закона, действует правило, в соответствии с которым попутный газ считается принадлежащим государству (если в договоре на недропользование не указано иное); при этом инвесторы отвечают за сбор и переработку газа и несут связанные с этим затраты, а государство обязуется покрыть эти затраты при закупке попутного газа у добывающих компаний. Принятый закон «О газе и газоснабжении» уточняет эту процедуру: власти страны имеют право в преимущественном порядке приобретать неочищенный и сухой газ, произведенный из попутного газа,

у добывающих компаний, а организацией, осуществляющей данную функцию, является национальный оператор (т.е. КТГ).

- **Низкие цены на газ для добывающих компаний.** Исторически так складывалось, что рынок с одним единственным покупателем почти не оставлял добывающим компаниям возможности вести какие-либо переговоры о цене. В результате цена, по которой они продавали газ таким посредникам как КРГ, КТГ или независимым торговым компаниям, как правило, была довольно низкой и едва покрывала расходы. В соответствии с законом «О газе и газоснабжении» цена, по которой национальный оператор закупает газ у добывающих компаний, включает в себя затраты на добычу, переработку (для товарного газа) и транспортировку в пункт назначения, где право собственности переходит к национальному оператору, и уровень рентабельности в размере не более десяти процентов. Это означает, что цены, предлагаемые добывающим компаниям в Казахстане, в некоторой степени будут формироваться по схеме «издержки плюс фиксированная прибыль». Однако при этом высказывались опасения, что обеспечить фактическое покрытие таких издержек ценой покупки будет непросто, поскольку у государственного покупателя всегда больше преимуществ. В конце 2014 г. средняя цена, выплачиваемая добывающим компаниям в Казахстане за добываемый ими газ в рамках преимущественного права, составила 29,6 долл. США/тыс. м³ (Рис. 7.3.11). Причем эта цена варьировалась существенным образом в зависимости от региона – в диапазоне всего от 21,9 долл. США/тыс. м³ в Западно-Казахстанской области до 82,0 долл. США/тыс. м³ в Жамбылской области. Причем это значительный шаг вперед: средняя цена, выплачиваемая добывающим компаниям еще десять лет назад, в декабре 2000 г., составляла всего 6,6 долл. США/тыс. м³. При общем невысоком уровне цен на газ для добывающих предприятий, небольшие компании, добывающие сухой газ, который требует минимальной переработки, все же могут получать прибыль. Однако компании, несущие более существенные издержки, в частности, добывающие попутный газ, сбор и переработка которого сопряжены с существенными затратами, в лучшем случае продают его по себестоимости, а зачастую и в убыток (если требуется более серьезная переработка), поскольку низкие цены не покрывают понесенных ими расходов. И этот фактор приходится учитывать в экономических оценках разработки нового месторождения.

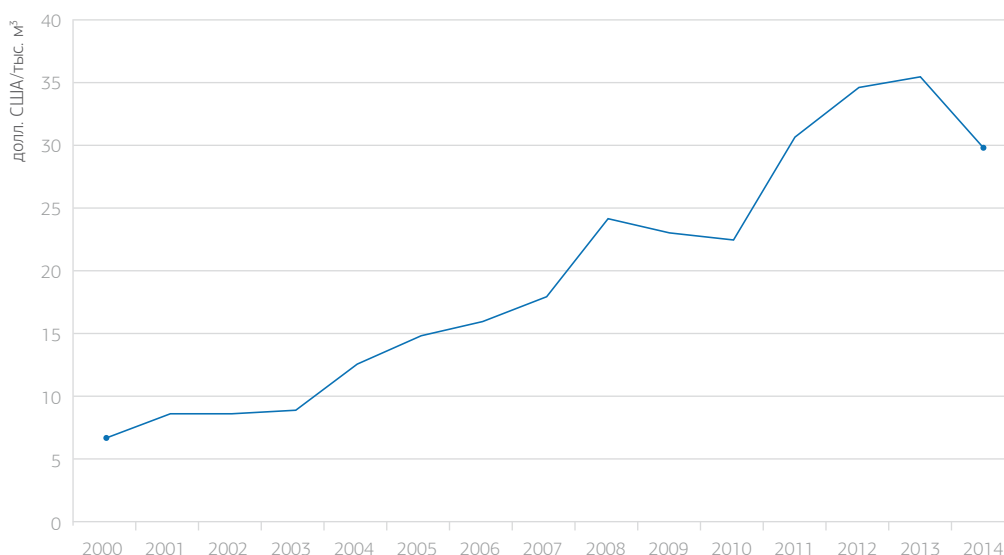


Рис. 7.3.11 Средняя цена на природный газ, выплачиваемая добывающими компаниям Казахстана (по состоянию на декабрь каждого года)

- **Цены на газ для потребителей на внутреннем рынке Казахстана регулируются.** Государственный Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМиЗК), ранее называвшийся Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (АРЕМ), определяет цены на природный газ для потребителей, а также регулирует тарифы на хранение и транспортировку газа в стране.
- **На формирование тарифов и потребительских цен на внутреннем рынке газа в Казахстане влияют несколько факторов.** Первоочередной фактор – стоимость приобретения природного газа. Кроме того, учитывается географическое расстояние между потребителями и местом, где расположены запасы углеводородов в стране, зависимость от импорта, а также условия газораспределения в отдельно взятом регионе. Как следствие, цены по стране значительно варьируются. Помимо категории потребителей (главным образом, это промышленность и бытовой сектор), цены на газ в Казахстане также различаются по регионам. Причина заключается в том, что транспортные издержки и расходы на закупку газа существенно отличаются в зависимости от области.
- **В регионах, куда поставляется газ, добываемый на территории Казахстана, как правило, устанавливаются более низкие цены для конечных потребителей.** Это происходит потому, что стоимость приобретения в этом случае гораздо ниже по сравнению с импортируемым газом. Кроме того, отмечается тенденция к существенному расхождению между ценами для жилищного сектора и промышленных предприятий в таких регионах – цены для жилищного сектора в них гораздо ниже цен для промышленности (аналогично ситуации в России) (Рис. 7.3.12). В регионах, где потребляется импортируемый газ, цена для конечных потребителей, как правило, выше (по причине более высокой стоимости приобретения импортируемого газа); при этом цены для бытового сектора и промышленных предприятий отличаются уже не так сильно. Иногда цена даже выше для бытового сектора.
- **Серьезной проблемой, с которой приходится сталкиваться регламентирующему органу, являются растущие издержки на закупку импортируемого газа.** Средняя цена на импортируемый газ в 2005 г. составила 33,9 долл. США/тыс. м³. В 2008 г. она все еще была умеренной и составляла 55 долл. США/тыс. м³. Однако затем среднегодовая цена на импортируемый Казахстаном газ стала быстро расти (76,4 долл. США/тыс. м³ в 2010 г. и около 95 долл. США/тыс. м³ в 2012-2014 гг.). Как следствие, резко выросли цены для конечных потребителей в тех регионах, которые использовали импортируемый природный газ.

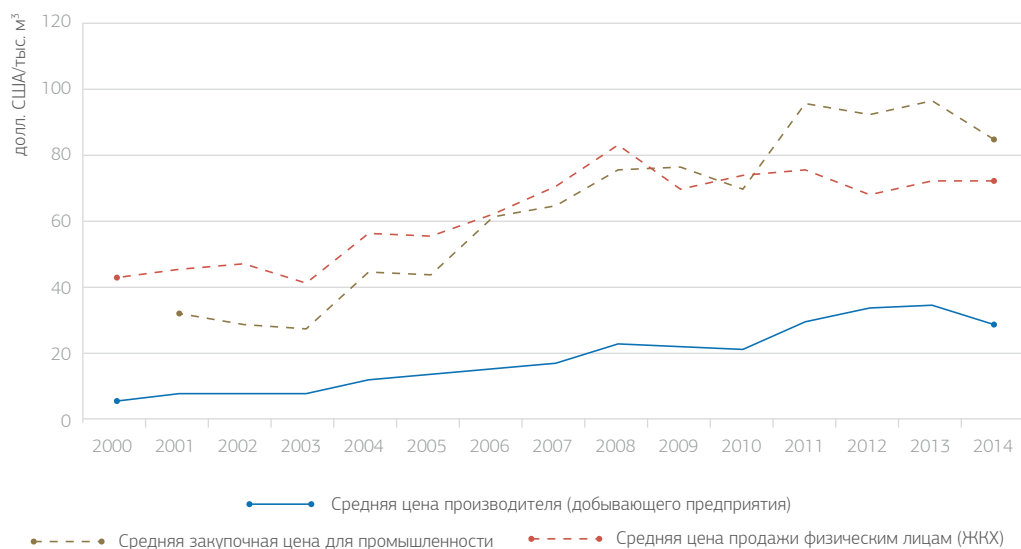


Рис. 7.3.12 Динамика цен на газ на внутреннем рынке Казахстана (по отчетным данным на конец года)

7.3.9. Государственная программа газификации

В конце 2014 г. Правительство Казахстана утвердило официальную программу газификации страны («Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы»), в которой были закреплены давно намеченные планы по увеличению объемов потребления газа на внутреннем рынке. Программа предусматривает увеличение числа областей, в которые осуществляются поставки трубопроводного газа, с 10 (в настоящее время) до 13 в период до 2030 г. Кроме того, в период до 2030 г. в рамках «реалистичного» сценария программы предполагается увеличение объемов внутренних поставок газа до 18 млрд. м³.

Цель программы заключается в создании условий для поэтапного развития газотранспортной системы и удовлетворения растущего на внутреннем рынке спроса на газ, который является экологически чистым видом топлива, главным образом за счет собственных запасов природного газа. Программа ставит следующие основные задачи:

- определение стратегических направлений для будущего развития газовой инфраструктуры
- определение конкретных объектов газовой инфраструктуры, призванных составить единую систему газоснабжения страны
- создание условий для увеличения доли природного газа в общем топливно-энергетическом балансе Казахстана
- регулирование и обеспечение эффективного взаимодействия между национальным оператором и органами местного самоуправления при реализации задач по развитию газовой инфраструктуры и газоснабжению
- принятие мер по модернизации объектов газотранспортной системы с целью обеспечения технологиче-

ской и экологической безопасности их эксплуатации; строительство новых газопроводов и разработка новых маршрутов поставок газа на зарубежные рынки.

В рамках реализации основных проектов по развитию системы магистральных трубопроводов («Бейнеу-Бозой-Шымкент», «Сарыбулак-Майнапшагай», «Туркменистан-Казахстан-Китай», «Алматы-Талдыкорган» и проектируемый магистральный газопровод «Запад-Север-Центр») принимаются меры по модернизации, переоснащению и строительству новых объектов газораспределительной инфраструктуры. Особенно активная работа в данном направлении ведется (уже на протяжении нескольких лет) в Южно-Казахстанской, Жамбылской и Кызылординской областях. Кроме того, осуществляется расширение сети газоснабжения в населенных пунктах Зайсанского района Восточно-Казахстанской области.

Так называемый «реалистичный» сценарий Правительства предполагает следующие основные условия:

- «разумные цены» как для потребителей, так и для добывающих компаний, стимулирующие потребление и добычу (извлечение попутного газа), а также «стабильные и разумные» тарифы на транспортировку и хранение газа
- достаточный объем региональных поставок для удовлетворения заявленных потребностей крупнейших промышленных и энергетических предприятий, однако частично спрос на газ со стороны крупнейших промышленных потребителей все же не покрывается за счет внутренних ресурсов и предполагается, что он будет удовлетворяться за счет импорта по рыночным ценам
- завершение строительства магистральных газопроводов «Туркменистан-Казахстан-Китай» и «Бейнеу-Бозой-Шымкент» на юге Казахстана

- строительство основных отводов от вышеуказанных магистральных газопроводов в Алматинской, Жамбылской и Южно-Казахстанской областях наряду с расширением и модернизацией газораспределительных сетей
- строительство газопровода «Сарыбулак-Майкапшагай» в Восточно-Казахстанской области и начало развития газовой инфраструктуры в населенных пунктах Зайсанского района
- дальнейшее расширение газораспределительных сетей в Актюбинской области.

Данный сценарий также предполагает строительство магистрального газопровода «Запад-Север-Центр» (прокладка которого была отложена на более поздний срок) и расширение газоснабжения в Астане и прилегающих населенных пунктах Акмолинской области. При этом он не предусматривает расширение газопроводной инфраструктуры в Карагандинскую и Северно-Казахстанскую

области и Тарбагатайский район Восточно-Казахстанской области.

Прогнозируемый объем инвестиций в рамках данного «реалистичного» сценария развития газовой инфраструктуры составляет более 656 млрд. тенге (в ценах 2012 г., что эквивалентно 4,4 млрд. долл. США).⁵⁶ Самая крупная доля из этой суммы (более 45%) отводится на строительство газораспределительных сетей в городах и населенных пунктах, а не соединительных трубопроводов. Общая расчетная протяженность планируемых распределительных трубопроводов составит около 28 300 км (что сопоставимо с протяженностью уже действующей сети), из которых свыше 18 000 км – газораспределительные трубопроводы в городах и населенных пунктах.

Как ожидается, в результате реализации данной программы трубопроводный газ будет доступен для 56% населения Казахстана (порядка 1 600 населенных пунктов).

7.3.10. Прогноз потребления природного газа

IHS Energy прогнозирует рост потребления природного газа, роль которого в энергетическом балансе Казахстана в будущем станет более значимой. А именно, доля

природного газа в общей структуре потребления первичных энергоресурсов увеличится до 22% к 2020 г. и почти до 28% к 2030 г. (Рис. 7.3.13).⁵⁷

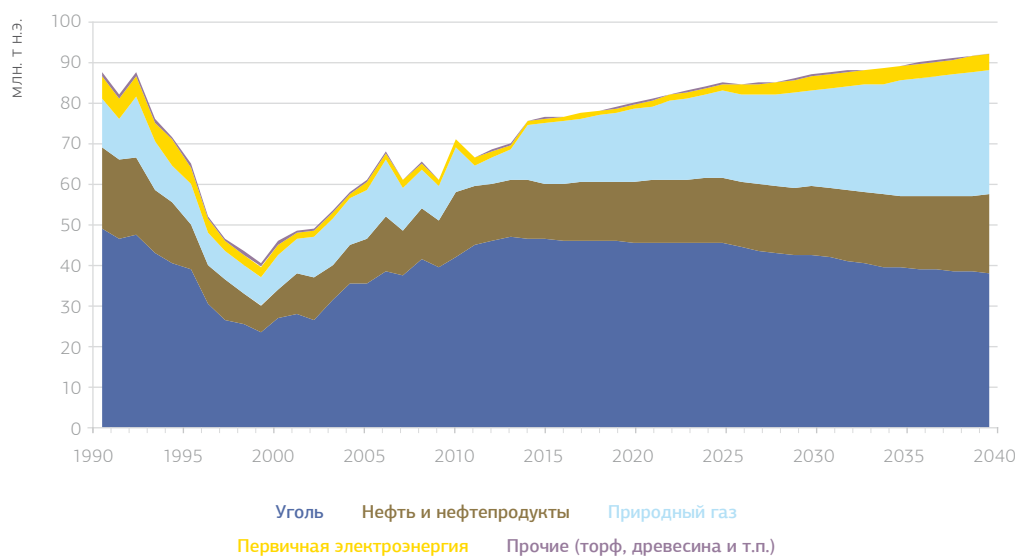


Рис. 7.3.13 Потребление первичных энергоресурсов в Казахстане

Фактическое потребление газа (т.е. поставки конечным потребителям), как ожидается, продемонстрирует достаточно устойчивый рост в среднем на 3,5% в год в период

2015-2040 гг. и достигнет 22,3 млрд. м³ в 2030 г. и 30,8 млрд. м³ в 2040 г. (Рис. 7.3.14 и Таблица 7.3.4).⁵⁸ Основными потребителями с растущим спросом на природный газ

⁵⁶ Инвестиционные затраты посчитаны только на распределительные сети, без магистральных трубопроводов.

⁵⁷ В соответствии с общепринятой международной практикой статистического учета, в настоящий расчет не включены объемы газа (расход), утилизированные в виде обратной закачки.

⁵⁸ Согласно прогнозам, видимое потребление (расход внутри страны) коммерческого газа, которое также включает остаточную категорию потребления (т.е. потребление газа при использовании трубопровода, изменения в запасах, и потери при добыче), составит около 22 млрд. м³ в 2020 г. и 29 млрд. м³ в 2030 г.

являются электроэнергетика, жилищно-коммунальное хозяйство и промышленность. По мнению IHS Energy, в 2030 г. доля электроэнергетики в общей структуре фактического потребления (поставок) газа составит около 44%, жилищно-коммунального хозяйства – 31%

и промышленности – 25%. Помимо этого, есть еще одна составляющая внутреннего потребления, которая включает потери при добыче и переработке, а также расход при хранении и транспортировке (газопроводы и изменения в запасах) (Рис. 7.3.10).

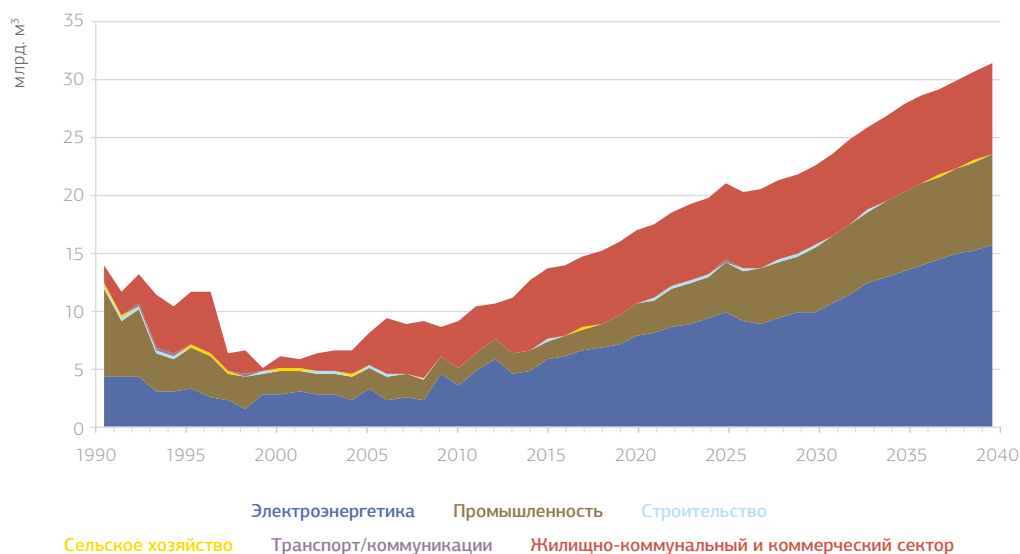


Рис. 7.3.14 Обзор и прогноз фактического потребления (поставок) газа в Казахстане

Однако основной сложностью будут большие расстояния между регионами добычи газа страны, которые сосредоточены главным образом в западном Казахстане, и регионами растущего спроса, такими как южный Казахстан. Несмотря на то, что суммарные объемы добычи в стране достаточны, импорт газа, вероятнее всего, продолжится, причем не только в северных регионах из России, но и на юге (несмотря на наличие газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент»). Казахстан по-прежнему будет оставаться чистым экспортером газа (см. ниже), однако ему придется выбирать между строительством

новых газопроводов для транспортировки дополнительных объемов газа на дальние расстояния от центров добычи к центрам потребителей или увеличением импорта. Поскольку в России имеется избыток газа, в северных областях это не является особой проблемой. Однако на юге, главным поставщиком, скорее всего, станет не Узбекистан, газовый баланс которого (разрыв между добычей и потреблением) становится все меньше, а Туркменистан. Казахстан уже импортирует небольшие объемы газа из Туркменистана, главным образом для выполнения своих обязательств по поставкам в Кыргызстан.

Потребление природного газа в нефтехимической промышленности

Одной из причин относительно умеренного роста потребления природного газа в промышленности Казахстана является тот факт, что страна имеет достаточно небольшую отрасль по производству азотных удобрений, а также не производит иных химических веществ, сырьем для которых является метан (таких как метанол и углеродная сажа). Аммиак и азотные удобрения в Казахстане производятся лишь в очень малых объемах.

Текущие планы по развитию крупной нефтехимической промышленности на основе газа, по сути, предполагают относительно незначительное потребление метана. Нефтехимическое производство на западе Казахстана должно основываться не на нефти, а на имеющемся в изобилии жирном газе и на конкурентоспособности попутного газа с высоким содержанием газоконденсатных жидкостей (жидких фракций природного газа), отличающегося относительно дешевой и потенциально большими объемами добычи. Содержание этана в добываемом в Казахстане попутном газе превышает средние показатели, что также делает его привлекательным сырьем для нефтехимического производства: казахстанский попутный газ содержит примерно 13–16% этана.

Власти страны работают над проектом по строительству газохимического комплекса, который изначально будет состоять из двух предприятий в Карабатане (Атырауская область), в непосредственной близости от нефтяного месторождения Тенгиз. На новом комплексе сначала будет производиться полипропилен и полиэтилен, но впоследствии планируется начать производство и другой сопутствующей продукции, в частности, этилбензола, этиленгликоля, полиэтилентерефталата и поливинилхлорида.

Принимаются меры по обеспечению поставок сырьевого газа добывающими компаниями Казахстана. В марте 2008 г. ТШО подписало соглашение о поставке 6-7 млрд. м³ газа в год для завода второй очереди. Газ будет поставляться на газоразделительную установку для выделения этана и других ШФЛУ для использования в нефтехимической промышленности, при этом метан будет возвращаться для использования в других целях.

Себестоимость производства олефинов на существующем заводе. Результаты анализа конкурентоспособности ключевых узлов планируемых нефтехимических заводов с оценкой себестоимости продукции, производимой в Карабатане, в сравнении с продукцией вероятных конкурентов (один из основных критериев сравнительной оценки химических предприятий во всем мире) свидетельствуют о достаточном уровне конкурентоспособности казахстанских заводов. Себестоимость производства состоит из трех компонентов: чистые затраты на сырье, другие переменные затраты и постоянные затраты. Сюда не входят корпоративные расходы, износ и амортизация, а также любые другие затраты на финансирование, которые могут в значительной степени варьироваться в зависимости от страны. В расчете себестоимости учитываются следующие составляющие:

Чистые затраты на сырье:

- Сырье
- Выручка от попутных (побочных) продуктов (если имеются)

Другие переменные затраты:

- Расходы на инфраструктуру (коммунальные услуги)
- Стоимость катализаторов и химикатов
- Упаковка (если требуется)

Постоянные затраты:

- Прямые: трудозатраты, техобслуживание, прямые накладные расходы
- Косвенные: общие накладные расходы, местное страхование и налоги

Комплексный анализ установки сепарации газа (УСГ), паровой крекинг-установки (ПКУ или пиролизной установки), а также объектов переработки и сбыта, свидетельствует о достаточно низкой себестоимости продукции планируемых казахстанских заводов по сравнению с другими заводами «нового поколения» в мире (Рис. 7.3.15).⁵⁹ Прежде всего, это связано с низкой себестоимостью сырья. Низкая себестоимость сырья в Казахстане с большим запасом компенсирует гораздо более высокие расходы на транспортировку конечной продукции таких заводов «нового поколения» на мировые рынки с удаленных внутриматериковых объектов Казахстана.

⁵⁹ Данный анализ, выполненный в 2013 г., исходит из предположения о том, что цены на нефть в долгосрочной перспективе (в течение всего срока реализации проектов) в среднем будут находиться на уровне около 100 долл. США/барр. Он также предполагает, что относительная стоимость продукции и затраты на сырье соответствуют этому уровню. Относительные спрос и предложение на газоконденсатные жидкости (жидкие фракции природного газа) указывают на то, что в долгосрочной перспективе для них характерен меньший относительный дефицит, чем для сырой нефти. Следовательно, цены на газоконденсатные жидкости, скорее всего, будут ниже цен на нефть в долгосрочной перспективе по сравнению с тем, что наблюдалось раньше. Так что эти расчеты, вероятно, недооценивают преимущество низкой стоимости сырья с общей экономической точки зрения.

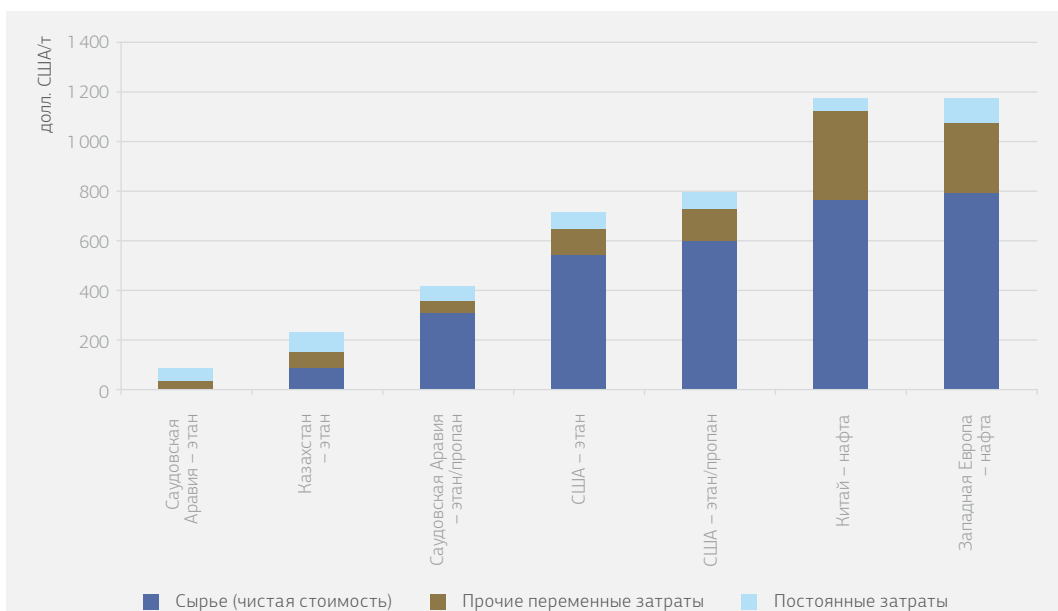
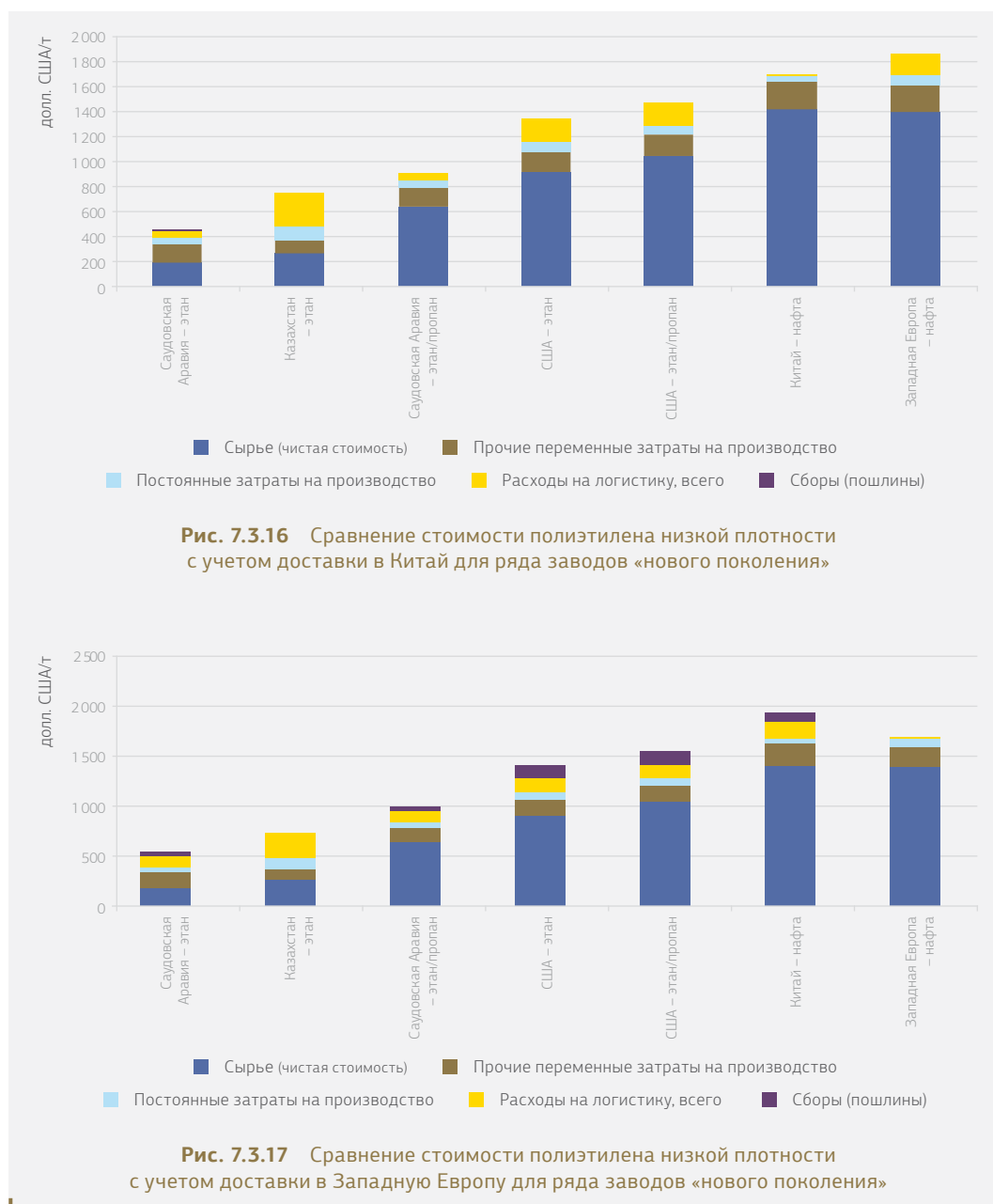


Рис. 7.3.15 Сравнительная себестоимость производства этилена на новых установках парового крекинга

Согласно расчетам, на паровой крекинговой установке (заводе олефинов) в Карабатане будут производиться олефины, полная себестоимость которых будет второй самой низкой из представленных для сравнения крекинг-установок «нового поколения» (Рис. 7.3.16) за счет дешевого сырья (этана), производимого на установке сепарации газа на Тенгизе и доставляемого на завод в Карабатане. Учитывая схему формирования цен на сырой газ, по сути, капитальные и эксплуатационные затраты, связанные со строительством и эксплуатацией новых установок, а также номинальный доход от инвестиций (15%), становятся основными факторами, определяющим эффективную базовую стоимость этана (на входе). Они учтены в предполагаемых (или ориентировочных) затратах на закупку сырья (этана), которые составляют лишь около 107 долл. США/т (в долларах 2020 г.) в долгосрочной перспективе. Дополнительные финансовые поступления от установки сепарации газа за счет продажи попутно производимого пропана на соседний объект также учтены в реальной стоимости сырья для паровой крекинг-установки.

Как упоминается выше, в Главе 4, посвященной мировым тенденциям, основным фактором, определяющим себестоимость интегрированного производства полиолефина в мире, фактически является стоимость сырья. Различия в технологии интегрированного производства полиолефина не оказывают значительного влияния на себестоимость продукции. Таким образом, показатели конкурентоспособности себестоимости основных коммерческих продуктов – полиэтилена высокой плотности и полиэтилена низкой плотности – по сути, полностью повторяют результаты анализа конкурентоспособности себестоимости олефинов. Соответственно, имеющееся в распоряжении казахстанских заводов недорогое сырье обеспечивает высокую конкурентоспособность производимого на них полиэтилена высокой плотности и низкой плотности с точки зрения стоимости с учетом доставки (т.е. включая расходы на транспортировку) на рынки Европы или Азии по сравнению почти со всеми другими регионами-производителями, включенными в анализ, за исключением лишь производства на основе метана в Саудовской Аравии. Выполненный сравнительный расчет стоимости основного конечного продукта (полиэтилена низкой плотности) с учетом поставок на два основных глобальных рынка – Западной Европы и Китая – для ряда заводов «нового поколения» показывает, что новые заводы Казахстана обеспечивают самую низкую стоимость, если не считать производство метана в Саудовской Аравии (Рис. 7.3.16 и 7.3.17).

Тем не менее, следует отметить, что данный анализ себестоимости не отражает разницы в инвестиционных затратах между странами и регионами (в особенности это касается фактической стоимости строительства в связи с использованием, как правило, почти одинакового оборудования). Такие расходы в Казахстане, вероятнее всего, будут относительно выше в связи с удаленным местоположением страны, а также в связи с ограниченными возможностями местного производства оборудования и предоставления сопутствующих услуг. Не отражает данный подход и более «косвенные» по своему характеру нормативные и финансовые (налоговые) риски ведения бизнеса в Казахстане, которые более подробно рассматриваются в других Главах настоящего Доклада. Вышеупомянутые различия также будут играть роль при принятии инвестиционных решений в нефтехимической отрасли, особенно внешними инвесторами и финансовыми учреждениями.



В соответствии с официальной программой газификации Казахстана планируемый объем потребления газа в стране в 2030 г. согласно «реалистичному» сценарию составит 18,1 млрд. м³ (Таблица 7.3.9). Из них 12,9 млрд. м³ относятся на долю предприятий промышленности и электроэнергетики (7,2 млрд. м³ – электроэнергетика

и 5,7 млрд. м³ – промышленность) и 5,2 млрд. м³ – на долю жилищно-коммунального сектора. Что касается территориального распределения, то в 2030 г. 35% объемов газа будет потребляться, согласно прогнозу, в западном Казахстане, по 42% – в южном и восточном Казахстане и 23% – в северном Казахстане.

Цепочка создания стоимости при поставках природного газа АО «КазТрансГаз». Инвестиции в развитие инфраструктуры

В рамках принятой в Казахстане модели единого покупателя, АО «КазТрансГаз» (КТГ) в административном порядке наделено функцией по развитию внутреннего газового рынка и соответствующей трубопроводной инфраструктуры. По сути, финансирование должно обеспечиваться за счет прибыли, извлекаемой КТГ от продажи газа. По всей вероятности, у КТГ должно быть достаточно финансовых

средств для реализации программы газификации Казахстана в рамках «реалистичного» сценария, учитывая значительную разницу между стоимостью покупки газа у добывающих компаний и средней ценой его продажи потребителям (см. ниже), которая, скорее всего, сохранится и в будущем, а также регулируемый доход КТГ от транзита по газопроводам. В настоящее время эта разница составляет 60 долл. США/тыс. м³, принося доход в размере 665 млн. долл. США при продаже порядка 11-12 млрд. м³ газа в год. В 2013 г. общий объем капитальных затрат КТГ составил 565 млн. долл. США, что является соизмеримой суммой. Ожидается, что такая разница в ценах сохранится приблизительно на том же уровне и в будущем (поскольку как цена покупки, так и цена продажи, по сути, привязаны к расходам); следовательно, при прогнозируемой реализации 18 млрд. м³ газа в 2030 г. доход составит около 1,1 млрд. долл. США. Общая расчетная сумма инвестиций в рамках программы газификации за рассматриваемый период оценивается в 4,4 млрд. долл. США.

7.3.11. Прогноз цен на газ в Казахстане

В 2009 г. Министерство нефти и газа Казахстана выступило с предложением о том, чтобы к 2020 г. внутренний рынок газа Казахстана в целом отражал европейские цены на газ.⁶⁰ Это было аналогично общему плану России, предложенному в 2006-2007 гг., который предусматривал ликвидацию разрыва между рыночными ценами на внутреннем рынке и европейским уровнем цен за счет реализации динамичной программы повышения регулируемых внутренних цен. В то время в Казахстане предлагалось провести изменение внутренних цен на газ в два этапа. На первом этапе (тогда предполагалось, что он продлится до 2015 г.) цены на внутреннем рынке должны были постепенно продвигаться к уровню, близкому к европейскому (с дисконтированием на 20-25% и за вычетом стоимости транспортировки). На втором этапе, к 2020 г., планировался полный переход на европейские цены с единственным различием в виде затрат на транспортировку.

Создание Таможенного союза России, Казахстана и Беларуси в начале 2010 г. (а затем Евразийского экономического союза) привело к дальнейшему развитию этой

общей концепции, поскольку между Правительствами было достигнуто взаимопонимание о том, что цены на природный газ для конечных пользователей в странах-участниках должны быть согласованы. Поскольку объемы добычи газа и торговли им, а также размер внутреннего рынка в целом в России намного больше, чем в Казахстане и Беларуси, такая унификация по сути означает, что внутренние цены на газ в Казахстане будут приближены к внутренним ценам на газ в России.

Соответствующее соглашение было ратифицировано Мажилисом, нижней палатой Парламента Казахстана, 30 марта 2011 г. Данное «Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики в странах-участниках Соглашения о формировании Единого экономического пространства» предусматривало повышение внутренних цен на газ в Казахстане таким образом, чтобы привести их в соответствие с внутренними ценами на газ в России.

7.3.11.1. Общая информация о политике в области цен на газ в России

С 2006-2007 г. Россия официально объявила о планах приведения внутренних цен на газ в соответствие с экспортной ценой за вычетом экспортной пошлины и стоимости транспортировки (т.е. средней экспортной ценой, которую платят за российский газ потребители в Европе, за вычетом 30% экспортной пошлины и стоимости транспортировки из России в Европу). Это масштабное изменение общей политики внутренних цен на газ в России (которые долго поддерживались на довольно низком уровне, чтобы обеспечить прибыльность и международную конкурентоспособность российских производственных предприятий, ориентированных на экспорт) было продиктовано ростом внутреннего спроса на фоне сокращения ресурсной базы дешевого газа, оставшейся со времен СССР, и направлено на обеспечение возможности разработки «новых» более дорогих запасов газа в России. Первоначально планировалось, что внутренние цены для промышленных потребителей достигнут паритета с экспортной ценой за вычетом экспортной пошли-

ны и стоимости транспортировки уже в 2011 г. Однако это оказалось невозможным, поскольку высокие цены на нефть привели к повышению экспортных цен на газ (привязанных к ценам на нефть) до очень высокого уровня, причем их снижение началось только в 2015 г. после обвала цен на нефть в 2014 г.

Столкнувшись с данной проблемой, Россия отложила цель по достижению ценового паритета до 2015 г., но перешла к серии ежегодных повышений внутренних регулируемых цен примерно на 15%, чтобы постепенно ликвидировать имеющийся разрыв для внутренних цен. Такой плановый рост цен был направлен на то, чтобы поднять среднюю цену для промышленных потребителей в России до уровня около 160 долл. США/тыс. м³ к концу 2015 г. В то же время, Правительство обнародовало план, согласно которому основная выручка от повышения внутренних цен направлялась в российский бюджет путем существенного повышения налогов на добычу газа в России.

⁶⁰ Это было официально предложено бывшим Министром нефти и газа Казахстана Сауатом Мынбаевым на совещании Правительства. Сауат Мынбаев был Министром нефти и газа Казахстана с августа 2007 г., однако в июле 2013 г. он сменил должность и стал главой КМГ.

Однако впоследствии Правительство решило пересмотреть значительное повышение цен на газ и налогов с учетом долгосрочных последствий для газовой отрасли России и экономики в целом. Был предложен ряд альтернатив. Например, Сергей Новиков, который являлся Главой Федеральной тарифной службы (регулирующей цены на газ в России), выступил с предложением о том, что более целесообразным может стать снижение роста цен на газ до уровня инфляции (около 6,5% в год), хотя это отдалит достижение паритета внутренних и экспортных цен на газ. Некоторые чиновники выдвигали идею ограничить рост внутренних цен на газ на уровне около 5% в год, в то время как другие считали целесообразным каким-то образом включить в формулу расчета экспортного паритета внутренние цены США; были и предложения по полному замораживанию роста тарифов для «естественных монополий», включая газ. Начиная примерно с 2014 г., когда в российской экономике наметились признаки напряженности, Россия, по сути, изменила политику, отказавшись от стремления к паритету в пользу более медленного роста внутренних цен на газ с более низкой индексацией. В настоящее время IHS Energy предполагает, что средняя цена на газ в России будет расти приблизительно со скоростью инфляции, оставаясь в пределах между нижней минималь-

но допустимой величиной, задаваемой долгосрочной предельной стоимостью поставки с разрабатываемых или вводимых в эксплуатацию месторождений нового поколения, и «потолком», определяемым экономической ситуацией у крупнейших потребителей газа в России, производителей металлов и удобрений.⁶¹ Таким образом, внутренние цены на газ и транспортные тарифы в России в обозримом будущем, скорее всего, останутся в значительной степени регулируемы, поскольку имеется очень мало стимулов в пользу привязки внутренних цен к более высоким ценам европейского рынка, а возникновение крупномасштабной конкуренции между поставщиками газа маловероятно.

Регламентирующий орган изложил план, предполагающий ряд ежегодных повышений цен на 6-8% в середине года (отражающих темпы инфляции) в период до 2018 г., что приведет к увеличению средней внутренней цены на газ приблизительно до 90 долл. США/тыс. м³ к концу 2018 г. Это означает, что внутренняя цена останется на уровне около 60% от паритетной экспортной цены (исходя из нашего базового прогнозного сценария цен на нефть, обменного курса рубля и цен на газ в Европе, связанных с ценами на нефть).

7.3.11.2. Приведение внутренних цен Казахстана в соответствии с российскими

Как в Казахстане, так и в России есть внутренние региональные различия в ценах, зависящие от целого ряда факторов, в том числе от затрат на транспортировку из центров добычи в центры потребления. Это означает, что цены на газ для промышленных потребителей в газодобывающих регионах обеих стран гораздо ниже, чем цены для промышленных потребителей в более удаленных регионах, где добыча не ведется. Так, промышленные потребители в газодобывающем регионе России – Ямало-Ненецком автономном округе в Западной Сибири – платили 68 долл. США/тыс. м³ в середине 2014 г. по сравнению со 119 долл. США/тыс. м³ в Саратовской области – газопотребляющем регионе в Европейской части России – которая расположена по соседству с Казахстаном в северо-западном направлении. То есть, разница составляла около 75%. Предполагается, что такие региональные отличия от среднего уровня цен сохраняются в России и в будущем.

Цены на внутреннем рынке для промышленных потребителей в газодобывающих регионах западного Казахстана приблизительно равны ценам для промышленных потребителей в газодобывающих регионах России: например, в Атырауской области цены в конце 2013 г. составляли 55,4 долл. США/тыс. м³, а в Ямало-Ненецком округе – 53,3 долл. США/тыс. м³.

Основным вопросом для Казахстана является следующий: с какой ценовой зоной России следует привести в соответствие свои внутренние цены (особенно в западных регионах)? Бывший Министр нефти и газа РК Сауат Мынбаев предлагал воспользоваться различиями между ценовыми зонами в России и привести цены

в Казахстане в соответствии с более низкими ценами для промышленных потребителей в газодобывающих регионах Западной Сибири, а не с более высокими ценами в потребляющих газ регионах Европейской части России. Он ссылался на то, что это позволит промышленности Казахстана стать более конкурентоспособной, чем российская, и что переход будет не столь болезненным для потребителей.

IHS считает это наиболее вероятным сценарием дальнейшего развития событий в газовой отрасли Казахстана, т.е. когда западный Казахстан рассматривается как газодобывающий регион, и цены для промышленных потребителей следуют приблизительно той же траектории, что и в Ямало-Ненецком округе России, при этом рост цен будет, по сути, соответствовать российскому уровню инфляции.

В противном случае, если западный Казахстан будет рассматриваться как ценовая зона, аналогичная соседней Саратовской области, потребуются гораздо более высокое ежегодное повышение цен, чтобы цены в Атырауской области Казахстана пришли в соответствие с ценами в Саратовской области России. Несмотря на географическую близость этого региона к южным областям России, где не ведется добыча газа, унификация с такими высокими ценами будет гораздо сложнее (и длительнее) для Казахстана, а более дорогой газ не сделает развитие промышленности Казахстана, даже несмотря на местную ресурсную базу, более привлекательным, чем в любом другом газопотребляющем регионе Европейской части России.

⁶¹ См. Частный отчет IHS CERA «Внутренние цены на газ в России: насколько высоко они могут подняться?» [IHS CERA Private Report, Russian Domestic Gas Prices: How high can they go?], февраль 2012 г.

7.3.12. Использование природного газа в транспортном секторе и другие виды его потенциального применения

Большой разрыв в ценах на природный газ и нефть был главным фактором увеличения использования природного газа в транспортном секторе во всем мире, что в течение последнего десятилетия привело к росту его потребления, особенно в Китае. Главным направлением роста потребления стали тяжеловесные автотранспортные средства (грузовые автомобили), при этом значительный

потенциал имеется также на водном и городском транспорте. В Казахстане также наблюдается значительный разрыв в ценах на природный газ и нефть, и, таким образом, имеется дополнительный стимул использовать газ для компенсации недостаточного внутреннего производства легких нефтепродуктов в целях удовлетворения имеющегося спроса.

7.3.12.1. Глобальные тенденции использования природного газа в транспортном секторе

За последние десять лет использование природного газа в качестве моторного топлива во всем мире набирало обороты. Основной причиной тому послужил большой разрыв между относительно высокими ценами на нефть и ценами на природный газ, особенно в Северной Америке. В то же время, использование более чистых альтернативных видов транспортного топлива, в том числе природного газа, поощрялось Правительствами многих стран, поскольку в обществе стали все больше проявляться опасения относительно загрязнения воздуха и влияния человека на окружающую среду. Использование природного газа в транспортном секторе также согласуется с ключевой стратегической направленностью политики руководителей многих государств, поскольку оно укрепляет энергетическую безопасность посредством диверсификации видов транспортного топлива и повышения коэффициента использования внутренних ресурсов.

Использование природного газа в качестве топлива для автомобилей было впервые испытано на заре автомобилестроения, причем подобные эксперименты продолжались и в 1930-х гг. Однако открытие масштабных запасов нефти в Соединенных Штатах, а затем на Ближнем Востоке сделало нефть широкодоступной в качестве моторного топлива. Использование нефтепродуктов в автотранспорте и авиации в годы Второй мировой войны жестко закрепило за нефтью ключевую роль в транспортном секторе. Бензин действительно является исключительно удобным топливом для транспорта: его легко перевозить, и относительно небольшие объемы обеспечивают достаточный крутящий момент для передвижения легкого автомобиля на довольно большие расстояния.

Помимо сжиженных углеводородных газов (СУГ, т.е. пропана и бутана), которые уже широко применяются на автомобилях в Казахстане, существуют еще две формы, в которых природный газ (метан) используется на автотранспорте во всем мире: компримированный природный газ (КПГ) или сжиженный природный газ (СПГ). В силу большой плотности топлива и проблем с его хранением в баках КПГ/СПГ сложно использовать в легковых (пассажирских) автомобилях, поскольку топливный бак занял бы значительную часть полезного пространства, но автомобиль по-прежнему не смог бы проехать более 100-200 км без дозаправки. А вот на транспортных средствах средней и высокой грузоподъемности (грузовики и автобусы) переход на КПГ/СПГ осуществить намного проще. КПГ, например, широко применяется в городском транспорте, который передвигается только на короткие расстояния и возвращается на одну и ту же базу каждый день, таком как мусоровозы и городские автобусы.

Данные виды транспортных средств имеют предсказуемые и относительно короткие маршруты, что позволяет решить две главные проблемы использования КПГ в транспортном секторе – инфраструктура для хранения/заправки и дальность пробега (длина пути). С другой стороны, использование СПГ наиболее распространено в сфере автомобильных грузоперевозок на дальние расстояния. Это обусловлено тем, что бак для СПГ содержит больше топлива, чем бак для КПГ, поскольку природный газ находится в более плотной, сжиженной форме.

Китай оказался лидером в мировом переходе на СПГ в автомобильных грузоперевозках в силу сложившейся большой разницы в цене между дизельным топливом и природным газом, спроса на гибкие поставки топлива (особенно в периоды пикового потребления или в жилищном секторе, не подключенном к газораспределительной системе), а также из-за общей необходимости создать совершенно новую инфраструктуру поставок, вместо того чтобы менять существующую масштабную инфраструктуру. Тем не менее, темпы внедрения СПГ в настоящее время снижаются вследствие реформ цен на газ, которые привели к удорожанию природного газа, в то время как цены на нефть упали. Ранее потребители были весьма заинтересованы либо в переоборудовании своих дизельных грузовиков, либо в приобретении новых моделей заводского изготовления для использования СПГ в качестве топлива, поскольку срок окупаемости для таких капиталовложений составлял менее 12 месяцев. Однако, по мере сокращения ценовой разницы, срок окупаемости для более крупных капиталовложений вырос, снизив общий интерес к переходу с дизельного топлива на СПГ. Несмотря на то, что в основных регионах Китая период окупаемости по-прежнему благоприятный, рост перевода грузовых автомобилей на СПГ начал замедляться в связи с опасениями, связанными с предстоящей реформой цен и тем, как она отразится на прибыли владельцев автопарков. Кроме того, в части поставок газа, в Китае сейчас поступают рекордные объемы СПГ по новым контрактам по ценам гораздо ниже ожидаемых, что будет создавать конкуренцию небольшим по объемам местным поставкам СПГ в прибрежных провинциях.

Тем не менее, ужесточение стандартов использования топлива и норм выбросов в Китае по-прежнему способствует сохранению относительной конкурентоспособности природного газа в сравнении с дизельным топливом в секторе автомобильных грузоперевозок. Еще один фактор, поддерживающий конкурентоспособность газа, заключается в том, что китайское Правительство повысило связанные с нефтью налоги в условиях низких цен на нефть, поэтому цена дизельного топлива для ко-

нечных потребителей не отражает недавнего снижения мировых цен на нефть. Рост числа работающих на СПГ грузовых автомобилей в Китае впечатляет: по сути, с нуля в 2008 г. до приблизительно 140 тыс. грузовиков на СПГ в 2013 г. с потреблением 3,8 млрд. м³ природного газа. В 2014 г. в Китае насчитывалось порядка 1 500 заправок станций СПГ, работа которых обеспечивалась довольно большим количеством небольших установок сжижения газа на внутренних территориях (в дополнение к крупной, основанной на импорте инфраструктуре на побережье) мощностью около 16,9 млн. т в год, что означает рост на 50% в годовом исчислении. Предполагается дальнейшее значительное расширение мощностей по сжижению газа. В настоящее время ведется строительство объектов мощностью 14,1 млн. т в год, а объекты еще на 6,8 млн. т в год находятся на этапе планирования. Тем не менее, загрузка этих мощностей пока довольно низкая: в 2014 г. она составила около 56%. В 2014 г. производство СПГ на небольших заводах в Китае составило лишь 4,3% от общих объемов потребления газа в стране.

Если до 2008 г. большинство небольших по объемам внутренних поставок СПГ в Китае составляли трудноизвлекаемые запасы с малых месторождений, то в настоящее время все больше новых заводов СПГ использует в качестве сырья газ из нетрадиционных источников. Многие заводы используют метан угольных пластов (МУП), с выгодой для себя потребляя те его объемы, которым долгое время не удавалось найти путей поставки на рынки по газопроводу. В июле 2015 г. начато строительство первого завода по сжижению сланцевого газа, ввод которого в эксплуатацию планируется в 2016 г. На нескольких заводах в качестве сырья используется коксовый газ.

Важность государственной политики в области применения газа в транспортном секторе Китая не является чем-то экстраординарным. Государственные субсидии и политика были одной из основных причин внедрения СПГ и КПГ в качестве моторного топлива во всем мире. Хотя нигде переход на эти виды топлива не принял таких масштабов, как в Китае, в других странах также произошел определенный сдвиг в сторону природного газа в транспортном секторе. В США отсутствие соответствующей инфраструктуры для заправки препятствует продажам грузовиков на СПГ, несмотря на большую разницу в ценах между видами топлива. Однако в настоящее время там все же создана небольшая СПГ-инфраструктура, которая служит стартовой площадкой для дальнейшего развития. Помимо этого, использование СПГ в Соединенных Штатах сейчас сталкивается с новыми сложностями в виде так называемых «решений большой дальности» для КПГ, которые позволяют использовать КПГ в автомобильных грузоперевозках на дальние расстояния. Некоторые разработчики видят большой потенциал в КПГ и, соответственно, увеличивают количество заправок станций КПГ вдоль основных маршрутов автомобильных грузоперевозок. При этом использование КПГ на городском общественном транспорте уже достаточно распространено в США, где законодательство требует от всех организаций с государственным финансированием закупать работающие на газе транспортные средства при обновлении своих парков.

.....

⁶² В 2014 г. «КазТрансГаз» и ООО «Газпром газомоторное топливо» подписали меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству и развитию применения природного газа на транспорте, включая создание единой политики двух стран и расширения подготовки персонала в этой области.

В Европе акцент был сделан не столько на автомобильном транспорте, сколько на рынке топлива для судов (главным образом в Северо-Западной Европе), в то время как рынок СПГ для автомобильных грузоперевозок пока находится на ранней стадии развития. Использование КПГ в Европе распространено несколько больше, однако ситуация варьируется в зависимости от страны. Например, в Италии существует более тысячи заправок станций КПГ, а в Великобритании – менее 20. Страны-члены ЕС предоставляют целевые налоговые льготы для транспортных средств, использующих газ в качестве топлива. В Италии, например, транспортные средства на альтернативных видах топлива (включая природный газ) на три года освобождаются от налогов, а все вновь построенные заправокные станции в стране должны быть оборудованы установками для заправки компримированным газом. Тем временем, Франция запрещает использовать дизельное топливо для городского общественного транспорта и сбора мусора.

В 2013 г. Европейская комиссия обнародовала пакет мер по стимулированию использования альтернативных чистых видов топлива в Европе, включая предложения по общим стандартам, регулирующим состав, использование и распространение таких видов топлива. Меры включают возможные обязательные целевые показатели для стран по строительству минимальной инфраструктуры для чистых видов моторного топлива, таких как электричество, водород и природный газ. Ключевой компонент стратегии внедрения чистых видов топлива – это использование СПГ и КПГ на транспорте. Комиссия предлагает к 2020 г. установить заправокные станции СПГ вдоль Трансевропейских транспортных сетей через каждые 400 км. Что касается транспортных средств, работающих на КПГ, Комиссия стремится обеспечить наличие заправокных станций по всей Европе на расстоянии не более 150 км друг от друга к 2020 г.

В России природный газ используется в транспортном секторе с 1980-х гг., главным образом в виде КПГ, хотя объемы его использования резко упали в 1990-х гг. В последние годы интерес к КПГ и СПГ возобновился, особенно со стороны ОАО «Газпром», поскольку компания рассматривает различные варианты монетизации своего газа посредством расширения потребления этого вида топлива внутри страны. «Газпром» основал специализированную компанию «Газомоторное топливо» и планирует увеличить инвестиции в инфраструктуру КПГ. Данная инициатива также нашла сильную политическую поддержку, поскольку Правительство объявило о планах расширения применения КПГ на городском транспорте.⁶²

Одним из ключевых аспектов продвижения природного газа в качестве транспортного топлива является готовность потребителя покупать транспортные средства, работающие на газе. Однако это может произойти лишь при наличии соответствующей инфраструктуры. В то же время, строительство инфраструктуры не начнется, пока инвестор не будет уверен в том, что имеется достаточный потребительский спрос для покрытия затрат и инвестиционных рисков. В Китае начало развития инфраструктуры и модернизация грузовиков осуществлялись одновременно, поскольку такие компании, как Guanghui

Investments, выступали и инвесторами и потребителями на рынке. Это дало резкий старт развитию использования СПГ и строительству инфраструктуры, а также послу-

жило главной причиной более существенного успеха Китая в переходе на СПГ по сравнению с другими странами.

7.3.12.2. Возможности использования природного газа в транспортной сфере Казахстана

Хотя многие страны не смогли повторить тот резкий рост использования СПГ в автомобильных грузоперевозках, который имел место в Китае – главным образом из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры – у Казахстана есть хорошие возможности для вполне эффективного наращивания парка транспортных средств, работающих на газе, поскольку он может легко координировать создание как инфраструктуры, так и автомобильного парка. Кроме того, для обеспечения поставок на рынок Казахстан обладает богатыми запасами попутного газа, затраты на добычу которого относительно низкие (хотя затраты на удаление серы высоки).

Использование природного газа в качестве моторного топлива в Казахстане может способствовать достижению ряда важных целей политики страны. Во-первых, это может помочь сократить дефицит нефтепродуктов для транспортного сектора.⁶³ Во-вторых, это будет содействовать использованию местных ресурсов, что укрепит энергетическую независимость и поддержит местную экономику. В-третьих, это может позволить монетизировать запасы трудноизвлекаемого газа, которые не имеют выхода к магистральным газопроводам. И, наконец, это поможет уменьшить отрицательное воздействие транспортных средств на качество атмосферного воздуха. Формулирование общей политики, которая свяжет воедино эти четыре цели, чтобы обеспечить скоординированный подход к их достижению, является чрезвычайно важным для того, чтобы вывести применение КПП/СПГ за пределы «нишевой» категории. В противном случае продвижение в одной области, не связанное с успехами в другой, может препятствовать развитию в целом.

Казахстан уже начал использовать природный газ на транспорте, хотя деятельность в данном направлении остается довольно ограниченной. В настоящее время в стране существует 11 заправочных станций КПП, из которых три были построены в советское время, а остальные – после 2010 г. В стране насчитывается порядка 1 015 транспортных средств, работающих на природном газе, включая 520 автобусов, 83 грузовика и около 500 легковых автомобилей.⁶⁴ ТОО «КазТрансГаз Онимдери» – специализированная дочерняя компания «КазТрансГаз» (КТГ) – отвечает за строительство, эксплуатацию и техническое обслуживание заправочных станций КПП и сопутствующей инфраструктуры в стране. ТОО «АвтоГазАлматы» (дочерняя компания «КазТрансГаз

Онимдери») в сотрудничестве с южнокорейской компанией Kor-KazCNG Investment Limited построила четыре заправочные станции КПП в Алматы, из которых две были завершены в сентябре 2014 г.⁶⁵ Всего в Алматы пять заправочных станций КПП, обслуживающих 450 автобусов, 33 подметально-уборочные машины и порядка 500 легковых автомобилей, работающих на природном газе. По данным КТГ, с момента начала работы заправочных станций КПП в Алматы (т.е. в 2011-2014 гг.) свыше 30 тыс. т дизельного топлива было заменено 40 млн. м³ газа.

Расширение сетей заправки КПП продолжается и в других городах. В 2015 г. КТГ планирует открыть три заправочных станций КПП в Кызылорде, Актобе и Шымкенте соответственно. В 2014 г. ряд операторов сетей заправочных станций в Казахстане подписали меморандум, призванный содействовать увеличению количества газозаправочных станций в стране. В рамках данного соглашения «КазМунайГаз Онимдери» планирует установить по одной заправочной колонке для КПП на 21 существующей заправочной станции в шести регионах.

Правительство работает над подробным планом реализации газового моторного топлива, который предусматривает, что к 2020 г. потребление природного газа в качестве топлива на общественном, дорожно-эксплуатационном и коммунальном транспорте достигнет не менее 30% в Алматы и Астане и не менее 10% в областных центрах. При этом ожидается, что к 2030 г. использование газа в транспортном секторе данными потребителями составит не менее 50% в Алматы и Астане и не менее 30% в областных центрах. Развитие сети газовых заправок (АГНКС) планируется на казахстанском участке планируемого транзитного маршрута Западный Китай – Западная Европа.

Китайская компания с широкой сетью СПГ-грузовиков, заправочных станций и заводов по сжижению намеревается построить пилотный мини-завод СПГ в Костанайской области в 2016 г., который станет первым в Казахстане.⁶⁶ Если этот пилотный проект будет успешным, Казахстан, вероятно, будет стремиться к более широкому распространению данной технологии по всей стране.

В Казахстане разница между ценами на газ и нефть может способствовать развитию транспорта, работающего

⁶³ Спрос на бензин и керосин в Казахстане растет с 2000-х гг. и удовлетворялся за счет роста импорта, главным образом из России.

⁶⁴ Данные в соответствии с Концепцией развития газового сектора РК до 2030 г.

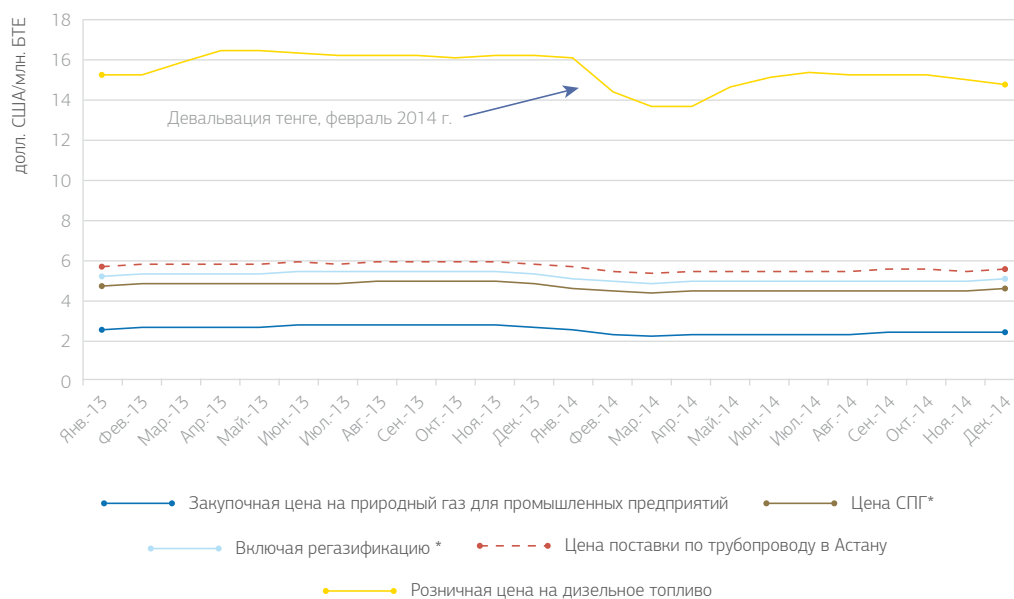
⁶⁵ Kor-KazCNG Investment Limited была создана в 2011 г. двумя южнокорейскими компаниями Kolon и Kogas-Tech для реализации совместных казахстанско-корейских проектов по строительству и эксплуатации заправочных станций КПП в Республике Казахстан.

⁶⁶ Компания Guanghui Energy приобрела 49-процентную долю в компании ТОО «Тарбагатай Мунай», занимающейся разведкой и добычей, в 2009 г. за 41 млн. долл. США для разработки контрактного участка добычи в Восточно-Казахстанской области. Данный проект предоставляет уникальный способ монетизации газа, который в противном случае был бы трудноизвлекаемым, для местного партнера, а также является благоприятным для местного населения, так как ТОО «Тарбагатай Мунай» направляет половину добываемых объемов в город Зайсан и девять поселков в данном районе.

на СПГ, хотя многое зависит от стоимости поставляемого природного газа. Цены на нефтепродукты⁶⁷ и природный газ в Казахстане являются регулируемыми, но существенная разница между ними по-прежнему имеется. В декабре 2014 г. средняя розничная цена дизельного топлива была эквивалентна 14,68 долл. США/млн. БТЕ, в то время как средняя цена природного газа, уплачиваемая домохозяйствами, составляла лишь 2,61 долл. США/млн. БТЕ. Для такого промышленного потребителя, как небольшой завод по сжижению газа, цена покупки газа была выше, чем для домохозяйств, но все же составляла лишь 3,02 долл. США/млн. БТЕ в декабре 2014 г.

Это было значительно ниже, чем цена за эквивалент дизельного топлива (Рис. 7.3.18).

Растущее потребление дизельного топлива в Казахстане, особенно в транспортном секторе, предоставляет возможность реализации СПГ в качестве частичной замены дизельного топлива на грузовиках. Спрос на дизельное топливо в Казахстане растет и уже является крупнейшим компонентом баланса спроса на нефтепродукты в стране (5,6 млн. т в 2014 г.). При этом наибольшая доля потребления дизельного топлива приходится на грузовой автотранспорт (приблизительно 40%).⁶⁸



*Цена СПГ и регазификации с завода; не включает стоимость транспортировки с завода в Астану (или на другие рынки).

Рис. 7.3.18 Разница цен на природный газ и дизельное топливо: потенциал использования СПГ на транспорте

Согласно оценкам IHS, представляется, что даже если завод по сжижению газа будет использовать более дорогой газ, импортируемый из России, (как в случае Костанайской области), он все же будет иметь устойчивые экономические перспективы, по меньшей мере, при возможности реализации готового продукта как продукта переработки. Если прибавить заявленные капитальные и расчетные эксплуатационные затраты завода к затратам на промышленную закупку газа, то общая стоимость

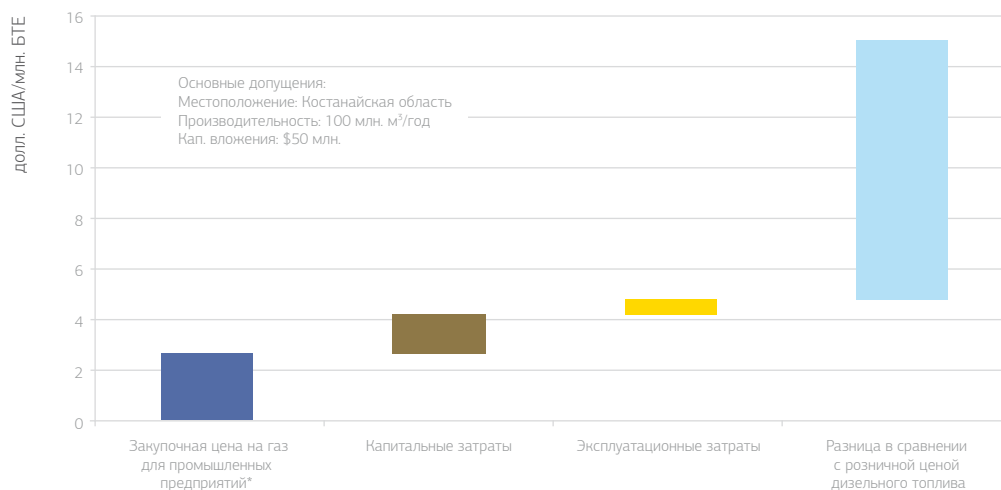
составит 4,71 долл. США/млн. БТЕ, что с большим запасом позволяет конкурировать с дизельным топливом на местном рынке (Рис. 7.3.19).⁶⁹ Эти затраты отражают только затраты поставщика СПГ, в которые входят затраты на сырьевой газ и его преобразование в СПГ. Однако необходимо учитывать и затраты, связанные с использованием СПГ на уровне потребителя, включая расходы на переоборудование грузовиков.

.....

⁶⁷ В сентябре 2015 года Правительством РК принято решение в целях исключения дефицита ГСМ в Казахстане отказаться от госрегулирования цен на марки бензина АИ-92/93.

⁶⁸ Промышленная цена покупки – это цена, по которой завод СПГ покупает сырьевой газ для производства СПГ-топлива для транспорта. Затем оно будет продаваться на заправочной станции. Поскольку СПГ будет конкурировать главным образом с дизельным топливом, то наиболее подходящим является сравнение с розничной ценой продажи дизельного топлива.

⁶⁹ Эти затраты не включают затраты на транспортировку СПГ различным потребителям; предполагается, что он реализуется потребителям с завода.



Примечание: Предполагается, что природный газ для завода СПГ в Костанаяе будет импортироваться из России

Рис. 7.3.19 Экономические показатели производства СПГ на мини-заводе и цена дизельного топлива (сравнение)

7.3.12.3. Другие способы применения производства СПГ малого масштаба

Менее вероятно, что использование производства СПГ малого масштаба для газификации домохозяйств и небольших промышленных предприятий будет настолько же привлекательным с экономической точки зрения, однако оно все же может оказаться целесообразным в небольших объемах. Цены на СПГ должны будут учитывать дополнительные затраты, связанные со сжижением, регазификацией и транспортировкой газа от завода по сжижению конечным потребителям. Такое возможно только если конечные потребители готовы платить достаточно высокую цену за газ, покрывающую данные дополнительные затраты (например, отдаленные районы, где конкурирующими видами топлива для отопления являются продукты нефтепереработки, такие как газойль или мазут). Но в этом случае еще одним очевидным конкурентом СПГ будет СУГ, поскольку применение СУГ очень распространено там, где нет доступа к газопроводу.

Поставки малых объемов СПГ грузовым автотранспортом для промышленным и коммерческим потребителям для производства продукции или оказания услуг с большой добавочной стоимостью, для удовлетворения пикового спроса и даже для отдельных потребителей

в жилищном секторе являются нишевым рынком. Эти категории потребителей готовы платить более высокие цены за дополнительные объемы более чистого топлива, которым является природный газ. В то же время, в Китае максимальный объем потребления маломасштабного производства СПГ приходится на транспорт, в частности, грузовики. Тем не менее, существует ряд моментов, создающих неопределенность в отношении дальнейшего роста этого сектора в Китае, что связано с текущими ценовыми реформами и другими факторами, которые рассматривались выше.

В настоящее время рассматривается идея об использовании производства СПГ малого масштаба, чтобы положить начало газификации Астаны. В ряде случаев в Китае, Испании, Турции и других странах, в регионах, где отсутствуют газопроводы, СПГ поставляется потребителям жилищного сектора грузовым автотранспортом. Масштабы мини-заводов СПГ, снабжающих такие рынки, будут, тем не менее, довольно небольшими, однако это может содействовать в обеспечении поставок газа целевым потребителям, готовым платить более высокую цену за природный газ.

7.3.12.4. Мини-установки по переработке газа в жидкие углеводороды (GTL):

возможное решение проблем монетизации газа, сжигаемого на факелах

Несмотря на требования действующего законодательства, объемы сжигаемого на факеле попутного нефтяного газа (ПНГ) остаются значительными. Официальная статистика о факельном сжигании попутного газа базируется, в основном, на данных, которые получены не прямыми измерениями, а косвенным расчетным путем. В этой связи весьма вероятно, что объемы факельного сжигания занижаются. Уже давно наблюдается значительное расхождение между официальной статистикой и данными спутникового мониторинга в рамках программы Всемирного банка по сокращению объемов

сжигания попутного нефтяного газа. В соответствии с вышеупомянутыми данными аэрокосмической съемки, объемы факельного сжигания газа в Казахстане остаются значительными, и, вопреки официальной статистике, судя по всему, в последние годы на самом деле росли, также как и в США, России и Венесуэле.

Как отмечается в других разделах настоящей Главы, проблема переработки и использования ПНГ в Казахстане вызвана целым рядом факторов, включая низкий уровень развития внутреннего рынка газа, удаленность

многих месторождений от магистральных газопроводов и необходимость инвестиций в газопереработку. ПНГ также используется непосредственно нефтедобывающими предприятиями для собственных промысловых нужд, включая закачку в пласт для поддержания пластового давления, а также для выработки тепла и электроэнергии. Но при этом некоторые объемы газа все же сжигаются на факеле, и в этой связи планируемое государством до 2020 года внедрение единой системы учета факельного сжигания ПНГ направлено на продвижение новых направлений использования ПНГ. Одним из рассматриваемых новых направлений утилизации ПНГ является производство синтетических нефтепродуктов, таких как ультрачистое дизельное топливо, полученное с применением технологии переработки газа в жидкие углеводороды (GTL), или метанол.

Технология GTL применяется рядом крупномасштабных заводов по всему миру (таких как Shell Pearl или Sasol). Для данного типа технологий, в основе которых лежит процесс Фишера-Тропша, характерны высокие капитальные затраты на тонну готовой продукции и относительно большая потребность в газовом сырье. Однако в последние годы появляются новые технологии, позволяющие создавать модульные установки мини-GTL с небольшим потреблением газа (от 5 млн. м³/год) в широком диапазоне состава газа. Эти установки также помогают решать проблему реализации продукции ввиду возможности

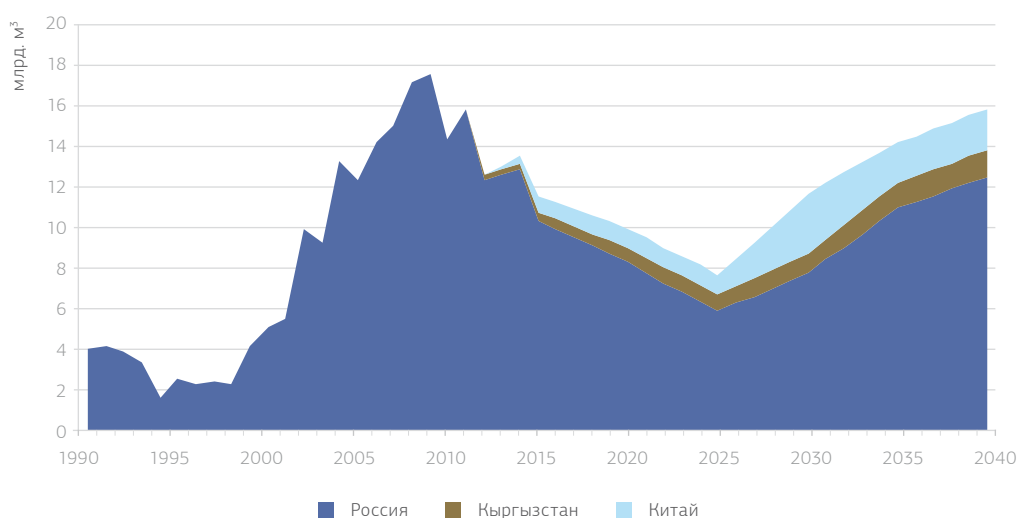
доставки конечного продукта (дизельного топлива) напрямую потребителям грузовым транспортом. В зависимости от характеристик исходного сырья и конкретных применяемых катализаторов, помимо дизельного топлива, технология GTL также позволяет производить различные побочные продукты, такие как парафины, тяжелые фракции нефтепродуктов и т.д.

Предварительные исследования, выполненные АО «Казахский институт нефти и газа» (КИНГ), показывают (на примере месторождений группы Кумколь в Кызылординской области), что при текущем уровне капиталовложений и эксплуатационных затрат могут быть достигнуты приемлемые сроки окупаемости (3-4 года), в основном за счет за счет текущей низкой стоимости приобретения ПНГ на месторождении. Преимущество таких установок состоит в возможности производить высококачественные нефтепродукты, на которые в Казахстане сложился дефицит. Это позволит снизить объемы импорта за счет использования сырья, которое иначе было бы потрачено впустую (сжигаемый на факеле ПНГ). Однако потенциальная проблема при этом состоит в том, что после инвестирования в производство с применением мини-установок GTL закупочные цены на ПНГ будут необходимо удерживать на низком уровне, чтобы обеспечить рентабельность такого производства, и на практике это может вылиться в отсутствие стимулов для извлечения (улавливания) ПНГ в долгосрочной перспективе.

7.3.13. Перспективы в области экспорта природного газа

Казахстан не является крупным экспортером газа, поскольку значительная часть добываемого в стране газа потребляется на внутреннем рынке, в частности, при обратной закачке в пласт на нефтяных месторождениях. Однако фактически Казахстан является нетто-экспортером газа. Основные экспортные потоки идут на север, в Россию, в том числе в рамках устоявшихся взаимоотношений с газоперерабатывающим заводом в г. Оренбург (см. выше). По мнению IHS Energy, данная тенденция в основном сохранится и в будущем, но незначительные объемы газа будут также поставляться в Китай. Казах-

стан договорился о поставке в Китай до 10 млрд. м³/год, однако маловероятно, что в период до 2030 г. удастся обеспечить экспортные объемы газа в таком масштабе. В соответствии с базовым сценарием в 2025 г. общий объем экспорта сократится приблизительно до 8 млрд. м³, но потом снова вырастет и достигнет примерно 16 млрд. м³ в 2040 г. Россия сохранит за собой позиции основного импортера казахстанского газа; при этом объем экспорта в Китай достигнет максимальной величины порядка 3 млрд. м³ в 2030 г. (Рис. 7.3.20).



Примечание: совокупные объемы экспорта указаны только для стран, с которыми у Казахстана есть договорные отношения (таких как Россия, Кыргызстан, Китай), а не для стран, показатели экспорта в которые указаны в отчетных данных торговой статистики.

Рис. 7.3.20 Экспорт газа из Казахстана

7.3.14. Сжиженный углеводородный газ (СУГ)

7.3.14.1 Ключевые моменты

- Казахстан вошел в число крупнейших производителей сжиженного углеводородного газа (СУГ), который, по большей части, является продуктом переработки попутного газа и, в гораздо меньшей степени, продуктом нефтепереработки. На данный момент крупнейшим производителем является ТШО – на его долю приходится свыше половины совокупного объема производства СУГ по стране. По всей видимости, объемы производства СУГ в Казахстане будут расти по мере роста активности в сфере разведки и добычи (особенно это касается деятельности по извлечению/утилизации попутного газа) и увеличения глубины нефтепереработки.
- Примерно две трети производимого в стране СУГ поставляется на экспорт. Остальной объем потребляется на внутреннем рынке, главным образом, в бытовом и коммерческом секторе (бытовой газ и отопление). Помимо этого, значительные объемы СУГ используются промышленными и автотранспортными предприятиями. Новой сферой роста потребления СУГ, как ожидается, станет его использование в качестве сырья для нефтехимической промышленности. Те не менее, судя по всему, основная часть производимого в стране СУГ будет по-прежнему поставляться на экспорт.
- Внутренний рынок СУГ в Казахстане – в высокой степени регулируемый, с точки зрения как ценообразования, так и рыночных операций; оптовые цены устанавливаются на базе ценовых предложений на СУГ на границе Беларуси и Польши с поправкой на транспортные расходы по доставке из Казахстана и на коэффициент, отражающий соотношение уровня численности газифицированного населения в Республике Казахстан к уровню общей численности населения в Республике Казахстан за предыдущий календарный год.
- Соотношение спроса и предложения СУГ в мире меняется. Наблюдается значительный рост предложения во многих регионах мира (Ближний Восток, Северная Америка, Россия), вызванный изменениями в сфере разведки и добычи. Что касается спроса, то он формируется за счет двух основных отраслей – нефтехимии и бытового сектора – в которых спрос на данный момент полностью удовлетворен. Наблюдающийся избыток предложения оказывает давление на цены на международных рынках, и существует риск, что они упадут до уровня стоимости обычного газового топлива вместо традиционных для СУГ более высоких цен, сравнимых с ценами на нефтепродукты (такие как бензин или дизельное топливо).

7.3.14.2 Производство СУГ

Казахстан – один из крупнейших производителей СУГ: пропана и бутана. В производстве данного вида топлива задействована как газовая, так и нефтяная промышленность. В Казахстане СУГ производится двумя основными способами: переработка попутного газа и нефтепереработка. Доля СУГ, получаемого в результате переработки газа, составляет примерно 85% от совокупного объема его производства. Производство СУГ в стране за последние десять лет существенно выросло. Во многом это является следствием роста добываемых объемов попутного газа при реализации крупных проектов разведки и добычи на территории Казахстана. Тенденция к росту производства СУГ стала особенно явно проявляться после декабря 2004 г., когда были внесены изменения в закон Республики Казахстан 1995 г. «О нефти», запретившие сжигание попутного газа на факеле (кроме исключительных случаев).

СУГ производится на следующих четырех газоперерабатывающих заводах (ГПЗ): Тенгизском ГПЗ (принадлежит ТОО «Тенгизшевройл»), Жанажольском ГПЗ (располагается на месторождении Жанажол, разработку которого ведет АО «СНПС-Актобемунайгаз»), Казахском ГПЗ (располагается на месторождении Узень, разработку которого ведет АО «УзеньМунайГаз») и Амангельдинском ГПЗ (располагается на газовом месторождении Амангельды, разработку которого ведет АО «КазТрансГаз» [КТГ]). Помимо этого, СУГ производится на четырех установках подготовки газа (УПГ) на основе попутного газа: на месторождении Акшабулак (ТОО «СП «КазГерМунай»), в Тургайском бассейне (АО «Тургай-Петролеум»), в Актау и на Чинаревском месторождении (Nostrum Oil and Gas [ранее – ТОО «Жаикмунай»]).⁷⁰ СУГ также производится на трех крупнейших НПЗ – в Атырау, Павлодаре и Шымкенте.⁷¹

.....

⁷⁰ Разница между ГПЗ и УПГ, по сути, заключается в масштабах: у ГПЗ больше производительность по переработке. Оба типа объектов предназначены для очистки или обработки сырого газа с выделением из него примесей и газоконденсатных жидкостей, после чего газ приобретает качество, пригодное для поставки по газопроводу потребителям. Примеси, содержащиеся в природном газе – это, в основном, неуглеводородные газы, такие как водяной пар, углекислый газ, сероводород, азот, кислород и гелий; еще одной из существенных примесей природного газа является сера. Газоконденсатные жидкости (жидкие фракции природного газа) – это углеводороды, такие как этан, пропан и бутан (первичные тяжелые углеводороды (жидкости)), а также изобутан, пентан, бензин и т.д. (более легкие углеводороды).

⁷¹ Необработанный сернистый газ с месторождения Карачаганак идет на Оренбургский ГПЗ в России для переработки. Из него производится сухой газ, а также другие продукты, включая серу, СУГ, этан и стабильный конденсат. КПО не занимается производством СУГ на территории Казахстана (оно осуществляется на Оренбургском газоперерабатывающем заводе), поэтому КПО не включается в официальные данные по производству СУГ.

В 2014 г. совокупный объем производства СУГ в Казахстане составил порядка 2,52 млн. т. Из них 404 тыс. т (16%) было произведено НПЗ, остальной объем – предприятиями газоперерабатывающей отрасли. Примерно 2/3 объема произведенного СУГ поставляется на экс-

порт (66% в 2014 г.), а остальная часть потребляется внутри страны, главным образом в жилищно-коммерческом секторе (бытовой газ и отопление) (~45%). Помимо этого, СУГ используется в качестве топлива промышленными предприятиями (~23%) и на автотранспорте (~13%).

7.3.14.2.1 ТОО «Тенгизшевройл» – ведущий производитель и продавец СУГ в Казахстане

Совместное предприятие ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) – ведущий производитель СУГ в Казахстане. Компания также является крупнейшим нефтедобывающим предприятием в стране и оператором Тенгизского и Королевского месторождений на западе Атырауской области. ТШО добывает значительные объемы попутного газа, после переработки которого получается сухой сетевой газ, а также СУГ и другие побочные продукты. Объемы производимого компанией СУГ постоянно растут, как в связи с сокращением объемов сжигания газа на факеле, начиная с 2005 г., так и в связи с увеличением объемов добычи нефти (и попутного газа). Хотя Проект будущего расширения (ПБР) предусматривает увеличение объемов добычи нефти ТШО до 40 млн. т (867 тыс. барр./сутки) в период до 2027 г. (с 26,7 млн. т или 581 тыс. барр./сутки в 2014 г.), весь дополнительный объем попутного газа, полученный за счет реализации вышеупомянутого проекта, планируется закачивать обратно, в связи с чем рост производства СУГ (для реализации на рынке), будет гораздо скромнее, чем рост добычи углеводородов.⁷² Задача ТШО заключается в увеличении объемов добычи и экспорта нефти.

Валовой объем добычи попутного газа ТОО «Тенгизшевройл» в 2014 г. составил порядка 14,5 млрд. м³, из которых 7,5 млрд. м³ были использованы для обратной закачки. Соответственно, остальные 7 млрд. м³ газа ТШО в том же году ушли на коммерческую продажу с переработкой в СУГ (пропан и бутан). Объем производства СУГ ТОО «Тенгизшевройл» в 2014 г. составил 1,3 млн. т, что немного ниже, чем 1,4 (1,353) млн. т в 2013 г.

ТОО «Тенгизшевройл» продает СУГ на оптовом рынке в Казахстане и не занимается розничной торговлей. Поставки СУГ покупателям осуществляются автотранспортом и по железной дороге через терминал (погрузочную станцию) в Кульсары. Однако, по большей части, СУГ поставляется на экспорт: как по суше – в страны Европы и СНГ, так и морским транспортом через терминалы Черного моря – в страны, имеющие выход к Черному морю, и государства Средиземноморья. Экспорт ТШО через Черное море в настоящее время, в основном, осуществляется через порт Тамань (Россия), а не через Одессу (Украина) – во-первых, потому что в порту Тамань были предложены привлекательные тарифы, и, во-вторых, из-за конфликта на востоке Украины.⁷³

7.3.14.2.2 Другие нефтедобывающие компании

Прочими крупными производителями СУГ являются: АО «СНПС-Актобемунгаз» (Актюбинская область), объемы добычи газа которого в 2013 составили 3,5 млрд. м³, а объемы производства СУГ – 233 тыс. т; Nostrum Oil and Gas (ранее – ТОО «Жаикмунай») – 1,4 млрд. м³ газа и 131 тыс. т СУГ; ТОО «Казахойл-Актобе» – 565 млн. м³ газа и 5 900 т СУГ; ТОО «СП «КазГерМунай» – 520 млн. м³ газа и 124 тыс. т СУГ; АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» – 405 млн. м³ газа с месторождений Узень и Эмба и 152,9 тыс. т СУГ; АО «Тургай-Петролеум» – 158,5

млн. м³ газа и 57,8 тыс. т СУГ; а также месторождение Амангельды, эксплуатацию которого осуществляет АО «КазТрансГаз» – 322 млн. м³ газа и 5 100 т СУГ в 2013 г.⁷⁴

Общий объем производства СУГ всех вышеперечисленных казахстанских предприятий разведки и добычи в 2013 г. составил 710 тыс. т или 29% от совокупного объема по стране. Перспективы производства СУГ на данных предприятиях во многом зависят от будущих объемов добываемой ими нефти.

7.3.14.2.3 Нефтеперерабатывающие заводы

Производство СУГ в Казахстане также осуществляется на трех главных НПЗ страны, которые в настоящее время перерабатывают порядка 15 млн. т нефти в год. В 2014 г.

совокупный объем производства СУГ на данных трех НПЗ составил примерно 404 тыс. т по сравнению с 383 тыс. т в 2013 г. Объемы СУГ, выпускаемые НПЗ, зависят от об-

⁷² При этом ТШО будет обеспечивать сырой газ для использования в новой установке сепарации газа на месторождении, которая, в свою очередь, будет обеспечивать этан и пропан для двух заводов по производству олефинов, строительство которых планируется в Карабатане. Установка сепарации будет производить около 1,3 млн. т этана для одного из заводов и до 2 млн. т пропана для другого. Планируется, что один завод будет работать исключительно на этане; при этом, если второй завод будет работать на этане и пропане, то понадобится только около 1,2 млн. т пропана.

⁷³ С расширением трубопроводной системы КТК, большая часть прибыльных для железных дорог объемов транспортировки сырой нефти переместилась в нефтепровод. Порт Тамань был вынужден предложить более конкурентные тарифы для привлечения дополнительных объемов поставок.

⁷⁴ Необработанный сернистый газ с месторождения Карачаганак идет на Оренбургский ГПЗ в России для переработки. Из него производится сухой газ, а также другие продукты, включая серу, СУГ, этан и стабильный конденсат. В 2013 г. из сернистого газа месторождения Карачаганак было получено 167 200 т СУГ, которые с Оренбургского ГПЗ поступили в ТОО «КазРосГаз». Судя по всему, эти объемы СУГ, по большей части, поставляются на экспорт.

щего объема переработки нефти, а также от глубины ее переработки. Ежегодно каждый из трех заводов перерабатывает примерно одинаковые объемы нефти, однако Павлодарский НПЗ, за счет большей глубины переработки, на выходе получает гораздо больше СУГ. В 2013 г. на Павлодарском НПЗ было произведено 215 400 т СУГ, на Шымкентском НПЗ – 148 300 т СУГ, а на Атырауском НПЗ – лишь 19 600 т СУГ.

7.3.14.3 Потребление СУГ

Внутренний рынок СУГ в Казахстане жестко регулируется, и цены на нем устанавливаются Министерством энергетики и Министерством национальной экономики. Министерство энергетики разработало методику расчета предельной оптовой цены СУГ на базе ценовых предложений на СУГ на границе Беларуси и Польши (на условиях «доставка до границы» [DAF] в г. Брест) с поправкой на транспортные расходы по доставке из Казахстана и на коэффициент, отражающий соотношение уровня численности газифицированного населения в Республике Казахстан к уровню общей численности населения в Республике Казахстан за предыдущий календарный год. Цены устанавливаются ежеквартально и утверждаются Министерством энергетики по согласованию с Министерством национальной экономики.

Министерство энергетики обладает первостепенными полномочиями по регулированию рынка сжиженного углеводородного газа: отслеживает объемы производства и потребления СУГ, разрабатывает образцы договоров розничной купли-продажи СУГ для использования участниками рынка, определяет ежемесячные объемы СУГ, подлежащие реализации на внутреннем рынке каждым местным производителем, а также указывает газосетевые организации, которым следует продавать произведенный СУГ. При этом розничные цены для субъектов рынка, занимающих доминирующее положение, регулируются Комитетом Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан (КРЕМ и ЗК, ранее известным как АРЕМ).

Оптовые цены на внутреннем рынке, как правило, не являются настолько же привлекательными для производителей СУГ, как цены на мировом рынке при продаже на экспорт. Таким образом, значительный объем продаж СУГ будет по-прежнему уходить на экспорт, сверх объемов, обязательных для поставки на внутренний рынок. Как это ни парадоксально, розничные цены в Казахстане иногда выше, чем цены в основных европейских странах-потребителях (включая Турцию). Цены на СУГ на внутреннем рынке ниже всего на западе Казахстана

7.3.14.4 Обзор и прогноз производства и потребления СУГ в мире

До середины 2000-х годов на мировом рынке СУГ наблюдалось относительно равное соотношение спроса и предложения. Однако с 2004 г. темпы роста предложения стали опережать спрос, хотя в 2008-2010 гг. в данном процессе имел место небольшой перерыв вследствие мирового экономического кризиса. В 2013 г. объемы производства СУГ в мире выросли с порядка 200 млн. т в 2000 г. до более чем 280 млн. т, тогда как спрос в том же году поднялся лишь до 265 млн. т. Появление новых источников и объемов производства и экспорта

Модернизация на всех трех вышеуказанных заводах позволит повысить общую производительность по переработке нефти, а также глубину переработки. Следовательно, в будущем можно также ожидать умеренных темпов роста производства СУГ на трех НПЗ (более подробная информация о модернизации НПЗ представлена в Главе 7.4.3).

вблизи основных центров производства и выше всего на востоке и юге страны по причине высоких расходов на транспортировку.

Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» 2012 г. ограничивает число посредников на рынке. Так, запрещена перепродажа СУГ другим оптовым предприятиям. Помимо этого, закон требует, чтобы розничные продажи СУГ осуществлялись исключительно компаниями определенного типа – газосетевыми организациями, собственниками АГЭС и ГНП, а также производителями СУГ, при условии, что последние продают СУГ напрямую промышленным потребителям.

Использование сжиженного углеводородного газа в транспортной сфере налажено в Казахстане весьма неплохо, однако СУГ до сих пор остается в некоторой степени узкофункциональным видом топлива. В настоящее время в стране насчитывается 466 АГЭС, осуществляющих заправку СУГ. Большая часть таких АГЭС расположена в Мангистауской области (122), на втором месте – Северо-Казахстанская область (70). Далее следуют Карагандинская область (47); Южно-Казахстанская область (34), Кызылординская область (32), Алматинская область (28), Атырауская область (23), Акмолинская область (22), Западно-Казахстанская область (22), Актюбинская область (18), Павлодарская область (14), Жамбылская область (9), Костанайская область (8) и Восточно-Казахстанская область (7). В 2013 г. на этих АГЭС было заправлено в общей сложности 131 500 т топлива на основе СУГ, что составило около 23% от зарегистрированного в тот же год совокупного объема внутреннего потребления.

К «ЭКСПО-2017», которая пройдет в Астане, власти Казахстана планируют создать мини-парк такси (500 машин) на СУГ (смесь пропана и бутана). Заправка сжиженным газом будет осуществляться в сети АГЭС. В настоящее время в Астане функционируют не менее 18 АГЭС, предназначенных для обеспечения топливом этих «экологически чистых» такси.

на сегодняшний день привело к сдвигу баланса спроса и предложения в сторону перенасыщения рынка: объем торговли СУГ на международных рынках вырос примерно до 94 млн. т. На данный момент основных источников роста производства два: Ближний Восток (Объединенные Арабские Эмираты, Катар, Саудовская Аравия) и добыча нетрадиционной нефти и газа в Северной Америке (где объем производства СУГ увеличился на 8% только в 2012 г.). Как ожидается, еще одним крупным поставщиком СУГ на экспорт станет Россия, по мере

того, как газодобывающие компании переориентируются с относительно неглубоко залегающих горизонтов сухо-го сеноманского газа на неокомские и валанжинские формации, для которых характерна большая глубина залегания и наличие жирного (влажного) газа.⁷⁵

Как следствие, предполагается, что предложение СУГ на мировом рынке к 2020 г. увеличится еще на 40-50 млн. т. Базовый спрос будет расти медленней, поскольку невыразительный экономический рост во многих странах мира, как ожидается, ограничит потребление в двух основных отраслях применения СУГ – в жилищно-коммерческом секторе и нефтехимической промышленности (на долю которых в совокупности приходится 75% потребления СУГ в мире).⁷⁶ В отсутствие солидного роста спроса в других отраслях экономики (например, спрос на СУГ как топливо в автомобильной промышленности), неблагоприятная экономическая ситуация и низкие цены на сырую нефть, предположительно, продолжат оказывать понижающее давление на цены на сжиженный углеводородный газ. Точнее, избыточное предложение может привести к резкому падению цен на СУГ. Традиционно цена на СУГ устанавливалась как на продукт особой переработки, а не как на топливо на основе газа. Однако такой подход к ценообразованию уже ставится

под сомнение, в частности, в Северной Америке.

Пересмотр цен на СУГ на экспортном рынке Европы будет иметь серьезные последствия для Казахстана. В связи с ожидаемым ростом объемов добычи сырой нефти в Казахстане встает не только вопрос о том, куда будет идти увеличивающиеся объемы добычи попутного газа, но и куда будет идти получаемый из него СУГ. Как уже упоминалось выше, Казахстан в настоящее время способен потреблять лишь ограниченные объемы производимого в стране СУГ (отправляя две трети этих объемов на экспорт). Еще одна проблема заключается в том, что значительная часть экспорта СУГ из Казахстана идет в Европу – регион, где по демографическим и экономическим причинам в среднесрочной перспективе (в период до 2020 г.) рост спроса на СУГ будет постепенно ограничиваться. В период с 2010 г. по 2020 г. рост спроса на СУГ в Европе предположительно составит примерно 1% в год, т.е. лишь 50% от средних общемировых темпов роста (более 2%).⁷⁷ Помимо этого ожидается, что Европа будет регионом жесткой конкурентной борьбы за рынок между экспортерами США и стран Ближнего Востока, что может еще более снизить цены на СУГ, за исключением наиболее узкоспециализированных сфер применения.

7.3.14.5 Перспективы производства и потребления СУГ в Казахстане

Так как сжиженный углеводородный газ является побочным продуктом переработки нефти и газа, объемы производства СУГ будут напрямую зависеть от объемов их переработки. В нефтеперерабатывающей промышленности следует отметить намеченную модернизацию трех НПЗ в Казахстане. А с расширением мощностей утилизации попутного газа, особенно на месторождении Кашаган, производство СУГ для реализации на рынке в течение прогнозного периода, предположительно, вырастет примерно на 1 млн. т. При этом еще 1,3-2,0 млн. т СУГ будут производиться как «целевой» продукт для нефтехимической отрасли.

Можно предположить, что основная часть дополнительных объемов производства СУГ, предназначенного для реализации, будет экспортироваться, но не полностью. В сфере потребления СУГ будет постепенно замещаться сетевым (поступающим по трубопроводу) газом, прежде всего в бытовом и коммерческом секторах, на коммунальных предприятиях, а затем и в промышленности (в качестве топлива). Но это снижение в потреблении СУГ будет балансироваться потреблением из других источников. Так, в Казахстане остается еще много территорий, куда не поступает сетевой газ, и там с течением времени спрос будет расти. Помимо этого, продолжится и рост спроса на автомобильный газ [пропан-бутан

автомобильный] (СУГ для транспортных средств). Таким образом, можно предположить, что спрос на СУГ, без учета нефтехимического производства, будет держаться примерно на одном уровне. Существуют и другие возможности увеличения внутреннего потребления СУГ – в частности, можно рассмотреть целесообразность выработки электроэнергии на его основе, особенно вблизи объектов производства СУГ.

Естественно, самым большим источником роста внутреннего спроса будет нефтехимическая отрасль, поскольку СУГ будет одним из основных сырьевых компонентов для завода по производству олефинов, входящего в интегрированный газохимический комплекс в Атырауской области. Предполагаемый объем составит от 1,3 млн. т до 2 млн. т в год.

По данным Министерства энергетики, общий объем производства СУГ в Казахстане после 2020 г. будет составлять порядка 3,5 млн. т. (Рис. 7.3.21). Что касается потребления, то эксперты Министерства полагают, что в течение этого же периода оно будет составлять около 1,7 млн. т в год. Соответственно, объемы экспорта СУГ будут также держаться на относительно стабильном уровне: около 1,8 млн. т в год.

.....

⁷⁵ Мэттью Дж. Сэйджерс и Виталий Ермаков «Прилив: в России ожидается значительный рост производства, потребления и экспорта сжиженного углеводородного газа», Индивидуальный отчет CERA, 2008 г. [Matthew J. Sagers and Vitaly Yermakov, A Rising Tide: Significant Growth Expected in Russian LPG Production, Consumption, and Exports. CERA Private Report, 2008].

⁷⁶ Доли потребления жилищно-коммерческого сектора и нефтехимической промышленности составляют порядка 40% и 35% соответственно – таким образом, в совокупности на их долю приходится 75%.

⁷⁷ IHS «Перспективы мирового рынка сжиженного углеводородного газа», Том 1, 2012 г. стр. II-3. [IHS, World LPG Market Outlook, Volume 1, 2012, p. II-3.]

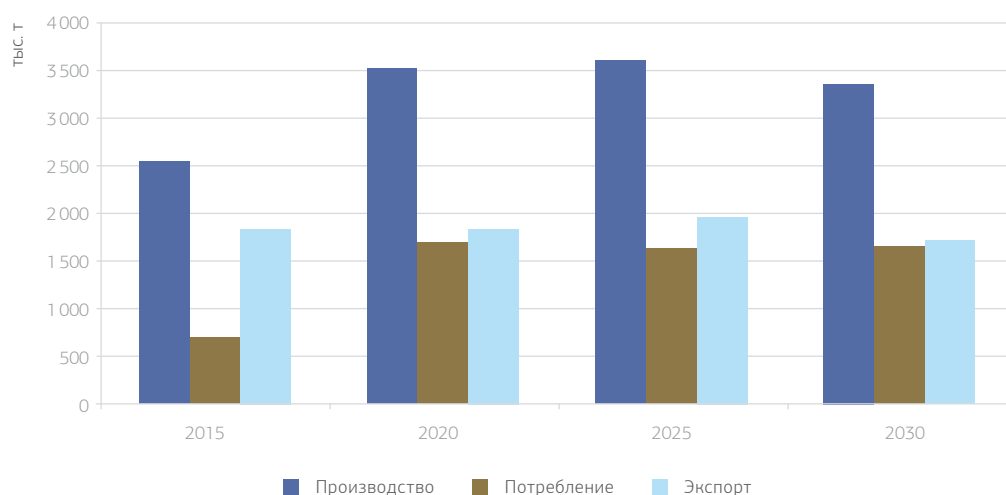


Рис. 7.3.21 Прогноз производства и потребления СУГ в Казахстане до 2030 г.

Тем не менее, учитывая все вышесказанное, представляется, что внутренний спрос вырастет примерно до 1,9-2,6 млн. т в зависимости использования сырья в нефтехимическом комплексе. Соответственно, объем производства

будет находиться в диапазоне от 4,7 до 5,5 млн. т. В таком случае объем экспорта должен превысить текущий показатель примерно на миллион тонн и составить порядка 2,8-2,9 млн. т в год.

7.3.15 Производство и потребление серы

В Казахстане побочное производство серы при добыче нефти и газа сопряжено с определенными проблемами в части ее утилизации и использования. Хотя ранее сера юридически рассматривалась как отход производства, теперь широкие возможности по использованию серы в экономике позволили перевести ее в категорию сырья. На протяжении многих лет объем продаж не дотягивал до объема производства, в результате чего скопились значительные запасы серы в открытых хранилищах. По данным органа государственной статистики Казах-

стана в 2014 г. общий объем производства свободной серы составил 2,455 млн. т, что сопоставимо с объемом производства в 2013 г. (2,443 млн. т) (Таблица 7.3.10). Динамика производства серы во многом является отражением тенденций в нефтедобывающей отрасли Казахстана, поскольку добыча углеводородов – основной источник производства серы; при этом значительные объемы серы являются побочным продуктом при выплавке из руды цветных металлов.

Год	Загрузка	Мощности	Производство	Импорт	Экспорт	Видимое потребление — IHS Chemical	Запасы	Изменение запасов, Тенгиз
2000	92%	1 353	1 238	0	0	1 238	н/д	н/д
2001	105%	1 361	1 427	2	2	1 427	н/д	н/д
2002	119%	1 361	1 625	0	44	1 581	н/д	н/д
2003	73%	2 185	1 585	0	261	1 324	8 100	н/д
2004	74%	2 185	1 625	1	972	654	8 800	700
2005	73%	2 185	1 590	4	1 356	238	9 000	200
2006	73%	2 185	1 600	2	1 844	-242	8 900	-100
2007	73%	2 192	1 600	0	2 721	-1 121	8 500	-400
2008	74%	2 367	1 750	0	2 864	-1 114	7 900	-600
2009	81%	2 779	2 250	0	3 614	-1 364	6 900	-1 000
2010	86%	2 779	2 400	1	3 884	-1 483	5 600	-1 300
2011	83%	2 779	2 311	1	3 594	-1 282	4 100	-1 500
2012	74%	2 909	2 150	1	3 196	-1 045	2 640	-1 460
2013	76%	3 229	2 443	1	3 657	-1 213	1 150	-1 490
2014	76%	3 229	2 455	0	3 850	-1 395	265	-885

Источник: IHS Chemicals

Таблица 7.3.10 Предложение/спрос на серу в Казахстане (тыс. тонн)

На данный момент крупнейшим в Казахстане производителем серы является ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО). По сути, в настоящее время практически вся свободная сера в Казахстане производится ТШО. В добываемой ТШО нефти содержатся меркаптаны (разновидность сероводорода), которые выделяются непосредственно на месторождении; при этом добываемый компанией попутный газ отличается высоким содержанием серы (сероводород (H₂S) – 16%).⁷⁸ Поскольку объемы добываемой на разрабатываемой компанией месторождении

увеличились, выросли и объемы производимой серы, в частности, после наращивания производственных мощностей с вводом в эксплуатацию завода второго поколения и объектов обратной закачки сернистого газа в 2009 г. В 2014 г. объем производства составил 2,4 млн. т, что примерно сопоставимо с объемом производства в период после 2010 г. (Таблица 7.3.11). Для сравнения, объем производства в 2005-2007 гг. составлял порядка 1,6-1,7 млн. т.

Год	Производство (млн. т)	Продажа (млн. т)	Запасы на конец года (млн. т)
2004	1,7	0,4	8,7
2005	1,7	1,4	9,0
2006	1,6	1,6	9,4
2007	1,6	2,0	8,9
2010	2,4	3,6	5,6
2011	2,3	3,8	4,1
2012	2,1	3,6	2,6
2013	2,4	3,9	1,2
2014	2,4	3,8	0,3

Источник: ТШО

Таблица 7.3.11 Производство и сбыт серы ТШО

Долгие годы ТШО не удавалось реализовывать все объемы производимой компанией серы, что привело к росту запасов, которые по состоянию на конец 2001 г. уже составляли 5 млн. т и достигли максимальной отметки в 9,4 млн. т в конце 2006 г.⁷⁹ С тех пор ежегодный объем продаж стал превышать объемы производства, за счет чего удалось разгрузить склады. В 2013 г. было продано 4 млн. т, в 2014 г. – свыше 3,8 млн. т (162% от объема производства (2,4 млн. т)). Успешные продажи ТШО позволили сократить объемы хранимой на Тенгизском месторо-

ждении серы. По состоянию на 31 декабря 2014 г. запасы составили менее 265 тыс. т. ТШО продает серу более чем 130 покупателям в четырех разных формах: в жидкой, гранулированной, чешуйчатой и твердой. Поставки осуществляются в 38 стран мира (включая Казахстан, Россию, Украину и Китай, а также страны Средиземноморья и Центральной Азии). Крупнейшим рынком сбыта серы из Казахстана является Китай (1,75 млн. т в 2013 г.), далее следуют страны Ближнего Востока (440 тыс. т) и Марокко (600 тыс. т).

Подготовка серы на территории ТШО

ТШО построила установки подготовки серы в 2002-2003 гг. Общая мощность установок составила порядка 2 000 т/сутки. Данное оборудование предназначалось для подготовки серы и ее продажи на внутреннем и внешнем рынке (конечным пользователям в Китае, Марокко, России и других странах мира). В 2002 г. объем продаж составил всего 57 тыс. т, однако к 2006 г. данный показатель превысил 1,6 млн. т. В 2007 г. ТШО нарастила производственные мощности по гранулированию серы на 800 тыс. т, что позволило увеличить продажи, объем которых превысил 2 млн. т в год. Сера доставляется железнодорожным транспортом по территории Казахстана в пункты экспорта. Среди рынков экспорта производимой ТШО серы, в том числе:

- Рынки стран СНГ (жидкая сера); для доставки жидкой серы с месторождения на рынки сбыта используются специальные цистерны третьих лиц
- Рынки стран СНГ и других стран мира (гранулированная сера)
- Рынки стран СНГ и других стран мира (твердая комовая сера)
- Китай (гранулированная сера). Сера ТШО реализуется покупателям в Китае в чешуйчатой форме в мешках по 50 кг или в гранулированной форме также в мешках по 50 кг. Сера доставляется железнодорожным транспортом из Казахстана напрямую в Китай.

⁷⁸ ТШО добывает легкую малосернистую нефть плотностью порядка 790 кг/м³ (46,4° АНИ); содержание серы составляет примерно 0,51% (после подготовки на месторождении).

⁷⁹ Первая сделка по продаже серы была заключена ТШО лишь в 2001 г. (объем реализации составил 16 тыс. т).

Ввод в эксплуатацию в 2009 г. завода второго поколения и объектов обратной закачки газа – один из важных компонентов стратегии в сфере утилизации серы. Завод позволил резко увеличить объемы добычи нефти до 540 тыс. барр./сутки (27 млн. т/год) за счет обратной закачки высокосернистого газа. Таким образом, потребность в подготовке газа и выделении серы сократилась.

На внутреннем рынке основной отраслью, формирующей спрос на серу, является горнодобывающая промышленность и, в частности, предприятия по добыче урана. Ввиду роста объемов добычи урана и золота в Казахстане значительно вырос спрос на серную кислоту на внутреннем рынке (используется для целей подземного выщелачивания). В 2006 г. для добычи 5 тыс. т урана потребовалось порядка 550 тыс. т серной кислоты; в 2013 г. для производства 20 тыс. т урана потребовалось уже 2 млн. т серной кислоты. В Казахстане действует несколько заводов по производству серной кислоты. Четыре завода принадлежат металлургическим комбинатам и для производства серной кислоты потребляют серу, выделяемую в процессе выплавки металлов из руды. Так, Балхашский и Жежазганский заводы принадлежат ТОО

«Корпорация Казахмыс»; годовой объем производства этих предприятий составляет 1,2 млн. т и 270 тыс. т, соответственно. Риддерский и Усть-Каменогорский заводы принадлежат АО «КазЦинк»; годовой объем производства составляет 250 тыс. т и 400 тыс. т, соответственно. Три завода для производства серной кислоты используют серу, поставляемую ТШО (завод мощностью 600 тыс. т в год в Жамбылской области, принадлежит ТОО «Казфосфат»; Жананорганский и не так давно введенный в эксплуатацию Степногорский заводы производственной мощностью 500 тыс. и 180 тыс. т/год, соответственно, принадлежат АО «НАК «Казатомпром»). Павлодарский НПЗ (принадлежит АО «НК «КазМунайГаз») также может производить до 180 тыс. т серной кислоты в год.

7.3.15.1 Сера как сырьевой товар на мировом рынке

Сера – важный компонент производственного процесса в химической промышленности. Хотя традиционно основным источником серы являлись соляные купола и другие эвапоритовые породы, впоследствии ситуация изменилась; в настоящее время 97% серы в мире получают из сероводорода (H_2S), побочного продукта при добыче нефти и газа, включая газо- и нефтеперерабатывающие заводы и предприятия цветной металлургии. Примерно 2% свободной серы в мире производится предприятиями цветной металлургии в процессе выплавки из сернистой руды металлов (никель, цинк и медь) и железного колчедана (FeS_2). Объемы производства серы на металлургических предприятиях и нефтеперерабатывающих заводах увеличиваются ввиду ужесточающихся требований по охране окружающей среды. Так, во всех странах мира принимаются жесткие стандарты в области вредных выбросов, что влечет за собой ограничение содержания серы в автомобильном топливе и рост объемов производства свободной серы на НПЗ. Однако основным источником производства свободной серы в мире является переработка высокосернистого природного газа.

До 95% производимой в мире свободной серы используется для производства серной кислоты (H_2SO_4). Примерно половина производимой серной кислоты используется для получения минеральных удобрений (включая фосфорную кислоту, суперфосфаты и сульфат аммония). Кроме того, серная кислота применяется в горнодобывающей отрасли (выщелачивание) при добыче урана и золота.

В 2014 г. объем производства свободной серы в мире составил 59 млн. т, что на 24% больше по сравнению с показателем за 2009 г. (48 млн. т). Крупнейшим производителем серы по-прежнему остается Северная Америка, хотя ее доля в общемировых объемах сокращается (с 31% в 2009 г. до 24% в 2014 г., Таблица 7.3.12). США – мировой лидер по производству серы (9 млн. т или 15% в общемировом объеме производства в 2014 г.). Вместе с тем, объемы производства серы в Канаде сократились с 7 млн. т в 2009 г. до 6 млн. т в 2014 г. Главная причи-

на такого отрицательного роста – накопление запасов (порядка 11,2 млн. т к концу 2013 г.). В Китае объемы производства серы значительно выросли: с 2 млн. т (4% в общемировом объеме производства) в 2009 г. до 6 млн. т (10%) в 2014 г. Такой рост стал следствием увеличения производственных мощностей по выделению серы на НПЗ, использующих импортируемую нефть; кроме того, существенный вклад внесли и китайские компании по добыче природного газа и угля. Среди стран СНГ Россия остается крупнейшим производителем серы при объеме производства 7 млн. т в 2014 г. Второе место занимает Казахстан (2,4 млн. т). Как ожидается, Туркменистан вытеснит Узбекистан с третьего места в СНГ по объемам производства серы в связи с ростом объемов добычи природного газа, тогда как в Узбекистане наблюдается производственный спад.

Что касается спроса, объем потребления серы предположительно вырастет с 59 млн. т в 2014 г. до 72 млн. т в 2019 г. или 3% в среднем за год. Тогда как потребление фосфатных удобрений в развитых странах растет постепенно, в развивающихся странах объемы потребления будут стимулировать общий рост спроса как по причине увеличения численности населения (т.е. за счет роста спроса на продукты питания), так и повсеместного распространения фосфатных удобрений (по сравнению с азотными удобрениями). Китай является и останется крупнейшим потребителем серы. Спрос в Китае вырос с 15 млн. т (32% мирового спроса) в 2009 г. до 18 млн. т (29%) в 2014 г.; как ожидается, данный показатель составит 21 млн. т (30%) в 2019 г. Объемы потребления серы в США (второе место в мире) в 2014 г. составили 10 млн. т (8 млн. т в 2009 г.). Таким образом, Соединенные Штаты Америки сохранили за собой 17% долю в общемировом спросе на серу. Марокко, на долю которой приходится 75% общемировых запасов фосфатной породы, сырья для производства фосфорной кислоты и фосфатных удобрений, является крупнейшим в мире экспортером фосфорной кислоты и других фосфатов.

	2009		2014		2019	
	Тыс. тонн	Доля в % от общего	Тыс. тонн	Доля в % от общего	Тыс. тонн	Доля в % от общего
Ближний Восток	8 418	18	12 508	21	18 110	24
Восточная Европа*	8 413	18	10 780	18	14 340	19
США	8 200	17	8 920	15	9 550	13
Китай	1 700	4	5 700	10	8 850	12
Канада	6 581	14	5 500	9	5 998	8
Западная Европа	4 631	10	3 934	7	4 114	6
Северо-Восточная Азия	1 870	4	2 255	4	2 200	3
Юго-Западная Азия	1 516	3	1 975	3	2 400	3
Япония	1 863	4	1 760	3	1 600	2
Африка	500	1	1 586	3	2 069	3
Центральная Европа	697	1	1 304	2	1 542	2
Океания	1 024	2	965	2	990	1
Мексика	1 112	2	825	1	922	1
Юго-Восточная Азия	690	1	775	1	900	1
Центральная и Южная Америка	906	2	700	1	742	1
Итого	48 121	100.0%	59 487	100.0%	74 327	100.0%

*В данной разбивке стран и регионов мира Казахстан входит в Восточную Европу.

Источник: IHS Chemicals

Таблица 7.3.12 Объемы мирового производства серы

Что касается товаропотоков на международном рынке, Китай по-прежнему остается крупнейшим в мире импортером серы. На втором месте – Марокко. В 2014 г. страны ввезли 12 млн. т и 4 млн. т серы, соответственно. США занимают третье место в мире по импорту серы (3 млн. т в 2014 г.). Китай и Марокко останутся крупнейшими импортерами серы; однако поскольку США продолжают терять свою долю на мировом рынке фосфатных удобрений ввиду наращивания объемов экспорта производителями с более низкой себестоимостью, доля страны в мировых объемах импорта серы, как ожидается, уменьшится и составит 2 млн. т в 2019 г.

Канада – крупнейший в мире экспортер серы; в 2014 г. страна поставила на мировой рынок 5 млн. т серы. Россия и Казахстан поставили на экспорт в том же году по 4 млн. т серы каждая. Саудовская Аравия и ОАЭ также являются крупными экспортерами (3 млн. т и 2 млн. т, соответственно, в 2013 г.). В будущем экспорт из стран Ближнего Востока, как ожидается, существенно увеличится по мере роста производства серы в ОАЭ, Кувейте, Омане, Катаре, Саудовской Аравии и Ираке, что дополнительно позволит поставлять на мировой рынок 6 млн. т в период до 2019 г. В тот же период рост объемов производства серы в России, Казахстане и Туркменистане составит порядка 4 млн. т, причем большая часть этих объемов будет направлена на экспортные рынки.

7.3.15.2 Ожидаемое увеличение объемов производства серы в Казахстане по мере роста объемов добычи нефти и газа на месторождениях Тенгиз и Кашаган

Вторым после «Тенгизшевройл» (ТШО) крупным производителем свободной серы, который, как ожидается, начнет работу в 2017 г. одновременно с возобновлением добычи нефти и газа на месторождении Кашаган, может стать North Caspian Operating Company (НКОК). Как толь-

ко первая фаза проекта Кашаган выйдет на полную запланированную мощность, НКОК, как ожидается, будет производить до 1,2 млн. т серы в год. Таким образом, хотя прогнозы роста объемов добычи на двух мега-проектах⁸⁰ – Тенгиз и Кашаган, не дают возможности получить ис-

⁸⁰ Акцент на добыче нефти, а не попутного газа сделан по очевидной причине – нефть основной продукт, принимаемый в расчет при принятии производственных решений на данных месторождениях.

черпывающее представление об объемах производства серы в Казахстане⁸¹, они являются хорошим индикатором будущих объемов производства данного ресурса в стране.

В Таблице 7.3.13 представлены данные по совокупным объемам серы, которые могут быть получены на двух месторождениях, основанные на двух прогнозах IHS (базовый и пессимистичный сценарии) по объемам добычи нефти, приведенных ранее в Главе (Раздел 7.2.5). Согласно базовому сценарию к 2020 г. объем добычи нефти на месторождении Тенгиз достигнет показателя в 27,5 млн. т с пиком в 42 млн. т к 2030 г. и последующим снижением до 32 млн. т к 2040 г. Что касается Кашагана, то здесь базовый сценарий предполагает увеличение объема добычи нефти с 17,2-17,6 млн. т (при выходе первой фазы на пиковую мощность) в 2020-2021 гг. до 35,8 млн. т к 2030 г. (если добыча в рамках второй фазы начнется около 2025 г.) и 52 млн. т к 2040 г. Пессимистичный сценарий предполагает, что Проект «будущего роста»

на месторождении Тенгиз незначительно скажется на увеличении объемов добычи, а вторая фаза проекта Кашаган не будет санкционирована. В рамках данного сценария объем добычи на месторождении Тенгиз вырастет только до 35 млн. т к 2025 г. с последующим более стремительным снижением добычи до 24 млн. т к 2040 г. Объем добычи на месторождении Кашаган в 2025 г. практически не вырастет в сравнении с 2020 г. (17,5 млн. т). Единственным источником незначительного роста объемов добычи (до 18,5 млн. т) может стать расшивка узких мест проекта. Таблица экстраполирует объемы производства серы на текущие и будущие показатели добычи нефти на месторождении Тенгиз, а также экстраполирует ожидаемые объемы производства серы на показатели добычи нефти на месторождении Кашаган при выходе первой фазы на полную мощность и далее (предполагается, что на обоих месторождениях будут иметься достаточные мощности по производству серы сообразно росту объёмов добычи нефти).

Год	Базовый сценарий			Пессимистичный сценарий		
	Тенгиз	Кашаган	Итого	Тенгиз	Кашаган	Итого
2014	2,4	0	2,4	2,4	0	2,4
2020	2,4	1,2	3,6	2,4	1,2	3,6
2025	3,4	1,2	4,6	3,1	1,2	4,3
2030	3,7	2,4	6,1	2,8	1,2	4,1
2040	2,8	3,6	6,4	2,1	1,3	3,4

Примечание: На основании сценариев добычи нефти на двух месторождениях

Таблица 7.3.10 Прогнозируемые объемы производства серы на месторождениях Тенгиз и Кашаган в Казахстане, базовый и пессимистичный сценарии, 2014-2040 гг. (млн. тонн)

Как видно из таблицы, объемы производства серы на двух месторождениях согласно двум сценариям начинают расходиться около 2025 г. К 2040 г. объем производства серы согласно базовому сценарию составит 6,4 млн. т, что практически в два раза превышает показатель в пессимистичном сценарии. С учетом прогнозируемого

в краткосрочной перспективе устойчивого роста спроса на серу во всем мире (а также на рынках Китая, куда она уже поставляется из Казахстана) можно сказать, что у Казахстана есть хорошие перспективы экспорта растущих объемов производства серы.

Основные рекомендации

- Чтобы повысить эффективность оценки и анализа газового баланса (соотношения добычи и потребления газа) Казахстана, в стране необходимо внести изменения в статистическую отчетность, чтобы показатели производства и потребления соответствовали международным нормам и практике. Под этим, в частности, подразумевается предоставление единообразных (сопоставимых) данных по добыче газа за прошедшие периоды, исключая объемы обратной закачки, но включая все полезные объемы, в том числе те, которые используются для собственных нужд добывающих предприятий. Аналогично, отчетные данные по экспорту должны основываться на показателях, соответствующих фактическим трансграничным потокам.
- Для обеспечения соответствия предложения спросу (в газовой отрасли страны), следует обеспечить достаточный уровень цен закупки газа у добывающих компаний, который полностью покрывает все их затраты на добычу, подготовку и доставку природного газа.
- Рассмотреть возможность введения специальных исключений, позволяющих малым производителям на удаленных объектах сжигать попутный газ на факеле, если нет другого экономически целесообразного решения по утилизации сравнительно небольших

⁸¹ Извлечение серы из углеводородов Карачаганак происходит на перерабатывающем предприятии в Оренбурге, поэтому формально данный объем производства записывается на счет России. В свою очередь, другие незначительные объемы серы производятся на менее крупных месторождениях нефти и газа в стране и предприятиях цветной металлургии.

объемов добываемого ими газа. При расположении нескольких малых добывающих компаний на достаточно близком друг от друга расстоянии можно рассмотреть альтернативное решение по интегрированной утилизации газа путем организации одной общей точки сбора.

- Необходимо продолжать газификацию регионов страны, в целом так, как это в настоящее время обсуждается, особенно в районах, по которым проходят магистральные газопроводы, так как за счет этого обеспечиваются значительные экономические и экологические преимущества как для отдельных потребителей, так и для страны в целом.
- С учетом предстоящего приведения цен на газ в соответствие с российскими потребительскими ценами, цены на газ в Казахстане необходимо рассматривать скорее как цены газодобывающего, а не газопотребляющего региона, так как это будет способствовать поддержанию экономической конкурентоспособности Казахстана в формирующемся Евразийском Экономическом Союзе.
- Необходимо создать условия для использования КПГ/СПГ в транспортной отрасли и перехода этих видов топлива с нишевого на более высокий уровень (там, где это экономически целесообразно в сравнении

с другими видами топлива) за счет формулирования общей политики, координирующей развитие четырех ключевых целей: (1) снижение дефицита продуктов нефтепереработки в транспортной отрасли; (2) использование местных ресурсов, повышение уровня энергетической независимости; (3) монетизация газовых ресурсов, не имеющих выхода к магистральным газопроводам; (4) и снижение риска воздействия транспортных средств на качество атмосферного воздуха.

- Принимая во внимание ожидаемое перенасыщение мировых рынков СУГ, при планировании энергетики Казахстана представляется целесообразным рассмотреть дополнительные меры, направленные на увеличение потребления СУГ на внутреннем рынке там, где это возможно. В частности, такие меры могут включать дальнейшее расширение применения СУГ на транспорте; увеличение его наличия в коммунально-бытовом секторе в районах, где недоступен сетевой газ; и самое важное – организацию нефтехимического производства в сферах, где СУГ используется в качестве сырья. Помимо этого, рекомендуется выполнить оценку целесообразности и возможности применения СУГ в электроэнергетике, особенно вблизи объектов по производству сжиженного углеводородного газа.

7.4. Внутреннее потребление нефти. Производство и потребление нефтепродуктов

7.4.1. Ключевые моменты

- **В Казахстане существует три крупных НПЗ, а также ряд небольших заводов; совокупная мощность всех заводов Казахстана по первичной переработке составляет 18,3 млн. т в год (366 тыс. барр./сутки).** Все три завода были построены еще во времена Советского Союза и лишь незначительно модернизированы после обретения страной независимости. Хотя эти заводы способны обеспечивать глубокую переработку нефти, в целом на них применяются относительно простые технологии. Как следствие, в нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана наблюдается явно выраженный перекоп в сторону производства мазута (остаточного нефтяного топлива), что не соответствует структуре внутреннего спроса на нефтепродукты.
- **Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана на данный момент в совокупности покрывают лишь порядка 78% внутреннего спроса;** остальные 22% приходятся на долю импорта.⁸² Причина заключается в том, что Казахстан поставляет существенную часть производимой продукции (главным образом, мазут) на экспорт. Одновременно с этим ему приходится импортировать светлые нефтепродукты (моторное топливо), в основном из России, для удовлетворения внутреннего спроса.
- **В Казахстане наконец была запущена крупномасштабная программа по модернизации нефтеперерабатывающей отрасли,** после завершения которой ассортимент производимой продукции существенно изменится – более весомая роль в нем будет отводиться светлым нефтепродуктам (моторное топливо). Модернизация нефтеперерабатывающей отрасли (после завершения вышеупомянутой программы) в конечном итоге должна устранить существующий дисбаланс и сократить потребность в импорте светлых нефтепродуктов.
- **Еще один крупный проект в перерабатывающей отрасли – строительство четвертого крупного нефтеперерабатывающего завода для сокращения потребности в импорте.** Было рассмотрено несколько вариантов с учетом расположения завода, его позиции на рынке и возможных источников сырья. Между тем, согласно прогнозам IHS, в период до 2030 г. производительность действующих крупных НПЗ должна увеличиться примерно до 17-18 млн. т в год. Этого объема хватит для удовлетворения спроса на бензин и дизельное топливо после модернизации НПЗ. В указанный период ожидается значительный рост производства бензина и дизельного топлива, тогда как производство мазута в долгосроч-

⁸² Производительность (считается соответствующей валовому объему производства) в 2013 г. составила 14,3 млн. т; на долю экспорта пришлось 5,3 млн. т, на долю импорта – 2,5 млн. т. Таким образом, видимое потребление (включая потери при переработке и потребление топлива) составило 11,5 млн. т. Из них 9 млн. т было обеспечено за счет внутреннего производства.

ной перспективе будет сокращаться. Учитывая относительно умеренный ожидаемый рост совокупного потребления светлых нефтепродуктов, строительство четвертого крупного НПЗ в Казахстане приведет

к существенному перенасыщению рынка. Кроме того, ввиду удаленности республики от основных потребителей, возможности экспорта нефтепродуктов довольно ограничены.

7.4.2. Нефтеперерабатывающие заводы Казахстана:

производственные мощности и состояние отрасли

В стране действует три крупных НПЗ, построенных еще во времена Советского союза, усовершенствование и модернизация которых после обретения независимости осуществлялась лишь в очень ограниченном масштабе. Кроме того, существует довольно много (более 30) небольших нефтеперерабатывающих заводов, объемы производства (главным образом, низкокачественной продукции или полуфабрикатов) которых ограничены. Таким образом, значимость этих заводов с точки зрения удовлетворения спроса на внутреннем рынке невелика. В 2014 году этими небольшими НПЗ переработано около 1,5 млн. т сырья.

Три крупных НПЗ расположены: в Атырау на северо-западе Казахстана вблизи от побережья Каспийского моря, в Шымкенте на юге Казахстана и в Павлодаре на севере страны. Общая мощность по первичной переработке в целом по стране, согласно официальным данным, составляет 18,3 млн. т в год. В 2014 г. коэффициент использования производственных мощностей составил 81%

(при фактическом объеме производства 14,9 млн. т). Хотя на Павлодарском НПЗ смонтированы установки коксования и каталитического крекинга, а на Атырауском НПЗ имеется установка коксования малой мощности, система нефтепереработки в целом не отличается наличием сложных технологических процессов и обладает довольно скромной способностью обеспечивать глубокую переработку нефти.⁸³ Однако в настоящее время проводится либо планируется модернизация всех трех НПЗ с монтажом установок для глубокой переработки нефти (ниже).

С момента обретения независимости структура спроса на продукты нефтепереработки в Казахстане претерпела серьезный сдвиг от тяжелых (темных) видов топлива к светлым нефтепродуктам; при этом ассортимент производимой НПЗ продукции остался практически без изменений и по-прежнему представлен главным образом тяжелыми видами топлива (как правило, это остаточное нефтяное топливо [мазут]) (Рис. 7.4.1).

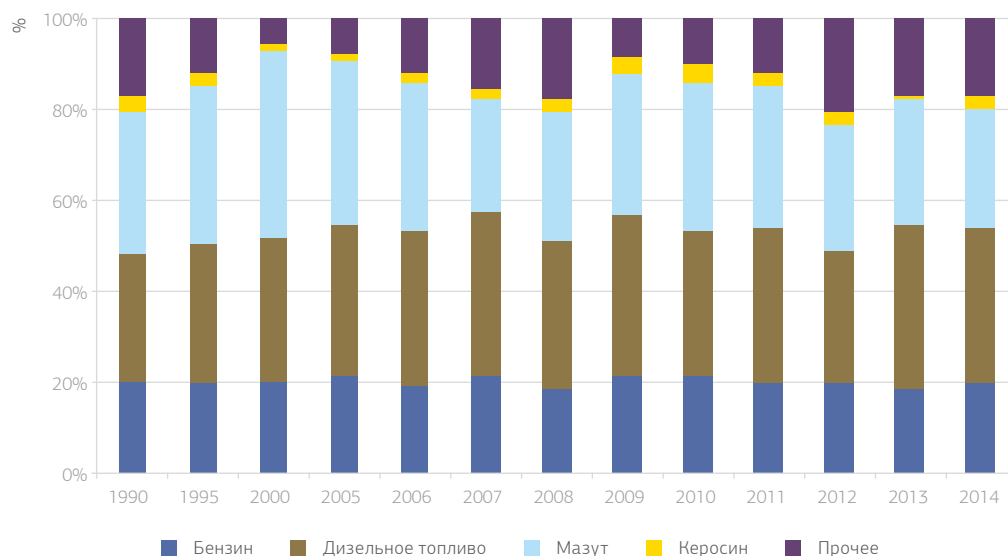


Рис. 7.4.1 Структура производства нефтепродуктов в Казахстане

⁸³ Процесс нефтепереработки включает в себя первичную перегонку, обеспечивающую разделение сырой нефти на ее составные части (фракции); глубокую переработку, такую как крекинг и коксование, в результате чего тяжелые фракции преобразуются в легкие (например, в бензин, дизельное топливо); и облагораживание, которое повышает качество продукции (например, риформинг для повышения октанового числа или гидроочистка для удаления сернистых соединений). В процесс перегонки также часто включают вакуумные установки. Колонны вакуумной перегонки обеспечивают пониженное давление, требуемое для предотвращения термического крекинга при перегонке остатка или верхней сырой нефти из колонны атмосферной перегонки при более высоких температурах. Такой процесс позволяет осуществлять более глубокое извлечение продукта, получать газойль, при более низком вакууме дистиллировать избыточный остаток, отправлять отстой колонны вакуумной перегонки в другие установки, снижая таким образом общее количество остатка.

Все три основных НПЗ в данный момент принадлежат национальной нефтяной компании АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ), однако фактически Шымкентский НПЗ является совместным предприятием с участием КМГ и китайской компании CNPC (после приобретения частной компании «ПетроКазахстан Ресорсиз» в 2005 г.).⁸⁴ Объединение ключевых нефтеперерабатывающих мощностей страны в руках КМГ произошло после смены нескольких собственников в 2000-е гг., так как в 1990-х годах НПЗ были изначально полностью или частично приватизированы.⁸⁵

Тогда как НПЗ в Атырау долго время перерабатывал исключительно нефть, добываемую в Казахстане (несколько предприятие располагается в главном нефтедобывающем районе страны), два других завода (в Павлодаре и Шымкенте) строились для переработки нефти, поставляемой по трубопроводу из Западной Сибири (Россия). Однако, по мере расширения внутренней добычи сырой нефти в Тургайском бассейне на юге центральной части Казахстана (Кызылординская область), Шымкентский НПЗ стал использовать преимущественно нефть, добываемую в Казахстане, как с Кумкольского месторождения (Кызылординская область) с доставкой по трубопроводу, так и (какое-то время) из Актюбинской области с доставкой железнодорожным транспортом. Павлодарский НПЗ и сейчас перерабатывает главным образом российскую сырую нефть, которая поставляется по трубопроводу из Западной Сибири. В настоящее время поставки сырой нефти осуществляются по обменно-транзитной («своп») схеме с ОАО «НК «Роснефть».

Три вышеупомянутых нефтеперерабатывающих завода имеют ряд отличий с точки зрения основных характеристик и структуры производства, а именно:

- **Атырауский НПЗ.** Это старейший НПЗ в Казахстане, построенный в 1940-х гг. Хотя в 2013 г. на долю вторичных процессов (кроме вакуумной перегонки) приходилось 54% оценочной мощности переработки НПЗ, составляющей 4,5 млн. т (Таблица 7.4.1), завод ориентирован по большей части на гидроочистку. НПЗ предназначен для переработки сырой нефти, которая добывается в Казахстане и поставляется в основном по трубопроводу. В 2014 г. производительность по переработке сырой нефти на заводе составила 4,9 млн. т (указывая на расширение мощности нефтепереработки до 5 млн. т), что стало самым высоким показателем за всю историю существования НПЗ.⁸⁶ В 2014 г. основным видом продукции был мазут, который составлял 31% от общего объема производства (Рис. 7.4.2а). Второе место принадлежало дизельному топливу (27%). За прошедшее время на заводе несколько раз проводились мелкие ремонтно-восстановительные работы, включая программу модернизации стоимостью 370 млн. долл. США, реализованную в 2006 г. совместно с компанией Marubeni. Поскольку производимые на НПЗ в Атырау внушительные объемы мазута являются избыточными на внутреннем рынке, они активно экспортируются.

	Всего по Казахстану*	Атырауский НПЗ	Павлодарский НПЗ	Шымкентский НПЗ
Мощность НПЗ по дистилляции нефти, в млн. тонн	18,3	4,5	6,0	5,3
Вакуумная дистилляция	8 440	3 000	4 000	1 440
Все процессы вторичной переработки	17 377	2 440	10 507	4 430
Каталитический крекинг	2 000	0	2 000	0
Термический крекинг	0	0	0	0
Висбрекинг	2 500	0	1 500	1 000
Гидрокрекинг	0	0	0	0
Коксование	1 360	720	640	0
Каталитический риформинг	2 420	420	1 000	1 000
Гидроочистка	8 730	1 300	5 000	2 430
Производство битума	367	0	367	0

⁸⁴ «ПетроКазахстан Ресорсиз» изначально вела деятельность исключительно в сфере разведки и добычи, выкупив добывающие предприятия в Тургайском бассейне в самом начале процесса приватизации 1990-х годов. Эти добывающие предприятия поставляли нефть на НПЗ в Шымкенте; впоследствии (в 2000 г.) компания приобрела этот НПЗ. Доля КМГ в НПЗ в Шымкенте с 2007 г. составляет 49,7%.

⁸⁵ В настоящее время КМГ принадлежит 99,5% акций НПЗ в Атырау; контрольный пакет акций был приобретен в 1999 г. В 2009 г. компания также стала оператором (и собственником контрольного пакета акций) завода в Павлодаре. К концу 2013 г. доля КМГ в НПЗ в Павлодаре составила 100%.

⁸⁶ Предыдущий максимальный показатель для НПЗ в Атырау (4,8 млн. т) был зафиксирован в 1994 г.

	Всего по Казахстану*	Атырауский НПЗ	Павлодарский НПЗ	Шымкентский НПЗ
Перегонка нефти	100,0	100,0	100,0	100,0
Вакуумная дистилляция	46,1	66,7	66,7	27,4
Все процессы вторичной переработки	95,0	54,2	175,1	84,4
Каталитический крекинг	10,9	0,0	33,3	0,0
Термический крекинг	0,0	0,0	0,0	0,0
Висбрекинг	13,7	0,0	25,0	19,0
Гидрокрекинг	0,0	0,0	0,0	0,0
Коксование	7,4	16,0	10,7	0,0
Каталитический риформинг	13,2	9,3	16,7	19,0
Гидроочистка	47,7	28,9	83,3	46,3
Производство битума	2,0	0,0	6,1	0,0

Примечание: 18,3 млн. тонн это мощность по первичной переработке всех НПЗ страны, включая малые предприятия

Источник: КМГ: отчетность НПЗ

Таблица 7.4.1 Мощности для вторичной переработки на основных НПЗ в Казахстане в 2013 г.

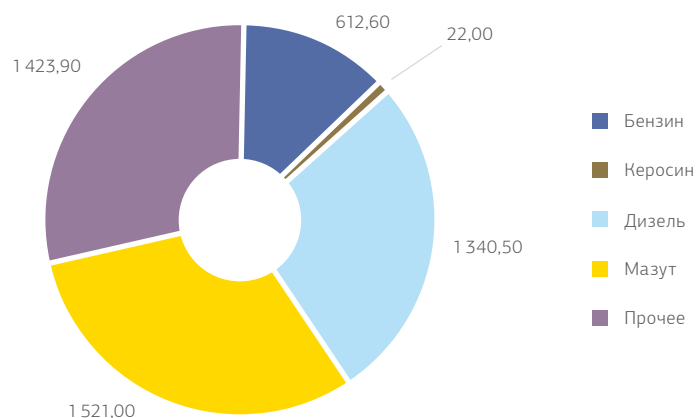


Рис. 7.4.2а 2014: Товарная номенклатура Атырауского НПЗ (тыс. тонн)

- **Павлодарский НПЗ.** Завод был построен в 1978 г., расположен на северо-востоке Казахстана и предназначен для переработки российской нефти. В 2014 г. завод переработал 4,9 млн. т сырой нефти. Потенциальная эффективная мощность предприятия на данный момент оценивается в 6 млн. т в год (Таблица 7.4.1). НПЗ обладает наиболее внушительными мощ-

ностями вторичных процессов нефтепереработки из трех крупнейших НПЗ⁸⁷ Казахстана, включая установки глубокой переработки (коксования и каталитического крекинга). Мощности вторичных процессов составляют 175% перерабатываемой мощности НПЗ, что обеспечивает самую большую глубину переработки среди трех основных заводов Казахстана. Таким

⁸⁷ Вторичные процессы переработки нефти предполагают работу с фракциями, полученными в результате первичной перегонки. Они позволяют повысить качество фракций (например, удаление серы и парафинов, повышение октанового числа или иное улучшение характеристик) либо получить дополнительные объемы легких нефтепродуктов в результате преобразования менее востребованных тяжелых фракций. Иногда фракции проходят несколько вторичных процессов, прежде чем из них получается готовое топливо. Вторичные процессы включают также специальные технологии извлечения

образом, в отличие от завода в Атырау, мазут здесь не является основным видом продукции: 30% общего объема выпускаемой продукции НПЗ приходится на долю дизельного топлива и 25% - на долю бензина

(Рис. 7.4.2б). Продукция Павлодарского НПЗ поставляется, главным образом, на нужды сельского хозяйства и горнодобывающей промышленности севера страны, а также столицы Казахстана, Астаны.

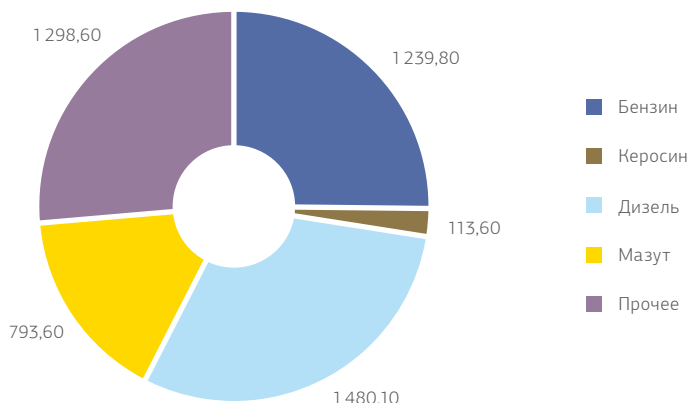


Рис. 7.4.2б 2014: Товарная номенклатура Павлодарского НПЗ (тыс. тонн)

- Шымкентский НПЗ.** Построен в 1980 г. Этот завод не такой высокотехнологичный, как НПЗ в Павлодаре, поскольку в основном предназначен для гидроочистки. Однако мощности вторичных процессов составляют 84% оценочной перерабатывающей мощности НПЗ, которая, в свою очередь, составляет 5,25 млн. т. В 2014 г. на заводе было переработано 5,1 млн. т сырой нефти. При этом 27% в общем объеме продукции составляло дизельное топливо, а на долю мазута и бензина приходилось примерно по 22% (Рис. 7.4.2с).

Изначально сюда поставлялась нефть из Западной Сибири (также как и на ПНХЗ), но с расширением добычи в Тургайском бассейне после обретения страной независимости завод стал получать нефть из местных источников. В последние годы завод получал российскую нефть в незначительных объемах. В настоящее время основным сырьем предприятия является нефть из месторождения Кумколь. Шымкентский НПЗ обслуживает в основном один из крупнейших мегаполисов страны – Алматы – и южные регионы Казахстана.

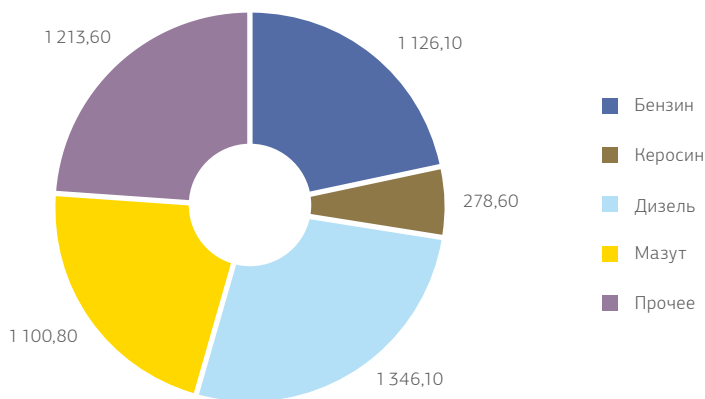


Рис. 7.4.2с 2014: Товарная номенклатура Павлодарского НПЗ (тыс. тонн)

или доработки в целях получения специальных добавок (присадок) или особых продуктов, таких как битум или смазочные материалы. Процентная доля мощности вторичной переработки рассчитывается путем деления общего объема такой мощности на мощность первичной перегонки. Как правило, на высокотехнологичных НПЗ гораздо больше мощностей вторичной переработки, чем первичной, что обеспечивает полную и тщательную переработку всех производных продуктов.

7.4.3. Программа модернизации и развития нефтеперерабатывающей отрасли

Капиталовложения в НПЗ Казахстана после обретения страной независимости были незначительными по меркам отрасли (в совокупности в период после 2000 г. общий объем инвестиций составил всего порядка 3,8 млрд. долл. США в эквиваленте). Таким образом, ассортимент выпускаемой НПЗ продукции не претерпел существенных изменений, и заводы не смогли адаптироваться к меняющейся структуре потребления на внутреннем рынке. Вакуумная дистилляционная установка и установка висбрекинга, смонтированные в указанный выше период на Шымкентском НПЗ, стали единственными крупными инвестиционными проектами в данной отрасли с 2000 г.

В связи с этим возник существенный дисбаланс между спросом внутри страны и товарной номенклатурой НПЗ. Как следствие, в 2009 г. власти Казахстана официально заявили о запуске программы модернизации трех крупнейших нефтеперерабатывающих заводов страны. Все работы планировалось завершить к 2015 г. при общем объеме капитальных расходов 6-6,5 млрд. долл. США. В целом задачи сводились к увеличению совокупных нефтеперерабатывающих мощностей до 19,5 млн. т⁸⁸ и глубины нефтепереработки (в целях наращивания объема производства светлых нефтепродуктов до 12,5 млн. т в год и одновременного сокращения объема производства темных нефтепродуктов до 0,6 млн. т в год), а также к повышению качества продукции (с приведением

ее в соответствие со стандартами Евро-4 и Евро-5).⁸⁹ Однако задержки в проведении отдельных видов работ уже привели к переносу изначально установленной даты завершения проекта на значительно более поздние, по сравнению с предполагаемыми, сроки.

Наиболее масштабные инвестиции вкладываются в старейший НПЗ в Атырау. КМГ в сотрудничестве с японскими и китайскими компаниями осуществляет строительство комплекса глубокой переработки темных нефтепродуктов, стоимость которого первоначально оценивалась в 1,7 млрд. долл. США, однако совокупный объем затрат вырос до 2,9 млрд. долл. США. Комплекс, в состав которого входит установка каталитического коксования, каталитического крекинга и вакуумная установка, сможет перерабатывать порядка 2,4 млн. т темных нефтепродуктов в бензин, керосин и дизельное топливо (Таблица 7.4.2). В конечном счете, это позволит заводу в Атырау нарастить производство дизельного топлива до 1,64 млн. т в год, бензина – до 1,75 млн. т в год и авиационного топлива – до 244 тыс. т в год. Не менее важно и то, что проводимая модернизация позволит выпускать продукцию, соответствующую стандарту Евро-5. Еще одна монтируемая на НПЗ установка будет использоваться для производства ароматических углеводородов. Установку для производства ароматических углеводородов ввели в эксплуатацию в середине 2015 г.

Тип установки	Компания	НПЗ	Мощность (тыс. тонн/год)	Предполагаемый год завершения работ
Установка гидрокрекинга	КМГ	Атырау	979	2016
Установка каталитического риформинга	КМГ	Атырау	1 115	2016
Установка парового риформинга метана (млн. м ³ /год)	КМГ	Атырау	207	2016
Установка производства ароматических углеводородов	КМГ	Атырау	629	2016
Бензол			496	
Параксиллол			133	

Источник: КМГ

Таблица 7.4.2 Текущие проекты, реализуемые на НПЗ в Казахстане

При том, что модернизация завода в Атырау, как ожидается, станет самым дорогостоящим проектом, два других НПЗ также будут модернизированы и расширены. В мае 2014 г. CNPC и Казахстан согласовали условия модерни-

зации Шымкентского НПЗ; для этих целей будет открыта кредитная линия на сумму 1 млрд. долл. США. На данный момент модернизация предположительно предусматривает монтаж установки каталитического крекинга, кото-

⁸⁸ Существующая программа предусматривает модернизацию всех трех НПЗ и увеличение перерабатываемой мощности до 5 млн. т в год на Атырауском НПЗ, до 6 млн. т в год на Шымкентском НПЗ и до 7,5 млн. т в год на Павлодарском НПЗ, что в совокупности составляет 18,5 млн. т в год. Производственную мощность НПЗ сложно определить точно, так как она зависит от целого ряда факторов, в том числе от типа перерабатываемой нефти, числа дней работы НПЗ в году и других факторов.

⁸⁹ В советские времена на НПЗ Казахстана производился в основном низкооктановый бензин (А-80) для грузовых автомобилей и автобусов. В настоящее время доля автомобильного бензина в общем объеме производства НПЗ практически не изменилась, так как модернизация заводов, направленная на обновление их ассортимента, носила ограниченный характер. Тем не менее, доля производства автомобильного топлива с более высоким октановым числом (АИ-92) растет. По всей вероятности, выпускаемый ассортимент пополняется бензином повышенного качества без установки новых дорогостоящих установок каталитического риформинга за счет использования октановых присадок с применением технологий изомеризации и алкализации, а также оксигенатов.

рая позволит производить более высококачественную продукцию. Скоро будет завершено строительство новой установки изомеризации, предназначенной для получения высокооктановых компонентов для смешивания бензина. Также планируется монтаж дополнительных вакуумных дистилляционных установок, установок гидроочистки для производства нафты (бензина), дизельного топлива, керосина и вакуумного газойля, а также установок каталитического реформинга. Планы по переоборудованию Павлодарского НПЗ предусматривают шесть новых установок переработки, включая установку реформинга, установку гидроочистки бензина и еще одну установку каталитического крекинга. Однако по большей части работы на данном заводе предусматривают модернизацию действующих мощностей, включая реконструкцию существующей установки каталитического крекинга.

Как и многие другие страны, Казахстан ужесточает требования к качеству производимых видов топлива для сведения к минимуму вредного воздействия на окружающую среду. В настоящее время время технические характеристики топлива в Казахстане регулируются соглашениями, которые заключаются с Россией и Беларусью в рамках Таможенного союза/ЕАЭС. Однако эти соглашения пред-

усматривают менее жесткие временные рамки для Казахстана, учитывая задержки в реализации программы модернизации нефтеперерабатывающей отрасли. В соответствии с ними, переход к более жестким требованиям к качеству производимой продукции в стране будет происходить со значительным отставанием от России и Беларуси. По состоянию на 1 января 2013 г. действующие нормативные требования соответствовали принятой в России классификации, а не стандартам «Евро» – хотя по сути они почти идентичны (отличие состоит в том, что классификация, принятая в России, позволяет применение топлива с более низким октановым числом).

Стандарт Евро-3 был введен в Казахстане только 1 января 2012 г., заменив Евро-2, действовавший с 15 июля 2009 г. Дата перехода на Евро-3 переносилась дважды: сначала с 1 января 2011 г. на 1 июля 2011 г., а потом – на 1 января 2012 г. При этом требование о соответствии автомобилей, которые ввозятся в Казахстан или производятся в Казахстане, стандарту Евро-4 вступило в силу 1 июля 2013 г. Введение того же стандарта для нефтеперерабатывающих заводов, изначально запланированное на 1 января 2014 г., было перенесено на 2016 г.⁹⁰

7.4.4. Потребление сырой нефти на внутреннем рынке

Спад и последующий подъем потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке после обретения страной независимости (см. ниже) сопровождался аналогичными явлениями в сфере потребления нефти и производительности НПЗ Казахстана. Потребление нефти упало с 18 млн. т в 1991 г. до минимума в 6,8 млн. т в 1999 г., а затем в 2000-х годах происходило постепенное восстановление. Видимое потребление сырой нефти в Казахстане достигло показателя 16,7 млн. т в 2013 г. и составило примерно 20,8 млн. т в 2014 г.⁹¹ Это составило порядка 26% от общего объема добычи сырой нефти в стране в прошлом году; большая часть добываемой в Казахстане нефти (более 80%) традиционно поставляется на экспорт.

КМГ – крупнейший собственник нефтеперерабатывающих мощностей в Казахстане и основной поставщик сырой нефти на НПЗ страны.⁹² Однако в большинстве своем находящиеся в распоряжении КМГ месторождения отличаются высоким уровнем выработки, в связи с чем объемы добычи на них постепенно сокращаются.

.....

Главные источники роста объемов добываемой в Казахстане нефти – проекты, реализуемые международными консорциумами и иностранными добывающими компаниями. Объем сырой нефти, добываемой предприятиями, находящимися в 100%-й собственности КМГ, сократился на 14,5% – с 9,6 млн. т в 2005-2006 гг. до порядка 8,2 млн. т в 2014 г.) (Таблица 7.4.3).⁹³ Поскольку в долгосрочной перспективе ожидается дальнейшее сокращение объемов добычи нефти предприятиями, в которых КМГ имеет 100% долю, возникает серьезная обеспокоенность относительно наличия достаточных объемов сырой нефти для удовлетворения спроса со стороны НПЗ Казахстана где-то после 2020 г. Данная обеспокоенность усугубляется общим сокращением объемов добычи на месторождениях с длительным сроком эксплуатации, которые традиционно поставляли нефть для нужд НПЗ Казахстана (сюда входит, прежде всего, добыча в Атырауской и Мангистауской областях, а также на месторождении Кумколь, за исключением трех крупномасштабных проектов – ТШО, КПО и НКОК).

⁹⁰ В январе 2016 г. производимые на территории Казахстана автомобили уже должны соответствовать стандарту Евро-5; после вступления в силу вышеуказанных изменений производство бензина А-80 («Нормаль») будет постепенно прекращено. Хотя Россия переходит на Евро-5 в январе 2016 г., точные сроки по переходу НПЗ Казахстана на производство топлива, соответствующего исключительно стандарту Евро-5, по всей видимости, пока не определены.

⁹¹ Расчет производится по формуле: объемы добычи сырой нефти (и конденсата) минус экспорт плюс импорт. При этом учитываются потери на месторождениях и изменения в запасах.

⁹² КМГ также принадлежит НПЗ Petromedia в Румынии на побережье Черного моря. КМГ приобрела завод в 2007 г. за 2,7 млрд. долл. США. После модернизации 2012 г. мощность этого НПЗ, который ранее носил название Rompetrol, составляет 5 млн. т в год (100 тыс. барр./сутки). В 2014 г. на нем было переработано 5,05 млн. т сырой нефти. На долю НПЗ Petromedia приходится около 40% нефтеперерабатывающего потенциала Румынии, и он является ключевым активом KMG International (новое название Rompetrol). КМГ вложила 380 млн. долл. США в модернизацию завода в 2012 г. и планирует потратить еще около 100 млн. долл. США на капитальный ремонт и другие работы на НПЗ в 2015 г. КМГ также принадлежит НПЗ в Плоешти и небольшое нефтехимическое предприятие. Завод в Плоешти использует сырье Petromedia, перерабатывая его в такие продукты как гексан, растворители и битум. Компании также принадлежит более тысячи АЗС по всей Европе.

⁹³ Объемы собственной добычи КМГ (совокупный показатель по всем компаниям, в которых КМГ принадлежит доля участия, взвешенный по размеру такого долевого участия) гораздо выше и продолжают расти. В 2014 г. данный показатель, по расчетам, составил 22,3 млн. т или 27,7% от общего объема добываемой в Казахстане нефти.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
АО «НК «КазМунай-Газ» (100% доля)	5937	6600	7397	7915	8939	9392	9575	9575	9512	9004	8804	7931	7798	8080	8181
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»	5937	6600	7397	7915	8919	9364	9551	9548	9470	8962	8766	7898	7766	8049	8151
АО «Озенмунай-газ»	3645	4200	4883	5283	6206	6571	6750	6742	6646	6251	5966	5082	4950	5208	5328
АО «Эмбамунай-газ»	2292	2400	2514	2632	2713	2793	2801	2806	2824	2711	2800	2816	2816	2841	2823
ТОО «Амангельды Газ»	0	0	0	0	20	28	25	26	26	26	24	22	21	22	21
ТОО «КазГПЗ»	0	0	0	0	0	0	0	0	16	15	14	11	10	9	9

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

Таблица 7.4.3 Добыча сырой нефти (и конденсата) АО «НК «КазМунайГаз» (тыс. тонн)

Таким образом, может возникнуть ситуация, при которой НПЗ Казахстана будут вынуждены использовать нефть, добываемую на других предприятиях, включая три вышеуказанных крупномасштабных ориентированных на экспорт проекта. Теоретически, это не должно вылиться в непреодолимую проблему, до тех пор пока цены на внутреннем рынке сопоставимы с нетбэком на такую сырую нефть. То есть цена на внутреннем рынке должна находиться на уровне экспортного паритета (цены на международном рынке, за вычетом фрахта танкера, стоимости доставки по трубопроводу и других транспортных расходов, а так же всех применимых экспортных пошлин и налогов).

Однако цены на нефтепродукты в Казахстане до недавнего времени регулировались государством, в настоящее время действует регулирование только бензина АИ-80 и дизельного топлива.⁹⁴ На протяжении длительного периода времени розничные цены на нефте-

продукты в стране, и, как следствие, цены на разных этапах цепочки создания стоимости, устанавливались государством. Таким образом, оптовые цены на нефтепродукты (при их покупке на НПЗ) и цены, по которым НПЗ могут покупать сырье у добывающих компаний, по сути, устанавливались нормативными актами.⁹⁵ В 2013 г. и 2014 г. цены на сырую нефть на внутреннем рынке (средние закупочные цены, выплачиваемые НПЗ) составляли примерно 50% от средних цен, получаемых нефтедобывающими предприятиями от экспорта (Рис. 7.4.3). Что касается средних экспортных цен за вычетом таможенных пошлин и стоимости транспортировки (т.н. «нетбэк»),⁹⁶ средняя закупочная цена составляла около 60% экспортного паритета («нетбэк») в 2013 г. и примерно 70% – в 2014 г. (Рис. 7.4.3). Таким образом, большинство нефтедобывающих компаний в Казахстане предпочитают поставлять нефть на экспорт, вместо того чтобы продавать ее на внутреннем рынке.

.....

⁹⁴ В сентябре 2015 года Правительством РК принято решение в целях исключения дефицита ГСМ в Казахстане отказаться от госрегулирования цен на марки бензина АИ-92/93.

⁹⁵ 1 марта 2013 г. Комитет Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМ и ЗК, ранее известный как АРЕМ) заявил о том, что приступит к регулированию оптовых цен, как только будут приняты соответствующие законы.

⁹⁶ Рассчитывается как объявленные цены на средиземноморском рынке за вычетом транспортных расходов (как по трубопроводу, так и морским транспортом) на экспортном маршруте Атырау-Самара и экспортных пошлин.

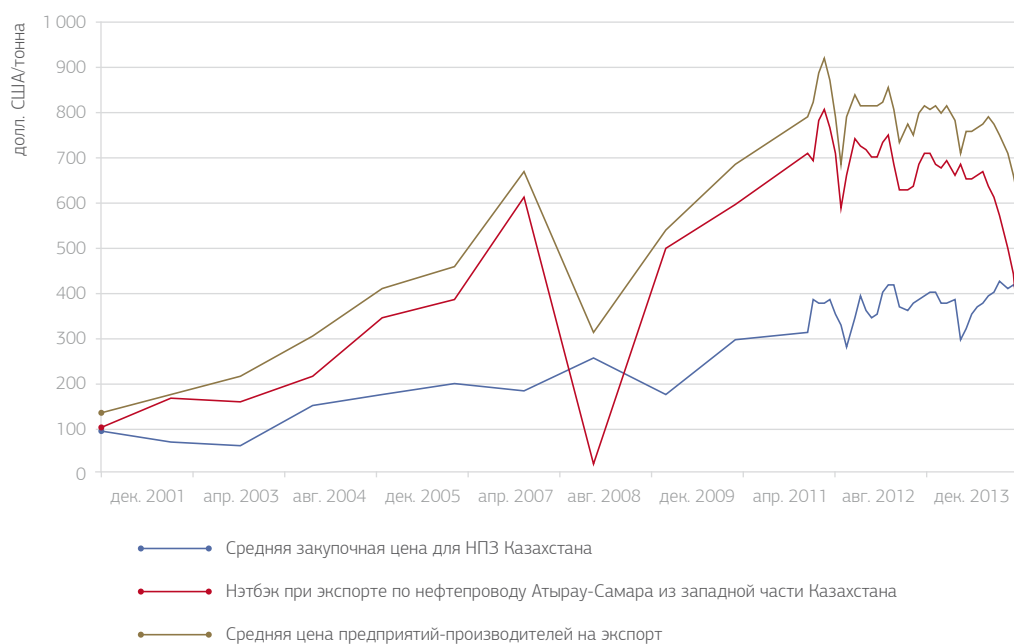


Рис. 7.4.3 Цены на сырую нефть в Казахстане

В этой связи, прежде всего, для обеспечения предложения на внутреннем рынке рекомендуется ослабить регулирование и позволить внутренним ценам на сырую нефть вырасти до уровня экспортного паритета за вычетом экспортных пошлин и налогов, а также стоимости транспортировки. Помимо этого, Министерство энергетики Республики Казахстан выступило с еще одним предложением, в соответствии с которым добывающим компаниям, реализующим нефть на внутреннем рынке, будут предоставлены специальные льготы. Одной из таких льгот станет продление срока действия прав на проведение поисково-разведочных работ и добычу нефти, при условии, что приоритет будет отдан поставкам сырой нефти на внутренний, а не на внешний рынок.

Принимая во внимание имеющийся у Казахстана потенциал для экспорта сырой нефти, а также близящееся завершение расширения КТК, избыточные объемы добычи нефти должны найти экономически эффективный экспортный маршрут, позволив ценам на внутреннем рынке сравняться по экспортному паритету («нетбэк») с ценами на международных рынках (за вычетом транспортных расходов, затрат на страхование и погрузку-разгрузку, а также экспортных пошлин и налогов). В свою очередь, цены на нефтепродукты на внутреннем рынке должны отражать вытекающие из этого внутренние цены на сырую нефть, а также цены на конкурирующие виды топлива, такие как природный газ.

7.4.5. Потребление нефтепродуктов на внутреннем рынке

Объем потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке сильно изменился после распада Советского Союза: помимо экономического кризиса, вновь образовавшиеся независимые государства (включая Казахстан) сталкивались с тяжелыми потрясениями в связи с выходом на мировой рынок и переходом к рыночной экономике. Как следствие, совокупное (видимое) потребление нефтепродуктов в Казахстане упало с 19,6 млн. т в 1991 г. до 5,7 млн. т в 1999 г. Затем, в 2000-е годы наступил период медленного подъема. По состоянию на 2014 г. видимое потребление выросло до 11,7 млн. т (Рис. 7.4.4).

Среднегодовые темпы роста спроса в период между 2000 и 2014 гг. были достаточно солидными и составляли 4,3%. В течение этого периода ВВП рос в среднем на 7,5% в год, а автопарк страны быстро расширялся, увеличиваясь в среднем на 10,4% ежегодно. В основном это было связано со стремлением «нагнать упущенное» за долгие годы сдерживаемого спроса как в советские времена, так и в течение пришедшего им на смену переходного периода 1990-х годов.

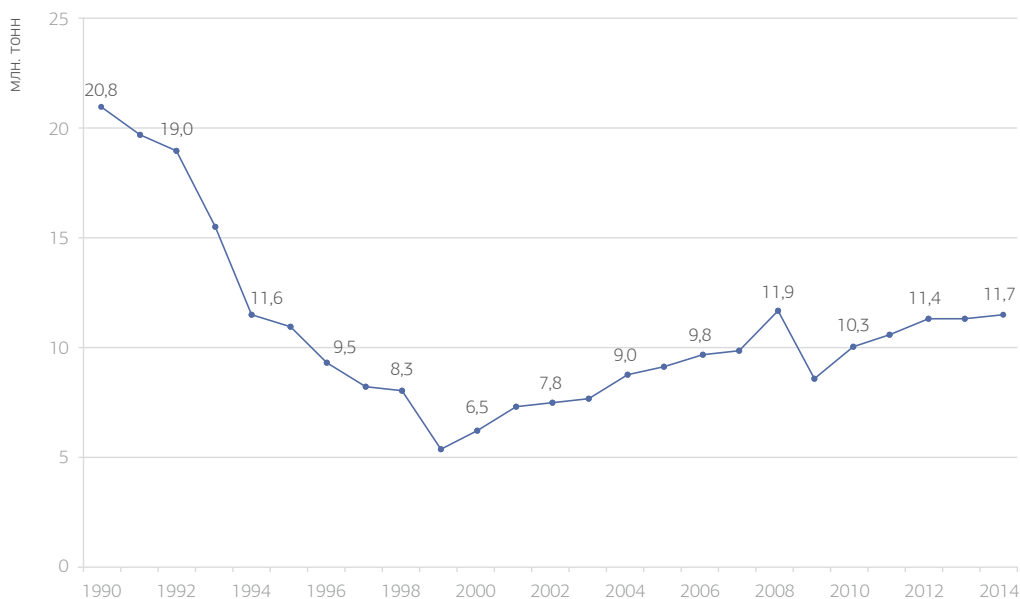


Рис. 7.4.4 Видимое потребление нефтепродуктов в Казахстане

Однако дальнейший экономический рост будет идти уже не такими быстрыми темпами, равно как и расширение автопарка. Согласно нашим прогнозам, в период с 2015 г. по 2040 г. рост ВВП будет в среднем составлять лишь порядка 3,3%, а расширение автопарка будет происходить значительно медленнее, находясь на уровне 2,3% в год. Как следствие, ожидается, что совокупное видимое потребление продуктов нефтепереработки составит 11,9 млн. т к 2020 г., 13,5 млн. т к 2030 г. и 15,2 млн. т к 2040 г., что означает средние темпы роста лишь на 1,2% в год за весь период.

В отличие от видимого потребления, фактический (по официальным данным) объем потребления продуктов нефтепереработки (который рассчитывается как сумма учетных данных по всем видам нефтепродуктов) составил 12,5 млн. т. в 2012 г. и, 12,3 млн. т. в 2013 г., и всего 11,8 млн. т в 2014 г. (Рис. 7.4.5). Однако эти показатели также следуют общим тенденциям к небольшому снижению потребления за последние годы (см. текстовую вставку).

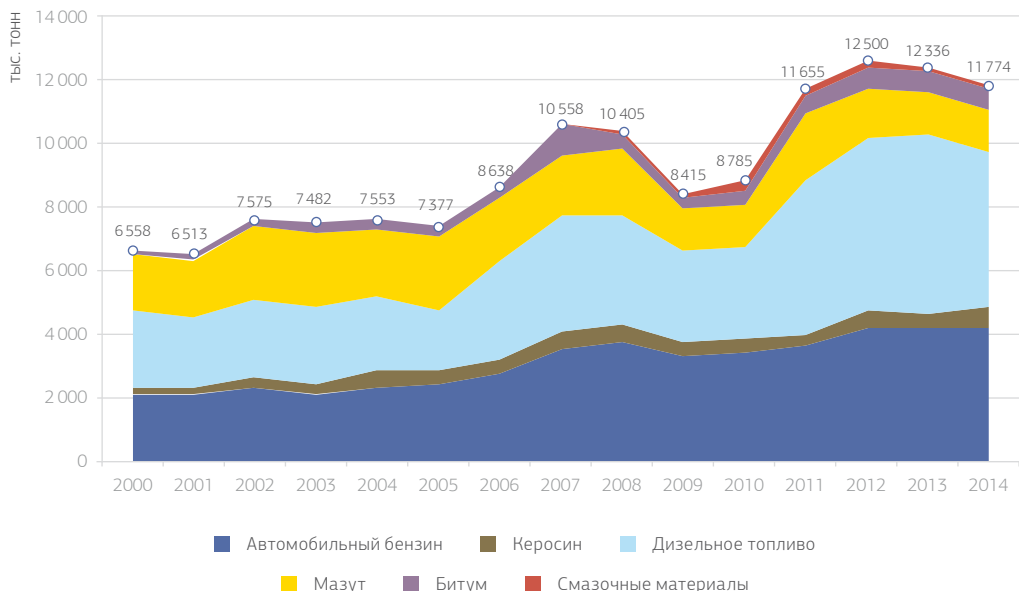


Рис. 7.4.5 Опубликованные данные по потреблению нефтепродуктов в Казахстане

Видимое и фактическое потребление продуктов нефтепереработки

Видимое потребление представляет собой разницу между производством и чистым объемом торговли (экспорт минус импорт). В большинстве случаев данный показатель существенно отличается от официальных данных по фактическому потреблению, опубликованных в различных статистических источниках. Видимое потребление как показатель считается предпочтительным по отношению к другим показателям потребления в данном регионе, поскольку имеющиеся сведения и статистические данные по товаропотокам (импорт и экспорт), наряду с данными по объему производства, куда более точные, надежные и исчерпывающие, чем информация о фактическом потреблении топлива. Помимо этого, данные по производству энергоресурсов и товаропотокам, как правило, доступны на постоянной основе и регулярно обновляются, в отличие от данных по фактическому потреблению.

Поскольку совокупное видимое потребление нефтепродуктов рассчитывается как общий объем переработки НПЗ минус экспорт продукции плюс импорт продукции, данный показатель учитывает топливо, необходимое для работы завода, и потери при переработке – эти составляющие, по сути, рассматриваются как отдельный вид потребления нефти и нефтепродуктов. Данный подход отчасти упрощает анализ за продолжительный период, поскольку подробная информация о потреблении и потерях на НПЗ не всегда имеется в наличии по каждому отрезку соответствующего периода времени, тогда как производительность завода фиксируется регулярно. НПЗ Казахстана имеют существенные отличия в части потребления и потерь при нефтепереработке. В целом по стране данные по совокупному объему производства нефтепродуктов (остаточные продукты плюс дистилляты) публикуются на ежегодной основе, начиная с 2009 г. В 2013 г. данный показатель составил 13,8 млн. т, а в 2014 г. – 14,3 млн. т. При этом суммарные потери и потребление топлива НПЗ составили 3,2% и 3,8% от объема переработанной (соответственно) в 2013 г. и 2014 г. нефти.

Структура потребления нефтепродуктов в Казахстане за прошедшие годы претерпела значительные изменения. Потребление мазута резко сократилось, поскольку страна стала постепенно переходить на природный газ в электроэнергетике. Мазут стал все меньше использоваться и в промышленности. В связи с этим потребление мазута, по официальным данным, сократилось с 6,4 млн. т в 1990 г. до 1,7 млн. т в 2000 г. и 1,3 млн. т в период между 2013 и 2014 гг. (Рис. 7.4.5). Доля мазута (основной потребитель энергетика) в общей структуре потребления Казахстана сократилась с 34,6% в 1990 г. до 26,1% в 2000 г. и 10,5% в 2014 г. В будущем ожидается дальнейшее постепенное сокращение потребления мазута.

Сокращение объема потребления мазута сопровождалось резким сдвигом в сторону потребления светлых нефтепродуктов, в особенности автомобильного топлива. С экономическим ростом и увеличением доходов населения количество личного транспорта в Казахстане быстро выросло до 4 миллионов к концу 2014 года. Хотя новые автомобили более экономичные по сравнению со своими предшественниками (что так или иначе огра-

ничивает рост использования бензина), потребление бензина, в особенности его высокооктановых сортов для современных моделей автомобилей, также возросло. В 2000 г. потребление бензина сократилось до 2,1 млн. т, но затем выросло до 4,2 млн. т в период между 2013-2014 гг. В указанном объеме потребления 69,3% в 2014 г. составлял бензин марки «регуляр» (А-92), 24,5% бензин марки «стандарт» (А-80) или низкооктановый бензин, используемый в грузовых автомобилях и автобусах, и оставшиеся 6,2% – марки «премиум» (А-95, А-98).⁹⁷

Рост спроса на внутреннем рынке на высокооктановый бензин вот уже долгое время удовлетворяется за счет увеличения объемов импорта. Начиная с 2000 г. объем импортируемого Казахстаном бензина составляет в пределах от 300 тыс. т до 1,3 млн. т в год (Рис. 7.4.6). Казахстану придется продолжать импортировать значительные объемы бензина для удовлетворения внутреннего спроса, пока не будет реализована программа модернизации и расширения мощностей НПЗ, которая обеспечит достаточные объемы производства нефтепродуктов.

⁹⁷ Буква А обозначает, что бензин автомобильный, цифры после букв указывают на величину октанового числа, определенное исследовательским методом.

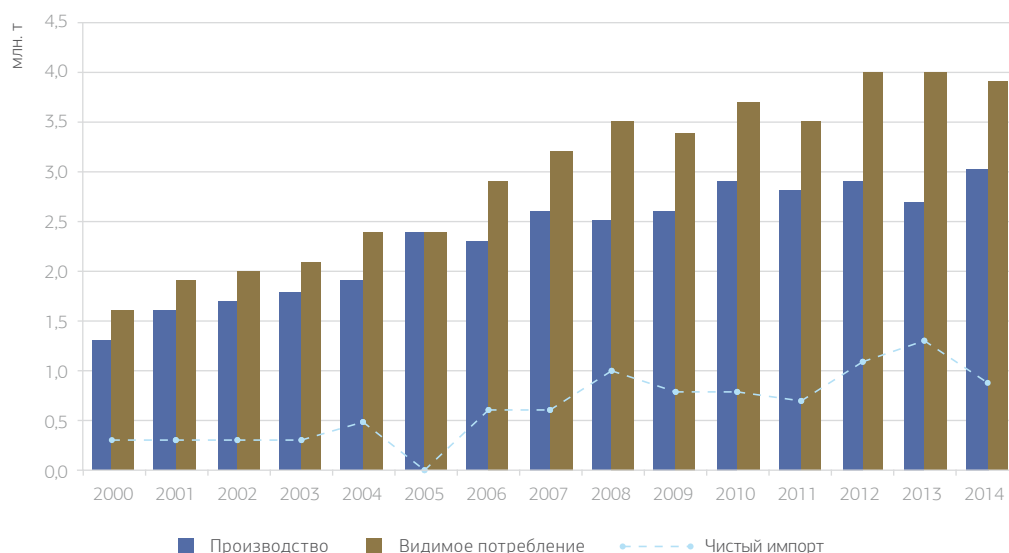


Рис. 7.4.6 Баланс потребления бензина в Казахстане

Еще одним крупным сдвигом в структуре спроса в Казахстане является массовый переход на дизельное топливо. Одновременно с ростом экономики стал расти и объем грузоперевозок. Грузовики и автобусы с бензиновым двигателем уступают место транспорту на дизельном топливе. Другие крупные потребители дизельного топлива включают в себя железнодорожный транспорт, сельское хозяйство и некоторый объем промышленного использования. После сокращения потребления дизельного топлива в стране с 7,2 млн. т в 1990 г. до 2,2 млн. т в 2001 г.

данный показатель повысился до 5,6 млн. т в 2013 г. (но только до 4,9 млн. т в 2014 году). Доля дизельного топлива в общем ассортименте продукции выросла с 33,1% в 2001 г. до 45% в 2013 г. Традиционно спрос на дизельное топливо на внутреннем рынке удовлетворялся за счет собственных нефтеперерабатывающих предприятий, однако в период между 2012-2014 гг. спрос на дизельное топливо превысил объемы производства НПЗ. Как следствие, Казахстан стал чистым импортером дизельного топлива и бензина (Рис. 7.4.7).

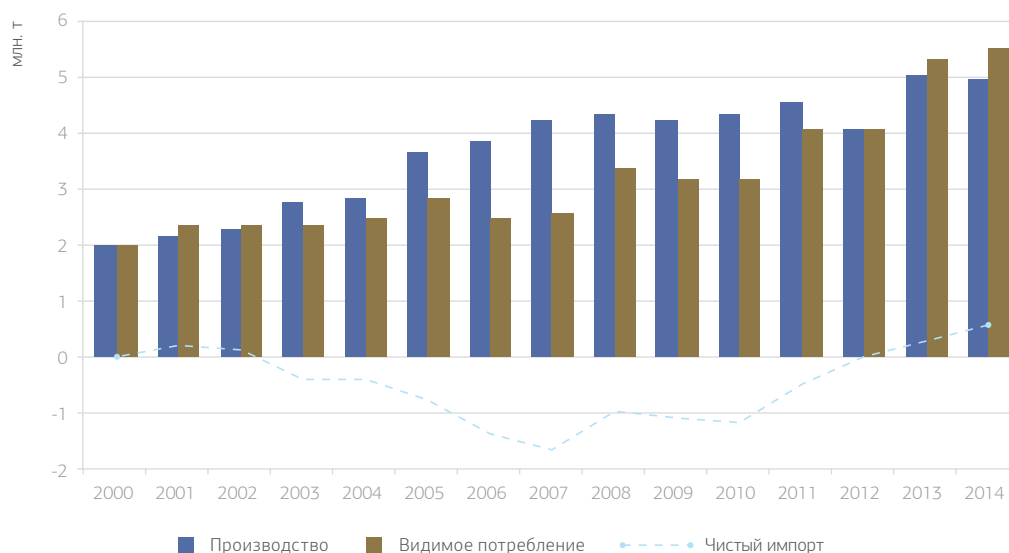


Рис. 7.4.7 Баланс потребления дизельного топлива в Казахстане

Аналогичным образом, развитие гражданской авиации Казахстана с возобновившимся ростом экономики страны в 2000-х годах послужило причиной повышения спроса на авиакеросин. По официальным данным, в 2014 г. объем потребления авиакеросина составил 566 300 т, что почти

в три раза больше, чем показатель, зафиксированный в 2000 г. Это еще одна сфера, в которой НПЗ Казахстана не смогли удовлетворить растущий спрос, в связи с чем значительная часть потребляемого в стране керосина поставляется из-за рубежа (в последние годы 32-33%).

7.4.6. Торговля нефтепродуктами

Начиная с 2000 г., объемы экспорта и импорта нефтепродуктов в Казахстане значительно увеличились. Казахстан экспортирует продукцию с низкой добавленной стоимостью (темные [тяжелые] нефтепродукты) и ввозит продукцию высокого качества, что является следствием растущего дисбаланса ассортимента продуктов нефтепереработки.

Объемы импорта нефтепродуктов выросли с 1,2 млн. т в 2000 г. до 2,5 млн. т в 2013 г., хотя в 2014 г. объемы сократились до 2 млн. т. В 2013 г. структура импорта нефтепродуктов была следующая: бензин – 1,3 млн. т; дизельное топливо – 600 тыс. т; мазут – 300 тыс. т и другие нефтепродукты (в основном авиационный керосин) – 400 тыс. т.⁹⁸ Доля бензина в общей структуре импорта Казахстана растет (33% – в 2000 г., 55% – в 2014 г.).

Россия остается главным источником поставок большинства нефтепродуктов в Казахстан в последние годы (75%–95% объема импорта). Начиная с 2005 г., Россия ежегодно поставляет 1,2–2,3 млн. т продуктов нефтепереработки в рамках существующих двусторонних торговых отношений с Казахстаном, причем данный показатель демонстрирует тенденцию к росту с течением времени. Однако в 2014 г. планировалось, что Россия поставит в Казахстан лишь 1,7 млн. т нефтепродуктов (по сравнению с 2,3 млн. т в 2013 г.), включая лишь 967 700 т бензина (по сравнению с 1,1 млн. т в 2012 г. и 2013 г.). Уполномоченным оператором со стороны Казахстана, регулирующим вопросы импорта из России, является АО «КазМунайГаз Онимдери» – дочерняя компания национальной нефтяной компании «КМГ».

На импортируемые из России нефтепродукты приходится значительная доля в общем объеме потребления Казахстана. По официальным данным за последние годы она составляла около 20%. Но если взять только бензин и керосин, то здесь доля российского импорта, как правило, значительно выше. Россия поставляет порядка 30% потребляемого в Казахстане бензина и примерно третью часть авиационного керосина. Что не менее важно, по большей части импортируемые нефтепродукты идут на север центральной части Казахстана и в столицу Астану. Основным поставщиком выступает крупный НПЗ ОАО «Газпромнефть» в Омске (Западная Сибирь).

Продолжающиеся процессы экономической интеграции (Таможенный союз, Евразийский экономический союз [ЕАЭС]) выявили разницу точек зрения России и Казахстана в вопросе торговли нефтью и нефтепродуктами, главным образом из-за различных условий, которые Россия применяет к разным государствам-участникам в отношении экспортных пошлин. Например, российская схема работы с Беларусью после создания Таможенного союза предусматривала беспошлинную поставку в страну сырой нефти, но при этом Беларусь была обязана отдавать России экспортные пошлины, полученные от экспорта очищенных нефтепродуктов, произведенных из импортированной российской сырой нефти. Однако

в новом соглашении, заключенном в мае 2014 г. в рамках ЕАЭС (который начал действовать с 1 января 2015 г.), данное положение было отменено, и Беларусь получила право оставлять за собой все экспортные пошлины на нефтепродукты. Для новых участников, вступающих в Таможенный Союз/ЕАЭС, таких как Армения и Кыргызстан, экспортные пошлины на российские продукты нефтепереработки были полностью отменены. Однако в отношении Казахстана, который импортирует из России как сырую нефть, так и нефтепродукты, для удовлетворения внутреннего спроса, Россия настояла на предоставлении компенсации за потерю доходов от экспортных пошлин по российским поставкам нефти в Казахстан.

В соответствии с условиями двустороннего соглашения, подписанного в июне 2012 г., Казахстан взял на себя обязательства поставлять на ежегодной основе 1,5 млн. т сырой нефти в качестве компенсации России за беспошлинные поставки нефтепродуктов в объеме 1,3–1,4 млн. т; любой импорт сверх указанного выше объема подразумевает уплату экспортных пошлин. Москва тогда заявила, что она будет ежегодно терять порядка 780 млн. долл. США, поставляя беспошлинные нефтепродукты в Казахстан. Помимо этого, имеющиеся двусторонние соглашения налагают прямой запрет на реэкспорт беспошлинных объемов нефти и нефтепродуктов, а также призывают Казахстан и Россию в конечном итоге прийти к гармонизации своих экспортных пошлин.

Чтобы остаться в рамках установленных объемов компенсационных поставок нефти, которые Казахстан должен обеспечить (на фоне растущей обеспокоенности по поводу общей зависимости Казахстана от поставок из России), изначально, весной 2014 г., в Казахстане были введены строгие ограничения на импорт российских нефтепродуктов. Однако впоследствии, в конце июля, эти ограничения были сняты, поскольку Казахстан столкнулся с дефицитом моторного топлива, который в ряде регионов был особенно острым. Как следствие, страна начала поиск дополнительных объемов поставок из самых разных источников, включая увеличение поставок от российских компаний. Для сокращения дефицита был принят целый ряд мер, в том числе ужесточение мер по борьбе с незаконной торговлей бензином вдоль границы с Россией (где нефтепродукты могли реализовываться по завышенной цене – см. ниже).

Кроме того, Казахстан подписал соглашения с китайскими НПЗ по переработке давальческого сырья (толлинг), в соответствии с которыми Казахстан принимал на себя обязательства по поставке нефти на вышеуказанные заводы, а те, в свою очередь – по поставке нефтепродуктов в Казахстан. Однако эта схема обеспечивала лишь очень небольшие объемы⁹⁹ и, в конечном итоге, оказалась довольно дорогой из-за необходимости дополнительных расходов на логистику.

В 2013 г. Казахстан в совокупности поставил на экспорт 5,3 млн. т нефтепродуктов, из которых 4,9 млн. т (92%)

⁹⁸ Учитывая давнюю внутреннюю обеспеченность страны мазутом, может показаться удивительным, что Казахстан его еще импортирует. Однако Казахстан – большая страна, и потребителям в ряде областей, очевидно, представляется более привлекательным импорт из соседних стран, чем покупка у находящихся в удалении отечественных НПЗ.

⁹⁹ В 2012–2013 гг. Казахстан поставил в Китай 339 тыс. т нефти по соглашению о переработке давальческого сырья, получив обратно лишь порядка 150 тыс. т бензина.

– мазут; доля поставляемого мазута в 2014 году была несколько ниже (Рис. 7.4.8).¹⁰⁰ После 2000 г. объемы поставляемого на экспорт мазута росли быстрыми темпа-

ми, что было обусловлено наличием излишков данного вида топлива в Казахстане.

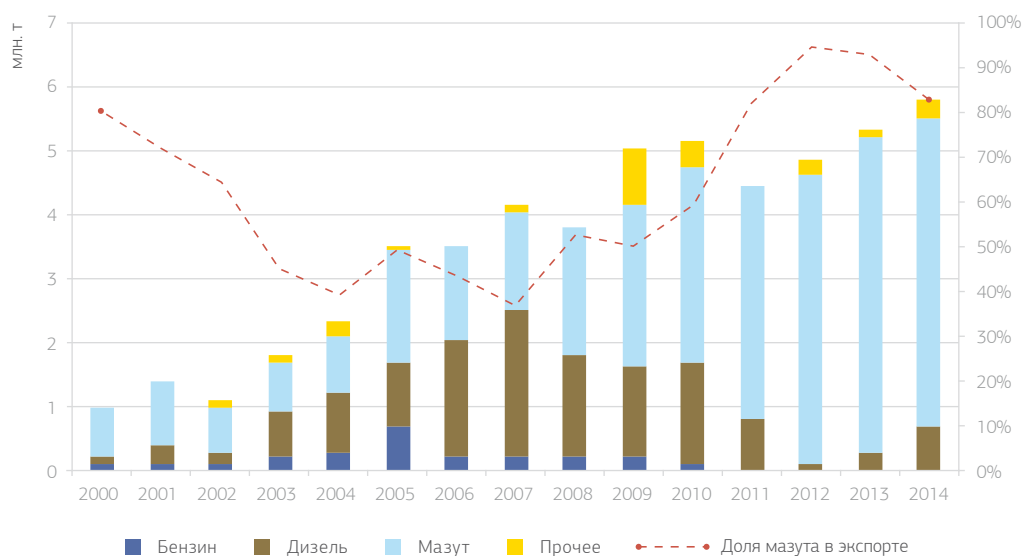


Рис. 7.4.8 Экспорт нефтепродуктов из Казахстана

Основным направлением казахстанского экспорта мазута все в большей степени становится Европа. В 2013 г. в европейские страны поступило порядка 92%, а в 2014 г. 80% от общего объема экспорта мазута из Казахстана (Таблица 7.4.4). В то же самое время, доля поставок мазута в страны СНГ и другие страны, такие как Китай, существенно снизилась. По сути, европейские потребители не используют мазут непосредственно, предпочитая в качестве котельного топлива более чистые продукты,

такие как печное топливо или природный газ. Основная часть импортируемого в Европу мазута фактически используется нефтеперерабатывающей отраслью в качестве промежуточного продукта для производства более легких (светлых) и чистых продуктов. В результате, основными импортерами, как правило, являются страны с развитой нефтеперерабатывающей промышленностью, такие как Италия и Нидерланды.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Всего	2 453,4	3 184,8	3 376,8	4 511,7	4 959,0	4 845,2
Страны СНГ	294,0	508,4	351,3	326,0	47,1	1 154,7
Киргизия	116,3	128,0	43,9	4,9	4,4	6,2
Таджикистан	36,2	12,6	5,8	26,0	13,1	13,1
Узбекистан	20,8	1,1	10,8	6,3	0,9	—
Украина	120,3	49,9	255,6	286,5	28,7	12,5
прочие	0,4	316,8	35,2	2,2	0,0	1 122,9
Страны вне СНГ	2 159,4	2 676,4	3 025,6	4 185,7	4 912,0	3 690,4
Европа	960,8	1 648,7	1 171,2	3 599,0	4 558,1	3 480,1
Австрия	—	—	0,2	—	—	—
Болгария	—	—	1,5	—	—	—
Германия	—	0,2	1,0	8,7	5,0	—
Дания	—	49,1	0,4	—	—	1,1
Италия	205,5	393,9	503,9	606,2	380,5	35,3
Кипр	—	—	20,0	—	—	—

¹⁰⁰ В данную категорию экспорта фактически входят все виды тяжелого (темного) жидкого топлива, включая значительные объемы вакуумного газойля.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Латвия	6,6	61,4	167,9	166,4	432,5	553,8
Литва	1,0	4,4	0,3	26,1	47,5	14,5
Нидерланды	217,1	365,0	115,6	540,4	3132,1	1906,1
Польша	3,9	—	0,7	0,8	—	—
Румыния	6,3	8,1	1,9	—	—	—
Великобритания	162,6	494,0	14,7	48,8	65,8	13,4
Финляндия	341,6	232,3	333,2	235,0	375,3	1,7
Франция	—	1,7	—	—	—	—
Швейцария	0,2	—	—	1962,0	119,4	—
Швеция	14,3	33,3	—	—	—	—
Эстония	1,6	5,4	10,0	4,5	—	954,2
Другие страны	1198,7	1027,7	1854,4	586,7	353,9	210,4
Гонконг	—	5,3	—	—	—	—
Грузия	—	1,5	0,9	0,2	4,3	—
Иран	156,0	0,6	4,6	—	—	—
Канада	—	—	2,7	—	—	—
Китай	1042,8	509,4	1846,1	565,4	291,2	209,3
США	—	504,4	—	10,0	4,6	—
Турция	—	6,5	—	11,1	41,9	1,1

Источник: Статистика внешней торговли РК

Таблица 7.4.4 Экспорт мазута из Казахстана по странам* (тыс. тонн)

* Экспорт мазута включает вакуумный газойль.

7.4.6.1. Запрет на экспорт нефтепродуктов и другие меры административного контроля

Одним из инструментов, широко применяемых властями Казахстана для оказания влияния на внутренний рынок и ценообразование, является периодическое введение административных запретов на экспорт тех или иных нефтепродуктов. Как правило, такие запреты распространяются на легкие и средние дистилляты. Изначально призванные обеспечить удовлетворение спроса в сельском хозяйстве в периоды пикового спроса (посев весной и сбор урожая осенью), эти запреты применялись из года в год и в настоящее время стали носить, по сути, постоянный характер. На экспорт разрешается поставлять лишь небольшие объемы дизельного топлива в периоды низкого спроса. В настоящее время такие запреты рассматриваются как средства для достижения более широких целей, не только для обеспечения достаточных объемов светлых нефтепродуктов для нужд сельского хозяйства. Конкретно, они рассматриваются как средства для предотвращения: (1) дефицита нефтепродуктов на внутреннем рынке; а также (2) для контроля цен и не-

допущения их резкого повышения в результате дефицита на внутреннем рынке.

Так, последний запрет на экспорт легких и средних дистиллятов был введен 1 января 2013 г. Предполагалось, что действовать запрет будет шесть месяцев. Однако было решено продлить запрет еще на шесть месяцев с 1 января 2014 г.¹⁰¹ Последний раз запрет на экспорт бензина, керосина и дизельного топлива сроком был продлен на шесть месяцев с 1 января 2015 г. По всей вероятности, такие запреты будут характерны для нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана до тех пор, пока не будет завершена модернизация НПЗ страны.

Казахстан также обладает экспортными пошлинами легкие и тяжелые нефтепродукты, однако это не распространяется на торговлю в рамках Таможенного союза ЕАЭС. При этом Казахстан не взимает импортные пошлины с поставляемых в страну нефтепродуктов.

7.4.6.2. Ценообразование в сфере нефтепереработки на внутреннем рынке

Цены на нефтепродукты в Казахстане регулируются государством через Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМ и ЗК, ранее

известный как АРЕМ).¹⁰² Власти Казахстана на протяжении долгого времени устанавливали цены на розничном рынке. Основным законом в этой области является за-

¹⁰¹ Эти периодические запреты больше не распространяются на торговлю в рамках Таможенного союза/ЕАЭС, поскольку Казахстан не имеет возможности регулировать торговые отношения с Россией и Беларусью внутри союза.

¹⁰² В декабре 1994 г. в Казахстане, теоретически, была проведена либерализация цен на сырую нефть после принятия властями

кон «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов», принятый в июле 2011 г. Основными положениями данного закона являются следующие:

- Установление максимально допустимых розничных цен на отдельные виды нефтепродуктов на автозаправочных станциях. Такие цены рассчитываются КРЕМ и ЗК по формуле, в которой цены на отдельные нефтепродукты привязываются к ценам на международном рынке; при этом цены меняются, как только достигаются установленные пороговые значения
- Применение принципа регионального распределения ГСМ (взамен единого рынка)
- Предоставление нефтедобывающим компаниям и поставщикам равного доступа к НПЗ Казахстана
- Признание на законодательном уровне цепочки создания стоимости в отношении нефтепродуктов, начиная с добычи с последующей переработкой и заканчивая поставкой на розничный или оптовый рынок¹⁰³
- Согласование инвестиционных программ с органами надзора и контроля, а также включение согласованного «инвестиционного компонента» в базовую стоимость нефтепродуктов на НПЗ.

Однако КРЕМ и ЗК не всегда действует полностью в соответствии с требованиями законодательства в части определения максимально допустимых розничных цен. Зачастую Комитет не корректирует цены при изменении установленных пороговых значений цен на нефть на международном рынке, исходя при этом из определенных условий, сложившихся на внутреннем рынке Казахстана, в частности, инфляции. Так, в 2013 г. максимально допустимые цены могли бы быть изменены шесть раз ввиду изменения мировых цен, превысивших установленные пороговые значения. Однако максимальные цены на бензин А-92 («Регуляр») и А-80 («Нормаль») не пересматривались, в результате чего между фактическими ценами и значениями, рассчитанными согласно действующим правилам, возникла существенная разница.

Одной из хронических проблем Казахстана является то, что НПЗ в Павлодаре, где осуществляется переработка российской нефти (импортные цены на которую, по сути, меняются одновременно с котировками на мировом рынке), зачастую несет прямые убытки от продажи нефтепродуктов. Аналогичная ситуация периодически наблюдается у импортеров нефтепродуктов. Причина заключается в том, что цены закупки российской сырой нефти и нефтепродуктов никак не согласованы с требованиями нормативных правовых актов, устанавливающих цены на нефтепродукты на внутреннем рынке Казахстана. Такая несогласованность является одним из главных препятствий для привлечения инвестиций

.....

ми страны аналогичного решения в отношении нефтепродуктов в ноябре 1994 г. Однако на деле цены на нефть остались регулируемы за счет использования самых разных инструментов, включая регулярное применение специальных цен для привилегированных групп покупателей (в частности, сельского хозяйства) и введения самых разных правил или механизмов ценообразования для НПЗ и иных предприятий, приравненных к монополистам.

¹⁰³ Закон также предусматривает обязательную аккредитацию оптовых компаний (устанавливает квалификационные требования для получения доступа на оптовый рынок нефтепродуктов), налагает запрет на продажи от одной оптовой компании другой оптовой компании и ограничивает долю рынка для любой розничной компании (не более 35% в каждом отдельно взятом регионе). Регион в контексте данного закона определяется размером населения, поэтому любой город или административный округ с населением более 10 000 жителей подпадает под положение о 35%.

в модернизацию и расширение мощностей НПЗ и других объектов инфраструктуры.

В будущем станет возникать все больше проблем с регулированием оптовых и розничных цен на внутреннем рынке Казахстана сразу по нескольким направлениям. Во-первых, это обеспечение внутренних поставок сырой нефти на НПЗ. Поскольку объемы добычи на подконтрольных КМГ месторождениях с высокой степенью выработки сокращаются, национальная нефтяная компания может оказаться неспособной полностью удовлетворить спрос на сырую нефть на внутреннем рынке Казахстана, как это было ранее. В связи с этим цены на сырую нефть на рынке Казахстана должны все больше приближаться к ценам на международных рынках для привлечения других поставщиков. Во-вторых, это обеспечение импорта нефтепродуктов в объеме, достаточном для удовлетворения внутреннего спроса. Выполнить эту задачу будет весьма проблематично, если цены на рынке Казахстана будут оставаться ниже, чем в близлежащих странах (в частности, в России). Вне всяких сомнений, поставщики предпочтут поставлять свою продукцию на экспорт; при этом у импортеров не будет стимула ввозить нефтепродукты в Казахстан. В конечном счете, это отрицательным образом сказывается на поощрении инвестиций в нефтеперерабатывающую отрасль и ее модернизацию, поскольку приводит к искажению ценовых сигналов на внутреннем рынке. Одной из главных причин довольно позднего начала программы модернизации НПЗ Казахстана являются очень слабые и противоречивые ценовые сигналы на внутреннем рынке нефтепродуктов. Поскольку ценовое регулирование в Казахстане, по сути, устанавливало потолок цен на пользующиеся высоким спросом светлые нефтепродукты, и при этом держало допустимый минимум цен на мазут, рыночные сигналы не отражали имевшийся относительный дефицит.

Проблемы Казахстана на внутреннем рынке нефтепродуктов еще более отчетливо проявились после начала функционирования Таможенного союза и нового объединения – Евразийского экономического союза. Эти структуры предусматривают свободную торговлю и применение рыночных цен. Однако, поскольку данные схемы все еще не работают должным образом, Казахстан и Россия не могут договориться относительно процедуры взимания таможенных пошлин и сборов при поставках нефти и нефтепродуктов из России в Казахстан. В связи с этим, обычным явлением в торговле нефтепродуктами между двумя странами являются меры административного характера.

Более разумным подходом в долгосрочной перспективе была бы полная либерализация внутренних цен, в результате которой внутренние цены на нефть будут стремиться к экспортному паритету за вычетом транспортных расходов и пошлин («нетбэк»), как это произошло в России (см. текстовую вставку).

Основной принцип России в отношении внутренних цен на нефтепродукты: экспортный паритет за вычетом транспортных расходов и пошлин

С середины 90-х годов прошлого столетия власти России отказались от прямого регулирования цен на сырую нефть и нефтепродукты и, по сути, пошли по пути либерализации внутреннего нефтяного рынка. При формировании цен на нефтепродукты на внутреннем рынке основным механизмом стал паритет экспортных цен. Это вызвано тем, что на экспорт поставляются относительно большие объемы нефтепродуктов, в связи с чем внутренний рынок стремится к паритету с экспортными ценами (т.е. при такой цене для нефтеперерабатывающих предприятий не имеет существенного значения, куда осуществлять поставки – на внутренний или на внешний рынок). Исходя из определения, паритет экспортных цен наступает тогда, когда цены на внутреннем рынке равны экспортным ценам на международном рынке за вычетом экспортного налога и стоимости транспортировки. Иными словами, цены на нефтепродукты на внутреннем рынке определяют три основных фактора: цены на международном рынке (экспортные цены), экспортные пошлины и расходы на транспортировку. Еще одним важным компонентом является курс рубля к доллару США.

Как следствие, цены на нефтепродукты на внутреннем рынке России имеют тенденцию к изменению в зависимости от цен на международном рынке с «зазором» в виде экспортных пошлин и расходов на транспортировку. Экспортные пошлины являлись основной составляющей этого «зазора» в течение последних нескольких лет; однако по мере проведения «налогового маневра» (постепенное снижение экспортных пошлин) ситуация меняется. Рост цен на международном рынке повлек непропорционально высокий рост экспортных пошлин, в результате чего «зазор» увеличился. Аналогичным образом, падение мировых цен на сырую нефть в 2008 г. и 2014 г. привело к соответствующему уменьшению «зазора» (Рис. 7.4.9 и 7.4.10).¹⁰⁴

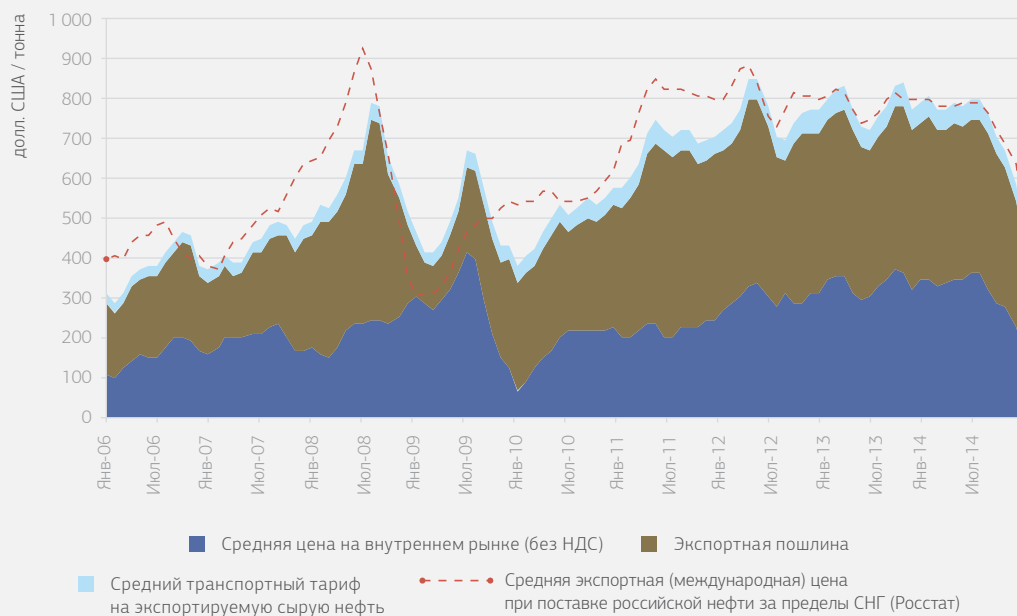


Рис. 7.4.9 Сравнение цен на российскую сырую нефть на международном и внутреннем рынках

.....

¹⁰⁴ Затраты на транспортировку бензина не представлены на Рисунке 7.4.10. «Стандартные» транспортные расходы на экспорт сырой нефти определить несложно, т.к. известно, что нефть в основном производится в Западной Сибири, откуда поставляется по трубопроводу. Однако с продуктами нефтепереработки сложнее, т.к. нефтеперерабатывающих заводов много и существует множество экспортных маршрутов для поставки каждого продукта.

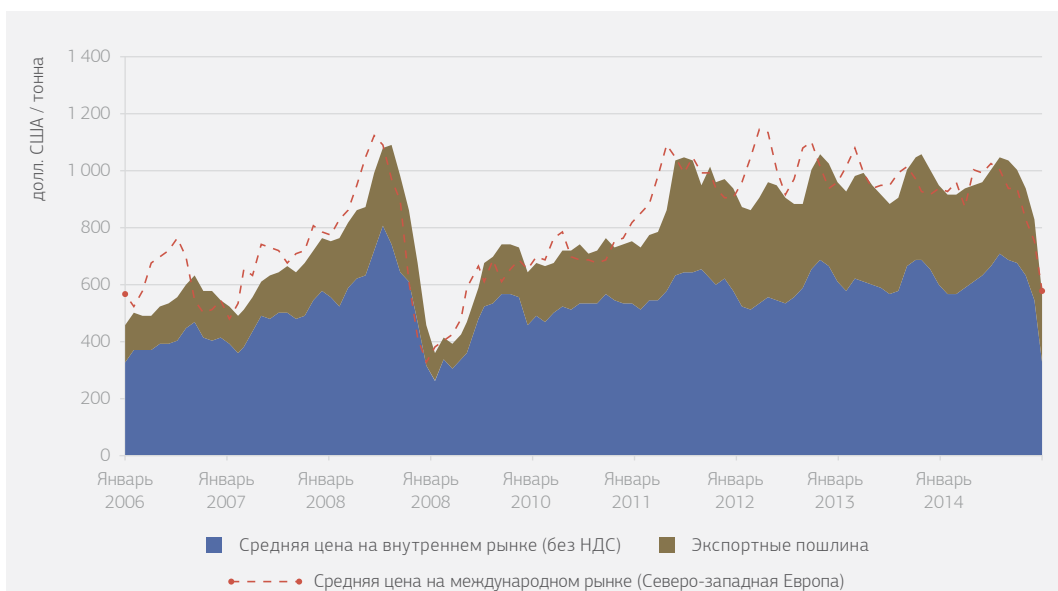


Рис. 7.4.10 Сравнение цен на российскую сырую нефть на международном и внутреннем рынках

Тарифы на транспортировку также отражаются на величине «зазора» между ценами на внутреннем рынке России и на международном рынке. Однако в последние годы их доля в международных ценах сократилась, т.к. рост цен опережал рост транспортных тарифов. Таким образом, со временем влияние данного компонента на величину «зазора» снизилось.

В соответствии со своими обязанностями по обеспечению конкурентной среды, Федеральная антимонопольная служба (ФАС) России осуществляет контроль и надзор за оптовыми и розничными ценами на нефтепродукты на рынке РФ. В последние годы ФАС стала проявлять все большую активность при регулировании российского рынка нефтепродуктов. Оба сегмента цепочки создания стоимости практически полностью контролируются крупными вертикально интегрированными российскими компаниями. Лишь ничтожно малая доля нефтепродуктов (примерно 1-2%) действительно торгуется на биржах на конкурентной основе.¹⁰⁵ По имеющимся сведениям, на многих региональных рынках России доминирует одна вертикально интегрированная компания, рыночная доля которой, как правило, превышает 35%. С точки зрения ФАС, эти факты подтверждают, что ее регулярные попытки вмешаться в ситуацию на внутреннем рынке нефтепродуктов, являются оправданными.

Помимо этого, некоторые расхождения в оптовых ценах на нефтепродукты можно объяснить спецификой динамики рынка сырой нефти и нефтепродуктов в России. По существу, приведение цен на нефтепродукты на внутреннем рынке в соответствие с экспортными ценами не всегда полностью подконтрольно российским НПЗ (и вертикально интегрированным компаниям в целом). Это происходит по следующим причинам:

- Стоимость приобретения сырой нефти также далека от экспортного паритета. Нефтеперерабатывающий завод, сталкивающийся с резкими колебаниями цен на нефть, вероятнее всего, отразит эти колебания в ценах на поставляемую им продукцию. В частности, это происходит тогда, когда цены на сырую нефть превышают экспортный паритет в течение определенного периода времени. Такая ситуация сложилась в 2008 г., когда экспортные пошлины на нефть не снижались так же быстро, как мировые цены на нефть. К примеру, в ноябре 2008 г. цены на нефть на внутреннем рынке практически в четыре раза превышали экспортный паритет. Как следствие, НПЗ отразили стоимость приобретения сырой нефти в ценах на производимую ими продукцию.
- Спрогнозировать экспортные цены не так просто. НПЗ выбирают между поставками на внутренний или внешний рынок исходя из относительного показателя чистой («нетбэк») выручки (по паритету с экспортными ценами). На практике нефть и нефтепродукты реализуются на условиях поставки через один или два месяца, поэтому российские нефтеперерабатывающие предприятия вынуждены прогнозировать экспортный паритет при формировании контрактных предложений о продаже

¹⁰⁵ ФАС настаивает на том, чтобы нефтяные компании продавали большую часть производимых нефтепродуктов на биржах; одно время рассматривалось предложение об обязательной продаже нефтяными компаниями определенной доли производимой продукции на биржах. При этом в последние годы большинство крупных нефтяных компаний России наращивает свое присутствие на биржах в качестве механизма защиты в ответ на обвинения в завышении цен.

нефтепродуктов или покупке сырой нефти. В связи с этим, неустойчивость экспортных цен и курсов обмена валют, а также иные изменения, такие как стоимость транспортировки, могут привести к значительным отклонениям от прогнозного уровня экспортного паритета.

- С некоторым опозданием на ценах сказываются и экспортные пошлины. Экспортные пошлины не меняются одновременно с ценами на сырую нефть и нефтепродукты на международном рынке: они корректируются некоторое время спустя. В настоящее время экспортные пошлины устанавливаются по ценам за предыдущий месяц (ранее, до конца 2008 г., этот период составлял два месяца). Поскольку экспортный паритет соответствует «текущим» ценам на международном рынке за вычетом экспортных пошлин (и стоимости транспортировки, также с опозданием), условия могут меняться стремительно.
- Снижение экспортных пошлин оказывает обратный эффект на цены на внутреннем рынке. Цены стремятся вверх, максимально приближаясь к ценам на международном рынке. Учитывая отставание во времени при корректировке экспортных пошлин с учетом цен на международном рынке, возникают ситуации, когда цены на международном рынке стремятся вниз (равно как и экспортные пошлины), а цены на внутреннем рынке растут.
- Акцизы могут замедлять снижение оптовых цен. Непосредственное влияние на оптовые цены на нефтепродукты оказывают два вида налогов: налог на добавленную стоимость (НДС) и акцизы. Поскольку НДС выражается в процентах, он меняется одновременно с изменением цены на НПЗ. В отличие от этого, акцизы устанавливаются в расчете на тонну.

7.4.7. Перспективы производства и потребления нефтепродуктов

По оценке IHS, спрос на бензин и дизельное топливо в Казахстане будет расти. Вслед за этим будет расти и общий спрос на нефтепродукты. В рамках базового сценария потребление бензина увеличится с 4,1 млн. т в 2014 г. до 6 млн. т в 2040 г., дизельного топлива – с 5,6 млн. т в 2014 г. до 8 млн. т в 2040 г. Совокупный спрос на нефтепродукты к 2030 г., как ожидается, составит порядка 14,1 млн. т, а к 2040 году – 15,9 млн. т (Рис. 7.4.11).

Приведенные выше расчеты основаны на базовом сценарии макроэкономического развития IHS, в соответствии с которым среднегодовые темпы роста ВВП в Казахстане в период до 2040 г. будут составлять 3,3%. При этом, согласно прогнозу IHS, с течением времени темпы роста будут постепенно замедляться в силу увеличения экономической базы.

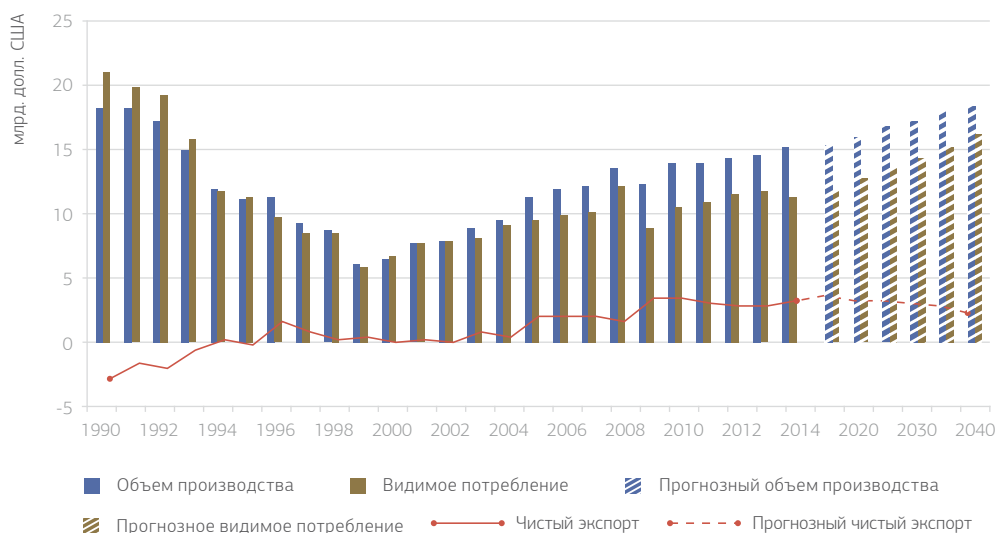


Рис. 7.4.11 Обзор и прогноз баланса потребления нефтепродуктов в Казахстане

Несмотря на прогнозируемый рост потребления нефтепродуктов, ожидается, что спрос на них будет расти куда медленней, чем в 2000-2014 гг. (в среднем приблизительно на 1,2% в год в период между 2015-2040 гг.). Рост спроса на бензин будет замедляться вследствие

замедления темпов роста автомобильного парка Казахстана (который к 2014 г. составил 4 001 тыс. автомобилей по сравнению с 1 058 тыс. в 2000 г.). Потребление дизельного топлива будет расти несколько активнее, чем потребление бензина (1,5% по сравнению с 1,4%). Это

объясняется двумя причинами: (1) рост экономической активности, приводящий к росту автотранспортных перевозок; (2) постепенное списание автобусов и грузовиков советской эпохи с бензиновым двигателем, на смену которым приходят более современные транспортные средства, работающие на дизельном топливе. Вместе с тем, потребление мазута будет по-прежнему сокращаться; хотя мазут является основным видом топлива в горнодобывающей и тяжелой промышленности Казахстана, спрос со стороны этих отраслей, как ожидается, будет падать (с частичным переходом на газ или уголь). Потребление мазута сократится с 1,1 млн. т в 2014 г. до 0,8 млн. т в 2040 г.

Ожидается, что потребление сырой нефти и производительность НПЗ в Казахстане по-прежнему будут тесно связаны с общим внутренним спросом на нефтепродукты ввиду крайне ограниченных возможностей по экспорту продуктов нефтепереработки. В связи с этим, при прогнозировании спроса на сырую нефть IHS начинает с прогноза потребления четырех основных нефтепродуктов – бензина, дизельного топлива, мазута и керосина. В Казахстане бензин традиционно являлся «критическим» нефтепродуктом, определяющим баланс переработки нефти на НПЗ по стране в целом. В целях прогнозирования потребления сырой нефти (ее переработки на НПЗ) IHS предполагает, что на НПЗ Казахстана нефть поставляется в объеме достаточном, чтобы удовлетворить спрос на бензин (под которым, как правило, подразумевается совокупный спрос) без необходимости в импорте; хотя страна все же экспортирует и импортирует некоторые нефтепродукты, поскольку спрос на их общий ассортимент не всегда пропорционально удовлетворяется нефтеперерабатывающей отраслью.

По прогнозам IHS, производительность НПЗ к 2030 г. увеличится лишь до 17 млн. т и к 2040 г. до 18,1 млн. т (Рис. 7.4.11), по большей части вследствие модернизации трех нефтеперерабатывающих заводов Казахстана. Предполагается, что такой незначительный рост объема перерабатываемой нефти окажется соразмерным росту производства бензина и дизельного топлива, даже при уменьшении объема производства мазута, который в настоящее время является основным продуктом нефтепереработки в Казахстане. При данном сценарии, предполагающем ограниченный рост внутреннего спроса, строительство четвертого нефтеперерабатывающего завода приведет к перенасыщению рынка и недостаточной загрузке мощностей. Учитывая отсутствие солидных рынков для импорта из Казахстана потенциально произведенных нефтепродуктов, по мнению IHS, строительство четвертого нефтеперерабатывающего завода представляется малоперспективным.

Ожидается, что объем производства бензина в Казахстане увеличится с 3 млн. т в 2014 г. до 4,8 млн. т в 2030 г. и 6,2 млн. т в 2040 г. При этом доля бензина в общей структуре производства вырастет с 20,3% в 2014 г. до 28,5% в 2030 г. и 34% в 2040 г. Предполагается, что объем производства дизельного топлива после модернизации НПЗ также увеличится с 5 млн. т в 2014 году до 7,3 млн. т в 2030 г. и 8,2 млн. т в 2040 г. Вместе с тем, производство мазута будет сокращаться (с 4 млн. т в 2014 г. до 1,7 млн. т в 2030 г. и 1,1 млн. т в 2040 г.). Несмотря на это, по-прежнему сохранится определенное превышение предложения мазута над спросом даже в 2040 г. (Рис. 7.4.12).

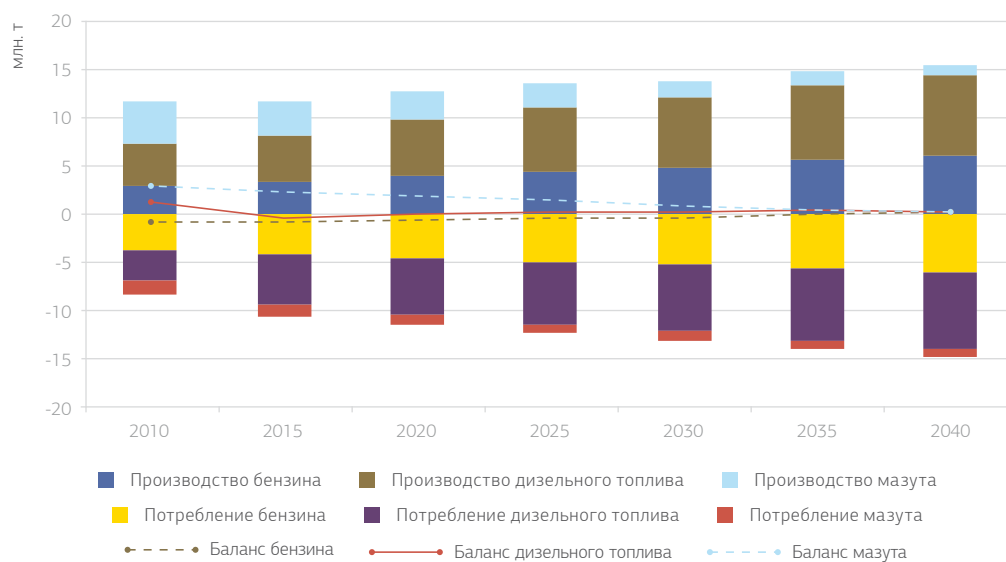


Рис. 7.4.12 Обзор и прогноз баланса производства и потребления основных нефтепродуктов в Казахстане

7.4.8. Сбыт нефтепродуктов

Каждый из трех крупнейших НПЗ фактически обслуживает сопредельный ему региональный рынок, включающий несколько областей. Первичный сбыт продукции НПЗ (т.е.

поставка на местные нефтебазы) происходит посредством железнодорожных перевозок, однако для поставок потребителям, расположенным в непосредственной

близости, сразу используется автомобильный транспорт.

Масштабы использования нефтепродуктопроводов в Казахстане незначительны. Большая часть существующих нефтепродуктопроводов не действует, так как они создавались для доставки нефтепродуктов либо из России, либо в соседние республики, когда все они еще были частями единой страны. К основным нефтепродуктопроводам относятся:

- Нефтепродуктопровод Травники-Костанай-Аманкарагай: Данный трубопровод протяженностью 445 км является веткой российской системы магистральных трубопроводов, управляемой оператором ОАО «АК «Транснефтепродукт» и соединяющей Уфу и Омск. Данный нефтепродуктопровод использовался для транспортировки дизельного топлива, но был остановлен.
- Нефтепродуктопровод Уфа-Петропавловск-Астана: Город Петропавловск (в Северо-Казахстанской области) расположен на пути следования основной системы магистральных трубопроводов в России, соединяющей Уфу и Омск, в той ее части, которая проходит по территории Казахстана. С момента возобновления работы трубопровода в 2012 г. (в 2010 г. он был остановлен из-за проблем с измерением потока) часть продуктов, идущих по основной магистрали, остается в Северо-Казахстанской области; ответвление трубопровода протяженностью 142 км, по которому дизельное топливо поступало из Петропавловска на юг в Астану, в настоящий момент остановлено.
- Нефтепродуктопровод Самара-Уральск: Данный трубопровод протяженностью 175 км, по которому шла продукция НПЗ, расположенных в Самаре (Россия), не работает с окончания советского периода; какое-то время рассматривалась возможность использо-

вания данного трубопровода для транспортировки сырой нефти/конденсата с Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.

- Нефтепродуктопровод Шымкент-Ташкент: Данный трубопровод протяженностью 179 км был построен в позднесоветский период с целью удовлетворения топливных потребностей Ташкента и прилегающих территорий. Он также не работает с окончания советского периода.

Учитывая, что КМГ принадлежат три крупнейших НПЗ, нет ничего удивительного, что доминирующее положение на оптовом рынке нефтепродуктов Казахстана занимает именно эта национальная компания через ее специализированное дочернее предприятие, занимающееся маркетингом. Есть и ряд других игроков, но они в основном работают с импортируемыми нефтепродуктами. Основная доля оптового рынка нефтепродуктов в Казахстане приходится на дизельное топливо, что связано с наличием в стране масштабного сельскохозяйственного сектора.

Несмотря на это, большая часть бензина продается потребителям в розницу через сеть АЗС. Сеть АЗС Казахстана насчитывает порядка 4 400 станций, на которых в 2014 г. было продано 3,3 млн. т бензина. Общее число станций за последние десять лет существенно не изменилось, хотя количество контейнерных станций уменьшилось, а количество стационарных выросло (Таблица 7.4.5). Среднее количество АЗС в расчете на 1 000 автомобилей в Казахстане значительно уменьшилось по сравнению с началом 2000-х гг. В основном это связано с ростом парка автомобилей. Оператором крупнейшей сети АЗС в Казахстане также является КМГ. Тем не менее, на рынке есть и ряд других игроков, в том числе несколько иностранных компаний.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Количество станций*	4 186	4 373	4 562	4 583	4 433	4 370	4 308	4 333	4 283	4 174	4 217	4 170	4 425
стационарных	3 163	3 498	3 783	3 904	3 840	3 839	3 843	3 872	3 838	3 747	3 838	3 850	4 045
контейнерных	825	686	587	504	452	399	355	312	286	259	235	211	243
мобильных	198	189	192	175	141	132	110	149	159	168	144	109	137
Кол-во станций на тысячу автомобилей	3,9	3,8	3,8	3,3	2,5	2,0	1,7	1,6	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1
Кол-во автомобилей в стране (тыс.)	1 062,6	1 148,8	1 204,1	1 405,3	1 745,1	2 183,1	2 576,6	2 656,8	3 087,6	3 553,8	3 642,8	3 678,3	4 000,1
Розничные продажи моторных топлив: **													
Бензин (тыс. т)	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	2 573,4	2 714,5	2 558,3	3 444,9	3 526,6	3 345,8
Дизель (тыс. т)	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	898,7	977,2	840,4	1 399,6	1 473,1	1 380,0
СУГ (тыс. т)	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	86,9	109,5	90,1	117,3	131,5	131,3

* В том числе автозаправочные станции для СУГ.

** Включает розничные продажи физическим и юридическим лицам.
н. д. – нет данных.

Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан.

Таблица 7.4.5 Количество станций в сети АЗС Казахстана

Основные рекомендации

- Крайне необходимо завершить модернизацию трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана; в период текущего спада активности в нефтяной промышленности и у КМГ, а также серьезного снижения выручки, данная сфера инвестирования должна стать одним из первоочередных приоритетов компании.
- Рекомендуется поэтапное ослабление действующих правил внутреннего ценообразования и позволить внутренним ценам на сырую нефть вырасти до уровня экспортного паритета за вычетом расходов на транспортировку и пошлин («нетбэк»). Со временем, это послужит необходимым стимулом для того, чтобы компании, добывающие сырую нефть, стали осуществлять больше поставок на внутренние НПЗ.
 - Другие стимулы, нацеленные то, чтобы нефтедобывающие компании предпочитали импорту поставки на внутренние НПЗ, такие как продление срока действия прав на разведку и добычу, скорее всего, будут менее эффективными и, как правило, приводят к искажениям на внутреннем рынке нефти.
- Принимая во внимание имеющийся у Казахстана потенциал для экспорта сырой нефти, а также близящееся завершение расширения КТК, избыточные объемы добычи нефти должны найти экономически эффективный экспортный маршрут, позволив ценам на внутреннем рынке сравняться по экспортному паритету («нетбэк») с ценами на международных рынках (за вычетом транспортных расходов, затрат на страхование и погрузку-разгрузку, а также экспортных пошлин и экспортных налогов). В свою очередь, внутренние цены на нефтепродукты должны прийти в соответствие с вытекающими из этого внутренними ценами на сырую нефть, а также с ценами на конкурирующие виды топлива, такие как природный газ.
- Чтобы рыночные силы внутри страны действовали эффективно, государству следует отказаться от практики периодических запретов на экспорт нефтепродуктов, а по завершении модернизации НПЗ следует также полностью снять ограничения на импорт нефтепродуктов в пределах более широкого объединенного экономического пространства ЕАЭС.

7.5. Налогообложение в сфере добычи углеводородов в Казахстане

7.5.1. Ключевые моменты

- Налоговый кодекс Казахстана (введенный в действие в январе 2009 г.) предусматривает целый ряд разнообразных налоговых инструментов для налогообложения недропользователей, а также сборы с продаж и прибыли. Такое сочетание позволяет лучше сбалансировать интересы добывающих предприятий и властей в течение всего срока реализации того или иного проекта. К основным налогам, которые применяются в рамках существующего режима, относятся корпоративный подоходный налог, рентный налог на экспорт, бонусы, налог на добычу полезных ископаемых, налог на сверхприбыль и экспортные пошлины. Действующий стандартный режим налогообложения распространяется практически на всех существующих пользователей недр, за исключением соглашений о Разделе продукции (СРП) или схожих долгосрочных соглашений, вступивших в силу до января 2009 г.
- Существует ряд проблемных моментов, связанных с действующим в Казахстане режимом налогообложения. Совокупный размер налогообложения, взимаемого государством с проектов в области разведки и добычи, довольно высок по международным стандартам. Помимо этого, налоговые инструменты действуют так, чтобы, на раннем этапе обеспечить извлечение прибыли государством – до обеспечения рентабельности для производителя. Это означает, что налоговое бремя не соразмерно рискам, которые несут инвесторы, в частности, на разных этапах реализации проектов.
- Хотя СРП не предусмотрены новым Налоговым Кодексом, гибкая и стабильная договорная база может быть привлекательна как для подрядчика, так и для государства, поскольку в нее можно было бы внести коррективы с учетом особенностей отдельно взятых проектов без внесения поправок в действующую в стране систему налогообложения. Представляется целесообразным рассмотреть возможность введения стабильной системы долгосрочных договоров в Казахстане применительно к крупным высокорисковым проектам с продолжительным сроком окупаемости капиталовложений (таким, как блоки на шельфе).

7.5.2. Обзор изменений в системе налогообложения углеводородов

Со дня обретения независимости Казахстан пытается усовершенствовать систему налогообложения в области добычи углеводородов для создания стабильных и конкурентоспособных условий ведения коммерческой деятельности и привлечения разнообразных международных инвесторов для освоения запасов углеводородов в стране. Вместе с тем, государство всегда старалось обеспечить условия, при которых ему как владельцу

прав на ресурсы гарантирована надлежащая доля в экономической ренте, уплачиваемой при добыче нефти и газа. В целом, Казахстан достаточно осторожно подошел к изменению Налогового Кодекса. Однако после десятилетия роста цен на нефть, который наблюдался на мировых рынках, когда цены достигли небывало высокого уровня в период до 2008 г., власти приняли решение принять новый Налоговый кодекс и увеличить

поступления в бюджет, значительно повысив налоговую нагрузку в нефтегазовой отрасли. Новый Налоговый Кодекс вступил в силу 1 января 2009 г.¹⁰⁶ Целью нового кодекса было создание более прогнозируемого режима налогообложения и устойчивой среды для ведения бизнеса, что актуально, учитывая ту непростую ситуацию, с которой в данный момент приходится сталкиваться инвесторам в Казахстане. Налоговый кодекс также был призван решить и другие поставленные властями задачи, в частности, обеспечить развитие нефтесервисной отрасли.

Налоговый кодекс Республики Казахстан – существенный шаг на пути к более понятному режиму налогообложения в энергетическом секторе, обеспечивающий большую определенность и прозрачность структуры налогообложения в стране. Однако время для внесения таких существенных изменений в режим налогообложения в области добычи углеводородов было выбрано крайне неудачно – во время мирового экономического кризиса

и всеобщего спада, когда цены на нефть упали с верхней отметки в 130 долл. США/барр. в середине 2008 г. до 40 долл. США/барр. в начале 2009 г.

Также, для инвестиционного климата Казахстана характерно присутствие значительных рисков коммерциализации, которых нет в других странах, крупных производителях углеводородов. Это имеет прямое влияние на размер доступных налоговых средств в бюджет. В частности, ввиду отсутствия у Казахстана выходов к морю страна крайне зависима от принадлежащей России трубопроводной системы и своих собственных возможностей по привлечению достаточных инвестиций для строительства альтернативных систем транспортировки (как правило, проходящих по территории других стран) для поставки нефти и газа на международные рынки. Как следствие, внушительные расходы на строительство трубопроводов сокращают часть доходов государства от нефтегазовой деятельности, оставляя при этом меньше средств для бюджета страны.

Основные этапы развития системы налогообложения в сфере добычи углеводородов в Республике Казахстан

- **1991 г.** Первый крупный договор с международной нефтегазовой корпорацией был подписан властями Казахстана еще до развала СССР и объявления независимости Республики Казахстан. Договор предусматривал выплаты трех типов: фиксированные в форме бонусов (20 млн. долл. США в первый год, 30 млн. долл. США во второй год и 40 млн. долл. США в третий и четвертый год); базовое роялти (18% по истечении четырех лет с валового дохода на устье скважины без учета транспортных и маркетинговых расходов, эксплуатационных издержек, не связанных с бурением, и амортизации средств производства (кроме скважин)); и дополнительные выплаты в зависимости от величины извлекаемой прибыли (по ставке 25% от скорректированного валового дохода, если номинальный коэффициент доходности превышает 17%).
- **1991 г.** Для контрактов в области нефте- и газодобычи была разработана система трехступенчатого премирования (подписание договора, открытие промышленных запасов и добыча); установлена максимальная ставка налога на прибыль – 30%.
- **1995 г.** Принят закон «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», который предусматривал введение налога на сверхприбыль (по четырем разным ставкам в зависимости от предельных значений, установленных соответствующими договорами, при условии, что внутренняя норма рентабельности проекта превышает 20%) и обособленного расчета налогооблагаемой базы для проектов разведки и добычи (т.н. ring fencing).
- **1996 г.** Принят закон «О нефти», который также включал положения о стабильности налогового режима.
- **1997 г.** Внесены поправки в закон «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 1995 г. (роялти и бонус за подписание контракта подлежали вычету из налогооблагаемой базы по налогу на прибыль и сверхприбыль; отменена бонусов за открытие промышленных запасов и добычу; исключены положения о стабильности налогового режима (за некоторыми исключениями, связанными с выполнением международных договоров).
- **2002 г.** Принят первый Налоговый кодекс Республики Казахстан, в котором законодательно закрепились все предыдущие нововведения в области налогообложения, но произошла полная отмена положений о стабильности налогового режима применительно к контрактам, подписанным после 31 декабря 2001 г.
- **2009 г.** Принят новый Налоговый кодекс.

¹⁰⁶ Кодекс РК от 10 декабря 2008 года №99-IV «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)».

7.5.3. Законодательство Республики Казахстан в области недропользования

Налоговый кодекс – один из основных законов, регулирующих экономические условия недропользования в Республике Казахстан. Кроме Налогового Кодекса, данная сфера так же регулируется Законом РК «О недрах и недропользовании», который содержит нормативно-правовые основы, регулирующие порядок предоставления, осуществления, переуступки и прекращения прав недропользователей.¹⁰⁷

Нефтяные, газовые и другие добывающие компании в Казахстане именуются «недропользователями» и заключают «контракты на недропользовании» для приобретения прав на освоение полезных ископаемых на территории Республики Казахстан (включая нефть и газ). В Казахстане используются два вида договоров о недропользовании: СРП и договоры, заключаемые на типовых условиях.

До 2009 г. было подписано лишь несколько СРП (или схожих долгосрочных договоров), которые по сути были оставлены в силе в соответствии с новым Налоговым Кодексом.¹⁰⁸ Однако после 2009 г. соглашения о Разделе продукции были запрещены. Более того, в соответствии с новым Налоговым Кодексом порядок уплаты налогов и сборов в части, касающейся недропользования в Республике Казахстан, регулируется исключительно Налоговым Кодексом. Таким образом, стало невозможным регулировать данные вопросы отдельными соглашениями с уполномоченными органами государственной власти. Налоговые льготы, установленные Налоговым Кодексом, являются единственными привилегиями, признаваемыми действительными на территории Республики Казахстан применительно к новым недропользователям.

Основные нормы законодательства, регулирующие деятельность в сфере нефте- и газодобычи в Республике Казахстан

Законы, принятые в Казахстане в конце 90-х годов прошлого столетия в попытке привлечь иностранные инвестиции в нефтегазовую отрасль, в течение последних десяти лет постепенно заменяются более жесткими законами, регулирующими вопросы налогообложения, заключения контрактов на недропользования, сжигания газа на факеле, продажи активов, местного содержания, трансфертного ценообразования и т.п.

- В январе 2009 г. был введен в действие Налоговый кодекс, который предусматривает более жесткие условия налогообложения по сравнению с ранее действовавшими нормами. Обладатели прав недропользования, в том числе действующие в рамках СРП, были вынуждены внести изменения в порядок выделения резервов на уплату налогов с учетом требований Налогового Кодекса 2009 г. Добывающие компании восприняли новый подход как подрывающий налоговую стабильность; между тем, большая часть добывающих компаний (главным образом, из числа тех, которые не имели действующих СРП) была вынуждена выполнить новые требования властей.
- В июле 2010 г. вступил в силу новый закон «О недрах и недропользовании», который заменил собой три ранее действовавших закона: закон «О нефти» 1995 г., «Закон о недропользовании» 1996 г. и Закон «О соглашениях о Разделе продукции» 2005 г. Реакция добывающих компаний на нововведения была неоднозначной:
 - Новый закон о недропользовании предусматривал более тесную интеграцию законов и нормативно-правовых актов и уточнял полномочия разных органов государственной власти.
 - При этом новый закон предусматривал возможность заключения договоров одновременно на разведку и добычу лишь в особых случаях. Новая процедура предусматривала заключение договоров исключительно на проведение поисково-разведочных работ, после чего добывающие компании были обязаны подавать заявки на заключение договоров на добычу (т.е. после обнаружения запасов). При этом решение о предоставлении права на добычу могло быть и отрицательным. Это положение было изменено в рамках поправки к закону о недрах и недропользовании в декабре 2014 г., предоставив недропользователю исключительное право перехода от разведки к добыче.
 - Новый закон также серьезно ограничил возможности по заключению СРП.

¹⁰⁷ Закон Республики Казахстан №291-IV «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 г., упразднивший действовавший ранее Закон Республики Казахстан №2350 «О недрах» от 28 июня 1995 г.

¹⁰⁸ По словам бывшего министра нефти и газа Сауата Мынбаева, Казахстан заключил 16 соглашений о Разделе продукции до вступления в силу нового Налогового Кодекса (из более чем 600 заключенных договоров о недропользовании).

— Закон закреплял за государством преимущественное право на приобретение отчуждаемых активов и вводил более жесткие условия и ограничения.

- В начале 2012 г. был принят новый закон «О газе и газоснабжении», который вносит уточнения в процесс регулирования утилизации и переработки газа.

7.5.4. Налоговая стабильность в Казахстане

В соответствии с Налоговым Кодексом 2009 г., условия налогообложения для немногочисленных действующих СРП остаются стабильными, если они прошли налоговую экспертизу. Такая экспертиза, в целом, заключается в проверке налоговыми органами на предмет соответствия налогового режима, предусмотренного СРП, законодательству, действующему на момент вступления СРП в силу. Налоговые режимы, предусмотренные контрак-

тами других типов, нельзя считать стабильными, за исключением случаев, когда такие контракты утверждены Президентом Республики Казахстан (по сути, имеется в виду нетиповой контракт о создании совместного предприятия по проекту Тенгиз). Контракты со стабильным налоговым режимом могут быть изменены по соглашению сторон, но только если новые условия более благоприятны по сравнению с ранее предусмотренными.

7.5.5. Другие вопросы, касающиеся налогообложения: страхование активов, нормы бухгалтерского учета и трансфертное ценообразование

Для целей налогообложения бизнес по нефте- и газодобыче изолирован от деятельности по нефтепереработке и торговле нефтепродуктами; также изолированы и операции по разным контрактам на недропользование. Таким образом, налоговый режим, предусмотренный договором о недропользовании, применяется к деятельности, осуществляемой в соответствии с таким договором и подпадающей под определение «недропользования», установленное законом «О недрах и недропользовании». В соответствии с Налоговым Кодексом налоговая граница наступает после прохождения этапов добычи и первичной переработки, т.е. первоначальной стабилизации.

Налоговый кодекс предусматривает четкие требования к налоговой политике и содержит перечень регистров налогового учета, представляющие собой связующее звено между первичной учетной документацией и налоговыми декларациями. Бухгалтерский учет ведется в соответствии с Законом РК «О бухгалтерском учете и финансовой отчетности», который требует от большинства компаний подготавливать финансовую отчетность в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

С помощью трансфертного ценообразования налогоплательщик стремится максимально уменьшить налогооблагаемую прибыль и максимально увеличить подлежащие вычету расходы в странах и отраслях, где действуют высокие ставки налогообложения. В частности, это достигается за счет переноса доходов из сегмента разведки и добычи в сегмент переработки и сбыта путем продажи сырой нефти по более низким ценам аффилированным торгово-посредническим компаниям и НПЗ. Применять действовавший ранее закон о трансфертном ценообразовании к сделкам с продукцией, для которой не существовало рыночных котировок, оказалось достаточно проблематично. Еще больше проблематичным было его применение к сервисным операциям (оказанию услуг). Чтобы исправить сложившуюся ситуацию, в Республике Казахстан был принят новый закон о трансфертном ценообразовании, вступивший в силу в 2009 г.¹⁰⁹

Действующее законодательство Республики Казахстан в сфере трансфертного ценообразования имеет широкое применение и распространяется на все виды деятельности, но особенно обширным охватом оно отличается для недропользователей. Так, закон о трансфертном ценообразовании может применяться к любым трансграничным сделкам, а в случае с недропользователями – еще и к внутренним операциям.

7.5.6. Налоги, взимаемые с недропользователей

Правительство может обеспечивать поступление в бюджет выручки от нефтегазового сектора с помощью целого ряда налоговых и неналоговых инструментов. В большинстве стран такие инструменты основаны на объеме добычи либо на размере выручки. Помимо этого, в некоторых странах государство может непосредственно участвовать в проектах через долю в акционерном капитале.

Поскольку для каждого из налоговых инструментов характерны свои преимущества и недостатки, зачастую применяется одновременно несколько инструментов, чтобы обеспечить баланс интересов добывающих компаний и государства в течение всего срока реализации того или иного проекта. В частности, использование инструментов, которые рассчитываются от объема произведе-

¹⁰⁹ Вопросы трансфертного ценообразования регулирует Закон Республики Казахстан №67-IV «О трансфертном ценообразовании» от 5 июля 2008 г. Трансфертное ценообразование в Казахстане регулируется также рядом подзаконных актов и директив.

денной продукции (например, роялти, уплачиваемое с одной тонны или барреля), может обеспечить получение государством минимального гарантированного дохода с добычи принадлежащих ему полезных ископаемых. Кроме того, прибыль извлекается сразу или авансом (так как доход извлекается с момента начала производства). Также можно говорить и об относительной простоте управления такими инструментами. Однако недостаток роялти заключается в том, что они увеличивают предельные издержки производства, и поэтому могут сделать невыгодной добычу запасов на границе рентабельности (т.н. маржинальных запасов), что приведет к преждевременному прекращению добычи на еще продуктивных месторождениях, особенно при относительно высокой ставке роялти. Еще одним недостатком является то, что при определении налогооблагаемой базы по налогу на прибыль в стране регистрации инвестора роялти зачастую являются лишь подлежащим вычету видом расходов, но не рассматриваются в качестве суммы налога, уплаченного за рубежом, дающего право на получение льгот по уплате налога на прибыль в стране регистра-

ции. С другой стороны, инструменты, в основе которых лежит прибыль, позволяют властям извлекать выгоду из потенциально высокорентабельных проектов; однако при этом также растут и риски, поскольку прибыль будет извлечена на более позднем этапе реализации проекта или может отсутствовать вовсе, если проект окажется нерентабельным.

Казахстан придерживается подхода, который предусматривает применение нескольких совершенно разных налоговых инструментов. В целом, режим налогообложения, применяемый в Казахстане к договорам на разведку и добычу нефти и газа, включает налог на прибыль, рентный налог на экспорт, бонусы и налог на добычу полезных ископаемых (Таблица 7.5.1). Стандартный режим налогообложения применяется практически ко всем действующим недропользователям. Исключение составляют соглашения о Разделе продукции, вступившие в силу до 1 января 2009 г., а также специальные договоры, утвержденные лично Президентом Республики Казахстан.

Применяемый налог	Ставка/налогооблагаемая база
Бонусы (подписной и коммерческого обнаружения)	Переменная
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	от 0,5 до 18%
Налог на сверхприбыль	от 0 до 60%
Рентный налог на экспорт	от 0 до 32%
Платеж по возмещению исторических затрат	Переменная
Акцизный налог на нефть и газоконденсат	0 тенге/тонна
Налог на добавленную стоимость (НДС)	12%
Экспортная таможенная пошлина на сырую нефть	взимается с тонны; 60 долл. США/тонна с апреля 2015 г.
Земельный налог	Обычно несущественен для нефтегазовых компаний
Налог на имущество	1,5%
Экологические сборы	Переменная
Прочие сборы (например, сбор за использование радиочастоты, сбор за пользование судоходными путями)	Переменная
Прочие налоги и платежи	Переменная

Источник: Налоговый кодекс Республики Казахстан

Таблица 7.5.1 Налоги, применяемые к недропользователям в Казахстане

Налог на добычу полезных ископаемых введен Налоговым Кодексом, вступившим в силу в январе 2009 г., и заменил собой действовавшую ранее систему роялти. Налог на добычу полезных ископаемых - вид роялти, взимаемого с компаний, добывающих сырую нефть, газовый конденсат и природный газ. Казахстан применяет адвалорные ставки, которые увеличиваются по мере роста годового объема добычи недропользователя (в диапа-

зоне от 5% до 18% от выручки от реализации; Таблица 7.5.2). Дифференцированная ставка также зависит от того, где реализуется продукция (экспорт или внутренний рынок). Поскольку ставки роялти, которые применялись ранее, варьировались от 2% до 6% от размера доходов, налоговое бремя с введением нового налога на добычу полезных ископаемых существенно увеличилось.¹¹⁰

Объем годовой добычи (тыс. тонн)*	Ставка НДС**
до 250	5%
251 – 500	7%
501 – 1 000	8%
1001 – 2 000	9%
2001 – 3 000	10%
3001 – 4 000	11%
4001 – 5 000	12%
5001 – 7 000	13%
7001 – 10 000	15%
более 10 000	18%

* Для сырой нефти или газоконденсата

** Применяется с 1 января 2011 г.

Источник: Налоговый кодекс Республики Казахстан

Таблица 7.5.2 Адвалорные ставки НДС в Казахстане

Налогооблагаемой базой по налогу на добычу полезных ископаемых выступает стоимость продукции. При реализации на экспорт стоимость рассчитывается по мировым ценам без корректировок (т.е. без учета расходов на транспортировку или разницы в качестве сырья). Стоимость экспортируемой нефти (и газоконденсата) определяется как среднее арифметическое котировок в течение дня для нефти марки Urals (порты Средиземноморья) и Dated Brent за соответствующий отчетный

период.¹¹¹ Таким образом, налог на добычу полезных ископаемых, уплачиваемый тем или иным производителем, увеличивается одновременно с ростом цен на международных рынках (Рис. 7.5.1). Цена на экспортируемый природный газ определяется также как среднее арифметическое котировок в течение дня.¹¹² К природному газу, поставляемому на экспорт, применяется единая ставка 10%.

¹¹⁰ Налоговый кодекс предусматривает право государства на свое усмотрение уменьшать ставку налога на добычу полезных ископаемых применительно к отдельным высокозатратным или трудноизвлекаемым запасам или проектам. Изначально заявки на предоставление льгот принимались исключительно от компаний, которые вели нерентабельную добычу. Учреждена специальная комиссия для рассмотрения таких заявок. В частности, месторождение Каражанбас (Мангистауская область) не так давно было переведено в разряд низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодобитных и выработанных месторождений. Решением Премьер-Министра от 18 июня 2014 г. ставка налога на добычу полезных ископаемых для данного месторождения была установлена на уровне 0,5%.

¹¹¹ Цены определяются по данным, публикуемым Platts Crude Oil Marketwire, а в отсутствии необходимой информации в вышеуказанном источнике – по данным Argus Crude.

¹¹² Источник: Zeebrugge Day-Ahead (за отчетный период), по данным Platts European Gas Daily. В отсутствие необходимой информации в вышеупомянутом источнике используются данные Argus European Natural Gas.

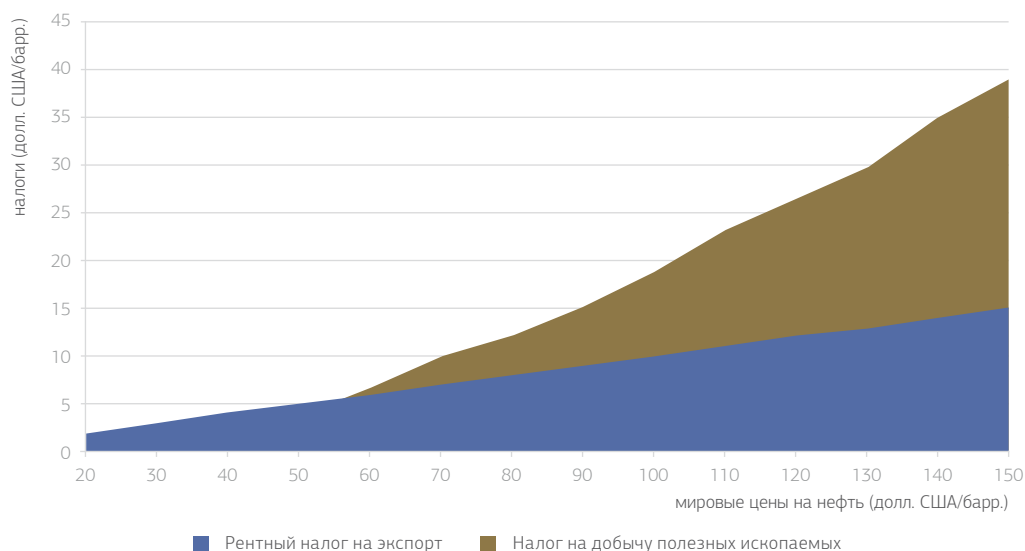


Рис. 7.5.1 Для целей иллюстрации: рентный налог на экспорт и налог на добычу полезных ископаемых в Казахстане для типовой нефтедобывающей компании

7.5.6.2. Бонусы

Возможно, бонусы – налоговый инструмент, вызывающий наибольшее беспокойство инвесторов, поскольку выплаты производятся авансом задолго до начала добычи, а в большинстве случаев – до обнаружения запасов. Ввиду сроков уплаты бонусы могут наносить существенный ущерб рентабельности проекта, в особенности, когда речь идет о внушительных суммах. Однако это один из способов извлечения государством авансированной прибыли, который также стимулирует компании активнее вести поисково-разведочные работы и разработку месторождений. Как правило, бонусы на значительную сумму, подлежащие уплате авансом, применяются исключительно к наиболее перспективным участкам, где наблюдается высокая конкуренция среди инвесторов за приобретение прав недропользования.

Налоговый кодекс предусматривает два вида бонусов, подлежащих уплате недропользователями в Республике Казахстан: подписной бонус и бонус коммерческого обнаружения запасов.

Подписной бонус уплачивается недропользователем на единовременной основе за право пользования недрами. Применительно к договорам на разведку нефти, где уже имеется официально подтвержденная информация по оценке запасов, бонус является фиксирован-

ным и составляет 2 800 месячных расчетных показателей (МРП), что приблизительно эквивалентно 5 549 600 тенге или 20 400 долл. США по текущему курсу обмена валют.¹¹³ Применительно к договорам на добычу нефти, где запасы еще не подтверждены, фиксированный бонус составляет 3 000 МРП (5 946 000 тенге или 21 860 долл. США). При утверждении запасов для конкретного участка, объем которых превышает установленное предельное значение, бонус рассчитывается по формуле: утвержденные запасы умножить на коэффициент 0,04% (0,01% – по отношению к предварительно утвержденным запасам), но не менее 3 000 МРП.

Бонус коммерческого обнаружения выплачивается недропользователем единовременно при обнаружении промышленных запасов на контрактной территории. За базу расчета размера бонуса при обнаружении промышленных запасов принимается стоимость извлекаемых полезных ископаемых, утверждаемая впоследствии уполномоченными органами государственной власти. Стоимость полезных ископаемых определяется на основе рыночных цен на Лондонской международной нефтяной бирже и опубликованной Platts Crude Oil Marketwire. Ставка, применяемая при расчете бонуса коммерческого обнаружения, является фиксированной и составляет 0,1% от стоимости подтвержденных извлекаемых запасов.

7.5.6.3. Налог на сверхприбыль

Налог на сверхприбыль рассчитывается и подлежит уплате на ежегодной основе в отличие от большинства других налогов в сфере разведки и добычи, уплачиваемых по факту. Налог уплачивается по прогрессивной шкале с чистой прибыли сверх 25% от суммы расходов. Суммы к упла-

те рассчитываются путем применения соответствующих коэффициентов к подлежащим вычету расходам. Налог на сверхприбыль является существенным для большинства добывающих компаний в Казахстане только при высоких ценах на нефть (не менее 100 долл. США/барр.) .

¹¹³ Месячный расчетный показатель (МРП) введен законом Республики Казахстан «О бюджете». С 1 января 2015 г. в соответствии с законом № 149-V «О республиканском бюджете на 2014-2016 гг.» от 3 декабря 2013 г. данный показатель равен 1 982 тенге.

Относительная налоговая нагрузка на добывающие компании в Республике Казахстан

Рассчитать налоговую нагрузку для предприятий нефтедобывающей промышленности не так просто, и это вполне закономерно. Налоговая нагрузка меняется на протяжении всего срока реализации проекта. Как правило, на этапе поисково-разведочных работ налоговые выплаты носят ограниченный характер по сравнению с более серьезными платежами после выхода на полную мощность добычи. Разные ставки налоговой амортизации также сказываются на налоговой нагрузке. Хотя в целом налоговые льготы предусмотрены всеми режимами налогообложения, в части сроков имеются значительные отличия. Так, для сравнения налоговой нагрузки в разных странах PWC применяет подход с расчетами, сделанными для так называемой «смоделированной компании» на каждой отдельно взятой территории налогообложения для получения информации о налоговой нагрузке в том или ином году. Тот же подход применяется для сравнения показателей по разным странам и за установленные периоды времени.¹¹⁴ PWC применяет особый показатель, известный как «общая налоговая ставка», который представляет собой совокупность всех налогов, подлежащих уплате компанией с прибыли, извлекаемой до налогообложения.¹¹⁵ Общая налоговая ставка Казахстана – третья по величине среди крупнейших нефтедобывающих стран и превышает 67%, что ниже только ставок в Норвегии и Нигерии (для совместных предприятий, Рис. 7.5.2).

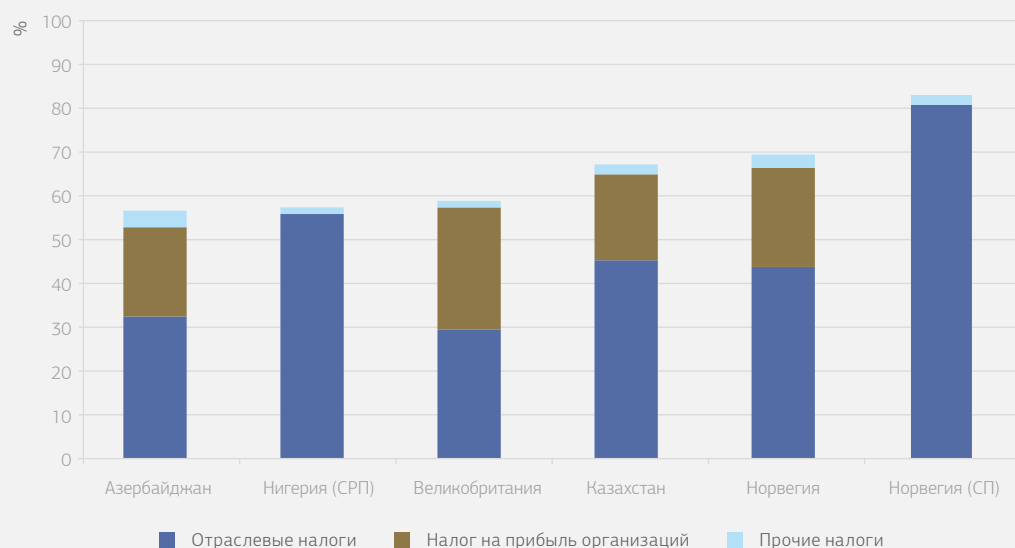


Рис. 7.5.2 Совокупная налоговая ставка для типовой компании в отдельных странах (по состоянию на декабрь 2013 г.)

¹¹⁴ Смоделированная (типовая) компания PWC – результат усреднения показателей реальных крупных мировых компаний, ведущих деятельность в сфере разведки и добычи. Смоделированная (типовая) компания имеет следующие характеристики:

- Коэффициент валовой прибыли – 75%
- Коэффициент прибыльности – 54%
- Ежегодный объем добычи – 9,6 млн. барр. (1,3 млн. т) нефти в отдельно взятой стране
- Чистая балансовая стоимость активов – 60% от выручки
- Прирост основных средств (разведка и добыча) – 16% от чистой балансовой стоимости
- По данным годовой отчетности с вычислением усредненных показателей. Данный подход имеет ряд недостатков, а именно:
- Смоделированная (типовая) компания не отражает специфические характеристики компаний, ведущих деятельность в отдельно взятой стране (включая Казахстан), в частности, на стадии поисково-разведочных работ
- В одной стране компания может считаться крупной, в другой – не такого большого размера
- Смоделированная (типовая) компания отражает результаты деятельности в отдельно взятом году исходя из предположения, что добыча ведется на полную мощность. Налоговая амортизация рассматривается на определенный год; при этом не учитывается тот факт, что низкая налоговая нагрузка в данном году может быть результатом исчисления амортизации именно для данного года, в то время как в будущих годах налоговая нагрузка увеличится
- Полученные показатели не дают возможность однозначно оценить расходы по уплате налогов в той или иной стране, но при этом позволяют сравнивать налоговую нагрузку в разных странах с применением типовых параметров

¹¹⁵ «Сравнительный анализ налоговых режимов в нефтедобывающей отрасли» PWC, KAZENERGY, октябрь 2014 г.

В качестве альтернативного примера для расчета налоговой нагрузки взяты показатели АО «НК «КазМунайГаз» как пример относительной налоговой нагрузки на добывающую компанию в Республике Казахстан со стандартным режимом налогообложения (Рис. 7.5.3). При цене на нефть на международных рынках в пределах 60-110 (долл. США/барр.), общая налоговая нагрузка на компанию составит примерно 45-50%. Однако основные добывающие предприятия компании (АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз») действуют на относительно зрелых участках, где добыча нефти ведется уже в течение нескольких десятилетий, соответственно, это отражается на уровне налоговой нагрузки. Как ожидается, производительность этих предприятий будет неуклонно уменьшаться в долгосрочной перспективе. Компания тратит примерно 700 млн. долл. США в год на капиталовложения, из которых порядка 100 млн. долл. США идут на поисково-разведочные работы на профильных активах; при этом финансирование обеспечивается за счет имеющихся денежных потоков.

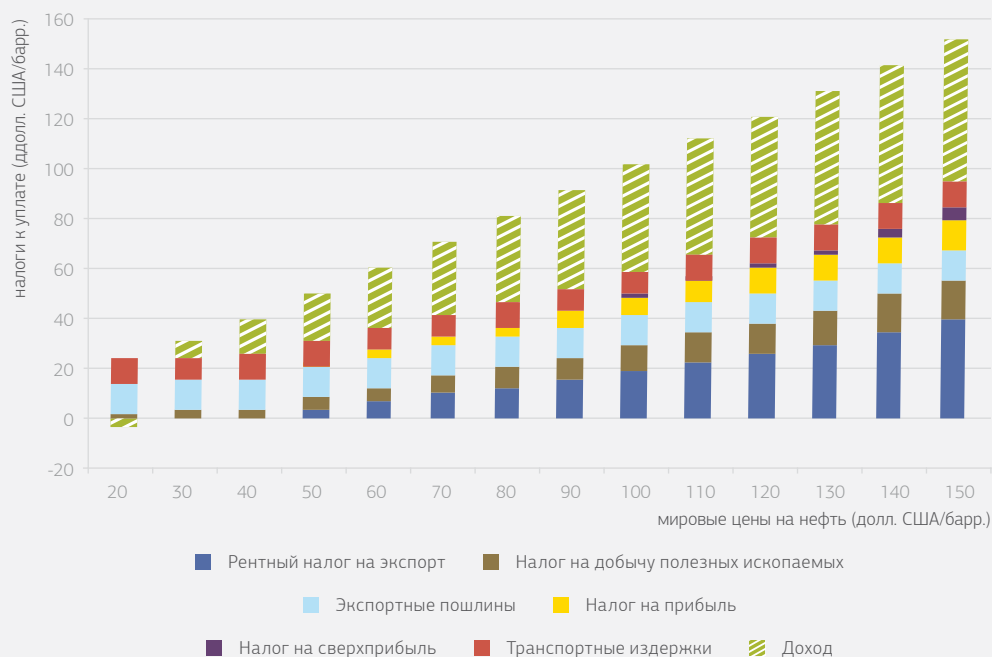


Рис. 7.5.3 Гипотетическая налоговая нагрузка на КМГ в Казахстане при различных мировых ценах на нефть

Что касается «новых» проектов, которые Казахстан надеется привлечь к разведке и добыче, то здесь ситуация совершенно иная. Вполне очевидно, что новые производители столкнутся с дополнительными налогами, не применимыми к АО «НК «КазМунайГаз», включая компенсацию расходов, понесенных государством в предыдущие годы, и различные бонусы, не применимые к АО «НК «КазМунайГаз». Налоговая нагрузка для новых проектов в Республике Казахстан намного выше и составляет порядка 85% (один из самых высоких показателей в мире; Глава 5).

Чистая прибыль рассчитывается по формуле: совокупный годовой доход минус расходы и налог на прибыль (и еще минус специальный налог на прибыль, взимаемый в Республике Казахстан с филиалов компаний). В целях расчета налога на сверхприбыль к вычету принимаются те же суммы, что и при определении налогооблагаемой базы по налогу на прибыль, плюс такие расходы,

как ускоренный износ основных средств. Сумма налога рассчитывается по установленным ставкам с суммы превышающей предельную величину чистой прибыли; предельная величина рассчитывается, как процент от суммы вычетов до распределения всей суммы чистой прибыли (Таблица 7.5.3).

Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, (в процентах от суммы вычетов)	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка (%)
Менее или равно 25%	25%	Не устанавливается
От 25 до 30%	5%	10%
От 31 до 40%	10%	20%
От 41 до 50%	10%	30%
От 51 до 60%	10%	40%
От 61 до 70%	10%	50%
Более 70%	Любое превышение	60%

Источник: Налоговый кодекс Республики Казахстан

Таблица 7.5.3 Расчет налога на сверхприбыль в Казахстане

Специальные условия применяются при определении объекта налогообложения, в случае если углеводороды подлежат переработке перед продажей, в частности,

при производстве бензина из сырой нефти или сухого товарного газа из сырого газа. Однако в этом случае сумма налога на сверхприбыль вряд ли увеличится.

7.5.6.4. Рентный налог на экспорт

Рентный налог на экспорт подлежит уплате юридическими и физическими лицами, поставляющими сырую нефть, газоконденсат и уголь на экспорт. Налогооблагаемая база определяется как стоимость экспортируемой сырой нефти или газоконденсата в том же порядке, что и для налога на добычу полезных ископаемых при ре-

ализации на экспорт. Ставка налога плавающая (от 7% до 32%); налог взимается при условии, что мировые цены на сырую нефть и газоконденсат находятся на уровне не менее 40 долл. США/барр. (Таблица 7.5.4).¹¹⁶ Чем выше цены на нефть на международных рынках, тем выше налог (Рис. 7.5.1).

Рыночная стоимость сырой нефти, (долл. США/барр.)	Ставка, %
До 20	0%
До 30	0%
До 40	0%
До 50	7%
До 60	11%
До 70	14%
До 80	15%
До 90	17%
До 100	19%
До 110	21%
До 120	22%
До 130	23%
До 140	25%
До 150	26%
До 160	27%
До 170	29%
До 180	30%
180 и выше	32%

Источник: Налоговый кодекс Республики Казахстан

Таблица 7.5.4 Рентный налог на экспорт сырой нефти и газоконденсата из Казахстана

¹¹⁶ Объектом налогообложения по рентному налогу на экспортируемый уголь является фактический объем экспортируемого угля. Ставка налога: 2,1%.

7.5.6.4.1. Экспортная пошлина на сырую нефть

Россия стала взимать экспортные пошлины после распада СССР, используя их как налоговый инструмент, своего рода клин между ценами на внутреннем и международном рынках. С повышением цен на нефть увеличивалась и экспортная пошлина, и соответственно доход от высоких цен шел в казну, а не добывающим компаниям. Российская политика экспортных пошлин долгое время стимулировала предприятия к переработке нефти до того как её экспортировать. В Казахстане уже был предусмотрен сбор с экспортируемой нефти (рентный налог) с 2003 г. Однако по мере роста цен на нефть в 2007-2008 гг. Казахстан решил дополнительно ввести и экспортную пошлину. Экспортные пошлины подлежат уплате по 206 наименованиям, главным образом, с экспортируемой сырой нефти, нефтепродуктов, черных и цветных металлов, а также шерсти и сырья для кожевенной промышленности.

После роста цен на нефть в апреле 2008 г., когда цена на нефть марки Brent достигла отметки в 104,8 долл. США/барр., власти Казахстана приняли решение ввести экспортную пошлину в размере 15,81 долл. США/барр. (109,91 долл. США/т).¹¹⁷ Введение экспортной пошлины вполне очевидно было продиктовано сразу несколькими направлениями государственной политики, в дополнение к стремлению увеличить доходы государства. Во-первых, пошлина была призвана создать барьер между ценами на внешнем и внутреннем рынке, что в принципе могло повлечь за собой переориентацию поставок сырой нефти на внутренний рынок. Во-вторых, государство пыталось сдержать рост цен на продукты нефтепереработки на внутреннем рынке.

Изначально было не сразу понятно, какие добывающие компании были обязаны платить экспортные пошлины. Кроме того, в 2008 г. до вступления в силу новой редакции Налогового Кодекса добывающие компании имели право уменьшать размер подлежащей уплате экспортной пошлины на сумму уплачиваемого ими рентного налога на экспорт (Рис. 7.5.4). Правительство разъяснило, что компании, ведущие деятельность на основании договоров о недропользовании, для которых предусмотрены определенные льготы и исключения (т.е. СРП, содержащие положения о стабильности налогового режима), не несли обязательств по уплате экспортных пошлин. Впоследствии было заявлено, что компании, действующие на основании СРП, освобождались от уплаты экспортных пошлин как минимум до ввода действия новой редакции Налогового Кодекса (январь 2009 г.). В 2008 г. насчитывалось 38 нефтедобывающих компаний, которые несли обязательства по уплате нового налога. Однако в действительности экспортная пошлина легла, главным образом, на плечи АО «НК «КазМунайГаз» и небольших производителей, не имевших действующих СРП, к которым применялся стандартный налоговый режим с уплатой роялти. Некоторые из них даже были вынуждены приостановить добычу, поскольку экспортная пошлина была настолько высокой, что добыча оказалась нерентабельной. Однако по мере того как цены на нефть падали, а расходы оставались на прежнем высоком уровне, Правительство Казахстана снизило экспортную пошлину перед угрозой всеобщего спада добычи.

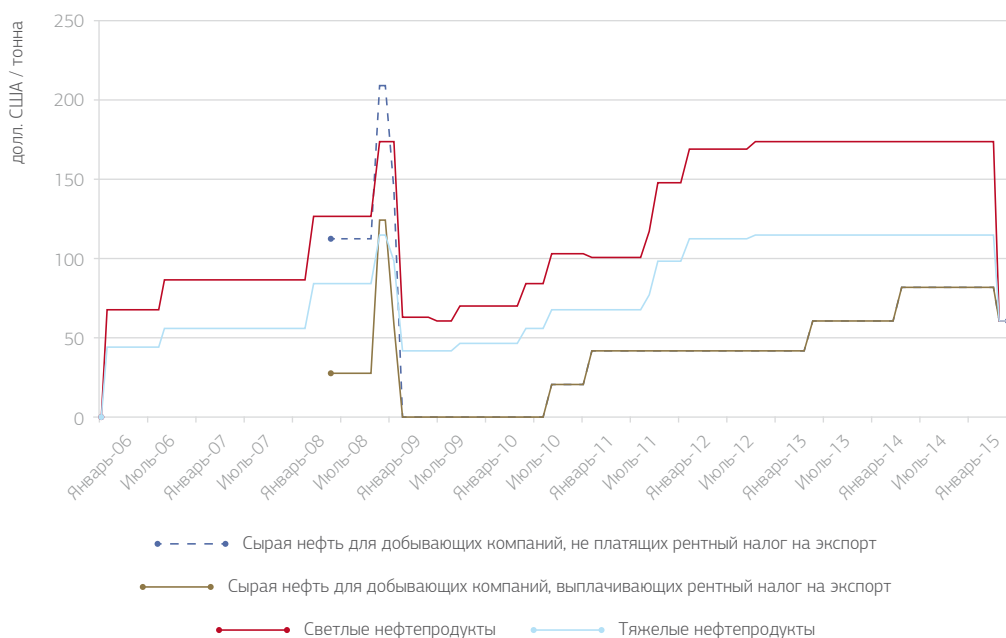


Рис. 7.5.4 Экспортные пошлины на нефть в Казахстане

¹¹⁷ «Экспортная пошлина» - термин, который используется в качестве синонима термина «налог». Между тем, они имеют разное значение. «Пошлина» – синоним «акцизного сбора», взимаемого с адвалорной стоимости или физической единицы.

Последующий обвал цен на нефть на международных рынках во второй половине 2008 г. в конце концов повлек за собой временный отказ от взимания экспортной пошлины. В 2010 г. экспортная пошлина была введена вновь, но уже в куда более меньшем размере (20 долл. США/т). В январе 2011 г. пошлина была увеличена до 40 долл. США/т. Кроме того, начиная с 2010 г. добывающие компании несли обязанность по уплате одновременно двух налогов на экспортируемую нефть; при этом размер экспортной пошлины был одинаков для всех видов продукции (Рис. 7.5.3). Обязанность по уплате экспортной пошлины несут все экспортеры нефти, кроме добывающих компаний, договоры с которыми включают положения о налоговой стабильности. Речь, главным образом, идет о компаниях с действующими СРП, подписанным до 1 января 2009 г. Однако есть ряд производителей,

действующих на основании типовых договоров о недропользовании, которые также освобождены от уплаты экспортных пошлин.

Начиная с апреля 2013 г. экспортная пошлина составила 60 долл. США/т сырой нефти. В марте 2014 г. пошлина была повышена до 80 долл. США/т. В марте 2015 экспортная пошлина была снижена до уровня 60 долл. США/т. Механизм расчета ставки экспортной пошлины не прописан в Налоговом Кодексе и регулируется Правительством. Министерство национальной экономики Республики Казахстан ежеквартально пересматривает размер экспортных пошлин, учитывая при этом цены на нефть на глобальных рынках и, в частности, тенденции в ценообразовании на внутреннем рынке применительно к продукции нефтеперерабатывающей промышленности.

7.5.6.5. Возмещение исторических расходов

Начиная с 2009 г. в перечень обязательных платежей в бюджет, осуществляемых недропользователями, были включены понесенные ранее государством расходы. В предыдущие годы данный платеж все же носил необязательный характер и применялся по отношению лишь к некоторым проектам. Это фиксированная выплата, представляющая собой компенсацию расходов на про-

ведение геологических изысканий, поисково-разведочных работ и разработку месторождений на контрактной территории, понесенных государством до заключения договора с недропользователем. Обязательство возникает с даты заключения договора о недропользовании между недропользователем и уполномоченным органом государственной власти.

7.5.6.6 Налог на прибыль

В настоящее время налог на прибыль взимается с налогооблагаемой прибыли по ставке 20% с любой компании, ведущей деятельность на территории Республики Казахстан, за исключением специальных налоговых режимов.

Налогооблагаемая прибыль равна совокупному годовому доходу (после корректировки) с учетом предусмотренных действующим законодательством вычетов.

7.5.6.6.1. Вычеты

Все понесенные налогоплательщиком расходы, связанные с деятельностью, целью которой является извлечение прибыли, подлежат вычету в целях расчета налогооблагаемой прибыли и уплаты налога на прибыль. Такие расходы, подлежащие вычету из налогооблагаемой прибыли, в том числе, включают:

- Расходы по уплате процентов (с учетом установленных ограничений);
- Взносы в фонд вывода из эксплуатации. Процедура осуществления таких взносов и их размер определяется договором о недропользовании;
- Расходы на геологические изыскания, поисково-разведочные работы и подготовку к добыче полезных ископаемых;
- Расходы на научно-исследовательскую деятельность и научно-технические работы;
- Расходы, понесенные по договору о совместной разработке (исходя из представленных оператором данных);
- Командировочные и представительские расходы;
- Убытки от курсовых разниц (в случае если убытки превышают доходы от курсовых разниц);
- Страховые премии (кроме выплаченных по договорам накопительного страхования);
- Суммы, выплаченные в счет погашения сомнительной кредиторской задолженности, которая ранее была списана как доход;
- Сомнительная дебиторская задолженность, не погашенная в течение трех лет;
- Уплаченные налоги (кроме налогов, учтенных до расчета совокупного годового дохода, налога на прибыль, уплаченного на территории Республики Казахстан и в других странах, и налога на сверхприбыль);
- Штрафы и неустойки, кроме подлежащих уплате в бюджет;
- Расходы по техническому обслуживанию и текущему ремонту;
- Расходы по капитальному ремонту (в установленном действующим законодательством объеме);
- Расходы, фактически понесенные недропользователем в связи с обучением персонала из числа граждан Республики Казахстан и социальным обеспечением (в пределах, установленных договором о недропользовании).

Расходы на геологические изыскания, поисково-разведочные работы и мероприятия по подготовке к добыче полезных ископаемых, понесенные в период после обнаружения промышленных запасов до начала добычи, включают в себя затраты по оценке, проведению подготовительных мероприятий, общие и административные расходы и затраты, связанные с уплатой бонусов. Вышеупомянутые расходы и затраты, понесенные в связи с приобретением основных средств и нематериальных активов (т.е. издержки, понесенные при приобретении прав на проведение геологоразведки, разработку и добычу полезных ископаемых), относятся к отдельной группе амортизационных расходов. Вышеназванные затраты могут списываться по ставке не более 25% с момента начала добычи (после открытия промышленных запасов). Затраты, понесенные после начала добычи, относятся

к той же группе для увеличения остаточной стоимости, в случае если в соответствии с МСФО такие расходы уже включены в стоимость активов.

При заключении договора о приобретении доли в проекте, стоимость приобретения прав на недропользование подлежит капитализации. При заключении этого договора недропользователь несет ответственность за уплату налогов с приращенного капитала.

Налоговый кодекс также предусматривает вычет отдельных видов расходов напрямую из налогооблагаемой прибыли в размере до 3% от суммы налогооблагаемой прибыли (включая спонсорскую и благотворительную помощь при соблюдении установленных требований).

7.5.6.6.2. Дивиденды

Дивиденды, выплачиваемые местной дочерней компанией местной материнской компании, освобождаются от уплаты налогов. Дивиденды, выплачиваемые недропользователями за границей, облагаются 15% налогом у источника выплаты (как правило, в большинстве стран ставка налога снижена в установленном действующими

международными договорами порядке до 5%). Филиалы иностранных компаний несут обязанность по уплате налога на прибыль филиалов в сопоставимом размере; при этом налог взимается с нераспределенной прибыли после уплаты налога на доходы юридических лиц.

7.5.6.6.3. Налоговые льготы на износ

Налоговые льготы предоставляются по уплате налога на прибыль и сверхприбыль. В целях налоговой амортизации основные средства делятся на четыре группы; в каждой из групп амортизация начисляется по установленной для такой группы ставке (Таблица 7.5.5). Группы основных средств:

- Основные средства, инвестиции в недвижимость, нематериальные и биологические активы согласно МСФО и нормам бухгалтерского учета, действующим на территории Республики Казахстан
- Активы, срок эксплуатации которых составляет не менее одного года, произведенные и (или) приобретенные концессионерами на условиях концессионных соглашений

- Активы, срок эксплуатации которых составляет не менее одного года, относимые к объектам социальной инфраструктуры
- Активы, срок эксплуатации которых составляет не менее одного года, предназначенные для использования в целях любой деятельности, направленной на извлечение прибыли, и полученные доверенным лицом в целях доверительного управления на условиях договоров доверительного управления

Группа	Тип актива	Максимальная ставка амортизации (%)
I	Здание и сооружения (кроме нефтяных и газовых скважин и передающих устройств)	10%
II	Техника и оборудование кроме используемого для добычи нефти и газа	25%
III	Офисная техника и компьютеры	40%
IV	Активы, не включенные в другие категории, включая нефтяные и газовые скважины, передающие устройства, а также техника и оборудование для добычи нефти и газа	15%

Источник: Налоговый кодекс Республики Казахстан

Таблица 7.5.5 Амортизационные отчисления в Казахстане

7.5.6.6.4. Перенос убытков на будущие периоды

Налоговые убытки, понесенные по договорам недропользования, могут быть перенесены на будущие периоды (до 10 лет).

7.5.6.7. Акцизные сборы

Акцизные сборы взимаются при продаже товаров отдельных товарных групп, произведенных или ввезенных на территорию Республики Казахстан для последующего использования. В Казахстане акцизные сборы взимаются с автомобильного бензина (кроме авиационного бензина), дизельного топлива и сырой нефти (газоконденсата). В настоящее время ставка акцизного сбора с сырой нефти и газоконденсата равна нулю. Теперь акцизные сборы закреплены в Налоговом Кодексе, а не вводятся постановлениями Правительства, как это было раньше. С января 2009 г. ставка акцизных сборов установлена на уровне 5000 тенге за тонну для бензина и 600 тен-

ге за тонну для дизельного топлива.¹¹⁸ Выше указаны 100% суммы акцизных сборов, взимаемых в дополнение к розничным ценам. Нефтеперерабатывающие заводы уплачивают акцизные сборы в размере 4500 тенге за тонну бензина и 540 тенге за тонну дизельного топлива при продаже на внутреннем рынке. При розничной торговле уплачивается акцизный сбор в размере оставшихся 500 тенге за тонну для бензина и 60 тенге за тонну для дизельного топлива. При прямой реализации потребителям нефтеперерабатывающие заводы уплачивают акцизные сборы в полном объеме.

7.5.6.8. Косвенные налоги: НДС

В Казахстане со всей продукции, реализуемой в рамках заключаемых между компаниями сделок, уплачивается налог на добавленную стоимость (НДС), начисляемый в порядке, принятом в Европейском союзе. В настоящее время ставка НДС составляет всего 12% (по сравнению с 20% в 90-х годах прошлого столетия). НДС в размере 12% уплачивается при продаже сырой нефти, природного газа, газоконденсата и продукции нефтепереработки на территории Республики Казахстан. НДС не начисляется при реализации сырой нефти, природного газа, газоконденсата и продукции нефтепереработки на экспорт.

В соответствии с Налоговым Кодексом международные услуги по транспортировке (в том числе, при транспортировке нефти и газа по магистральным трубопроводам) облагаются НДС по ставке 0%. Однако НДС взимается с услуг по транспортировке, оказываемых внутри страны (т.е. нефти и газа, предназначенных для внутреннего рынка).

Применимость НДС в Казахстане определяется по предполагаемому месту поставки продукции. Если это другая страна, с поставляемой продукцией НДС в Казахстане не взимается. Стоит отметить, что в соответствии с вышеуказанным порядком взимания НДС услуга может быть физически оказана за пределами Казахстана, но в целях начисления НДС считается оказанной внутри страны. Здесь в качестве примера можно привести услуги, оказываемые применительно к недвижимому имуществу, расположенному в Казахстане, или консультационные услуги, оказываемые за пределами Казахстана заказчиком из Республики Казахстан. В целом, при определении места поставки продукции применяются следующие правила:

- Местом поставки считается место начала оказания услуг по транспортировке (применительно к услугам по транспортировке);

- Местом поставки считается место приемки продукции покупателем (включая физическую передачу или передачу прав).

Применительно к работам и услугам при определении места поставки применяются следующие правила:

- Местом поставки считается местонахождение объектов недвижимого имущества применительно к работам и услугам, напрямую связанным с вышеуказанным имуществом;
- Местом поставки считается место фактического выполнения работ (оказания услуг) применительно к движимым объектам;
- Местом поставки считается место ведения коммерческой деятельности заказчиком работ и услуг, подразумевающих передачу прав на использование объектов интеллектуальной собственности, консультационных услуг, услуг по аудиту, инженерно-техническому обеспечению и проектированию; маркетинговых, бухгалтерских, рекламных и юридических услуг; услуг по сбору и обработке данных и аренде движимого имущества (кроме автотранспортных средств); услуг по предоставлению («прикомандированию») персонала и услуг связи;
- В любом другом случае местом поставки считается место ведения деятельности поставщиком услуг;
- При реализации товаров и услуг, которые являются дополнительными по отношению к сделке по продаже основной продукции и услуг, местом поставки считается место заключения основной сделки.

¹¹⁸ При текущем курсе обмена валют ставки акцизных сборов составляют порядка 17 и 2 долл. США/т бензина и дизельного топлива (соответственно). В процентном выражении налоги составляют 3,4% и 0,4% от текущей розничной цены бензина и дизельного топлива.

7.5.6.9. Импортные пошлины

Как правило, с оборудования, запасных частей и материалов, используемых в нефтегазовой промышленности, взимаются импортные пошлины. По некоторым договорам, заключенным до создания Таможенного союза/ЕвразЭС, производители освобождены от уплаты пошлин в соответствии с действовавшими ранее правовыми нормами. Однако новые договоры не предусматривают вышеуказанных льгот.

Таможенное законодательство предусматривает режим временного ввоза для продукции, подлежащей последующему реэкспорту. В данном случае продукция и оборудование освобождаются от уплаты таможенных пошлин и ввозного НДС, или оплата таких сборов производится лишь частично (при условии, что такая продукция и оборудование подлежат реэкспорту).

7.5.6.10. Регистрационные сборы и другие налоги

Существуют и другие налоги, сборы и пошлины. Большинство из них не имеют большого значения для нефтегазовых компаний с точки зрения их размера. К таким сборам относятся: (1) социальный налог (уплачивается работодателем в отношении каждого сотрудника по ставке 11% с общей суммы расходов по привлечению соответствующего сотрудника (включая неденежные выплаты); (2) налог на имущество (взимается по ставке 1,5% с недвижимого имущества); (3) экологический сбор (компании, ведущие деятельность по добыче полезных

ископаемых, несут обязанность по уплате экологических сборов). При этом существует два типа сборов. К первой группе относятся сборы, взимаемые за пользование отдельными видами природных ресурсов, ко второй – сборы (штрафы), взимаемые в случае несанкционированного выброса загрязняющих веществ.¹¹⁹ В Казахстане существуют и другие фиксированные сборы, однако их размер не имеет существенного значения по сравнению с другими налогами, сборами и пошлинами.

7.5.7 Соглашения о Разделе продукции

Соглашение о Разделе продукции (СРП) – наиболее распространенный тип договора, применяемый в сфере разведки и добычи в мире. СРП в той форме, в которой такие соглашения применяются в настоящее время, были введены в действие в 60-х годах прошлого столетия, тогда как основополагающая модель таких договоров применяется куда дольше. Основная идея СРП заключается в том, что собственник запасов (т.е. государство) приглашает иностранную компанию провести поисково-разведочные работы и организовать добычу полезных ископаемых, приняв на себя связанные с этим риски и в качестве вознаграждения получив долю в добываемой нефти. При этом государство сохраняет за собой права на полезные ископаемые и получает долю в прибыли, при условии, что поисково-разведочные работы и добыча признаются успешными. В этом и заключается существенное отличие СРП от концессионного соглашения, где нефть принадлежит добывающей компании, ведущей разработку месторождения. СРП применяются в Индонезии, Египте, Ливии, Алжире и многих других нефтедобывающих странах Африки, Азии, Южной и Центральной Америки. СРП, как правило, не применяются в странах ОЭСР и Ближнего Востока, но не потому, что они отвергают лежащие в основе СРП принципы, а исходя из специфических условий рынка (см. ниже).

Для СРП. На Ближнем Востоке на заре разработки нефтяных месторождений также применялись договоры, схожие по условиям с СРП. Однако постепенно права на такие месторождения перешли к местным компаниям. Властям удалось создать приемлемые условия для ведения компаниями-резидентами деятельности по разведке и добыче нефти, практически нивелировав необходимость в привлечении иностранных компаний.

СРП широко распространены в развивающихся странах, поскольку условия таких договоров удовлетворяют требованиям как частных инвесторов, так и государства. Преимущество СРП для частных инвесторов заключается в том, что данные соглашения заменяют собой налоги действующие в ТЭК, и снимают многие неопределенности относительно будущих ставок налогов и порядка их уплаты.

Преимущество СРП для инвесторов состоит главным образом в том, что такие соглашения обеспечивают долгосрочную налоговую стабильность и возмещение понесенных затрат. Страны ОЭСР в принципе уже гарантируют удовлетворение этих требований. Так, в Великобритании договоры на проведение поисково-разведочных работ и добычу не именуются «соглашения о Разделе продукции», но при этом по сути обеспечивают налоговую стабильность и предусматривают иные гарантии, характер-

СРП зачастую применяются в рамках наиболее сложных проектов с высоким уровнем риска, за счет устранения отдельных неопределенностей создаются условия, при которых нефтедобывающие компании готовы принять на себя существенные риски, связанные с поисково-разведочными работами и добычей. Условия соглашений согласовываются с учетом конкретных экономических и физических характеристик проекта и распределения рисков, связанных с неопределенностью относительно будущих цен. Типовые СРП предусматривают извлечение государством минимальной прибыли с момента начала добычи (таким образом государство защищает свою прибыль от чрезмерных вычетов со стороны добывающей компании) и дают компании приоритет по возмещению понесенных расходов, включая капиталовложения и стандартную для данной отрасли норму доходности. Кроме того, при распределении оставшейся прибыли

¹¹⁹ Как рассмотрено в Главе 13, посвященной экологическим вопросам, зачастую экологические штрафы рассматриваются как возможный источник получения дохода государством, в частности в местные бюджеты, и превращается в отдельную форму налога.

между государством и компанией применяется скользящая шкала, в соответствии с которой доля государства увеличивается по мере роста нормы рентабельности.

Один из плюсов СРП или иных договоров концессии для Правительства заключается в том, что при подписании контракта от него не требуется никаких предварительных расходов. По сути, государство передает права на проведение поисково-разведочных работ нефтяной компании, на которую ложатся все связанные с разведкой и добычей расходы и риски (включая риск невыхода на стадию добычи). Расходы, понесенные нефтяной компанией, впоследствии возмещаются за счет доли добычи, которая относится к так называемой «компенсационной нефти». Зачастую такая схема оказывается приемлемой для государства, поскольку оно может не располагать так называемым «рисковым капиталом» для финансирования разработки высокорисковых месторождений национальными нефтяными компаниями.¹²⁰ Разведка и добыча нефти – длительный процесс, и государству необходимо сделать правильный выбор в отношении того, как расходовать имеющиеся средства и использовать принадлежащие ему природные ресурсы в максимальном соответствии с поставленными целями.

Как показывает опыт других стран (в частности, Великобритании при выдаче лицензий на добычу в Северном море), структуре взаимоотношений государства с нефтедобывающими компаниями свойственно быстро меняться. Первые компании, подавшие заявки на разработку принадлежащих Великобритании блоков в Северном море, согласовали крайне привлекательные условия соглашений, однако после открытия запасов власти начали изыскивать возможности для пересмотра заключенных договоров. Даже когда это делалось без разрыва действующих соглашений, изменения правил игры отрицательным образом сказывались как на добыче, так и на инвестициях. Новые компании, пришедшие в данный

регион после ужесточения вышеупомянутых соглашений, уже не получили таких выгодных условий. И лишь после того, как были скорректированы условия договоров, чтобы сделать их более привлекательными для инвесторов, пришла вторая волна нефтедобывающих компаний.¹²¹

Между тем, для СРП также характерны свои риски. Главный из них – неопределенность относительно ресурсной базы и, особенно, расходов, которые сопряжены с разработкой запасов при условии их обнаружения. Последний фактор (неопределенная сумма расходов) – основная проблема на месторождении Кашаган, где капиталовложения взлетели до отметки порядка 50 млрд. долл. США. Однако Казахстан вне всяких сомнений накопил значительный опыт в оценке затрат при разработке сложных месторождений на шельфе и приобрел глубокое понимание того, насколько высока неопределенность расчетов допустимых затрат. Применительно к Казахстану необходимо найти ответы на следующие вопросы:

- Готовы ли власти страны принять на себя все риски по доведению новых месторождений (в том числе, труднодоступных и расположенных на шельфе) до стадии разработки?
- Насколько это соответствует политике государства? Это действительно оптимальное применение государственного капитала?
- Действительно ли государство ориентировано на увеличение объемов добычи, извлечение связанных с этим экономических выгод и прирост капитала Фонда национального благосостояния?
- Если да, готовы ли власти передать риски нефтедобывающим компаниям? Какую компенсацию готово выплатить в связи с этим государство?

Заблуждения в отношении СРП

Инвесторы рассматривают соглашения о Разделе продукции (СРП) как целесообразный и действенный инструмент, который можно использовать в качестве основы для крупных инвестиций, в особенности в период формирования общей правовой и налоговой системы, которой еще только предстоит заслужить доверие. Широко распространенным заблуждением в отношении СРП является мнение о том, что такие соглашения ослабляют суверенитет государства и его контроль над полезными ископаемыми. Но в действительности это не так. Лицо, с которым было заключено соглашение, обязано соблюдать требования, предусмотренные СРП. В противном случае соглашение будет расторгнуто. Однако при этом СРП защищает инвестора от произвольных и односторонних решений властей.

Помимо этого, ошибочно сравнивать доходы государства по соглашению о Разделе продукции с поступлениями в рамках традиционной системы налогообложения. Многие проекты, реализация которых становится возможной на условиях СРП, не могли бы быть реализованы при применении целого ряда стандартных налоговых режимов. Из этого вытекает еще одно распространенное заблуждение, что СРП должны быть использованы для всех проектов и контрактов в стране. На самом деле, СРП следует использовать для обеспечения инвестиций только в дорогостоящие сложные проекты с высоким уровнем риска и долгими периодами разработки.

¹²⁰ В случаях, когда государство заинтересовано в том, чтобы потратить часть принадлежащего ему «рискового капитала», часто создаются совместные предприятия или иные структуры.

¹²¹ Кристен Байндмен «Соглашения о Разделе продукции: экономический анализ», Оксфордский институт энергетических исследований, WPM, 25 октября 1999 г.

Таким образом, универсальная система раздела продукции или иных стабильных долгосрочных контрактов может быть выгодна как для подрядчика, так и для государства, поскольку она позволяет учитывать особенности каждого проекта без внесения каких-либо изменений в действующую в стране общую систему налогообложения. Основные «узкие места» данной системы заключаются в механизме расчета допустимых издержек.

Более того, СРП позволяют объединить условия, регулирующие порядок проведения поисково-разведочных работ и разработки нефтяного месторождения, в одном единственном документе. Такая структура в особенно-

сти может оказаться к месту в следующих двух случаях: (1) на территории стран с формирующейся рыночной системой, где идет становление системы управления и правового регулирования в области разведки углеводородов; (2) применительно к новым участникам рынка, не знакомым с условиями ведения коммерческой деятельности, поскольку все необходимые положения (в том числе, о налоговой стабильности) объединены в одном единственном документе, и прояснен порядок применения действующих правовых норм. Контракт по типу СРП предоставляет инвесторам договорные гарантии, дополняющие собой предусмотренные действующим законодательством права и полномочия в одном документе.

7.5.8. Таможенный и Евразийский экономический союз. Вопросы налогообложения

В соответствии с соглашением от 6 октября 2006 г. о создании единого таможенного пространства и Таможенного союза Беларусь, Казахстан и Российская Федерация вошли в состав Таможенного союза. Данная структура начала действовать 6 июля 2010 г. с принятием Таможенного кодекса Таможенного союза. Таможенный союз был призван объединить таможенные территории вышеупомянутых трех государств, где товары, вывозимые с территории стран-участниц Таможенного союза, освобождались от уплаты таможенных пошлин и других сборов на территории других государств Таможенного союза. Учреждение Таможенного союза, а впоследствии (с января 2015 г.) – и Евразийского экономического союза, кроме всего прочего, скажется на порядке уплаты НДС, экспортных и импортных пошлин. К первоначальному союзу присоединились Армения и Кыргызстан; другие страны могут присоединиться в будущем.

В рамках Евразийского экономического пространства ввоз или вывоз товаров с территории Республики Казахстан признается импортом или экспортом (соответственно) с уплатой НДС по ставке 12% (для импорта) и 0% (для экспорта). Как правило, оборудование, запасные части и материалы, используемые в нефтегазовой промышленности, облагаются импортными таможенными пошлинами; однако некоторые договоры, которые были заключены до создания Таможенного союза, предусматривают освобождение от уплаты вышеуказанных пошлин в соответствии с действовавшими на тот момент нормами законодательства. Таможенное законодательство предусматривает режим временного ввоза, который может применяться к товарам, подлежащим последующему реэкспорту. Товары и оборудование могут быть полностью освобождены от уплаты таможенных пошлин и ввозного НДС, или может предусматриваться частичная оплата, при условии, что такие товары и оборудование подлежат реэкспорту.

Основные рекомендации

- Поскольку общая сумма подлежащих уплате в Казахстане налогов при реализации проектов в области разведки и добычи по международным меркам достаточно серьезная, для поддержания конкурентоспособности страны и привлечения средств международных инвесторов властям следует уменьшить ставки по отдельным налоговым инструментам. В частности, это в первую очередь касается инструментов, применяемых на ранней стадии реализации проектов, с тем чтобы сделать систему налогообложения более зависимой от извлекаемой прибыли (включая подписные бонусы и бонусы коммерческого обнаружения запасов, возмещение понесенных ранее государством расходов и возможно даже уплату роялти в форме налога на добычу полезных ископаемых).
 - Не известны точные суммы выплат
 - По сути, компании платят штраф за успешные поисково-разведочные работы, что дает абсолютно неверный сигнал участникам рынка
- Для эффективного привлечения частного капитала на стадии геолого- и поисково-разведочных необходимо создать соответствующие экономические стимулы. (Например, в Норвегии государство компенсирует расходы на проведение геолого- и поисково-разведочных работ, что существенно снижает совокупный риск). Применительно к Казахстану это означает, что на вышеуказанном этапе следует практически полностью исключить налоговую нагрузку ввиду отсутствия доходов (компании несут исключительно расходы), и взимать исключительно такие налоги и сборы, как подоходный налог с фонда оплаты труда и иные налоги с доходов. Кроме того, на данном этапе необходимо свести к минимуму инвестиционные обязательства (минимальные планы работ, предусмотренные контрактом).
 - На более позднем этапе поисково-разведочных работ, действующая система налогообложения не создает стимулов, способствующих быстрому и максимально эффективному проведению недропользователями более детальной разведки после

предварительной геологоразведки. В настоящее время на данном этапе предусматривается уплата земельного налога, налога на имущество, подписного бонуса, взносов на социальное страхование и иные платежи. Рекомендуется ввести единый рентный налог, чтобы упростить действующую систему налогообложения (в форме ставки в долларах США за единицу разведываемой площади). При этом ставка рентного налога будет расти из года в год по прогрессивной шкале, в связи с чем у инвестора (компании, ведущей разработку месторождения) появится стимул быстро выполнить намеченные работы или отказаться от договорной территории.

- Кроме того, необходимо разработать более эффективную систему учета тех существенных расходов, которые несет компания на более позднем этапе поисково-разведочных работ. Рекомендуется рассмотреть возможность отнесения 30% затрат на проведение геолого- и поисково-разведочных работ на вычеты по внедоговорным видам деятельности. В случае если промышленные (коммерческие) запасы открыты не будут, можно также рассмотреть возможность вычета оставшихся 70% фактических расходов на вышеуказанные виды работ. В случае открытия промышленных запасов и подписания договора о недропользовании рекомендуется предоставить недропользователю возможность вычесть все расходы, понесенные при проведении геолого- и поисково-разведочных работ, равными суммами в течение следующих пяти лет в качестве внедоговорных видов деятельности. В настоящее время вышеупомянутые расходы подлежат вычету по деятельности, осуществляемой в рамках контракта (ст. 111 Налогового кодекса).¹²²
- На стадии добычи (на месторождениях углеводородов) налогообложение должно быть максимально прозрачным, отражать понесенные расходы (т.е. максимально ориентированным на прибыль) и гарантировать приемлемую норму доходности компании, ведущей деятельность в сфере разведки и добычи, и достаточные денежные потоки для финансирования

текущих капиталовложений. В этой связи представляется целесообразным:

- Ввести в действие простую и прозрачную процедуру подачи и утверждения заявок на применение месторождений. Это распространенная во всем мире практика, применяемая на высокозатратных и низко rentабельных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Действующая же в настоящее время система слишком «мудреная» и непрозрачная
 - Ввести в действие механизм ускоренной амортизации для компаний, действующих в области разведки и добычи; в последние годы многие страны мира пришли к мнению о том, что ускоренная амортизация и износ могут служить важным стимулом для привлечения инвестиций (так, Канада заменила трехлетнее освобождение от уплаты налогов на 100% амортизацию, а в Норвегии капиталовложения подлежат списанию равными долями в течение шести лет, при этом предусматриваются дополнительные возможности для начисления амортизации)
 - Предусмотреть специальные льготы или привилегии для инвесторов, вкладывающих средства в те или иные проекты (если применимо), в частности, за достижение поставленных государством высокоприоритетных целей
 - Рассмотреть возможность снижения верхнего порога предельной ставки налогообложения по налогу на сверхприбыль; как минимум, вернуться к системе начисления налога, которая действовала до 2009 г. (т.е. исходя из совокупных денежных потоков за год и внутренней нормы доходности)
- Казахстану следует рассмотреть вопрос создания стабильной долгосрочной договорной базы (или даже возврата к СРП) для крупных проектов с высокой степенью риска и продолжительным периодом окупаемости капиталовложений, таких как шельфовые блоки.

¹²² «Сравнительный анализ налоговых режимов в нефтедобывающей отрасли» PWC, KAZENERGY, октябрь 2014 г.



УГЛЕДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

- 8.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 8.2 ЗАПАСЫ УГЛЯ
- 8.3 ДОБЫЧА И ПОСТАВКИ УГЛЯ
- 8.4 ПОТРЕБЛЕНИЕ УГЛЯ
- 8.5 ЭКСПОРТ УГЛЯ
- 8.6 КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ УГЛЯ ИЗ КАЗАХСТАНА
НА МЕЖДУНАРОДНЫХ РЫНКАХ
- 8.7 УГОЛЬНЫЙ МЕТАН
- 8.8 ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ УГЛЯ
В ПЕРИОД ДО 2040 Г.





8. Угольная промышленность

8.1. Ключевые моменты

- Казахстан занимает десятое место в мире по объемам добычи угля, одновременно с этим Казахстан являясь крупным потребителем угля. Страна занимает восьмое место в мире по доказанным запасам угля, которые составляют 34,2 млрд. т (около 4% от общемировых запасов). Этого достаточно для поддержания текущих темпов добычи как минимум в течение 300 лет. Однако большая часть имеющихся запасов угля отличается высоким содержанием влаги, серы и золы, а также относительно низкой теплотворной способностью. Эти показатели вкуче с высоким уровнем содержания метана на части месторождений подразумевают, что добыча и потребление угля в Казахстане отличаются меньшей экологичностью по сравнению со многими другими странами мира, несмотря на то, что основные объемы угля добываются открытым способом (в частности, Экибастузский угольный бассейн), который отличается высокой конкурентоспособностью ввиду низких затрат на добычу.
- Уголь является движущей силой экономики Казахстана. В настоящее время на долю угля приходится свыше 60% потребления первичных энергоресурсов в стране. Хотя ожидается, что относительная доля угля в общей структуре потребления в долгосрочной перспективе будет сокращаться, уголь (также в долгосрочной перспективе) сохранит свои лидирующие позиции в энергетическом балансе Казахстана. Как правило, порядка 25-30% добываемого угля поставляется на экспорт, преимущественно в Россию, однако сейчас для Казахстана складывается сложная обстановка с наращиванием экспорта. Это связано, в частности, со снижением объемов закупок со стороны России (отчасти вследствие недавнего замедления ее экономического роста), с ограниченной конкурентоспособностью казахстанского угля на международных рынках, а также с проводимой соседними странами (такими как Россия и Китай) политики в области энергетической независимости.
- По расчетным показателям, в период с 2000 г. по 2020 г. темпы роста добычи угля составляют в среднем 3,0% в год; однако в период между 2015 г. и 2040 г. добыча будет медленно сокращаться темпами немногим менее 1% в год (с 108,7 млн. т в 2014 г. примерно до 86,9 млн. т в 2040 г.). Видимое потребление будет следовать аналогичной траектории: в период с 2000 г. по 2020 г. рост данного показателя составит в среднем 3,1% в год, после чего начнет падать с 82,7 млн. т в 2014 г. примерно до 70 млн. т. в 2040 г. Анализ потребления по отраслям экономики показывает, что будущее угля в Казахстане и далее будет тесно связано с производством электроэнергии. Доля электроэнергетики в совокупном объеме потребления угля в стране с течением времени остается на удивление стабильной и, как ожидается, в течение всего прогнозного периода будет держаться на текущем уровне (3/5).

8.2. Запасы угля

Располагая доказанными запасами угля в размере 33,6 млрд. т (показатель балансовых запасов при этом равен 34,2 млрд. т)¹, что составляет 4% от общемирового объема, Казахстан является одним из мировых лидеров по добыче и потреблению угля. Страна занимает восьмое место в мире по запасам угля, которых достаточно для поддержания текущих темпов добычи по меньшей мере в течение 300 лет. На долю битуминозного и суббитуминозного угля (по принятой в Казахстане классификации эти два сорта относятся к каменному углю) приходится 64% имеющихся в Казахстане запасов (21,5

млрд. т).² Остальные запасы (12,1 млрд. т) представлены лигнитом (который также называется бурым углем). Более 9/10 всех запасов угля сосредоточено в центральной и северной частях страны. Крупнейшими бассейнами являются Экибастузский (12,5 млрд. т), Карагандинский (9,3 млрд. т) и Тургайский (5,8 млрд. т) (Рис. 8.1). Уголь Экибастузского бассейна особенно выделяется с точки зрения низкой себестоимости добычи; угольные пласты имеют большую толщину и залегают близко к поверхности, что облегчает добычу открытым способом (Таблица 8.1).

¹ Первая цифра указана в статистическом обзоре компании ВР, а вторая – в данных Комитета геологии и недропользования МИР РК.

² Чуть более 5 млрд. т из этих запасов – высококачественный коксующийся уголь, применяемый в черной металлургии.

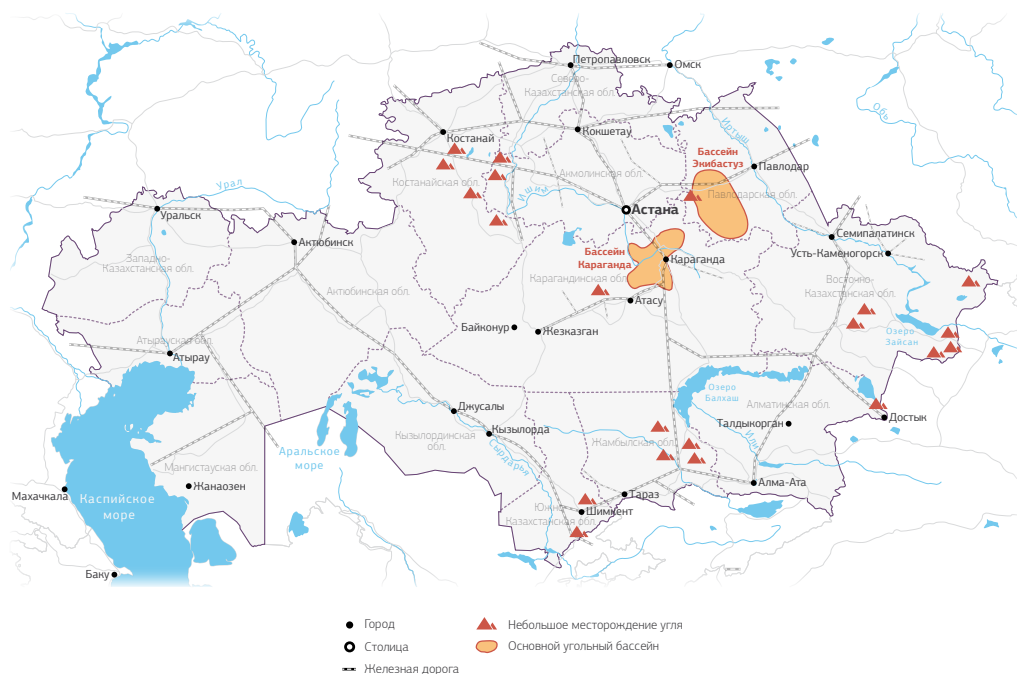


Рис. 8.1 Карта угольных бассейнов Казахстана

	Добыча минимум	Добыча максимум
Австралия	28,91	56,33
Южная Африка	25,82	39,56
Колумбия	35,25	41,44
Россия	23,39	27,26
Китай	42,56	49,88
Индонезия	21,89	47,95
Канада	26,29	34,96
США – CAPP (EC/GC)	30,32	90,94
США – NAPP (EC)	41,89	58,97
США – Иллинойский басс. (GC)	24,25	43,54
США – PRB (Ванкувер)	10,5	20,11

Источник: IHS CERA.

Примечания:

Затраты (стоимость) приведены исходя из качества углей на конкретных шахтах (в отдельно взятых регионах) для каждой из стран, за исключением США (см. ниже).

Стоимостные показатели приведены для товарного угля.

Все показатели приведены для низшей теплотворной способности рабочей массы угля (net as received [NAR]).

CAPP = Центрально-Аппалачский бассейн.

NAPP = Северо-Аппалачский бассейн.

PRB = бассейн реки Паудер.

EC = Восточное побережье США.

GC = побережье Мексиканского залива США.

Стоимостные показатели для CAPP приведены для угля калорийностью приблизительно 6400 ккал/кг NAR.

Стоимостные показатели для NAPP приведены для угля калорийностью приблизительно 6960 ккал/кг NAR.

Стоимостные показатели для Иллинойского бассейна приведены для угля калорийностью приблизительно 6960 ккал/кг NAR.

Стоимостные показатели для PRB приведены для угля калорийностью приблизительно 4720 ккал/кг NAR.

Таблица 8.1 Стоимость добычи угля в 2014 г. в разбивке по странам (долл. США/т)

Хотя Казахстан располагает внушительными запасами угля, высокое содержание золы и серы означает, что при сгорании необогащенного угля происходит выброс твердых частиц и диоксида серы в больших объемах. Средняя зольность и содержание серы казахстанского угля превышает аналогичный показатель в ряде других крупнейших угледобывающих стран (Таблица 8.2). В Экибастузском бассейне, занимающем первое место в стране по объемам добычи, уголь отличается особенно высокой зольностью (42%–44%), при этом, структурные свойства угля затрудняют его обогащение. Это огра-

ничивает возможность его проникновения на многие экспортные рынки (например, Европейский Союз), где действуют строгие ограничения на вредные выбросы. Исключением из общей картины является Шубаркольское месторождение, уголь которого отличается гораздо меньшим содержанием золы и серы (5%–15% и 0,5%, соответственно) и более высокой теплотворной способностью (5600 ккал/кг). Однако для угля с Шубаркольского месторождения характерно высокое содержание летучих веществ, что создает проблемы с его транспортировкой и хранением.

Страна	Средняя зольность, %	Содержание серы, %
Австралия	6	0,6
Колумбия	8	0,6
США	10	0,6
Польша	14	0,6
Россия	15	0,5
ЮАР	17	0,9
Казахстан	29	1,7

Источник: Национальный энергетический Доклад 2013. KAZENERGY, стр. 75.

Таблица 8.2 Среднее содержание золы и серы в угле на месторождениях ряда крупных угледобывающих стран

В дополнение ко всему, часть запасов угля в Казахстане расположена на месторождениях, для которых характерно высокое содержание метана. Метан одновременно является потенциальным энергоносителем (метан угольных пластов и метан угольных шахт, которые более подробно рассматриваются ниже) и создает проблемы в плане защиты окружающей среды и безопасности ве-

дения горных работ (необходимость дренажа метана) при определенных условиях. Таким образом, уже только с точки зрения химического состава угля, его добыча и потребление в Казахстане являются менее экологически чистыми по сравнению со многими другими странами мира, несмотря на конкурентоспособные преимущества, связанные с низкими затратами на добычу.

8.3. Добыча и поставки угля

Казахстан занимает десятое место в мире среди крупнейших угледобывающих стран. В 2014 г. совокупный объем добычи угля составил 108,7 млн. т (Таблица 8.3),

что немногим меньше, чем в 2013 г. и 2012 г. (когда был зафиксирован самый высокий показатель с 1993 г.).³

³ Приведенный совокупный объем добычи указан для рядового (несортированного) угля. Согласно принятой в Казахстане практике статистического учета, в совокупном объеме не учитывается угольный концентрат. Угольный концентрат является продуктом переработки (обогащения), в ходе которой удаляются примеси (зола). В 2014 г. в Казахстане было произведено 5,2 млн. т угольного концентрата.

	1999	2000	2002	2004	2006	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Казахстан (всего)	58,4	74,9	73,7	86,9	96,2	106,0	96,1	106,6	111,4	115,7	114,6	108,7
Каменный уголь	56,6	72,4	70,7	82,9	91,6	101,2	91,0	99,3	103,0	107,9	107,7	102,5
Консующийся уголь	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	11,7	11,5	11,3	11,7	11,7
Лигнит	1,8	2,4	3,0	3,9	4,7	4,8	5,1	7,3	8,4	7,7	6,9	6,2
РАЗБИВКА ПО БАСЕЙНАМ:												
Казахстан (всего)	58,4	74,9	73,7	86,9	96,2	106,0	96,1	106,6	111,4	115,7	114,6	108,7
Карагандинский	15,1	17,9	23,1	25,5	26,8	27,3	26,0	28,2	30,2	30,5	32,0	33,0
Экибастузский (каменный уголь)	38,9	51,8	46,8	52,9	60,3	68,8	60,2	66,6	68,7	71,3	69,3	63,1
Прочие	4,4	5,2	3,8	8,5	9,2	9,9	9,9	11,8	12,5	13,9	13,3	12,6
РАЗБИВКА ПО ОБЛАСТЯМ:												
Казахстан (всего)	58,4	74,9	73,7	86,9	96,2	106,0	96,1	106,6	111,4	115,7	114,6	108,7
Акмолинская область	0,1	0,1	0,4	0,2	0,0	0,0	0,2	1,5	2,0	3,5	3,2	2,0
Актюбинская область	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—
Алматинская область	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Восточно-Казахстанская область (Семипалатинск)	2,5	2,6	3,4	4,3	4,5	5,4	5,4	5,8	6,2	6,2	6,0	6,4
Жамбылская область	0,0	0,0	—	0,1	0,0	0,3	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1
Карагандинская область	15,1	17,9	23,1	25,5	26,8	27,3	26,0	28,2	30,2	30,5	32,0	33,0
Костанайская область	—	—	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	—
Павлодарская область	40,6	54,1	46,8	56,6	64,8	72,8	64,2	70,6	72,7	75,3	73,3	67,1
Южно-Казахстанская область	0,0	0,0	0,0	0,0	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание: Приведенный объем добычи указан для рядового угля до переработки (обогащения).
Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан

Таблица 8.3 Объемы добычи угля в Казахстане (млн. тонн), 1999–2014 гг.

Как и в предыдущие годы, большая часть добычи (94%) – это каменный уголь; в совокупный показатель по каменному углю включен применяемый в металлургии коксующийся уголь (11,7 млн. т). Из совокупного объема добычи угля 82,5 млн. т было поставлено на внутренний рынок, а чистый экспорт составил 26,0 млн. т. При этом Казахстан импортирует незначительные объемы угля, который используется в основном в качестве энергетического топлива в приграничных районах.⁴

Пиковые значения добычи были зафиксированы в Казахстане в 1988 г. (143 млн. т). В 1990-е годы добыча сокращалась. Резкое падение было зафиксировано в первые годы после обретения Казахстаном независимости ввиду общего экономического спада в странах бывшего СССР и разрыва торговых связей между бывшими советскими республиками. После 1999 г. темпы добычи стали расти; среднегодовые темпы роста добычи угля в пе-

риод с 1999 г. по 2012 г. составляли более 5%. Большая часть угля в Казахстане (70%) добывается открытым способом на трех гигантских месторождениях (разрезы Богатырь⁵, Северный и Восточный) в Экибастузском бассейне (Павлодарская область) и четырех месторождениях в Карагандинской области (Борлинское, Шубаркольское, Кушокинское и Сарыадырское). Оставшиеся объемы угля по большей части добываются подземным способом в Карагандинском бассейне (для нужд местных металлургических предприятий) и на Майкубенском месторождении (добыча лигнита). Как и Экибастузский бассейн, Тургайский бассейн располагает гигантскими потенциальными запасами (60 млрд. т, по заявлению министра энергетики Владимира Школьника), которые залегают вблизи поверхности, однако начало добычи в Тургайском бассейне до 2020 г. маловероятно.

⁴ В Таблице 8.4 показатель «чистый импорт» отражает разницу между импортом и экспортом. Так, приведенный в таблице показатель за 2010 г. (-32,4) указывает на экспорт 32,7 млн. т и импорт 0,3 млн. т.

⁵ В 1985 году разрез Богатырь был внесен в книгу рекордов Гиннеса, как самый крупный в мире угольный разрез.

После реструктуризации и приватизации отрасли в середине 1990-х годов угледобывающая промышленность регулируется в рамках децентрализованной системы управления. На данный момент, добычу угля в стране ведут 26 компаний, большинство из которых – казахстанские, но есть и несколько иностранных компаний или СП. Контрольно-надзорный орган – Департамент развития электроэнергетики и угольной промышленности. Ранее он входил в Министерство индустрии и новых технологий (ликвидировано в ходе реорганизации в августе 2014 г.), а в настоящее время является частью расширенного состава Министерства энергетики. Крупнейшей угледобывающей компанией Казахстана является ТОО «Богатырь

Комир», которая ведет добычу на одном из крупнейших в мире угольных разрезах – разрезе «Богатырь» в Экибастузском бассейне. На долю компании приходится примерно 2/5 совокупного объема добычи в стране. За ней следует АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (1/5). На долю еще трех угледобывающих предприятий приходится примерно по 7% добываемого в стране угля: АО «АрселорМиттал Темиртау» (добыча подземным способом в Карагандинском бассейне); АО «Борлы» и АО «Шубарколь Комир». АО «АрселорМиттал Темиртау» – единственная компания, добывающая коксующийся уголь.

8.4. Потребление угля

Уголь можно вполне буквально, без преувеличения, назвать топливом казахстанской экономики, поскольку доля угля в топливно-энергетическом балансе страны – самая высокая среди других бывших республик СССР. После 1990 г. доля угля в балансе совокупного потребления первичных энергоресурсов, как правило, составляла 50-60%, в отдельные годы превышая 66% (Рис. 8.2). Ожидается, что доля угля будет постепенно сокращаться,

упав ниже 50% к 2030 г. и почти до 40% в 2040 г. Данный прогноз основан на модели комплексного топливно – энергетического баланса IHS, которая использовалась при подготовке настоящего Доклада, с учетом развития других отраслей ТЭК (газовая отрасль, атомная энергетика) в экономике. Несмотря на сокращение доли угля, в обозримом будущем он останется весомым элементом энергетического баланса страны.

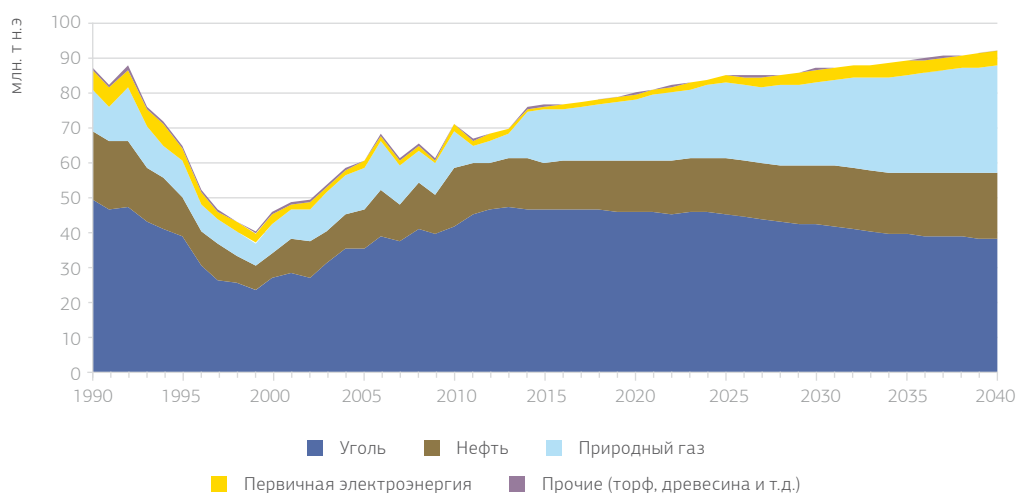


Рис. 8.2 Потребление первичных энергоресурсов в Казахстане

Уголь находит широкое применение в экономике Казахстана, в особенности в электроэнергетике, тяжелой и горнодобывающей промышленности, в других отраслях, связанных с добычей полезных ископаемых, и в коммунально-бытовом секторе. Видимое потребление (добыча минус экспорт плюс импорт) в годы, предшествовавшие распаду Советского союза, составляло 90 млн. т (1990 г.); однако стало поступательно сокращаться в связи с потрясениями переходного периода в экономике, достигнув дна в 1999 г. (43 млн. т). После этого начался стабильный рост потребления, и в 2014 г. оно составило 83 млн. т.

Электростанции – крупнейшие потребители угля, на долю которых приходится более половины совокупного потребления (Рис. 8.3). Так, в 2014 г. доля электроэнергетического сектора составила примерно 61% потребления.

Доли металлургии и других отраслей промышленности в общей структуре потребления угля сопоставимы с показателем, характерным для коммунально-бытового сектора (примерно по 20% от общего объема потребления). Спрос на уголь в электроэнергетике будет носить существенный характер и в будущем (более подробно этот вопрос рассматривается в Главе 10). Потребление угля в электроэнергетическом секторе, как ожидается, достигнет своего пика в где-то в 2020 г., после чего ожидается частичное вытеснение угля другими источниками энергии (природным газом и, в особенности, атомными мощностями). IHS прогнозирует незначительный рост (0,9% в год) потребления угля в промышленном секторе до конца прогнозного периода (2040 г.), однако в то же самое время в промышленном секторе может происходить рост потребления и других видов топлива

(например, природного газа). Наиболее вероятно будет наблюдаться сокращение потребления угля в коммунально-бытовом секторе с переходом потребителей на природный газ (или сжиженный углеводородный газ [СУГ]) там, где это возможно, из соображений надежности и удобства, как это уже произошло в других промышленно развитых странах. По сути, ожидается, что доля потребления коммунально-бытового сектора

по состоянию на конец прогнозного периода (2040 г.) составит менее 50% от показателя 2010 г. (Таблица 8.4). Таким образом, в то время как видимое потребление угля, согласно прогнозам, после 2025 г. будет медленно снижаться по сравнению с текущим уровнем и в итоге, к 2040 г., составит 70 млн. т, доля электроэнергетического сектора в общем объеме спроса на уголь будет стабильно оставаться примерно на текущем уровне (61%).

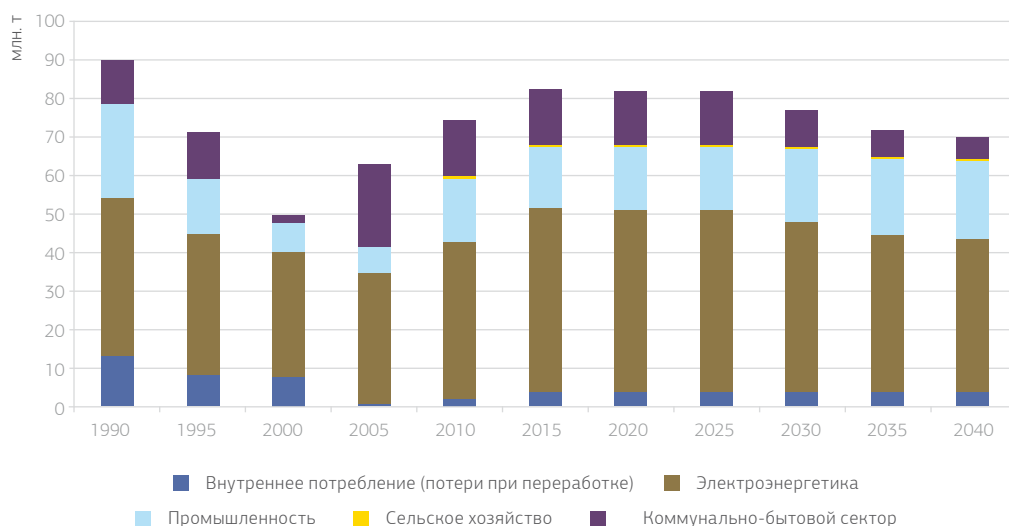


Рис. 8.3 Потребление угля в Казахстане по отраслям

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Среднегодовой прирост	
												2000-2020	2015-2040
Добыча	131,6	83,2	74,8	86,6	106,6	108,2	107,8	106,7	99,6	91,4	86,9	3,0	-0,9
Чистый импорт	-41,5	-11,8	-25,0	-23,7	-32,4	-25,7	-26,2	-25,0	-22,9	-19,8	-17,0	2,7	-1,6
Видимое потребление	90,1	71,4	49,8	63,0	74,2	82,5	81,6	81,7	76,8	71,6	69,9	3,1	-0,6
Внутреннее потребление (потери при переработке)	13,2	8,4	7,5	0,8	2,0	3,6	3,7	3,9	3,8	3,7	3,7	-2,1	0,1
Потребление	76,9	63,1	42,3	62,1	72,2	79,0	77,9	77,8	73,0	67,9	66,3	3,6	-0,7
Электроэнергетика	40,8	36,3	33,0	33,5	41,0	48,0	47,2	47,0	44,0	40,9	39,8	2,4	-0,7
% от общего объема	53,0	57,6	78,0	53,9	56,8	60,7	60,6	60,4	60,3	60,2	60,0		
Промышленность	24,4	14,1	7,2	7,0	16,2	15,9	16,4	16,5	18,6	19,7	19,8	3,6	0,9
% от общего объема	31,7	22,3	17,0	11,3	22,4	20,1	21,0	21,2	25,4	29,0	29,8		
Консование	8,2	4,0	3,1	7,5	9,9	10,4	11,3	12,0	12,8	13,5	14,2	4,5	1,2
% от общего объема	10,7	6,4	7,3	12,1	13,7	13,1	14,5	15,4	17,5	19,9	21,4		
Сельское хозяйство	0,5	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,1	0,1
% от общего объема	0,9	0,6	0,4	0,6	0,7	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0		
ЖКХ	11,0	12,1	1,6	21,2	14,5	14,5	13,7	13,6	9,7	6,6	6,0	16,2	-3,4
% от общего объема	14,3	19,2	3,9	34,1	20,1	18,3	17,5	17,5	13,2	9,8	9,0		

Источник: IHS, Комитет по статистике Республики Казахстан.

Таблица 8.4 Добыча и потребление угля в Казахстане (угольный баланс), 1990–2040 гг. (млн. т)

8.5. Экспорт угля

Как правило, более 25% добываемого в Казахстане угля поставляется на экспорт (в 2014 г. объем чистого экспорта составил 26 млн. т). Очевидно, Казахстан мог бы поставлять за границу куда большие объемы угля, если бы не удаленность от крупнейших экспортных рынков (см. ниже). В 2012 г. и 2013 г. основным покупателем была Россия (чуть меньше 30 млн. т за год), куда в основном поставлялся низкокачественный суббитуминозный уголь. На долю угля из Экибастузского бассейна приходится более 90% вышеуказанных объемов экспорта (главным образом, на электростанции Урала). Такая ситуация, в определенном смысле, сложилась исторически, поскольку ряд электростанций, построенных в России, проектировались именно под сжигание угля из Экибастузского бассейна. Помимо этого, в 2013 г. было поставлено

0,9 млн. т коксующегося угля из Карагандинского бассейна для нужд металлургических и других промышленных предприятий России. В соответствии с соглашением о поставках угля между Россией и Казахстаном объем поставляемого в Россию казахстанского угля составляет около 29 млн. т в год, хотя ему сложно конкурировать с российским углем ввиду высоких транспортных расходов (см. текстовую вставку ниже). Помимо этого, Казахстан экспортирует уголь в Украину и Кыргызстан, а также – в небольшом объеме – в Беларусь, Грузию, Узбекистан, Туркменистан и время от времени даже в страны ЕС (Латвия, Литва, Румыния) (Таблица 8.5). Экспорт в страны ЕС ограничивается углем с Шубаркольского месторождения, который соответствует требованиям ЕС по зольности и теплотворной способности.

	2009	2010	2011	2012	2013
Всего	26 261	32 629	27 781	30 005	30 821
Страны СНГ	25 912	32 120	26 204	28 320	27 012
Кыргызстан	1 087,6	1 003,3	969,1	1 277,8	1 081,8
Молдова	--	--	--	0,4	--
Россия	23 760,9	30 318,1	24 614,4	26 247,0	25 349,1
Таджикистан	--	0,5	0,1	5,1	0,4
Узбекистан	3,7	2,8	2,5	22,9	5,7
Украина	1 059,4	795,3	617,9	766,4	574,9
Грузия	--	8,5	--	1,5	0,2
Страны, не входящие в СНГ	350	509	1 577	1 686	3 809
Болгария	5,0	5,0	1,7	24,7	--
Британская территория в Индийском океане	--	--	--	--	41,2
Венгрия	22,0	9,9	--	--	--
Греция	--	--	134,3	309,7	168,8
Испания	--	--	--	--	0,4
Италия	9,9	--	--	--	73,9
Кипр	--	--	--	--	72,5
Китай	--	0,0	--	0,0	219,3
Латвия	--	6,3	--	--	0,3
Литва	--	--	--	--	3,0
Польша	296,5	295,3	238,8	285,8	62,9
Румыния	--	--	5,9	37,7	47,6
Сирия	--	--	--	26,1	--
Великобритания	--	--	69,0	489,9	176,4
Турция	0,1	45,8	--	--	6,7
Финляндия	15,9	137,8	754,3	299,8	2 765,5
Хорватия	--	--	--	--	10,2
Япония	--	--	--	--	162,3
Европейские страны:	349,3	454,3	1 204,0	1 447,6	3 381,5

Источник: Статистика внешней торговли РК

Таблица 8.5 Экспорт угля из Казахстана в страны мира (тыс. т)

Ожидается, что общемировая конъюнктура экспортных цен на энергетический уголь в 2015 г. будет стабильно слабой. Вялый спрос в Китае (Глава 6) и наращивание масштабов разработки месторождений во всем мире оказывают понижающее давление на цены. Согласно прогнозам, опубликованным в 2014 г. Bank of America Merrill Lynch (BAML) и аналитическим отделом журнала Economist – Economist Intelligence Unit (EIU), ожидается падение базисной цены угля из Ньюкасла (Австралия) для Азии до 65-67 долл. США/т в 2015 г. по сравнению с 70 долл. США/т в 2014 г. Новый налог на импорт в размере 6% на поставки из Австралии в Китай может по-

влечь еще более значительное снижение цен.⁶ Аналогичное воздействие на цены может оказать падение спроса на фоне неутешительных показателей роста мировой экономики или дальнейшие протекционистские меры со стороны Китая. После 2015 г. прогноз EIU предусматривает более сбалансированный рынок, на котором рисков снижения цен на энергетический уголь будет становиться все меньше, а цена будет расти с 74,80 долл. США/т в 2016 г. до 75 долл. США/т в 2017 г. и 80 долл. США/т в 2019 г. BAML прогнозирует более резко идущую вверх траекторию цен – с 72 долл. США/т в 2016 г. до 82 долл. США/т в 2017 г.⁷

8.6. Конкурентоспособность угля из Казахстана на международных рынках

Конкурентоспособность экспорта угля из Казахстана зависит от целого ряда существенных факторов, включая себестоимость добычи, качество угля и стоимость транспортировки на международные рынки. Помимо этого, уголь сталкивается с конкуренцией на рынках потребления со стороны других видов топлива, таких как нефть, газ и даже возобновляемые источники энергии. Принимая во внимание экологические последствия добычи и применения угля, его привлекательность при выборе среди других видов топлива в современной экономике, по всей вероятности, пострадает.

Одним из главных преимуществ казахстанского угля является его изобилие и низкая себестоимость добычи (ниже, чем в других странах СНГ). В особенности низкая себестоимость добычи в Экибастузском бассейне – главном источнике поставок в Россию.⁸ Хотя с 1996 г. себестоимость добычи в абсолютном выражении выросла более чем втрое, она все же остается относительно невысокой: в 2011 г. средняя себестоимость добычи угля в Казахстане составляла 10 долл. США/т. Однако, несмотря на низкую себестоимость, к тому моменту, когда уголь доходит до потребителя за рубежом, его цена существенно увеличивается из-за высоких транспортных издержек (см. ниже).

Сокращение доли угля из Казахстана в электроэнергетике России

Ввиду общего замедления экономического развития России, экспорт угля из Казахстана в Россию в 2014 г. сократился на 13,2% в годовом исчислении, составив 24,6 млн. т. Из них 23,6 млн. т – энергетический (паровичный) уголь, 1,0 млн. т – коксующийся уголь (Рис. 8.4). По большей части, энергетический уголь поставляется из Экибастузского бассейна. Ввиду централизованного планирования электроэнергетической системы Советского Союза, несколько электростанций в России (на юге Урала и в Западной Сибири) были спроектированы и построены под сжигание энергетического угля из Казахстана. При большинстве условий уголь из Казахстана остается более выгодным с экономической точки зрения по сравнению с другими конкурирующими источниками топлива в России. При этом в краткосрочной и среднесрочной перспективе торговля углем между двумя странами, по всей вероятности, будет испытывать на себе воздействие экономической нестабильности, а в среднесрочной и долгосрочной перспективе – сталкиваться с препятствиями, связанными с реализуемой в России политикой.

⁶ Китай и Австралия подписали двустороннее соглашение о свободной торговле в июне 2015 г., которое сразу же освобождает австралийских экспортеров коксующегося угля от 3% импортной налоговой ставки, в то время как 6% налог на энергетический уголь сначала снизится до 4%, а потом будет отменен к концу 2017 г.

⁷ См. Джонатан Роулэнд, «Цены на энергетический уголь останутся слабыми до 2016 г.», журнал World Coal, 11 марта 2014 г. [Jonathan Rowland, «Thermal Coal Prices to Stay Weak through 2016.» World Coal, March 11, 2014]. Следует отметить, что цена на уголь в порту Ньюкасл всегда была неустойчивой и остается такой и сейчас, в 2015 г. Тропический циклон, обрушившийся на восточное побережье Австралии в феврале 2015 г., привел к временному прекращению добычи угля на ряде шахт и снижению объемов поставок в краткосрочной перспективе, что вылилось (возможно, не без некоторой спекуляции на рынках) в повышение цены на уголь из Ньюкасла до 80,50 долл. США 2 марта 2015 г. Однако 17 марта цена вновь упала до 67,55 долл. США.

⁸ В частности, в середине 1990-х гг. себестоимость добычи угля на разрезах Экибастузского бассейна с применением больших роторных экскаваторов в среднем (в расчете на тонну) составляла 1/5 от себестоимости добычи в Карагандинском бассейне (где добыча ведется подземным способом). И даже спустя 10 лет этот показатель был равен 1/4.

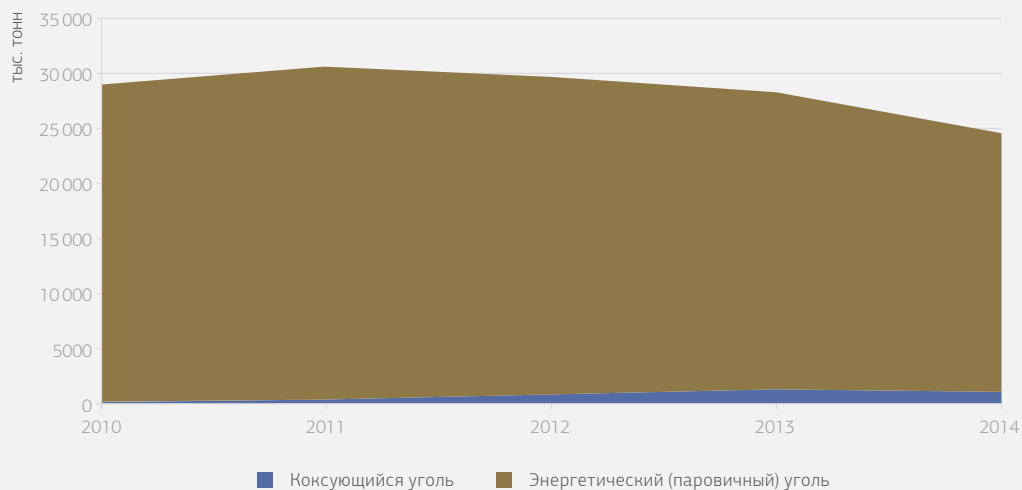


Рис. 8.4 Импорт угля из Казахстана в Россию

На потреблении угля в России отрицательным образом сказываются недавние экономические потрясения

Недавнее замедление темпов экономического роста в России внесло элемент нестабильности в краткосрочный спрос в электроэнергетике и, соответственно, в спрос на топливо. Тем не менее, потребление электроэнергии в России сокращается с 2012 г., однако, помимо этого, совсем недавно значительный урон торговле углем с Казахстаном нанесла также неустойчивость (волатильность) курса российского рубля.

Электростанции в Свердловской, Челябинской и Омской областях России потребляют большую часть поставляемого Казахстаном угля (Таблица 8.6). В период после 2012 г. потребление электроэнергии в Свердловской области сократилось на 4,4%, в Челябинской области – на 1,4%; при этом в Омской области зафиксировано лишь незначительное сокращение потребления. Безусловно, общее падение потребления электроэнергии сказалось на объемах ее производства, а, следовательно, и на спросе на топливо. В частности, объем производства электроэнергии сократили электростанции России, работающие на казахстанском угле. Так, Рефтинская ГРЭС в Свердловской области является крупнейшим потребителем казахстанского угля в России (13 млн. тонн в год), в 2013 г. объем производства электроэнергии на ней сократился на 12%. На Троицкой ГРЭС (в Челябинской области) в 2013 г. объем производства электроэнергии на станции сократился на 14%. Еще одна электростанция на Урале (Серовская ГРЭС на севере Свердловской области), которая потребляет около 1,5 млн. т казахстанского угля, в 2013 г. сократила объем производства электроэнергии на 25%.

Электростанция	Объем поставок угля в 2012 г., млн. т
Рефтинская ГРЭС	13,2
Омская ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5	4,6
Троицкая ГРЭС	3,1
Южноуральская ГРЭС	2,1
Верхнетагильская ГРЭС	1,6
Серовская ГРЭС	1,5
Прочие	1,2

Источник: Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан

Таблица 8.6 Поставки казахстанского угля на российские электростанции

Общее падение спроса усугубилось обесцениванием российского рубля, в результате чего казахстанский уголь стал относительно более дорогим для покупателей. Поскольку в контрактах по поставке угля между Россией и Казахстаном цены прописаны в российских рублях, значительные колебания курсов валют и общее обесценивание российского рубля нанесли колоссальный урон торговому обороту между двумя странами в части торговли углем (равно как и торговли электроэнергией).

Фактически, сокращение объемов производства электроэнергии на электростанциях, сжигающих казахстанский уголь, в 2013 г. привело к сокращению экспорта энергетического угля из Казахстана в Россию на 6%. Эта тенденция продолжилась в 2014 г. и была усугублена обесцениванием и неустойчивостью курса рубля, в результате чего, как отмечалось выше, объемы экспорта угля из Казахстана в Россию сократились на 13%.

Политический курс России скажется на объемах поставок казахстанского угля в долгосрочной перспективе

Хотя российские политические лидеры полагают, что объемы генерируемой угольными электростанциями электроэнергии, по всей вероятности, останутся относительно стабильными в долгосрочной перспективе, государство планирует повысить эффективность мощностей (сократив выбросы на 50%) и вывести из эксплуатации малоэффективные устаревшие объекты электроэнергетики. Вместе с тем, власти России заявили о своем намерении поощрять поставки угля с собственных месторождений. В случае реализации этих инициатив спрос на казахстанский уголь в долгосрочной перспективе будет неизбежно сокращаться.

Начиная с 2000 г., объем потребляемого в России угля постепенно снижается (в среднем на 0,8% в год). При этом потребление в металлургической промышленности сокращается на 1,5%, в электроэнергетике – на 1,4%, в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе – на 2%. Как отражение данной тенденции, начиная с 2003 г., в России принимаются программные документы, регулирующие развитие электроэнергетики и угледобывающей промышленности.⁹ Каждый последующий документ предполагает уменьшение доли угля в топливном балансе электроэнергетики с изменением прогноза темпов роста генерирующих мощностей на угле на «незначительные». Последний документ, посвященный развитию электроэнергетики в период до 2035 г., («Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года») придерживается аналогичного курса. По сути, в качестве основных направлений будущего развития энергетического сектора вышеуказанный документ предусматривает инновации, повышение технологической и экономической эффективности, а также импортозамещение в топливном секторе. В целом, согласно проекту энергетической стратегии, Правительство предполагает, что текущий топливный баланс России не претерпит существенных изменений. Основным видом топлива останется природный газ, который в некоторых случаях вытеснит угольные генерирующие мощности. В плане угольных электростанций упор делается на модернизацию блоков или адаптацию котельных агрегатов к сжиганию добываемого в России угля.

На сегодняшний день представляется маловероятным, что экономическая ситуация в стране или реализуемая государством политика заставит резко отказаться от надежных электростанций, работающих исключительно на угле (сжигающих энергетический уголь из Казахстана), и перейти на российский газ. Несмотря на конкуренцию со стороны газораспределительной сети, Рефтинская ГРЭС, Троицкая ГРЭС и ТЭЦ в Омске пока не считаются устаревшими по российским меркам (Рис. 8.5). Вряд ли растущий дефицит инвестиций в ближайшей перспективе позволит этим электростанциям перейти на другое топливо, пока не возникнет необходимость их замены или реконструкции. Однако замена топлива возможна на Верхнетагильской ГРЭС, Южноуральской ГРЭС и Серовской ГРЭС ввиду наличия газовой инфраструктуры и уже имеющейся возможности переходить с газа на уголь и обратно (в качестве основного вида топлива).

Следовательно, хотя электростанции, сжигающие казахстанский уголь, по всей вероятности, будут в течение некоторого времени по-прежнему конкурентоспособными в электроэнергетике России, в долгосрочной перспективе ситуация представляется более сложной. Поскольку порядка 45% генерирующих мощностей, сжигающих казахстанский энергетический (паровичный) уголь, были введены в эксплуатацию до 1970 г., вполне допустимо, что к 2025 г. возникнет необходимость их замены или переоснащения. На тот момент, в соответствии с энергетической стратегией Правительства России, собственники объектов могут воспользоваться представившейся возможностью и перейти

⁹ Данная тенденция нашла свое отражение сразу в нескольких программных документах Правительства РФ («Энергетическая стратегия России на период до 2020 года»; «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года»; «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»; «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с перспективой до 2030 года»; «Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года»).

с казахстанского угля на российский уголь или газ.¹⁰ К электростанциям, на которых наиболее вероятен такой сценарий развития событий, относятся вышеуказанные Верхнетагильская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС и Серовская ГРЭС, где имеется не только необходимая газовая инфраструктура, но и наиболее устаревшие мощности. Переход на другой вид топлива на вышеуказанных ГРЭС будет означать более чем вероятную потерю Казахстаном рынка сбыта как минимум для 5 млн. т. энергетического угля из своего экспортного портфеля.

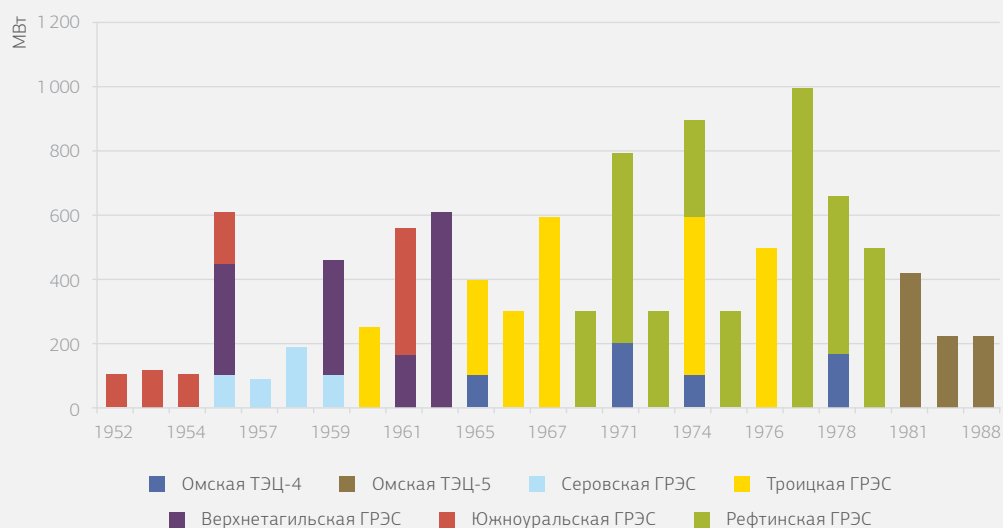


Рис. 8.5 Возраст энергоблоков российских электростанций, работающих на угле из Казахстана

Как отмечалось ранее, поставляемый Казахстаном уголь имеет ряд недостатков, в том числе характеризуется высоким содержанием золы (исключением является уголь Шубаркольского месторождения со средним содержанием золы 8%). К примеру, уголь из Экибастузского бассейна (основного поставщика экспортного угля в Казахстане) отличается высоким содержанием золы (около 40%) и относительно низкой теплотворной способностью (3800-4000 ккал/кг), хотя относится к каменному углю (в международной практике его бы отнесли к суббиту-

минозному) (Таблица. 8.7). Таким образом, хотя вышеупомянутый бассейн является крупным поставщиком энергетического (паровичного) угля для генерации тепловой энергии, добываемый на нем уголь менее широко применим в промышленности. Уголь из Карагандинского бассейна – более высокого качества и может использоваться промышленными предприятиями. Битуминозный уголь из Карагандинского бассейна может применяться для коксования и потребляется, главным образом, на внутреннем рынке.

¹⁰ См. «Долгосрочную программу развития угольной промышленности России на период до 2030 года», утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 января 2012 г. №14-р. Развитие внутреннего рынка потребления угля предусматривается в качестве одной из задач.

Месторождения и бассейны	Средняя зольность по месторождению	Теплотворность, ккал/кг
Карагандинский бассейн	29,5	5 200
в т.ч. коксующиеся	24,0	5 700
Шубаркольское месторождение	8,0	5 593
Нуу-Чекинское месторождение	41,0	4 260
Болинское месторождение	46,0	3 472
Экибастузский бассейн	42-44	3 830-4 060
Майкубенский бассейн	22,4	4 057
Месторождение Юбилейное (Каражыра)	20,4	4 438

Источник: Комитет геологии и недропользования РК

Таблица 8.7 Качество запасов угля по месторождениям

Кроме того, высокие транспортные расходы, как следствие значительных расстояний между центрами добычи и потенциальными рынками сбыта, делают казахстанский уголь относительно дорогим для потребителей и сокращают его конкурентоспособность даже на ближайшем экспортном рынке – рынке России. Транспортные расходы составляют свыше 40% совокупной стоимости угля при доставке потребителям в России. Высокая стоимость транспортировки стала определяющей при принятии решения о строительстве электростанций большой мощности в непосредственной близости от месторождений на севере центральной части Казахстана (для использования экибастузского угля) в эпоху Советского Союза (Ермаковская ГРЭС, Экибастузская ГРЭС-1, Экибастузская ГРЭС-2). Даже в рамках СССР дешевле было доставлять электроэнергию потребителям на Урале и в Западной Сибири из Казахстана, чем транспортировать высокозольный уголь для электростанций этих регионов.

Стоимость перевозки угля в Казахстане железнодорожным транспортом относительно высока; при этом сразу после распада Советского Союза на ней также отри-

цательно сказались более высокие железнодорожные тарифы (по сравнению с тарифами на перевозку российского угля) на российской территории. С недавним созданием Евразийского экономического союза (ЕАЭС) началась унификация тарифов, однако сама по себе унификация не способна сильно снизить существенную составляющую транспортировки в общей стоимости. С января 2013 г. были унифицированы экспортные и внутренние тарифы в каждой из стран-участниц союза (Казахстан, Беларусь и Российская Федерация). Вопрос унификации тарифов между странами и унификации тарифов на экспорт за пределы Евразийского экономического союза пока не решен и будет урегулирован позже. АО «Национальная компания «Казахстан Темир Жолы», оператор национальной железнодорожной сети Казахстана, испытывает финансовые ограничения и ищет пути для повышения (а не снижения) тарифов (см. тестовую вставку «Железнодорожные перевозки и топливно-энергетический сектор Казахстана»).¹¹ При этом такое повышение тарифов на перевозку значительно сокращает зону, в пределах которой возможны поставки угля железнодорожным транспортом с сохранением рентабельности.

Железнодорожные перевозки и топливно-энергетический сектор Казахстана

Железнодорожный транспорт играет весомую роль в транспортировке ключевых энергоносителей в Казахстане, включая уголь, нефтепродукты и уран. С расширением трубопроводных мощностей значение железнодорожного транспорта для транспортировки сырой нефти снижается. В 2013 г. по железным дорогам Казахстана было перевезено более 293,7 млн. т грузов (Таблица. 8.8). Из них 105,1 млн. т (35,8%) пришлось на уголь, 0,4 млн. т (0,1%) – на кокс и 26,8 млн. т (9,1%) – на нефть (сырую и нефтепродукты). Таким образом, на все перечисленные крупные энергоносители в совокупности пришлось 45% от общего объема железнодорожных перевозок.

¹¹ Железнодорожная сеть Казахстана сталкивается с серьезными проблемами в районах с интенсивным движением. В настоящее время реализуется масштабная программа по модернизации железнодорожной сети, хотя она и требует значительных инвестиций. Какая-то часть средств может быть получена в рамках новой экономической политики «Нурлы жол»; однако существенную часть средств финансирования можно обеспечить только за счет повышения тарифов на перевозку.

Казахстан располагает разветвленной и эффективной железнодорожной сетью, оператором которой является железнодорожная компания АО «Национальная компания «Казахстан Темир Жолы». В 2013 г. протяженность магистральных железнодорожных линий системы составляла 15 341 км, а парк железнодорожного транспорта насчитывал 1 896 локомотивов (из которых 563 на электрической тяге) и 129 280 товарных (грузовых) вагонов. Подвижной состав для перевозки грузов насчитывал 65 803 вагона, принадлежащих АО «Казахстан Темир Жолы» (51%), а 63 477 находились в собственности частных операторов. Большая часть железнодорожных цистерн в Казахстане, предназначенных для перевозки жидкостей, таких как сырая нефть, нефтепродукты, сера и сжиженные углеводородные газы (СУГ), принадлежит частным операторам. Подвижной состав АО «Казахстан Темир Жолы» насчитывает всего 6 492 цистерны (10% от общего числа). К основным частным операторам, специализирующимся на перевозке жидких продуктов, относятся АО «Казтемиртранс» (порядка 7 200 цистерн), ТОО «Исткомтранс» (порядка 4 600 цистерн), TengizTransGroup (порядка 2 000 цистерн), Golden Eagle, АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и Plzha (порядка 800 цистерн у каждой), а также АО «Тургай Петролеум» (порядка 600 цистерн). Из-за больших объемов перевозок жидких грузов внутри страны Казахстан также в существенной мере задействует подвижной состав России и Украины, а крупнейший российский оператор грузовых железнодорожных перевозок ОАО «ПГК» является серьезным игроком на рынке Казахстана.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Всего (все железные дороги)	156,4	183,8	178,7	202,7	215,6	222,7	246,9	260,6	269,0	248,4	267,9	279,7	294,8	293,7	273,4
Всего (общественный перевозчик)	156,4	183,8	163,3	185,3	193,6	198,4	217,8	226,6	234,9	219,6	237,9	247,3	256,2	253,1	н/д
Каменный уголь	74,2	77,9	72,2	82,1	82,7	84,1	90,4	90,4	101,7	91,6	98,4	104,2	107,5	105,1	н/д
Кокс	0,2	0,3	0,2	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,7	0,3	0,6	0,6	0,4	0,4	н/д
Нефть/нефтепродукты	17,7	19,8	18,7	19,2	20,2	22,2	23,7	23,6	25,1	27,9	26,4	26,6	25,3	26,8	н/д
Руды металлов (всех типов)	н/д	н/д	31,5	34,9	37,7	37,6	45,2	45,0	42,9	41,5	44,3	44,0	46,4	45,9	н/д
Руды черных металлов (железо и марганец)	19,2	18,5	18,7	22,7	24,9	23,0	27,9	28,8	25,8	27,1	29,2	28,9	30,6	30,1	н/д
Черные металлы	4,7	4,7	5,1	5,4	5,8	5,4	5,5	6,5	6,4	6,0	6,1	6,4	5,8	5,3	н/д
Металлолом	н/д		2,0	2,2	3,1	3,2	н/д	2,9	2,9	2,1	2,4	2,5	2,0	1,5	н/д
Химикаты и минеральные удобрения	0,8	1,4	1,8	2,0	2,6	2,1	1,4	1,5	2,2	1,2	1,6	2,5	2,7	2,6	н/д
Строительные материалы	н/д	н/д	н/д	15,9	18,2	18,0	20,4	23,5	18,9	13,7	16,8	28,1	28,7	30,9	н/д
Цемент	1,0	1,4	1,7	2,1	2,4	2,8	3,0	3,8	3,2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Лесопродукты и древесина	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	1,0	0,9	1,4	0,6	0,8	0,8	0,7	н/д
Зерно и продукты помолы	6,4	4,4	5,2	7,1	4,5	4,0	6,3	11,0	10,8	9,6	8,6	7,1	11,4	8,2	н/д
Прочее	51,7	74,7	41,3	32,9	39,6	44,9	52,9	54,7	56,5	53,1	62,1	56,9	63,8	66,3	н/д

Примечание: данные перевозок с разбивкой по грузам приводятся только для общественных перевозчиков.

В ПРОЦЕНТНОМ ВЫРАЖЕНИИ:

Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	н/д
Каменный уголь	47,4	42,4	40,4	40,5	38,4	37,8	36,6	34,7	37,8	36,9	36,7	37,3	36,5	35,8	н/д
Кокс	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	н/д
Нефть/нефтепродукты	11,3	10,8	10,5	9,5	9,4	10,0	9,6	9,1	9,3	11,2	9,9	9,5	8,6	9,1	н/д
Руды металлов (всех типов)	0,0	0,0	17,6	17,2	17,5	16,9	18,3	17,3	15,9	16,7	16,5	15,7	15,7	15,6	н/д
Руды черных металлов (железо и марганец)	12,3	10,1	10,5	11,2	11,5	10,3	11,3	11,1	9,6	10,9	10,9	10,3	10,4	10,2	н/д
Черные металлы	3,0	2,6	2,9	2,7	2,7	2,4	2,2	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,0	1,8	н/д
Металлолом	0,0	0,0	1,1	1,1	1,4	1,4	0,0	1,1	1,1	0,8	0,9	0,9	0,7	0,5	н/д
Химикаты и минеральные удобрения	0,5	0,8	1,0	1,0	1,2	0,9	0,6	0,6	0,8	0,5	0,6	0,9	0,9	0,9	н/д
Строительные материалы	0,0	0,0	0,0	7,8	8,4	8,1	8,3	9,0	7,0	5,5	6,3	10,0	9,7	10,5	н/д
Цемент	0,6	0,8	1,0	1,0	1,1	1,3	1,2	1,5	1,2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Лесопродукты и древесина	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,6	0,2	0,3	0,3	0,2	н/д
Зерно и продукты помолы	4,1	2,4	2,9	3,5	2,1	1,8	2,6	4,2	4,0	3,9	3,2	2,5	3,9	2,8	н/д
Прочее	33,1	40,6	23,1	16,2	18,4	20,2	21,4	21,0	21,0	21,4	23,2	20,3	21,6	22,6	н/д

ГРУЗОБОРОТ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ КАЗАХСТАНА (млрд.т/км)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Всего	125,0	135,7	133,1	147,7	163,5	171,9	191,2	200,8	214,9	197,5	213,2	223,6	235,9	231,3	214,1

СРЕДНЯЯ ДАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОЗОК (км)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Всего	799,2	738,3	744,8	728,7	758,3	771,9	774,4	770,5	798,9	795,1	795,8	799,4	800,2	787,5	783,1

Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан.

Таблица 8.8 Перевозка грузов по железным дорогам Казахстана

Подобный акцент на перевозку жидких грузов связан с тем, что транспортировка нефти и нефтепродуктов является наиболее прибыльным сегментом перевозки крупногабаритных грузов в железнодорожной системе. По сути, такие перевозки «субсидируют» транспортировку угля и прочих насыпных грузов в железнодорожной системе Казахстана. На сегодняшний день тарифы на транспортировку угля на 30-50% ниже тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов на аналогичное расстояние (в тоннах на километр). Это, прежде всего, связано с возможностью участников нефтяного сектора платить больше за транспортировку продукции, которая может быть продана по сравнительно высоким ценам, прежде всего, на международных рынках. И хотя транспортировка угля, по сути, является низкорентабельным бизнесом для железнодорожной промышленности, ее важность, тем не менее, существенна, поскольку уголь обеспечивает наибольший оборот (как в перевезенных тоннах, так и в тоннах на километр) из всех товаров, перевозимых железнодорожной системой.

Это приводит к тому, что тарифы на транспортировку угля, которые, в итоге, являются одним из решающих факторов, определяющих его общую конкурентоспособность на рынках конечных потребителей (так как транспортные издержки являются весомым компонентом общей стоимости поставляемого угля), тесно взаимосвязаны с тарифами на транспортировку нефти и нефтепродуктов. При этом следует отметить три фактора, способных повлиять на изменение железнодорожных тарифов в будущем. Во-первых, строительство новых трубопроводов уже оттянуло на себя значительную часть прибыльных перевозок сырой нефти (а в дальнейшем, возможно, и нефтепродуктов) из железнодорожной системы. Совокупный объем поставок нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом держался на относительно стабильном уровне, составляя порядка 26-27 млн. т в год до 2013 г. Однако в 2014 г. объем перевозок нефти начал снижаться, особенно в связи с расширением КТК и снижением объемов экспортных поставок сырой нефти по железной дороге в регион Черного моря. В 2014 г. произошел резкий спад объема железнодорожных перевозок сырой нефти на экспорт до 1,8 млн. т с 8,7 млн. т в 2013 г. Во-вторых, ожидается сокращение объемов производства мазута на НПЗ Казахстана и переход от экспорта излишков мазута (преимущественно в ЕС) к увеличению поставок светлых нефтепродуктов на внутренний рынок. Общий объем поставок продуктов нефтепереработки может существенно не увеличиться, однако сокращение расстояний транспортировки означает уменьшение высокорентабельных перевозок и снижение совокупной прибыли для железнодорожной системы Казахстана. И, наконец, предложения Правительства по гармонизации тарифов на экспортные и внутренние перевозки на всей территории Евразийского экономического союза приведут к снижению реальных эффективных тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов на фоне схожих тенденций в российской железнодорожной системе. В конечном счете, указанные три фактора будут толкать вверх тарифы на транспортировку угля по железным дорогам, которые в настоящий момент лишь незначительно превышают уровень безубыточности для железнодорожной системы.

Совершенно очевидно, что ценообразование в железнодорожной промышленности в настоящее время поставлено в жесткие рамки. С одной стороны, перевозка грузов должна быть прибыльной для операторов, чтобы компенсировать потери в сфере пассажирских перевозок и значительные инвестиции в строительство новой железнодорожной инфраструктуры (в том числе строительство нового железнодорожного вокзала в г. Астана к ЕХРО 2017). С другой стороны, значительное повышение тарифов приведет к вытеснению казахстанского угля с внешних рынков из-за неконкурентоспособной цены. Наш текущий прогноз не предусматривает подобного развития событий (см. ниже), однако ситуация требует пристального внимания.

Обеспокоенность вызывает и возможное падение спроса на уголь со стороны России после 2025 г. (см. текстовую вставку «Сокращение доли угля из Казахстана в электроэнергетике России»), как только потребуют замены генерирующие мощности, запроектированные под сжигание

Экибастузский угля. Когда это произойдет, казахстанский уголь может столкнуться с гораздо более серьезной конкуренцией со стороны российского угля или природного газа применительно к вышеуказанным генерирующим мощностям. Тем не менее, график модернизации электро-

энергетического сектора может быть перенесен на более поздние сроки в случае нехватки инвестиционных средств, а в рамках ЕАЭС России будет предположительно все труднее в одностороннем порядке навязывать переход на российское топливо. Таким образом, ожидается, что экспорт угля из Казахстана в Россию в обозримом будущем будет продолжаться. Из-за низкой себестоимости добычи и близости к электростанциям Урала, он должен оставаться экономически конкурентоспособным в сравнении как с российским углем (из Кузбасса или местных шахт), так и с российским газом.

Маловероятно, что планы начать экспорт казахстанского угля в Китай окажутся экономически целесообразными, учитывая относительно низкое качество угля и очень высокую стоимость транспортировки при таких значительных расстояниях (основные центры потребления угля на побережье). Помимо этого, ожидается, что темпы роста спроса на уголь в Китае будут постепенно снижаться в течение ближайшего десятилетия сразу по нескольким причинам, включая замедление экономического роста, диверсификацию топливного баланса и давление со стороны общественности в некоторых регионах страны, требующей сократить вредные выбросы в атмосферу. Все это уже нашло свое отражение в решении Государственного совета Китайской Народной Республики ограничить рост потребления угля к 2020 г. (Глава 13). Фактически, спрос на уголь уже начинает ослабевать. Потребление угля в электроэнергетике Китая сократилось на 3% в течение в 2014 г. на фоне незначительного роста спроса на электроэнергию внутри страны и конкуренции со стороны вводимых в эксплуатацию новых гидроэлектростанций; совокупный объем потребления угля в стране в 2014 г. упал на 2,2%.¹²

В рамках программы по сокращению вредных выбросов в атмосферу в восточных провинциях Китай также планирует перенести угольные электростанции вглубь страны, в частности, в богатую энергоресурсами провинцию Синьцзян и автономный район Внутренняя Монголия на северо-западе и севере Китая, соответственно. Это стало возможным благодаря развитию технологий по передаче электроэнергии на дальние расстояния по линиям электропередач сверхвысокого и ультравысокого напряжения, особое внимание которым уделяется в Главе 6. Хотя казахстанский уголь, с географической точки зрения, несомненно, ближе к электростанциям в провинции Синьцзян, чем к Пекину или Шанхаю, Китай планирует использовать на этих электростанциях имеющийся в изобилии свой собственный уголь, природный газ и ветровую энергию, а не импортный уголь (более подробно перспективы экспорта угля и электроэнергии в Китай рассматриваются в Главе 6).

Иными словами, Китай обладает своими собственными значительными неосвоенными запасами энергоресурсов и принимает меры, направленные, прежде всего, на ограничение, а затем и на сокращение потребления угля. Как следствие, цены на уголь на внутреннем рынке Китая уже пошли вниз в основных центрах потребления на востоке страны. Поскольку цены на уголь на внутреннем рынке Китая фактически задают тот максимум, который можно получить за казахстанский уголь на китайском рынке,

становится очевидным, что стоимость угля из Казахстана с учетом доставки будет гораздо выше цен, преобладающих на внутреннем рынке Китая. Более того, хотя совокупное потребление угля в Китае, как ожидается, в 2015 г. снова начнет расти, технологии передачи электроэнергии на дальние расстояния из провинций, расположенных внутри страны, на восток, применение которых стремительно расширяется с 2012 г., уже вытесняют импортируемый уголь, который традиционно использовался электростанциями в указанном восточном регионе Китая. Согласно оценкам, в целом за 2014 г. прибрежные провинции Китая удовлетворили 20% совокупного спроса на электроэнергию за счет ее передачи на дальние расстояния из провинций, расположенных внутри страны. Поскольку именно прибрежные провинции являются рынком сбыта импортируемого угля, объемы ввозимого в Китай энергетического угля в 2014 г., как следствие, уже сократились (до 198,8 млн. т). Данная тенденция, как ожидается, сохранится и в будущем. По всей видимости, пик спроса на импортный уголь в Китае уже миновал.

Таким образом, представляется, что перспективы существенного увеличения экспорта энергетического угля в Китай в обозримом будущем носят, в лучшем случае, ограниченный характер. Возможно наращивание экспорта в близлежащие страны Средней Азии, в частности, после вступления Кыргызстана (на долю которого в настоящее время приходится около 7% экспортируемого Казахстаном угля) в Евразийский экономический союз. Может увеличить объемы импорта и еще один традиционный покупатель – Украина (около 5% экспортируемого Казахстаном угля), учитывая утраченные горнодобывающие мощности в результате продолжающегося противостояния на востоке страны. Однако вопрос о том, приведет ли геополитическая обстановка в регионе и трудное финансовое положение Украины к тому, что такие поставки станут возможными и целесообразными, пока остается открытым.¹³ Помимо этого, существует возможность, что экспорт в Европу (в ограниченных объемах) продолжится – в случае ускорения экономического роста и необходимости расширения базовых генерирующих мощностей с вводом новых объектов на возобновляемых источниках энергии. Тем не менее, это может оказаться сложным, учитывая то серьезное внимание, которое уделяется в ЕС соблюдению нормативов выбросов углерода (например, Германия в настоящее время идет по пути сокращения использования лигнита). В тоже самое время, уголь более высокого качества с Шубаркольского месторождения, который уже экспортируется в малых объемах в страны Балтии, похоже, находится в наилучшем положении с точки зрения эффективности транспортных расходов на его поставку на эти рынки. Новая железнодорожная линия Шубарколь-Аркалык, запущенная в 2014 г. (в настоящее время продолжается строительство инфраструктуры), позволит существенно повысить потенциал экспорта шубаркольского угля.

Ситуация на узкоспециализированном рынке коксующегося угля может оказаться более благоприятной (например, в случае роста спроса на коксующийся уголь на металлургических заводах в России). Как видно из имеющихся данных, объемы экспорта коксующегося угля выросли с 0,9 млн. т в 2013 г. до 3,4 млн. т в 2014 г. Тем не менее, эти по-

¹² Сяоминь Лю, Обзор рынка угля в Китае за 2014 г., Обзор рынка энергоносителей IHS, март 2015. [Xiaomin Liu, China Coal Market Briefing: Annual 2014. IHS Energy Market Briefing, March 2015.]

¹³ В совместном заявлении Президента Украины Петра Порошенко и Президента Казахстана Нурсултана Назарбаева в декабре 2014 г. говорилось о достигнутой, в принципе, договоренности об экспорте экибастузского угля в Украину без указания точных объемов.

казатели гораздо меньше, чем для энергетического угля.

Учитывая ограниченные перспективы быстрого расширения объемов экспорта угля, лидеры отрасли изучают дополнительные варианты использования угля внутри страны. Потенциальные выгоды от этого не ограничиваются сохранением рабочих мест и экономической жизнеспособности угледобывающих регионов. В долгосрочной перспективе возможность изготовления синтетических

жидких продуктов может позволить Казахстану использовать свои богатые месторождения угля для увеличения производства нефтепродуктов (например, бензина, дизельного топлива), которые в настоящее время частично импортируются из России. В заключительном Разделе настоящей Главы, посвященном долгосрочным перспективам потребления угля, рассматриваются некоторые из таких вариантов.

8.7. Угольный метан

Отчасти ввиду отрицательных экологических последствий добычи и применения угля, а также трудностей, связанных с транспортировкой угля в Россию и другие страны, в настоящее время проводится оценка возможностей по добыче и использованию метана угольных шахт (МУШ) и метана угольных пластов (МУП).¹⁴ Казахстан отличается особенно загазованными угольными шахтами. Концентрация МУШ доходит до потенциально опасных значений (в среднем 18-24 м³/т; местами до 33 м³/т) на глубоких шахтах, в частности, в Карагандинском бассейне. Таким образом, извлечение (дренаж) метана здесь является обязательным для обеспечения безопасности условий шахтной добычи. Возможность как-то использовать метан, а не просто выпускать его в атмосферу, также позволит сократить выбросы парниковых газов.

Не так давно было подготовлено предварительное технико-экономическое обоснование проекта по дренажу и использованию метана угольных шахт в Карагандинском бассейне. Исследование финансировалось Агентством по охране окружающей среды США¹⁵ и охватывало шесть из восьми подземных угольных шахт в вышеуказанном бассейне, владельцем и оператором которых является АО «АрселорМиттал Темиртау», которому также принадлежит расположенный в Карагандинской области крупный металлургический комбинат. По результатам проведенного исследования было установлено, что качество МУШ в шахтах не является достаточным при текущих ценах на газовом рынке, чтобы оправдать проекты обогащения шахтного метана для его доставки по трубопроводу, а также применения в качестве компримированного (сжатого) или сжиженного природного газа (КПГ или СПГ).¹⁶ Помимо этого, отсутствует необходимая инфраструктура для того, чтобы проекты использования МУШ в центральном отоплении, а также применения сырого МУШ в промышленности или для сушки шлама, стали практически реализуемыми. Однако было сделано заключение о том, что применение МУШ для генерации электроэнергии в небольших объемах непосредственно в местах добычи могло бы быть целесоо-

бразным. Было рекомендовано реализовать трехэтапный проект по производству электроэнергии, предусматривающий строительство нескольких небольших электростанций (мощностью 2-12 МВт) (по одной на каждой шахте), работающих на топливе, аккумулируемом газоотводной системой шахты.¹⁷ Применение типовой модели дисконтированных денежных потоков показало, что предприятие выйдет в плюс на пятый год реализации проекта (общий срок реализации – 10 лет); при этом внутренняя норма доходности (IRR) за 10 лет превысит 13%. В дальнейшем было рекомендовано провести полноценный анализ экономической целесообразности проекта по генерации электрической энергии на шести шахтах и установить, может ли проект получить поддержку государства в рамках программ по поощрению сокращения выбросов углерода.

Если говорить о совокупных запасах метана на разрабатываемых и неразрабатываемых угольных месторождениях (далее – «МУП»), результаты предварительной оценки показывают, что предварительно оцененные запасы (начальные геологические запасы газа) могут составлять до 3 трлн. м³. Не все они являются извлекаемыми при текущем уровне развития технологий, но, для более полной картины следует отметить, что доказанные традиционные запасы природного газа в Казахстане, согласно оценкам, составляют 1,3 трлн. м³, а доказанные и вероятные запасы в совокупности – 3,9 трлн. м³. По имеющимся оценкам, примерно 490 млрд. м³ МУП залегают на глубине менее 1500 м только в Карагандинском бассейне. Запасы МУП в Экибастузском бассейне изучены не так основательно. Предполагается, что на глубине 70-340 м концентрация газа в среднем составляет 21,4 м³ на тонну угля.

В некоторых регионах Казахстана содержание МУП достаточно высоко, что может позволить его использование в качестве близкой альтернативы традиционному природному газу. Представляется, что наибольшим потенциалом МУП обладает в регионах, расположенных в непосредственной близости от объектов добычи угля, которые пока

¹⁴ Порой разница между этими двумя видами угольного метана представляется достаточно туманной: МУШ – метан на действующих и выработанных (заброшенных) шахтах, тогда как МУП – метан на неосвоенных угольных месторождениях, доступ к которому обеспечивается с использованием скважин, как при обычной добыче газа. Когда речь идет о суммарных запасах метана, используется термин МУП.

¹⁵ «Угольные шахты АО «АрселорМиттал Темиртау» в Карагандинском угольном бассейне Казахстана: предварительное технико-экономическое обоснование проекта по дренажу и применению метана угольных шахт», Вашингтон, округ Колумбия, Агентство по охране окружающей среды США, апрель 2013 г. [Arcelor Mittal Coal Mines Karaganda Coal Basin, Kazakhstan: Pre-feasibility Study for Coal Mine Methane Drainage and Utilization. Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, April 2013].

¹⁶ Концентрация метана на большинстве карагандинских угольных шахт колеблется от 15% до 40%, в то время как подготовка (переработка) газа для транспортировки по трубопроводу не является коммерчески оправданной при содержании метана ниже 50%, а стандартный предельный показатель для очистки газа в США составляет 70% метана (там же, стр. 7).

¹⁷ На момент проведения технико-экономического обоснования МУШ уже добывался на одной из шахт (Казахстанская) и использовался в качестве котельного топлива на близлежащих шахтах.

не обслуживаются национальной газопроводной системой (т.е. на значительной площади территорий северной, центральной и восточной частей Казахстана). При надлежащем контроле добычи и потребления МУП, обеспечивающем поддержание выбросов в атмосферу на допустимом уровне (в Главе 13 отмечается, что метан обладает гораздо большей теплоулавливающей способностью по сравнению с углекислым газом), данный энергоресурс может внести вклад в диверсификацию топливного баланса в данном регионе, к которой стремится Казахстан. Как минимум, неуклонный прогресс в улавливании МУШ на действующих шахтах является прекрасной возможностью сокращения выбросов парниковых газов в стране.

Вопрос о том, сможет ли МУП в конечном итоге обеспечить

решение энергетических задач более высокого порядка, таких как газификация Карагандинской области или даже Астаны, пока остается открытым. Как отмечалось выше, запасы ресурсов все еще исследуются, и пока не ясно, обладают ли запасы МУП в достаточной близости к потенциальным потребителям достаточно высоким содержанием метана для передачи по газопроводу, а также применения в качестве КПГ или СПГ. Также пока остается неясным, окажутся ли существующие технологии добычи в промышленных масштабах, применяемые в других странах мира, жизнеспособными и рентабельными в Казахстане.¹⁸ Пробное бурение скважины для извлечения метана на глубину 800 м на угольном месторождении Талды-Кудук в центральном Казахстане не увенчалось успехом, и в настоящее время проводятся дальнейшие испытания.

Добыча метана угольных пластов в глобальном контексте

Добыча метана угольных пластов (МУП) – это, прежде всего, мера безопасности: перед добычей угля необходимо извлечь из него метан, поскольку этот газ взрывоопасен. При этом и после начала эксплуатации глубоких угольных шахт, извлечение метана – который часто называют метаном угольных шахт (МУШ) – остается неотъемлемой частью стандартной процедуры дегазации в горнодобывающей отрасли. Объемы метана, извлекаемого из шахт, как правило, относительно невелики и могут использоваться для нужд добычи угля (например, в качестве источника электроэнергии для шахты).

Структурно-геологические особенности залегания метана угольных пластов отличаются от традиционных месторождений, на которых газ находится под давлением в «ловушке» перекрывающих пород. Более того, в виде «свободного» газа в трещинах и слоях обычно присутствует менее 10% метана. Основной же объем МУП содержится в сорбированном состоянии в микропористой структуре (матрице) самого угля.

Ввиду вышеуказанных особенностей, когда речь идет о добыче именно метана (а не угля) как ресурса, его извлечение обычно осуществляется с применением технологий интенсификации отдачи, таких как гидроразрыв пласта, благодаря которым объемы нетрадиционной добычи нефти и газа в настоящее время растут, несмотря на различия в механике и дебите скважин (интенсивности потока газа). В целевые угольные пласты под высоким давлением нагнетается жидкость разрыва (как правило, вода, но иногда также кислоты и другие добавки) и «проппант» (расклинивающий агент, – обычно песок – который удерживает трещины от смыкания после удаления закачанной жидкости). Технология, в целом, заключается в расширении уже существующих в угле трещин (или «клинажей») и увеличении соединений между сетями природных трещин, а также между этими сетями и добывающими скважинами. Так как МУП сам по себе не улавливается под высоким давлением, приток метана из подвергнутого разрыву горизонта (пласта) обеспечивается за счет удаления значительных объемов пластовых вод с выводом их на поверхность, чтобы уменьшить подземное гидростатическое давление до уровня (близкого к нормальному атмосферному давлению), при котором метан начнет выделяться (десорбироваться) из угля. После этого метан поступает через трещины в сеть эксплуатационных скважин. В отличие от традиционной добычи природного газа, при которой выход газа изначально высок, а затем постепенно истощается по мере роста обводненности, содержание в пласте воды по сравнению с МУП изначально велико, но с течением времени снижается, по мере того как объемы добычи метана растут (основная часть газа извлекается во время последних 50% депрессии пласта).

Экономическая целесообразность добычи МУП зависит от целого ряда факторов. Некоторые из них связаны непосредственно с особыми характеристиками месторождения угля, включая газоносность, толщину и глубину пласта, проницаемость (насколько легко матрица угля пропускает газ), а также химический состав воды и объемы ее удаления. Другими факторами являются возможность поставки на потенциальные рынки через трубопровод (содержание метана в МУП, как правило, составляет более 90%, и его можно закачивать в коммерческий трубопровод практически без обработки) или в виде КПГ либо СПГ, а также наличие конкурирующих видов топлива, таких как природный газ, и цены на них. Далее приводится более подробная информация о некоторых из вышеперечисленных взаимосвязанных факторов, после чего рассматривается, как они влияют на производственные решения в странах, где промышленная добыча

¹⁸ В июле 2014 г. был проведен международный форум для изучения вариантов развития газовой промышленности на базе угля в Казахстане (в частности, для газификации Астаны и Караганды). Основной его задачей было изучить, как ведущие мировые технологии могут способствовать сокращению расходов (см. «Метан угольных пластов в Казахстане», журнал World Coal, 23 июля 2014 г. [Coal Bed Methane in Kazakhstan, World Coal, July 23, 2014]).

МУП уже налажена или предполагается в ближайшем будущем.

Газоносность, прежде всего, напрямую зависит от сорта или марки угля: у лигнита она относительно низкая, у суббитуминозного и битуминозного угля, соответственно – выше, а у антрацита – самая высокая. В соответствии с данной зависимостью (отражающей степень сжатия/плотность), среднее содержание МУП в угле США, например, находится в диапазоне примерно 2,8-22,6 м³ на тонну угля. В зависимости от прочих условий, нижний порог рентабельности в США колеблется в диапазоне примерно от 3,5-11,3 м³/т, при этом базисным ориентиром с точки зрения обеспечения прибыльности иногда считается показатель 7,0 м³/т. Тем не менее, антрацит, занимающий верхнюю строчку по степени сжатия, отличается высокой плотностью и, следовательно, имеет очень низкую проницаемость, что затрудняет его разрыв. Таким образом, наиболее подходящими сортами угля для разработки месторождений МУП, как правило, являются те, которые находятся в середине представленного выше диапазона (суббитуминозный и битуминозный уголь).

При прочих равных условиях, угольные пласты, имеющие большую толщину, более перспективны с экономической точки зрения, чем более тонкие. При этом, хотя отдельные угольные пласты в идеале должны иметь толщину не менее 1 м, минимально допустимым условием с коммерческой/промышленной точки зрения является ряд последовательно расположенных угольных пластов совокупной толщиной не менее 10 м, а оптимальная толщина составляет более 25 м. Аналогичным образом, месторождения (заледи), расположенные ближе к поверхности земли, более перспективны с экономической точки зрения. Неглубоко залегающие месторождения можно разрабатывать при более низких затратах на бурение, а также при более высокой плотности бурения. Помимо прочего, глубина влияет на проницаемость: более высокое давление на значительных глубинах, как правило, уменьшает открытое пространство внутри угольной матрицы (закрывая трещины), что снижает проницаемость и интенсивность потока газа при его извлечении. В этой связи, оптимальными для добычи МУП, как правило, являются угольные пласты, расположенные на глубине до 1500 м.

В отличие от традиционной добычи нефти и газа, извлечение МУП невозможно без выкачивания больших объемов воды (пластовой воды, содержание которой в угле изначально велико, а также жидкости разрыва, если применяется метод гидроразрыва пласта). В некоторых формациях, таких как бассейн реки Паудер в США, попутная вода является питьевой и может применяться в сельском хозяйстве (например, для скота) или сбрасываться непосредственно в водотоки. Однако чаще всего попутная вода содержит различные минеральные соли, химические вещества, а иногда также тяжелые металлы и радионуклиды. В таких случаях необходима стратегия утилизации (например, обратная закачка или хранение в водосборниках) для смягчения негативного воздействия на окружающую среду. Таким образом, высокое содержание воды в угольных пластах отражается на экономических аспектах добычи, поскольку означает рост расходов (на откачку, устранение вреда для экологии и хранение/обратную закачку) и снижение газоносности (за счет уменьшения пространства, в котором может сдержаться газ).

Угленосные регионы имеются примерно в 70-ти странах мира, около 20-ти из которых в тот или иной момент времени активно вели бурение скважин в целях добычи МУП. Основная часть промышленной добычи МУП в настоящее время сосредоточена в четырех странах (США, Австралия, Канада и Китай). Первыми добычу МУП в промышленных масштабах начали Соединенные Штаты в 1980-х гг., когда обеспокоенность вопросами энергетической безопасности, а также высокие цены на нефть и газ, подтолкнули Правительство страны к поощрению разработки нетрадиционных источников энергии через систему налоговых льгот и стимулов. На протяжении последних нескольких лет, показатели ежегодного объема добычи в США варьировались в диапазоне от 45 до 55 млрд. м³ в год, что соответствует примерно 7% от объема добычи сухого газа в стране.¹⁹

Австралия приступила к промышленной добыче МУП гораздо позже (в 1996 г.), но с тех пор наращивала ее быстрыми темпами вплоть до 2011 г. Объемы добычи в стране – на месторождениях бассейнов Боуэн и Сурат (штатов Квинсленд и Новый Южный Уэльс) – составили 4 млрд. м³ в 2008 г. и 6 млрд. м³ в 2011 г. (на тот момент на долю МУП приходилось порядка 10% от совокупного объема добычи сухого газа в Австралии). Факторы, которые в последнее время сдерживают дальнейший рост добычи, носят нормативно-правовой, а не геологический характер. В 2011 г. руководство штата Новый Южный Уэльс, ввиду обеспокоенности угрозой, которую несет добыча МУП для экологии наземных и грунтовых вод, наложило мораторий сроком на 17 месяцев на добычу МУП с применением технологии гидроразрыва пласта. Данный мораторий был снят, когда власти ввели новый свод правил, регулирующих добычу МУП, который привел к значительному увеличению нормативного бремени и затрат, связанных с разработкой месторождений МУП в Новом Южном Уэльсе. В марте 2014 г., после утечки жидкости разрыва из резервуара для ее испарения на объекте Сантос-Пиллига, власти штата Новый Южный Уэльс наложили шестимесячный мораторий на выдачу новых лицензий на разведку, а также предписали провести проверку (аудит) всех существующих лицензий. Ожидается, что эти меры приведут к замедлению темпов роста добычи в Австралии до формирования более

¹⁹ Наиболее богат запасами бассейн реки Сан-Хуан (на территории штатов Колорадо и Нью-Мексико), на долю которого приходится основная часть (53%) совокупного объема добычи. Для данного месторождения характерно сочетание таких благоприятных факторов как высокие газоносность и проницаемость, а также относительно большая толщина пластов

стабильной и предсказуемой нормативно-правовой среды. Тем не менее, поскольку добыча в настоящее время, по большей части, сосредоточена в Квинсленде, а не в Новом Южном Уэльсе, объем добычи в целом по стране в 2014 г. вырос до 8,9 млрд. м³.

Еще одной страной, которая быстрыми темпами наращивала добычу МУП (от порядка 1 млн. м³ в 2003 г. до 5 млрд. м³ в 2013 г.), является Канада. Промышленная добыча в настоящее время осуществляется лишь в провинции Альберта, где для извлечения МУП сейчас задействовано более 6000 скважин в двух бассейнах. Порядка 85% добычи на данный момент ведется на благоприятных глубинах от 200 до 1000 м в угольных пластах Хорсшу-Каньон и реки Белли. На площади данных формаций находится до 10 крупных зон залегания суббитуминозного угля умеренной газоносности и проницаемости (дебит скважины в среднем составляет около 3,39 тыс. м³ в день с совокупной толщиной пласта 15-20 м. Для них характерна высокая сухость, и, следовательно, отсутствует необходимость в удалении воды (извлечение осуществляется с помощью азота). Добыча также ведется на некоторых участках месторождения Менвилл, где уголь варьруется от суббитуминозного до битуминозного и залегают на более значительных глубинах (500-2000 м). Ввиду существенной глубины и необходимости удаления воды с содержанием солей на некоторых объектах, затраты на разработку выше, однако это компенсируется более высокой газоносностью и проницаемостью (что означает более высокий дебит, который составляет 14,2 тыс. м³ в день).

По имеющимся данным, в Китае, который также ведет активную деятельность в рассматриваемой области, добыча МУП на протяжении последних нескольких лет составляла в среднем от 1,5 до 2 млрд. м³, что соответствует менее чем 2% от общего объема добычи сухого газа в стране (при этом объемы добычи МУШ значительно больше – порядка 6 млрд. м³). Тем не менее, к 2020 г. объемы добычи МУП могут вырасти до 10-20 млрд. м³. Почти треть экономически извлекаемых ресурсов Китая находится в бассейне Ордос, на севере центральной части страны. Угольные пласты здесь, как правило, залегают на значительной глубине (1000 м), что означает проблемы, связанные с относительно низкой проницаемостью. При этом основной объем добычи в Китае на данный момент приходится на бассейн Циньшуй в провинции Шаньси. Это объясняется, прежде всего, близостью к газопроводу Запад-Восток, который обеспечивает доступ за пределы местных рынков. Наличие доступа к трубопроводам является важным фактором, который будет влиять на масштабы добычи МУП. Владельцами и операторами крупных магистральных трубопроводов страны являются национальные нефтяные компании Китая, а права на разведку и добычу МУП принадлежат PetroChina, China United Coal Bed Methane и ряду более мелких игроков. Предприятия, не обладающие достаточным масштабом, чтобы обеспечить себе доступ (и проложить линии подвода) к этим магистральным трубопроводам, скорее всего, «задохнутся» на местных рынках КППГ и СПГ. Таким образом, широкомасштабное расширение производственной базы требует скоординированного взаимодействия с Правительством и представителями промышленности.

В России широкомасштабной добычи МУП пока не ожидается, однако результаты реализуемой в настоящее время программы геологоразведочных работ показывают, что страна располагает крупнейшей в мире базой ресурсов МУП (84 трлн. м³ на глубине до 2000 м). Более того, на территории России находится крупнейший в мире разведанный бассейн запасов МУП – Кузнецкий (> 13 трлн. м³), на который сейчас направлено основное внимание. Задача разведки и добычи этих запасов возложена на российскую компанию ОАО «Газпром». Основной целью при этом – аналогично ситуации на севере центральной части Казахстана – является обеспечение промышленного угледобывающего региона Кузнецк (Кузбасс), где сложился дефицит газа, альтернативным и более экологически чистым топливом. В 2003 г. ООО «Газпром добыча Кузнецк» получило лицензию на поисково-разведочные работы и добычу МУП на группе угольных месторождений в южной части Кузнецкого бассейна. В 2008-2009 гг. было пробурено восемь скважин на территории Талдинского месторождения Кузбасса на глубину 600-1000 м, а в 2010 г. был запущен пилотный проект добычи МУП для использования на местных АЗС (КППГ) и питания двух небольших электростанций. В 2012 г. был утвержден план промышленной разработки юго-восточной части Талдинского месторождения, реализация которого в настоящее время ведется (включая бурение 14 эксплуатационных скважин). По информации «Газпрома», планируется медленно наращивать добычу на Талдинском месторождении (а также, возможно, на ряде других месторождений), в результате чего совокупный объем добычи в Кузбассе должен вырасти с 20 тыс. м³ на стартовом этапе разработки Талдинского месторождения до 2,1 млрд. м³ в 2016 г., 3,1 млрд. м³ в 2017 г. и порядка 4 млрд. м³ по завершении первого этапа разработки на юге Кузбасса в 2021 г. В более долгосрочной перспективе объем добычи МУП может, в итоге, выйти на показатель 18-21 млрд. м³.

В Казахстане, как и в России, идет процесс выявления перспективных участков для промышленной добычи МУП с применением на них соответствующих технологий добычи метана. По предварительным оценкам,

.....
(в среднем 15 м). Более низкая концентрация газа в суббитуминозных углях бассейна реки Паудер (на территории штатов Вайоминг и Монтана) компенсируется более значительной толщиной пластов (30 м) и их залеганием ближе к поверхности земли (125-300 м). В бассейне реки Блэк-Уорриор (на территории штата Алабама) пласты тоньше (как правило, 1 м или меньше), однако марка, глубина залегания, проницаемость и газоносность угля на данном месторождении имеют благоприятные характеристики. Помимо этого, успешности добычи в бассейне реки Блэк-Уорриор способствует наличие доступа к рынкам и широкое использование передовых технологий интенсификации отдачи (таких как разрыв, многозонное освоение/заканчивание скважин, компьютерное моделирование) и водопользования.

объем предполагаемых ресурсов МУП в стране составляет около 3 трлн. м³. Как отмечается в других разделах настоящего Доклада, МУП рассматривается в качестве одного из возможных источников газификации Карагандинской области, а также столицы Казахстана, Астаны, поэтому большинство планов его промышленной добычи предусматривают, прежде всего, реализацию именно этой задачи. Запасы метана на окружающей территории все еще исследуются, и пока не ясно, существует ли возможность промышленной разработки ресурсов МУП для передачи по трубопроводу или использования в виде КПГ или СПГ. В июле 2014 г. состоялся международный форум, посвященный изучению вариантов развития газовой промышленности на угольных месторождениях в Казахстане (в частности, для газификации Астаны и Карагандинской области). Основной задачей форума было рассмотреть, как использование передовых международных практических наработок может способствовать сокращению расходов.²⁰

В последнее время в центре внимания находятся два месторождения. Месторождение Талдыкудук в центральном Казахстане расположено на южном продолжении Карагандинской синклинали в зоне с довольно сложной геологией – по изначальным предположениям, с высокой газоносностью и проницаемостью.²¹ В целом, на месторождении располагается 20 угольных пластов, из которых 17 обладают рабочей толщиной (от 1 до 6,3 м), а совокупная толщина составляет 47 м. Глубина залегания также потенциально позволяет осуществлять промышленную добычу (от 200 м до 700 м). Содержание метана с глубиной увеличивается от 10 м³/т на 200 м до 23 м³/т на 700 м. Однако бурение одной откачной скважины в 2013-2014 гг. оказалось безуспешным (в отсутствие технологий интенсификации отдачи). В настоящее время исследования продолжаются.

Помимо этого, активно исследуется потенциал Шерубай-Нуруинского месторождения на северо-восточном продолжении все той же Карагандинской синклинали. Угольные пласты здесь залегают на большей глубине (700-1500 м), при этом 15 из 20 пластов обладают рабочей толщиной (совокупная толщина составляет 37,6 м). Газоносность пластов относительно стабильна и с глубиной постепенно увеличивается (от 24 м³/т на 700 м до 27 м³/т на 1500 м). В апреле 2015 г. АО «КазТрансГаз» и АО «НК «Социально-предпринимательская корпорация «Сарыарка» запустили пилотный проект разведки и последующей разработки запасов метана на Шерубай-Нуруинском месторождении. По предварительным данным, объем запасов на территории месторождения может составлять 50 млрд. м³. В 2015-2017 гг. будут осуществляться поисково-разведочные работы, после чего, если результаты окажутся благоприятными, начнется добыча.

С точки зрения ряда базовых параметров, используемых для оценки возможности промышленного освоения, представляется, что области, которые рассматриваются на предмет потенциальной разработки запасов МУП в Казахстане, существенно не отличаются от месторождений других стран мира, на которых уже ведется промышленная добыча. Как отмечалось выше, задача заключается прежде всего в том, чтобы подобрать оптимальные технологии добычи, соответствующие геологическим характеристикам конкретных месторождений. Еще одной задачей, как и в случае с природным газом, является расширение инфраструктуры передачи и распределения в целях доставки газа в потенциальные центры спроса.

Несмотря на ограниченный опыт промышленной эксплуатации, имеющийся на сегодняшний день, МУП все же обладает потенциальными преимуществами в сравнении с газом, доставляемым по газопроводу дальней протяженности, в качестве источника поставок для Астаны или других городов на севере центральной части Казах-

стана. Расстояния между объектами добычи и рынком меньше (порядка 100-200 км), чем при использовании ныне приостановленного проекта трубопровода природного газа Карталы-Астана (830 км). Кроме того, возможен вариант сжижения газа и поставок СПГ по железной дороге или автотранспортом (Раздел 7.3.7).

8.8. Перспективы добычи и потребления угля в период до 2040 г.

Рассмотрев данные по добыче и потреблению угля в Казахстане в период с 1990 г. по настоящее время и расчетные показатели до конца всего прогнозного периода (2040 г.) (Таблица 8.4), можно выявить ряд важных тенденций. Объемы добычи угля будут плавно снижаться с текущего уровня (108,7 млн. т) до 86,9 млн. т в 2040 г. Аналогичной траектории будут придерживаться и види-

мое потребление, которое будет также плавно снижаться с 82,7 млн. т в 2014 г. до порядка 70 млн. т в 2040 г. Данные тенденции согласуются с экономическими перспективами все более эффективного использования энергоресурсов (Глава 11): использование газа будет медленно расти и после 2025 года будут введены в эксплуатацию АЭС (Глава 10). Все эти события будут оказывать понижа-

²⁰ См. «Метан угольных пластов в Казахстане», журнал World Coal, 23 июля 2014 г. [“Coal Bed Methane in Kazakhstan,” World Coal, July 23, 2014].

²¹ Н.С. Умархаджиева, Р. К. Мустафин, Е.Г. Алексеев, «Потенциал угольных месторождений Центрального Казахстана с точки зрения развития проектов по добыче метана угольных пластов», н/д [N.S. Umarhadjieva, R. K. Mustafin, and E.G. Alexeev, “Central Kazakhstan Coal-Fields Potential for Development of Coalbed Methane Production Projects”] <http://www.coalinfo.net.cn/coalbed/meeting/2203/papers/coal-mining/CM025.pdf>.

тельное давление на потребление угля. Несмотря на имеющиеся трудности, объемы экспорта до 2030 г. останутся достаточно стабильными (объемы экспорта в таблице 8.4 именуется «чистый импорт»; см. примечание 4 к настоящей Главе), благодаря устоявшимся торговым связям между Россией и Казахстаном, которые, вероятно, найдут свое продолжение в рамках Евразийского экономического союза. Экономическая конкурентоспособность, присущая углю из Экибастузского бассейна на юге Урала (по сравнению с углем из Кузбасса и другими видами топлива), скорее всего, позволит ему сохранить свою нишу на этом рынке по крайней мере в среднесрочной перспективе.

Данные по потреблению угля по отраслям экономики, приведенные в Таблице 8.4, отражают ряд тенденций, которые уже упоминались выше в настоящей Главе. В период до 2025 г. уровень потребления угля в электроэнергетике будет оставаться примерно на текущем уровне, после чего начнется спад (среднегодовые темпы

роста на протяжении всего периода с 2015 г. по 2040 г. составят $-0,7\%$) (более подробная информация приводится в Главе 10). Аналогичная ситуация будет наблюдаться в сельском хозяйстве и промышленности: среднегодовые темпы роста на протяжении периода с 2000 г. по 2020 г. будут умеренными и составят около 3%, но затем значительно снизятся и будут составлять меньше 1% на протяжении периода с 2015 г. по 2040 г. Несколько иную тенденцию демонстрирует бытовой (жилищный) сектор, где имеет место переход от очень высоких темпов роста (с минимальных значений) в 2000-е гг. к длительному сокращению потребления в долгосрочной перспективе по мере перехода коммунально-бытового сектора на природный или сжиженный углеводородный газ. Как следствие таких уравновешивающих тенденций в отдельных отраслях экономики, доля электроэнергетики в совокупном объеме потребления угля в стране с течением времени останется на удивление стабильной и составит порядка 60% в течение оставшейся части прогнозного периода.

Альтернативное использование угля в качестве топлива

Газификация угля

- Технология. Окисление угля путем сжигания в присутствии пара.
- Продукт. Так называемый «синтез-газ» – смесь CO и H₂.
- Сфера применения. Газообразное топливо может: (а) сжигаться для производства тепловой или электрической энергии в газовых или паровых турбинах; или (б) использоваться в качестве сырья при производстве жидкого топлива на основе технологии Фишера-Тропша.
- Ограничения. Жесткая ценовая конкуренция со стороны природного газа (энергетическая плотность синтез – газа примерно наполовину меньше природного газа); КПД генерации на синтез-газе составляет 40% против 57% на природном газе при использовании в парогазовой турбине; помимо этого, требуется дополнительная инфраструктура (установки для подготовки и газификации угля), что приводит к существенному росту затрат. Более того, синтез-газ не подходит для передачи через существующую сеть трубопроводов природного газа.

Синтетическое жидкое топливо

- Технология. Из технологий: косвенное ожижение угля; пиролиз угля; гидрирование угля; наиболее широкое применение получила технология косвенного ожижения угля с применением синтеза Фишера-Тропша, впервые опробованная в большом масштабе в XX веке в Германии и ЮАР; предусматривает преобразование синтез-газа, полученного в процессе газификации угля, в жидкие углеводороды.
- Продукт. Синтетическая нефть и синтетические нефтепродукты, включая бензин и дизельное топливо.
- Сфера применения. Та же, что и у традиционной нефти и нефтепродуктов (топливо для транспортных средств, смазочные материалы, сырье для химической промышленности).
- Ограничения. В отличие от традиционных технологий производства жидких нефтепродуктов, для производства синтетических нефтепродуктов необходимы значительные объемы водорода, обычно получаемого из воды. Учитывая проблемы с обеспеченностью водными ресурсами в Республике Казахстан, данный фактор является критическим при планировании производства, так как используемая в производстве вода полностью изымается из оборота.

Водоугольная суспензия

- Технология. Уголь мелкой фракции (включая лигнит) измельчается и смешивается с водой и стабилизатором.
- Продукт. Водоугольная суспензия (60%–70% угля и 30%–40% воды) поставляется конечным потребителям по трубопроводу или автоцистернами.
- Сфера применения. Заменяет мазут в качестве топлива (для потребителей с небольшим объемом потребления), открывается возможность для автоматизации подачи топлива для угольных котельных с ручной подачей.
- Ограничения. В настоящее время не способна конкурировать с природным газом из-за цены (учитывая дополнительные расходы на измельчение угля и приготовление суспензии); большой расход воды.

Расчетные объемы производства и потребления угля в представленном угольном балансе до 2040 г. ограничены следующими факторами: упомянутые выше сложные условия для экспорта; официальные обязательства Казахстана по сокращению выбросов парниковых газов (Глава 13); а также экспериментальный характер альтернативных способов использования угля, таких как газификация, производство синтетических жидких продуктов (видов топлива) и водоугольной суспензии (см. текстовую вставку: «Альтернативное использование угля в качестве топлива»). Любой технологический прорыв в последней сфере (альтернативные виды использования) потенциально может повысить предполагаемые объемы спроса, при условии, что экологические издержки будут приемлемыми. Это особенно актуально в сфере производства синтетических жидких продуктов в Казахстане, которая способна сократить импорт в Казахстан нефтепродуктов,

таких как бензин и дизельное топливо, из России (Раздел 7.4) через его замену синтетическими эквивалентами на основе угля отечественного производства.²²

Несмотря на прогресс в том, что касается альтернативных видов использования, соотношение добычи и потребления угля в Казахстане в обозримом будущем, судя по всему, будет напрямую зависеть от производства электроэнергии. Это обусловлено инерционностью структуры электроэнергетики (где 64% мощностей работают на угле, Глава 10). Даже при условии дальнейшего поступательного роста генерирующих мощностей, работающих на газе, и ввода в эксплуатацию некоторого объема мощностей на основе возобновляемых источников энергии и атомных мощностей, уголь останется основным видом топлива в электроэнергетике до конца прогнозного периода.

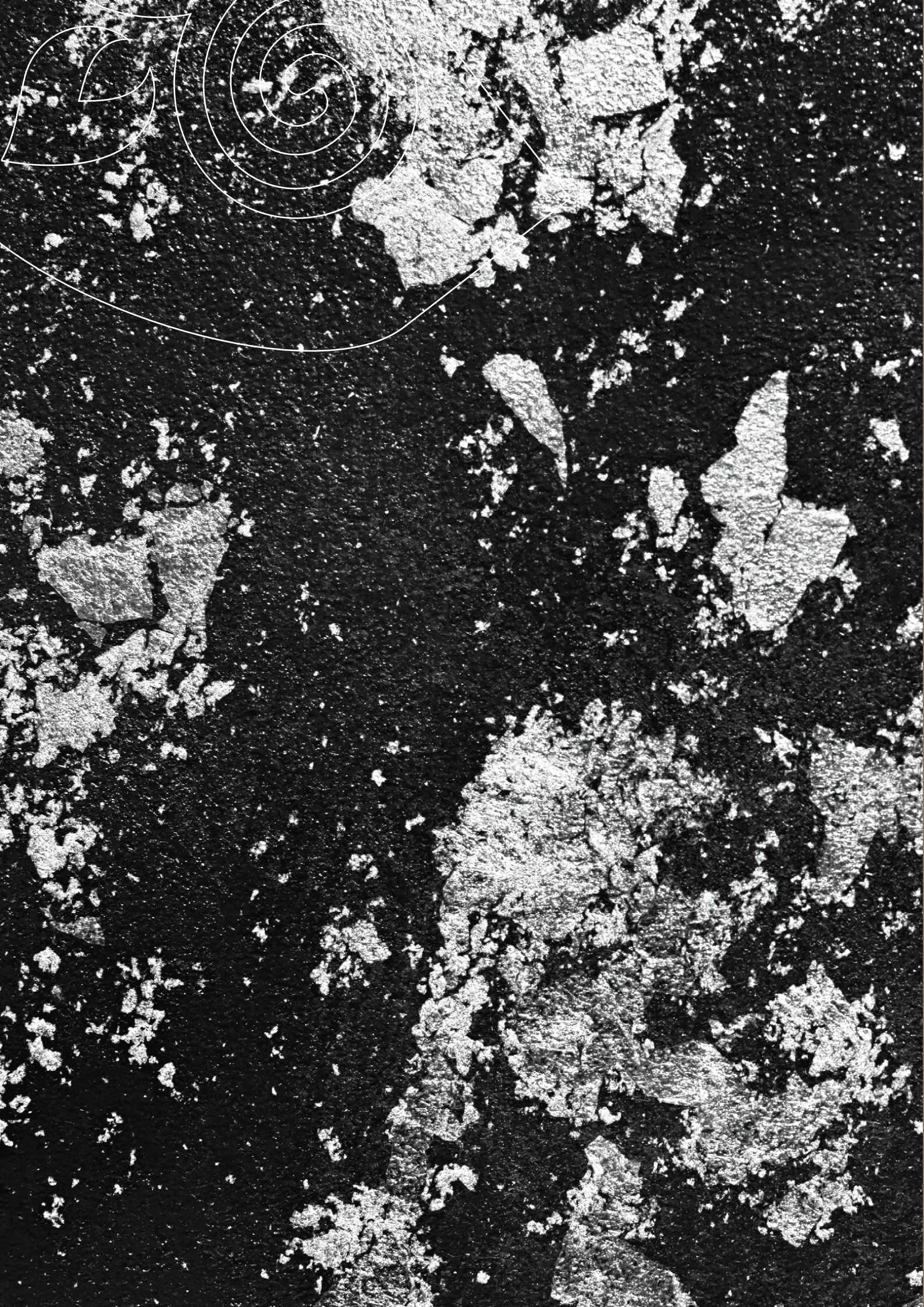
Основные рекомендации

- Продолжать исследование потенциала альтернативного использования угля в Казахстане, включая метан угольных шахт (МУШ), метан угольных пластов (МУП) и другие варианты применения угля, такие как производство синтетического жидкого топлива, угольных суспензий, брикетов и т. д. в качестве перспективного пути расширения использования недорогого угля Казахстана в экономике страны.
- Придерживаться проведения продуманной политики по поддержанию и повышению конкурентоспособности угля. Особое внимание следует уделять тому, как отразятся установленные размеры выплат за выбросы углерода и изменение железнодорожных тарифов на экспорте угля и его потреблении внутри страны.
- Продолжать исследование путей более экологически

чистого и эффективного использования угля, особенно в производстве электроэнергии, за счет повышения эффективности использования топлива. Если будет продемонстрирован хотя бы минимальный прогресс в сокращении выбросов двуокиси углерода, сроки замены угля другими видами топлива, возможно, удастся перенести на более позднее время.

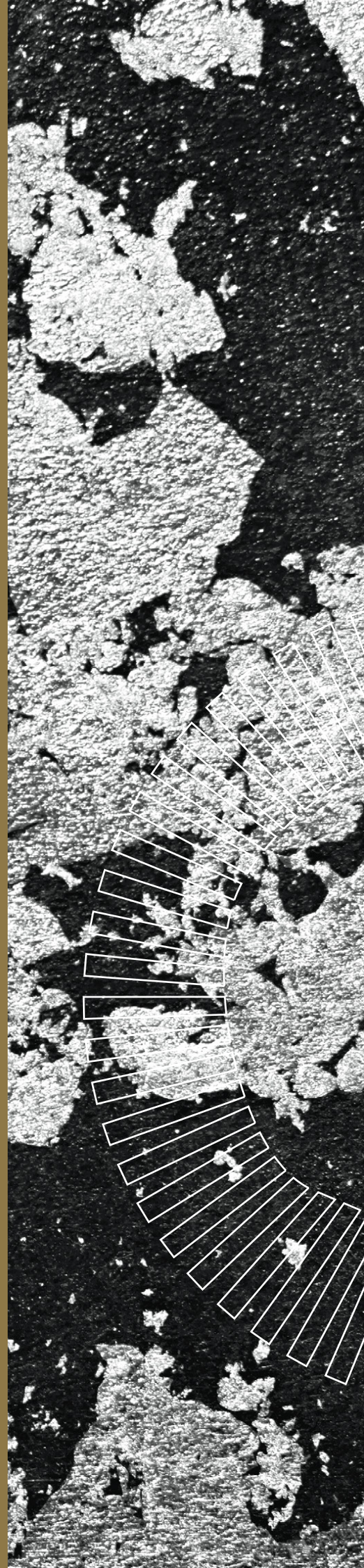
- Хотя наиболее эффективным направлением использования Экибастузского угля является производство электроэнергии, следует также продолжать изучение технической и экономической целесообразности очистки и стандартизации битуминозных и бурых углей других месторождений, чтобы обеспечить наличие угля со стабильными и надежными характеристиками (в том, что касается качества, уровня выбросов и теплотворной способности) для потенциальных экспортных рынков.

²² Более «прозаическим» использованием бурого угля (а возможно и мелкого каменного угля («каменноугольная мелочь»), извлеченного из отвалов и хвостохранилищ [см. Главу 13.2.6]) является дробление и трамбование в блоки (брикеты) различных форм и размеров, которые до сих пор широко применяются в некоторых странах (таких как Китай, Корея, Вьетнам) для бытового приготовления пищи и отопления. Из-за существующей в настоящее время низкой стоимости таких брикетов на этих рынках (и, учитывая то обстоятельство, что они могут быть изготовлены из самых разнообразных повсеместно распространенных в этих странах материалов, таких как переработанная бумага (макулатура), древесный уголь, опилки, а также отходы риса и арахиса), трудно предположить, как угольные брикеты, экспортируемые из Казахстана, могут стать конкурентоспособными.



УРАН

- 9.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 9.2 ЗАПАСЫ УРАНА
- 9.3 ДОБЫЧА УРАНА
- 9.4 ЭКСПОРТ УРАНА
- 9.5 ТОПЛИВНЫЙ ЯДЕРНЫЙ ЦИКЛ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ
О СТРОИТЕЛЬСТВЕ РЕАКТОРОВ
- 9.6 ОБЗОР МИРОВОГО РЫНКА УРАНА
- 9.7 ПРОГНОЗ БАЛАНСА РЫНКА УРАНА
- 9.8 КАЗАХСТАН КАК ТЕРРИТОРИЯ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ
БАНКА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА ПОД ЭГИДОЙ МАГАТЭ





9. Урановая промышленность

9.1. Ключевые моменты

- Хотя Казахстан пока не восстановил собственные генерирующие мощности атомной энергетики (в период с 1973 г. по 1999 г. в стране действовала одна атомная электростанция), он является одним из лидеров по объему запасов и крупнейшим в мире производителем природного урана, обеспечивая более одной трети мирового объема добычи. Весь объем добычи в итоге отправляется на экспорт, в первую очередь в Китай, но также и в ЕС, Южную Корею и Соединенные Штаты.
- Конкурентное преимущество Казахстана заключается в том, что большая часть его достоверно оцененных и предполагаемых запасов урана находится в месторождениях песчаникового типа, разрабатываемых способом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ), который является более рентабельным и менее экологически вредным в сравнении с традиционными (шахтными) способами добычи.
- Уран из Казахстана пользуется широким спросом, и страна наращивает его экспорт настолько быстрыми темпами, насколько позволяет рост добычи. Согласно прогнозам, мировой спрос на уран вырастет к 2035 г. почти при любом сценарии развития мировой экономики, что обусловлено увеличением доли атомной энергетики в производстве электроэнергии. Однако недавний рост экспорта из Казахстана совпал с резким ростом спроса со стороны Китая, который может оказаться неустойчивым после того, как Китай накопит необходимые запасы урана на своей территории.
- В настоящее время Казахстан не представлен на всех стадиях ядерного топливного цикла. В Казахстане осуществляется добыча и первичная переработка урановой руды, затем урановый концентрат отправляется в Россию для конверсии и обогащения и возвращается обратно для производства топливных таблеток, при этом производство следующих компонентов топлива (ТВЭЛов и ТВС) в Казахстане отсутствует. Текущая загрузка мощностей по производству топливных таблеток составляет не более 1-2% от проектной, что связано с отказом в 2008 году России от закупки таблеток в пользу собственных производителей. Фактическое простаивание мощностей производства топливных таблеток (Ульбинский металлургический завод – УМЗ) определяет основную проблему урановой промышленности Казахстана.
- В последние годы был предпринят ряд совместных инициатив, направленных на создание в Казахстане заводов по конверсии и производству тепловыделяющих сборок с целью увеличения добавленной стоимости урановой продукции и загрузки производства топливных таблеток. В 2014 году было достигнуто соглашение между АО «НАК «Казатомпром» и Китайской Генеральной ядерно-энергетической корпорацией (CNNPC), предусматривающее строительство на базе УМЗ завода по производству ТВС, производственной мощностью 200 тонн в год с перспективой дальнейшего расширения.
- Казахстаном была предложена инициатива по размещению на своей территории по эгидой МАГАТЭ Банка ядерного топлива¹, для предоставления возможности странам, развивающим атомную энергетику, получения открытого доступа к низкообогащенному урану, созданию запасов топлива и укреплению режима нераспространения ядерного оружия. В 2015 году между Казахстаном и МАГАТЭ было достигнуто окончательное соглашение о размещении Банка ядерного топлива на территории Казахстана (площадка будет размещаться на УМЗ). В связи с достижением соглашения по решению Иранской ядерной проблемы стали возможны поставки низкообогащенного урана из Ирана для пополнения запасов Банка ядерного топлива.
- Страна также активно планирует развитие атомной энергетики, со строительством одной или нескольких новых атомных электростанций (АЭС) в том числе и для поддержки внутреннего потребления ядерного топлива. Ввиду наличия в г. Курчатове уникальной научно-исследовательской базы по ядерным исследованиям и атомной энергетике, Казахстану может быть рекомендована инициатива по созданию международной площадки для разработки и строительства опытно-промышленных реакторов 4-го поколения. Данная инициатива позволит Казахстану стать весомым участником наукоемкой и высокотехнологичной атомной отрасли.

9.2. Запасы урана

С точки зрения достоверно оцененных запасов – категории, которая применяется Международным агентством по атомной энергии и Агентством по ядерной энергии ОЭСР и приблизительно соответствует категории запасов А+В+С¹, применяемой в государствах СНГ – Казахстан обладает четвертыми по величине запасами урана

в мире в объеме 0,4 млн. т (8% совокупных мировых запасов), уступая лишь Австралии, США и Канаде, которые имеют 1,2; 0,5 и 0,4 млн. т., соответственно (Таблица 9.1). Однако если принимать во внимание лишь те запасы, стоимость добычи которых составляет менее 80 долл. США за кг урана (что эквивалентно 31 долл. США за фунт

¹ Объемом хранения до 90 тонн низкообогащенного гексафторида урана.

² По данным Комитета геологии и недропользования МИР РК на 01.01.2015 г. запасы урана по категории А+В+С¹ составляют 344,4 тыс. т, балансовые запасы – 928,5 тыс. т.

U₃O₈)³, то Казахстан находится на втором месте в мире с запасами в размере 0,2 млн. т (16,5% совокупных мировых запасов), уступая только Канаде, имеющей 0,3 млн. т. Что касается предполагаемых запасов, которые соответствуют категории С2, применяемой в Казахстане, совокупные объемы урана в стране составляют 0,5 млн. т (17% от мировых). Это второй показатель после Австралии, предполагаемые запасы которой составляют 0,6 млн. т. Принимая во внимание лишь те запасы, стоимость добычи которых составляет менее 80 долл. США за кг, Казахстан обладает крупнейшими запасами в мире на уровне 0,3 млн. т (42% мировых запасов; Таблица 9.2).

Из совокупных достоверно оцененных запасов Казахстана 6% (0,02 млн. т) считаются экономически рентабельными для добычи при рыночных ценах ниже 40 долл. США за кг; 53% (0,2 млн. т) рентабельны при ценах ниже 80 долл. США за кг; а 77% (0,3 млн. т) рентабельны при ценах ниже 130 долл. США за кг. Из совокупных предполагаемых запасов страны 14% (0,07 млн. т) считаются экономически рентабельными для добычи при ценах ниже 40 долл. США за кг; 63% (0,3 млн. т) рентабельны при ценах ниже 80 долл. США за кг; а 77% (0,4 млн. т) – при ценах ниже 130 долл. США за кг.

Структура запасов урана в Казахстане следующая: свыше 76% запасов урана Казахстана находятся в двух геологических провинциях – Чу-Сарысуйской и Сырдарьинской. Чу-Сарысуйская провинция включает залежи, располагающиеся в юго-восточной части Карагандинской области, восточной части Кызылординской области, Южно-Казахстанской области, Жамбылской области и западной части Алматинской области. Месторождения в Сырдарьинской провинции обнаружены в Кызылординской области и юго-западной части Карагандинской области. Еще 16% запасов сконцентрированы в Северо-Казахстанской геологической провинции, которая включает залежи в Акмолинской и Северо-Казахстанской областях. В сравнении с запасами урана в Канаде и Австралии, которые располагаются преимущественно в связанных с несогласиями залежах, запасы Казахстана находятся главным образом в месторождениях песчаного типа, разработка которых наиболее эффективна методом ПСВ. Затраты на подземно-скважинное выщелачивание, как правило, ниже, чем на традиционные способы добычи, такие как карьерная и шахтная добыча (см. ниже).

Себестоимость добычи

Страна	<40 долл. США/кгU	<80 долл. США/кгU	<130 долл. США/кгU	<260 долл. США/кгU
Казахстан	20 400	199 700	285 600	373 000
Канада	256 200	318 900	357 500	454 500
Бразилия	137 300	155 100	155 100	155 100
ЮАР	0	113 000	175 300	233 700
Китай ^e	51 800	93 800	120 000	120 000
Монголия	0	108 100	108 100	108 100
Российская Федерация ^c	0	11 800	216 500	261 900
Узбекистан [*]	41 700	41 700	59 400	59 400
Украина	0	42 700	84 800	141 400
Танзания ^{*e}	0	38 300	40 400	40 400
Аргентина	0	5 100	8 600	8 600
Словацкая Республика ^{c,e}	0	8 800	8 800	8 800
Словения ^{d,e}	0	1 700	1 700	1 700
Турция ^{c,e}	0	6 800	6 800	6 800
Перу ^{d,e}	0	1 400	1 400	1 400
Италия ^d	0	4 800	4 800	4 800
Португалия ^d	0	4 500	6 000	6 000

³ В начале февраля 2015 г. цена урана на мировом спотовом рынке составляла приблизительно 37,50 долл. США за фунт (или 82,50 долл. США за кг). Хотя 80% продаж урана осуществляется согласно долгосрочным (от 3 до 15 лет) контрактам с ценой более стабильной, чем спотовая цена, контрактные цены все же привязаны к спотовой цене на момент поставки. Таким образом, цену 80 долл. США/кг можно рассматривать как приблизительное значение «безубыточной» цены для добычи руды при текущем уровне спроса.

Нигер *	0	14 800	325 000	325 000
Намибия *	0	0	248 200	296 500
Австралия			1 174 000	1 208 000
США	0	39 100	207 400	472 100
Центральноафриканская Республика *	0	0	32 000	32 000
Япония ^d	0	0	6 600	6 600
Мексика ^{b,e}	0	0	2 900	2 900
Финляндия ^{d,e}	0	0	1 200	1 200
Все страны мира, итого ^f	507 400	1 211 600	3 698 900	4 587 200
Совокупные запасы	11,1	26,4	80,6	100
Обеспеченность запасами, лет	8,5	20,3	62	76,9
Казахстан, доля в %	4	16,5	7,7	8,1

^a Извлекаемые запасы по состоянию на 1 января 2013 г. с округлением до 100 т.

^b Данные за 2013 г. не предоставлены; информация получена из Красной книги за предыдущий год.

^c По оценке за последние пять лет.

^d Оценка за последние пять лет не проводилась.

^e Запасы в недрах скорректированы Секретариатом с учетом группы <260 долл. США/кгU.

^f Обобщенные данные по группам <40 долл. США/кгU и <80 долл. США/кгU выше, чем указано в таблице, ввиду того, что отдельные страны не предоставляют данные по запасам с низкой себестоимостью добычи, в основном по соображениям конфиденциальности.

^g По оценке Секретариата.

Источник: Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) и Агентство по ядерной энергии ОЭСР «Уран-2014: запасы, добыча и спрос» (Красная книга), 2014 г.

Таблица 9.1 Достоверно оцененные запасы (тонн U) по отдельным странам^a

Страна	Пределы изменения стоимости			
	<40 долл. США/кгU	<80 долл. США/кгU	<130 долл. США/кгU	<260 долл. США/кгU
Казахстан	68 900	316 000	393 700	502 500
Канада	65 600	99 400	136 400	196 000
Бразилия	0	73 600	121 000	121 000
ЮАР	0	69 300	162 800	217 100
Китай ^e	13 900	54 800	79 100	79 100
Монголия	0	33 400	33 400	33 400
Российская Федерация ^c	0	30 500	289 400	427 300
Узбекистан *	24 700	24 700	31 900	31 900
Украина	0	16 900	32 900	81 300
Танзания ^{*e}	0	8 500	17 700	17 700
Аргентина	2 400	4 000	9 900	11 000
Словацкая Республика ^{c,e}	0	3 900	6 700	6 700
Словения ^{d,e}	0	3 800	7 500	7 500
Турция ^{c,e}	0	1 900	1 900	1 900
Перу ^{d,e}	0	1 500	1 500	1 500

Италия ^d	0	1 300	1 300	1 300
Португалия ^d	0	1 000	1 000	1 000
Нигер [*]	0	600	79 900	79 900
Гренландия	0	0	0	221 200
Намибия [*]	0	0	134 600	159 100
Чешская Республика	0	0	100	68 300
Ботсвана [*]	0	0	56 000	56 000
Иордания ^{c,e}	0	0	40 000	40 000
Замбия ^{*e}	0	0	14 700	14 700
Венгрия	0	0	0	13 500
Швеция ^{*d,e}	0	0	4 700	4 700
Малави [*]	0	0	2 300	4 600
Мали ^{*e}	0	0	4 500	4 500
Германия ^d	0	0	0	4 000
Румыния ^{*b,d}	0	0	3 600	3 600
Иран	0	0	3 400	3 400
Австралия			532 100	590 300
Все страны мира, итого ^f	175 500	745 100	2 204 000	3 048 000
Совокупные запасы	5,8	24,4	72,3	100
Обеспеченность запасами, лет	2,9	12,5	36,9	51,1
Казахстан, доля в %	39,3	42,4	17,9	16,5

^a Извлекаемые запасы по состоянию на 1 января 2013 г. с округлением до 100 т.

^b Данные за 2013 г. не предоставлены; информация получена из Красной книги за предыдущий год.

^c По оценке за последние пять лет.

^d Оценка за последние пять лет не проводилась.

^e Запасы в недрах скорректированы Секретариатом с учетом группы <260 долл. США/кгU.

^f Обобщенные данные по группам <40 долл. США/кгU и <80 долл. США/кгU выше, чем указано в таблице, ввиду того, что отдельные страны не предоставляют данные по запасам с низкой себестоимостью добычи, в основном по соображениям конфиденциальности.

^{*} По оценке Секретариата.

Источник: Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) и Агентство по ядерной энергии ОЭСР «Уран-2014: запасы, добыча и спрос» (Красная книга), 2014 г.

Таблица 9.2 Предполагаемые запасы (тонн U) по отдельным странам^a

9.3. Добыча урана

Добыча урана (U) в Казахстане в XXI веке росла быстрыми темпами, увеличившись с 3,3 тыс. т в 2003 г. до 23,1 тыс. т в 2014 г., или в среднем на 19,4% в год. В течение этого же периода мировая добыча урана увеличилась с 35,6 тыс. т до 56,3 тыс. т, или на 4,3% в год (Таблица 9.3). В результате с 2009 г. Казахстан стал ведущим мировым производителем и увеличил свою долю в совокупной мировой добыче урана с 28% (2009 г.) до 41% (2014 г.). Крупнейшим предприятием по добыче

урана в Казахстане является обладающая соответствующими правами государственная компания Казатомпром: в 2014 г. она добыла 13,1 тыс. т, что составляет 57% от совокупного объема добычи урана в стране. Оставшаяся часть в основном приходится на долю международных компаний, участвующих в добыче урана в Казахстане в составе совместных предприятий (Канада, Франция, Япония и Россия).

Страна или регион	Объем добычи (тонн U)									Изменение в %
	2003	2005	2007	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Казахстан	3 300	4 357	6 637	14 020	17 803	19 451	21 317	22 567	23 127	2
Канада	10 457	11 628	9 476	10 173	9 873	9 145	8 999	9 332	9 134	-2
Австралия	7 572	9 516	8 611	7 982	5 900	5 983	6 991	6 350	5 001	-21
Нигер	3 143	3 093	3 135	3 243	4 198	4 351	4 667	4 528	4 057	-10
Намибия	2 036	3 147	2 879	4 626	4 496	3 258	4 495	4 315	3 255	-25
Россия	3 150	3 431	3 413	3 564	3 562	2 993	2 872	3 135	2 990	-5
Узбекистан	1 589	2 300	2 320	2 429	2 400	3 000	3 000	2 400	2 400	0
США	779	1 039	1 654	1 453	1 660	1 537	1 596	1 835	1 919	5
Китай	750	750	712	750	827	1 500	1 500	1 450	1 500	3
Украина	800	800	846	840	850	890	960	1075	962	-11
ЮАР	758	674	539	563	583	582	465	540	573	6
Индия	230	230	270	290	400	400	385	385	385	0
Малави	0	0	0	104	670	846	1101	1132	369	-67
Бразилия	310	110	299	345	148	265	231	198	231	17
Чешская Республика	452	408	306	258	254	229	228	225	193	-14
Румыния	90	90	77	75	77	77	90	80	77	-4
Пакистан	45	45	45	50	45	45	45	41	45	10
Германия	104	94	41	0	0	52	50	27	33	22
Франция	9	7	4	8	7	6	3	5	3	-40
Все страны мира, итого	35 576	41 179	41 282	50 772	53 663	54 610	58 394	59 673	56 252	-6
Казахстан, доля в %	9,3	10,6	16,1	27,6	33,2	35,6	36,5	37,8	41,1	

Источник: Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) и Агентство по ядерной энергии ОЭСР «Уран-2014: запасы, добыча и спрос» (Красная книга), 2014 г.

Таблица 9.3 Добыча урана по странам, 2003–2014 гг.

Из 74 найденных месторождений урана в Казахстане в настоящее время действующими (которые находятся на стадии добычи или разработки) являются 19. С точки зрения мощности добычи крупнейшими являются Северный Харасан (Кызылординская область) и Моинкум (Южно-Казахстанская область), которые могут обеспечивать добычу до 5 тыс. т урана в год каждое. Вслед за ними идут три месторождения в южном Казахстане – Буденовское, Инкай и Мынкудук. Мощность добычи

каждого составляет 4 тыс. т. Месторождение Заречное (Южно-Казахстанская область) с мощностью добычи 2 тыс. т, а также месторождения Карамурун (Кызылординская область) и Акдала (южная часть Карагандинской области) с мощностью добычи 1 тыс. т каждое, также являются крупными источниками урана. Крупнейшие добывающие предприятия с точки зрения фактической производительности шахты (а не по мощности) представлены в Таблице 9.4.

Предприятие	СП	Месторождение	2014
ТОО СП «Инкай»	Казатомпром-Самесо	Инкай 1+2+3	1 930,3
ТОО «Катко»	Казатомпром-Areva	Юж. Моинкум	2 089,5
		Торткудук	2 019,9
ТОО СП «Бетпак Дала»	Казатомпром – Uranium One	Инкай 4	2 001,5
ТОО «Каратау»		Буденовское 2	2 083,6
ТОО «ДП «ОРТАЛЫК»	Казатомпром	Центр. Мынкудук	1 805,8

Таблица 9.4 Добыча урана в 2014 года на наиболее крупных месторождениях (в тоннах урана)

Почти 99% всей текущей добычи урановой руды в Казахстане осуществляется из осадочных (песчаниковых) отложений с использованием подземного скважинного выщелачивания (ПСВ). Эта технология была разработана в СССР и США независимо друг от друга в середине 70-х годов прошлого столетия. Данный способ, как правило, предполагает закачивание выщелачивателя (например, 1-2% раствор серной кислоты (H_2SO_4)⁴ в водонасыщенное и проницаемое тело руды с помощью систем нагнетательных скважин. В настоящее время бурение осуществляется на глубинах не более 750 метров, однако в будущем могут разрабатываться и более глубокие горизонты. Выщелачиватель растворяет уран, и «продуктивный раствор» (как правило, содержащий менее 0,1% урана) затем извлекается посредством сети добывающих скважин и подвергается первичной обработке (уран выделяется с использованием ионообменных смол), прежде чем он будет готов для конверсии и обогащения (см. ниже Раздел о топливном ядерном цикле).⁵

Способ ПСВ обладает ярко выраженными преимуществами перед традиционными рудными способами добычи (шахтным и карьерным) с точки зрения затрат и влияния на окружающую среду. Поскольку запасы извлекаются без устранения вмещающей породы (покрывающего пласта), капиталовложения на выемку руды (земляные работы) и добычу существенно сокращаются или даже вовсе устраняются; при этом эксплуатационные издержки также минимальны. По той же причине снижается уровень воздействия на окружающую среду. В отличие от карьерной или шахтной разработки верхний слой грунта едва ли затрагивается, никакие отвалы или пустые породы не формируются, минимизируются выбросы радона и не образуется токсическая пыль. Однако существует необходимость в утилизации продуктивного раствора (содержит выщелачиватель и шахтные сточные воды) после первичной обработки. В Казахстане раствор (после восстановления с использованием окислителя и комплексообразующего реагента) закачивается обратно в нагнетательные скважины для повторного использования (т.е. обратной закачки в тело руды). Это позволяет существенно сократить расход воды и серной кислоты. Раствор, не закаченный в тело руды (небольшое количество раствора сливается в обязательном порядке для поддержания перепада давления на устье скважины), подлежит утилизации в качестве отходов, поскольку содержит различные растворенные в нем компоненты (в частности, хлориды, сульфаты, радий, мышьяк и железо). Такие отходы утилизируются на специальных полигонах (в частности, в скважинах для захоронения отходов в истощенной части рудного тела).

Одна из проблем с точки зрения охраны окружающей среды при применении ПСВ заключается в необходимости исключить загрязнение грунтовых вод, расположен-

ных на удалении от рудного тела. Этому способствует поддержание перепада давления на устье скважины, обеспечивая равномерный поток на месторождение или в рудное тело из близлежащего водоносного пласта и препятствуя попаданию буровых растворов из района разработки.⁶ Таким образом, при добыче урана методом ПСВ сводится к минимуму загрязнение грунтовых вод. После завершения добычи с использованием технологии ПСВ скважины запечатываются или консервируются; при этом качество присутствующих на месторождении грунтовых вод подлежит восстановлению до уровня, предусмотренного базовым стандартом, который определяется до начала добычи. После вывода из эксплуатации принимаются обычные меры по обеспечению радиационной безопасности, несмотря на то, что большая часть радиоактивного рудного тела залегает на большой глубине. В обязательном порядке обеспечивается регулярный контроль состояния воздушной среды, грунта и содержания пыли.

Благоприятным перспективам для ПСВ в качестве основы добычи урана в Казахстане в будущем способствует тот факт, что 80% запасов урана в стране сконцентрированы в залежах песчаникового типа, которые могут разрабатываться с применением способа ПСВ. Одной из проблем экономического характера для увеличения добычи урана с применением способа ПСВ является необходимость иметь доступ к большим объемам серной кислоты: для добычи одной тонны урана в Казахстане требуется от 70 до 80 кг кислоты в сравнении с 3 кг в Австралии; в результате стоимость серной кислоты составляет где-то от 15% до 20% эксплуатационных затрат предприятий по добыче урана в Казахстане. Ранее, периодически возникающий дефицит серной кислоты сдерживал добычу. Например, из-за пожара на заводе по производству серной кислоты в 2007 г. сформировался дефицит, который привел к замедлению объемов добычи до 2009 г. Однако со строительством нового сернокислотного завода (СКЗ-У) в настоящее время Казахстан полностью обеспечил собственное потребление серной кислоты.

Добыча углеводородов и металлургическая промышленность в Казахстане обеспечивают большие объемы серы в качестве побочного продукта, который используется для производства серной кислоты. Наличие в нефтегазовой отрасли значительного количества серы обусловлено высоким содержанием серы в попутном газе, добываемом на крупнейших месторождениях, таких как Тенгиз и Кашаган. ТШО, оператор месторождения Тенгиз, в настоящее время ежегодно получает порядка 2,3 млн. т серы в качестве побочного продукта, а пилотная программа разработки на месторождении Кашаган, согласно прогнозам, будет обеспечивать 1,2 млн. т в год (Раздел 7.3.15).⁷

⁴ В США система выщелачивания предполагает применение не кислоты (как в Казахстане и Австралии), а обладающей меньшей эффективностью щелочи (в основном, на основе карбонатов) ввиду наличия большого количества кислотопоглощающих минералов, включая гипс и известняк, в водоносных пластах, где ведется добыча.

⁵ Анализ технологии ПСВ и ее экологических и экономических преимуществ можно найти в документе «Национальный энергетический Доклад 2013 г.», KAZENERGY, с. 95-96, 99, 103.

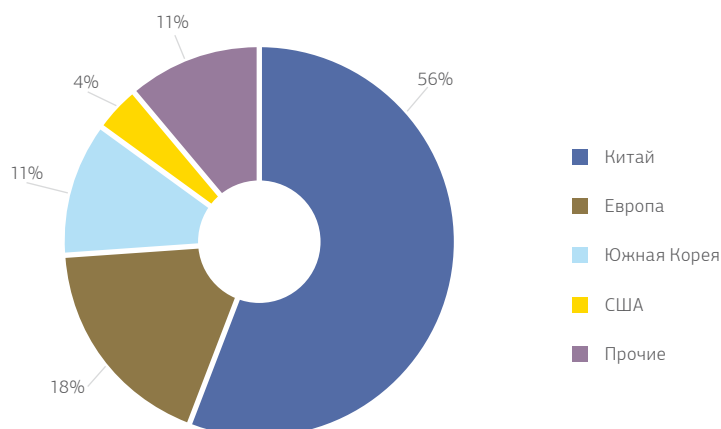
⁶ Контрольные скважины устанавливаются сверху, снизу и вокруг целевой зоны (разрабатываемой части рудного тела), чтобы убедиться в том, что потоки буровых растворов не выходят за пределы допустимой территории разработки.

⁷ Совокупное производство элементарной серы в Казахстане составило 2,455 млн. т в 2014 г., что несколько выше 2,443 млн. т в 2013 г. Производство серной кислоты составило 2,277 млн. т, что на 9,4% выше, чем в 2013 г.

9.4. Экспорт урана

Поскольку Казахстан в настоящее время не имеет собственных мощностей атомной энергетики (только исследовательские реакторы и стенды), весь производимый уран отправляется на экспорт, в первую очередь по долгосрочным контрактам. В отличие от ситуации с некоторыми другими экспортируемыми энергоносителями, уран из Казахстана пользуется широким спросом на международных рынках, и страна наращивает его экспорт настолько быстрыми темпами, насколько позволяет рост добычи. Китай – крупнейший импортер урана из Казахстана – потребляет более половины (56%) совокупного объема экспорта из страны; основными компаниями-импортерами являются China General Nuclear Power Corporation и China Nuclear Energy Industry Corporation. В Европе – втором крупнейшем покупателе – на которую приходится 18% экспорта Казахстана, уран поставляется, в частности, компании Electricite de France. Доля южнокорейской КЕРСО в совокупном объеме экспорта урана из Казахстана составляет 11%, а порядка 4% экспорта направляется в Соединенные Штаты (Рис. 9.1). Однако в будущем ситуация с экспортом урана из Казахстана в известной степени будет не такой простой, как может показаться, исходя из сегодняшней картины устойчивого роста добычи и экспорта. Рост экспорта из Казахстана совпал с резким ростом спроса со стороны Китая, кото-

рый может оказаться неустойчивым в долгосрочной перспективе. Как следствие ввода в эксплуатацию все новых и новых ядерных реакторов в стране, объем потребления урана в Китае вырос всего с 2 тыс. т в 2010 г. до почти 7 тыс. т в 2015 г. Как ожидается, в 2020 г. данный показатель уже составит ни много ни мало 13 тыс. т.⁸ Однако импорт урана в Китай растет гораздо более высокими темпами, чем требуется для удовлетворения растущего внутреннего спроса. Излишки уходят на формирование запасов – начиная с 2010 г. Китай осуществляет самую крупномасштабную в мире единую программу накопления запасов урана.⁹ В соответствии с торговой статистикой в период с 2010 г. по 2014 г. Китай импортировал свыше 80 тыс. т урана или в среднем 16 тыс. т в год, из которых 70% приходится на долю Казахстана. Кроме того, добыча урана ведется и в самом Китае (около 6 тыс. т в сумме за вышеуказанный период). Если сравнить вышеуказанный рост предложения с расчетными показателями потребления на действующих в Китае реакторах, можно предположить, что запасы накопленного в период с 2010 г. по 2014 г. урана в Китае составили порядка 65 тыс. т.¹⁰ С учетом тех запасов урана, которые уже находились в распоряжении Китая до 2010 г., текущие запасы данного вида сырья в стране могут составить более 70 тыс. т.



Источник: Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) и Агентство по ядерной энергии ОЭСР «Уран-2014: запасы, добыча и спрос» (Красная книга), 2014 г.

Рис. 9.1 Экспорт урана из Республики Казахстан в 2013 г. (по направлениям)

Активное наращивание запасов урана можно рассматривать как обоснованный шаг на пути к решению задач по развитию ядерной энергетики, предусмотренных утвержденным Государственным советом Китая Планом действий в рамках стратегии развития энергетики, согласно которому установленная мощность в период с 2014 г. по 2020 г. должна быть увеличена почти в три раза (с 19 ГВт до 58 ГВт). Как следствие, Китай выйдет

на третье место в мире по объему генерируемой АЭС мощности после США и Франции. Внушительные запасы урана позволят защитить себя от возможных перебоев в поставках в будущем и, кроме того, станут одним из средств, обеспечивающих преимущество при проведении будущих переговоров по согласованию цен по долгосрочным договорам поставки. Однако накопление таких запасов не может продолжаться бесконечно долго.

⁸ Стив Кидд «Взаимоотношения Китая и Казахстана формируют рынок урана», отчет по результатам оценки мировой энергетики Energy Intelligence, март 2015 г. [Steve Kidd, «China-Kazakh Relationship Shapes Uranium Market,» Energy Intelligence World Energy Opinion, March 2015].

⁹ В данном случае речь идет об уране, предназначенном для применения в гражданских целях (электроэнергетика, научные исследования, медицина и т.п.). Как отмечено ниже, точные объемы запасов урана для военных целей (а, следовательно, и общие запасы урана в стране) неизвестны.

¹⁰ Стив Кидд «Взаимоотношения Китая и Казахстана формируют рынок урана», 2015 г.

Таким образом, возникает вопрос, когда и насколько может сократиться импорт в Китай. Наряду с оценкой оптимального объема запасов урана импорт в Китай будет также зависеть и от других факторов, которые отнюдь не обязательно указывают на дальнейший внушительный рост импорта в эту страну. Примером таких факторов является вопрос о том, сможет ли Китай построить мощную установку по переработке ядерного топлива (т.е. уменьшить зависимость от импорта), а также то, насколько быстро будет расти добыча на шахте Хусаб в Намибии (ввод которой в эксплуатацию намечен на 2016 г.), где основная доля принадлежит China General Nuclear Power

Corporation.¹¹ Те объемы, которые предположительно в настоящее время импортирует Китай, превышают объемы торговли на мировом спотовом рынке, что существенно сказывается не только на экспорте урана из Казахстана, но и на мировом рынке урана. Таким образом, вполне вероятен сценарий, при котором в случае резкого замедления процесса накопления запасов урана в Китае на рынке покупателей данного вида топлива может вновь создаться ситуация, имевшая место после распада Советского союза, когда крупные поставщики оружейного урана вышли на рынок урана гражданского назначения (см. ниже).

9.5. Топливный ядерный цикл и предложения о строительстве реакторов

Начало топливного ядерного цикла охватывает шаги, необходимые для производства ядерного топлива из уранового сырья, и включает производство (добычу) оксида урана, конверсию в гексафторид урана, обогащение гексафторида урана для увеличения концентрации изотопа U-235, реконверсию и его преобразование в оксид урана с изготовлением топливных таблеток, и, в конечном счете, в топливную сборку. В настоящее время в Казахстане из данных этапов представлены лишь добыча, реконверсия и производство топливных таблеток.

Казахстан продвигается в направлении того, чтобы освоить сегмент конверсии, путем совместной работы Казатомпрома и канадской корпорации Сатесо, которые выполнили предварительный технико-экономический анализ конверсионного завода (завода по переработке урана) в 2013 г. Для реализации проекта потребуются межправительственное соглашение с Канадой, которое позволит осуществить передачу запатентованной Сатесо технологии конверсии урана.

Выход в сегмент обогащения осуществляется в рамках заключенной в 2013 г. сделки между Казатомпромом и российской ТВЭЛ, посредством которой совместное предприятие с равными долями участия вышеуказанных двух компаний приобрело 25% плюс одну акцию Уральского электрохимического комбината (Свердловская область, РФ) – крупнейшего в мире завода по обогащению урана. Половина производства завода будет направлена на переработку гексафторида урана совместного предприятия. Помимо Уральского обогатительного завода часть урана из Казахстана обогащается в Международном центре по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске, 10% в котором принадлежит компании Казатомпром. Таким образом, по крайней мере в краткосрочной перспективе, Казахстан придерживался курса на обеспечение для себя мощностей по обогащению урана посредством приобретения долей участия в заводах, расположенных на территории России, которые в совокупности составляют 45% мировых мощностей.

Ульбинский металлургический завод (УМЗ) в Казахстане вблизи Усть-Каменогорска использует обогащенный уран (поставляемый в форме гексафторида урана) для производства топливных таблеток, которые

до 2008 года экспортировались в Россию для нужд «Росатома» для последующего производства тепловыделяющих сборок для российских ядерных реакторов. После падения спроса и последовавшего за ним отказа от размещения заказов на поставку топливных таблеток со стороны России УМЗ переориентировался на производство порошкообразного сырья из гексафторида урана для поставки на заводы по производству тепловыделяющих элементов в третьи страны.¹² Казахстан также намеревается запустить собственное производство тепловыделяющих сборок в качестве дальнейшего шага в направлении расширения своего участия в стадиях ядерного топливного цикла. В декабре 2014 г. Казатомпром и China General Nuclear Power Corporation подписали договор о строительстве линии по производству тепловыделяющих сборок на УМЗ проектной мощностью 200т в год с перспективой дальнейшего расширения. В настоящее время Казахстане продолжается изучение инициатив по строительству новых мощностей по производству атомной энергии на территории Казахстана, более подробная информация представлена в Разделе 10.7.4. Первый реактор в стране, БН-350 на АЭС в Актау, был первым в мире промышленным реактором на быстрых нейтронах. Реактор БН-350 имел натриевый теплоноситель и обеспечивал электроэнергией и теплом город Актау, а также использовался для опреснения вод Каспийского моря, обеспечивая таким образом 120 000 м³ питьевой воды в сутки. Реактор, запущенный в эксплуатацию в 1973 г., успешно проработал до 1993 г. (окончание срока службы) и продолжал функционировать на уменьшенной мощности до 1999 г.

Площадка в Актау является одним из нескольких мест, которые рассматривались для строительства новой АЭС. В течение последнего десятилетия официальные лица Казахстана проводили переговоры, охватывающие широкий круг вопросов, связанных с сотрудничеством в строительстве реакторов с рядом потенциальных партнеров, включая компании из России, Китая, Японии, Индии и Южной Кореи. Многие переговоры продолжаются, поскольку план не обязательно ограничивается строительством одной атомной электростанции. Переговоры обусловлены планами Правительства Казахстана по обеспечению доли атомной энергии в совокупной выработке электроэнергии к 2030 г.

¹¹ Как ожидается, максимальный объем добычи на шахте составит 6 тыс. т/год.

¹² Во времена СССР УМЗ покрывал до 80% потребности атомных электростанций СССР в топливных таблетках.

Как представлялось, переговоры между Казатомпромом и Росатомом (российская компания по атомной энергии) о строительстве АЭС с реакторами ВБЭР-300 на площадке в Актау, достаточно продвинулись: было принято предложение Казатомпрома правительству о строительстве электростанции в Актау.¹³ Однако, вследствие проблем собственности и авторского права (на реактор ВБЭР-300) проект был приостановлен.

Город Курчатов (административный центр закрытого Семипалатинского полигона ядерных испытаний в Восточно-Казахстанской области), возможно стал главным кандидатом на строительство АЭС с реакторами ВБЭР-300.¹⁴ Необходимо отметить, что в г. Курчатове сосредоточена уникальная научно-исследовательская база по ядерным исследованиям и атомной энергетике, с большим кадровым потенциалом. Научно-исследовательские центры, включающие исследовательские реакторы и испытатель-

ные стенды, были построены в г. Курчатов в рамках советской программы по созданию высокотемпературного ядерного ракетного двигателя. Уникальность исследовательской базы и кадровый потенциал г. Курчатова, а также расположение в семипалатинском ядерном полигоне, позволяют Казахстану предложить странам, развивающим технологии новых реакторов четвертого поколения, совместные работы по строительству опытно-промышленной АЭС. Кроме того, между Национальным ядерным центром Казахстана и японскими компаниями (Japan Atomic Power Company, Toshiba и Marubeni) продолжаются переговоры о строительстве ядерного реактора мощностью 600 МВт. Рассматривается широкий диапазон потенциальных площадок, включая Улькен на западном берегу озера Балхаш (Алматинская область), Тургай (Костанайская область), Костанай (северный Казахстан), Курчатов, а также Тараз (Жамбылская область).

9.6. Обзор мирового рынка урана

Мировые достоверно оцененные запасы урана, добыча которых может осуществляться при рыночных ценах ниже 40 долл. США за кг, достигают 507 тыс. т (Таблица 9.1). Это составляет 11% мировых совокупных достоверно оцененных запасов урана, добыча которых может осуществляться при ценах ниже 260 долл. США за кг. При текущих мировых годовых темпах добычи порядка 56 тыс. т данных запасов хватит на 9 лет. Предполагаемые запасы в категории ниже 40 долл. США за кг обеспечат дополнительно 176 тыс. т (Таблица 9.2), увеличивая коэффициент обеспеченности запасами до 12 лет при текущем уровне добычи. Если рассматривать запасы, добыча которых может осуществляться при рыночной цене ниже 80 долл. США за кг, то достоверно оцененные запасы и предполагаемые запасы достигают 1 212 тыс. и 745 тыс. т, соответственно, составляя 26% и 24% совокупных запасов, добыча которых может осуществляться при ценах ниже 260 долл. США за кг. Таким образом, при текущем годовом уровне добычи совокупных достоверно оцененных запасов в ценовой категории ниже 80 долл. США за кг. хватит на 22 года, а достоверно оцененных и предполагаемых запасов в совокупности – на 35 лет.

Со времен возникновения атомной энергетики в 1950-х гг. добыча урана превышала промышленный спрос, поскольку большие объемы использовались для военных целей. После распада Советского Союза и последующей реализации инициатив по ядерному разоружению (таких как 20-летнее Межправительственное соглашение меж-

ду Соединенными Штатами и Российской Федерацией от февраля 1993 г., также известное как Соглашение ВОУ-НОУ), первичные, и особенно вторичные поставки урана вышли на рынок, существенно повлияв на мировую добычу, которая упала с порядка 60 тыс. т в 1989 г. до порядка 35 тыс. т в 1992 г., в то время как спрос вырос с порядка 50 тыс. т до порядка 60 тыс. т. Так, по оценке Всемирной ядерной ассоциации высокообогащенный оружейный уран (содержание U-235 составляет 85%–90%), который попал на рынок со складов ядерного оружия, ежегодно вытеснял порядка 8,8 тыс. т добываемого урана вплоть до последнего года реализации соглашения (2013 г.), что составило примерно 13%–19% общемирового спроса на топливо для ядерных реакторов.¹⁵ Этот разрыв уменьшился, как только прекратило свое действие Соглашение ВОУ-НОУ, в силу чего 90% мирового спроса теперь удовлетворяется за счет первичной добычи.¹⁶

В настоящее время спрос на уран создается 439 ядерными реакторами в 30 странах, совокупная чистая установленная электроэнергетическая мощность которых составляет 380 ГВт. В 2013 г. 71% мирового спроса (или 44 тыс. т) приходилось на страны ОЭСР. Это было почти на 4 тыс. т меньше, чем в 2012 г., из-за отключения мощностей в Японии после аварии на АЭС Фукусима-1 в 2011 г., а также в Германии.

¹³ Всемирная ядерная ассоциация «Запасы урана и атомная энергетика в Казахстане» [World Nuclear Association, «Uranium and Nuclear Power in Kazakhstan»] с изменениями от 15 января 2015 г. (<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profilees/Countries-G-N/Kazakhstan/>; дата посещения страницы: 5 февраля 2015 г.).

¹⁴ В мае 2014 г. Казатомпром и Росатом заключили ряд соглашений, включая меморандум о взаимопонимании относительно строительства АЭС (без указания строительной площадки) с использованием более крупных реакторов ВБЭР мощностью до 1 200 МВт каждый.

¹⁵ Всемирная ядерная ассоциация «Боеголовки как источник ядерного топлива» [World Nuclear Association, «Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel»], август 2014 г. (<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Military-Warheads-as-a-Source-of-Nuclear-Fuel/>; дата посещения страницы: 12 июня 2015 г.).

¹⁶ Всемирная ядерная ассоциация «Рынки урана» [World Nuclear Association, «Uranium Markets»], февраль 2015 г. (<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Uranium-Markets/>); дата посещения страницы: 12 июня 2015 г. Оставшийся спрос приходится на вторичные источники. Они включают запасы урана правительств и компаний, регенерированное отработанное топливо и повторное обогащение отвалов выработанного урана.

Что касается первичной добычи, на три страны – Казахстан, Австралию и Канаду – приходилось порядка двух третей совокупного мирового производства, в то время как семь стран – включая, в частности, Нигер, Намибию, Россию и Узбекистан – обеспечивали почти 90% совокупного мирового производства. Если говорить о компаниях, то ведущим производителем урана в мире является казахстанское АО «НАК «Казатомпром» (с объемом производства 13 тыс. т). За ней следовали французская Areva и канадская Cameco, каждая из которых производила по 9 тыс. т. Объемы данных компаний составляли 21%, 16% и 15% от совокупного мирового первичного производства, соответственно.

Точная информация о запасах урана (находящихся в хранилищах) отсутствует, поскольку почти все эти объемы были зарезервированы для военных целей. Если рассматривать разницу между историческими совокупными объемами производства и совокупным потреблением, максимальный объем запасов, по оценкам, может составлять порядка 550 тыс. т. Согласно оценкам ОЭСР и ряда других источников, невоенные запасы природного и обогащенного урана, имеющиеся у правительств и компаний, составляют порядка 80-100 тыс. т природного урана (в эквиваленте).

Несмотря на конец срока действия Соглашения ВОУ-НОУ значительные объемы оружейного урана и плутония по-прежнему остаются на военных складах США и России. Так, по состоянию на конец 2012 г., на военных складах России все еще находилось как минимум 27 т ВОУ, а мировые запасы оружейного плутония (содержание Pu-239 = 93%), по имеющейся информации, составляют порядка 260 т. Часть указанных выше ядерных материалов, заявленных как излишки ВПК США и России, также будет переработана в топливо для промышленных ядерных реакторов. В частности, Россия и США достигли договоренности об утилизации каждой страной 34 т из оставшихся запасов плутония в срок до 2014 г. путем переработки и производства 1 500 т смешанного оксидного топлива (см. ниже). Вне зависимости от имеющихся запасов в будущем представляется очень маловероятным поступление на рынок стабильно больших объемов ядерных материалов из вторичных источников, как это было в течение двух десятилетий, пока действовало Соглашение ВОУ-НОУ.

Плутоний и некоторые объемы урана, получаемые посредством регенерации отработанного реакторного топлива, а также оружейный плутоний, могут, помимо прочего, применяться в реакторах, имеющих лицензию на использование смешанного оксидного топлива (МОКС), в состав которого входят несколько видов оксидов делящихся материалов (как правило, плутоний смешивается с природным, регенерированным или обедненным ураном). В случае использования имеющихся мировых запасов оружейного плутония для производства смешанного оксидного топлива для применения в традиционных реакторах полученных запасов МОКС хватит для замещения природного урана в объеме не-

¹⁷ Россия использует плутоний для производства МОКС и его последующего применения не на традиционных реакторах, а на реакторах на быстрых нейтронах (реакторы-размножители), включая БН-800 на Белоярской АЭС (Свердловская область), где в качестве топлива используется МОКС. БН-800, который, как ожидается, будет введен в промышленную эксплуатацию в 2015 г., является первым в мире промышленным реактором-размножителем с плутониевым топливным циклом. В рамках проекта БН-800 будет использовано также высокоплотное уран-плутониевое нитридное топливо, обладающее рядом преимуществ по сравнению с МОКС.

многим более одного года добычи. Заводы по производству МОКС существуют в ряде стран, включая Россию¹⁷, Китай, Соединенные Штаты, Великобританию, Францию, Индию и Японию. Однако использование МОКС-топлива ограничено, поскольку лишь 35 реакторов (или 8% совокупного числа реакторов, эксплуатируемых по всему миру) имеют лицензию на использование МОКС, из которых 22 находятся во Франции. Кроме того, существующие технологии позволяют перерабатывать отработанное топливо лишь ограниченное количество раз. Таким образом, потенциал замены урана плутонием, произведенным из переработанного топлива, является ограниченным. Получение урана (известного как регенерированный уран) посредством регенерации отработанного топлива является дорогостоящим процессом; по этой причине его производство также ограничено – сегодня оно осуществляется только в России и Франции – и составляет не более 1% совокупного мирового спроса. Однако если усилия стран, развивающих переработку отработанного ядерного топлива по коммерциализации регенерации отработанного топлива, окажутся успешными, это может создать более значимый источник вторичных поставок.

Наконец, обедненный гексафторид урана (ОГФУ, DUF₆) – побочный продукт обогащения урана – является еще одним источником вторичных поставок урана. ОГФУ – это урановые отходы (или «урановые хвосты»), остающиеся после извлечения обогащенной фракции и имеющие концентрацию делящегося изотопа U-235 намного меньшую (0,3%), чем природный уран (0,72%). Тем не менее когда цены на уран и затраты на обогащение благоприятны, может быть экономически целесообразна повторная переработка ОГФУ на обогатительном заводе (процесс называется «повторное обогащение»). В Соединенных Штатах 9 тыс. т запасов ОГФУ, имеющихся у Министерства энергетики, были повторно обогащены в 2005 и 2006 гг. для производства порядка 2 тыс. т урана, который должен использоваться в течение восьми лет на Columbia Generation Station компании Energy Northwest. Согласно последним оценкам Агентства по атомной энергии ОЭСР, проведенным в 2007 г., повторного обогащения мировых запасов ОГФУ в объеме 1,6 млн. т (по состоянию на конец 2006 г.) будет достаточно для удовлетворения мирового спроса на уран на уровне 2006 г. в течение примерно семи лет. Однако повторное обогащение имеет свои ограничения, поскольку оно рентабельно только на заводах обогащения урана через центрифугирование при условиях низкого уровня затрат и наличия резервных мощностей. В отличие от повторного обогащения, при текущих ценах на уран более узкоспециальное применение ОГФУ влечет за собой большую экономическую выгоду (например, для обеднения оружейного ВОУ и смешивания с плутонием при производстве МОКС).

На мировом рынке уран может продаваться по спотовым ценам для немедленной или краткосрочной поставки, однако на такие сделки, как правило, приходится не более чем 15% продаж урана. Большинство сделок заключается на основе долгосрочных контрактов, цены по которым, как правило, выше, чем на спотовом рынке как минимум

на 25,80 долл. США/кг (10 долл. США/фунт). Отражая изменения фундаментальных факторов рынка, а именно избыток предложения, который имел место в течение 1990-х гг., цены снизились; в 2001 г. спотовые цены упали до порядка 18 долл. США/кг урана (7 долл. США/фунт U_3O_8). Однако, начиная с 2002 г., цены на уран стали расти в результате действия ряда факторов, включая ожидания относительно дальнейшего увеличения доли атомной энергии в электрогенерации, снижение запасов (в том числе сокращение поставок ВОУ) и повышение курса доллара США (Рис. 9.2). В июне 2007 г. спотовые цены

достигли 350 долл. США/кг урана (136 долл. США/фунт U_3O_8). Тем не менее, по мере развития финансового кризиса 2007-2008 гг. цены возобновили тенденцию к снижению, упав до 106 долл. США/кг урана (41 долл. США/фунт U_3O_8) в 2010 г. Авария на японской АЭС Фукусима-1 в 2011 г. способствовала дальнейшему снижению цен до 88 долл. США/кг урана (34 долл. США/фунт U_3O_8) к концу 2013 г. К началу 2015 г. цена достигла почти 82,50 долл. США/кг (37,50 долл. США/фунт U_3O_8).



Рис. 9.2 Спотовые цены на уран в период после 2002 г.

Хотя текущие спотовые цены гораздо выше уровня цен, преимущественно имевших место на рынке с конца 1980-х до 2002 гг. (около 25,80 долл. США/кг или 10 долл. США/фунт U_3O_8), широко распространено мнение о том, что при таком уровне цен будет разрабатываться лишь очень небольшое количество новых рудников. В связи с этим предполагается, что растущий спрос на мировом рынке (см. Раздел ниже) будет сопровождаться дефицитом предложения, что повлечет за собой рост цен. Однако данное предположение не учитывает последние тенденции в сторону деления мирового рынка урана на три (и более) сегмента, два из которых будут демонстрировать умеренный рост, тогда как для третьего будет характерен не такой высокий рост и даже застой.¹⁸

В первом сегменте (в Китае) акцент будет сделан в первую очередь на прямые инвестиции в шахты (в частности, шахту Хусаб в Намибии) для удовлетворения внутреннего спроса (что не всегда подразумевает низкие издержки производства) и во вторую – на сохранение долгосрочных договоров поставки с несколькими избранными торговыми партнерами, к которым относится и Казахстан. Исходя из геополитических соображений и учитывая тот болезненный урок, который был получен на других мировых товарных рынках (в частности, на рынке железной руды), Китай не намерен нести чрезмерные риски, связанные с уязвимостью предложения на спотовом рынке урана. Хотя Китай окончательно не уйдет со спотового рынка, объемы топлива, поставляемые по долгосрочным дого-

ворам с избранными поставщиками (включая Казахстан), уже превышают суммарные объемы торгов на спотовом рынке (как упоминалось выше). В связи с этим, за счет добычи на профильных шахтах и двусторонних договоренностей с избранными поставщиками Китай сможет эффективно управлять ценами, которые он выплачивает, вне зависимости от ценовых тенденций на спотовом рынке.

Во втором сегменте (в России) производители будут по-прежнему поставлять ядерное топливо на экспорт, однако внутренний рынок во многом останется закрытым для иностранных компаний. В России также имеются и вторичные источники, включая ВОУ, которые могут использоваться для перевода оружейного плутония, а также значительные объемы ОГФУ, перерабатываемые на обогатительных заводах АО «Техснабэкспорт», входящего в состав «Росатома». Таким образом, Россия может инвестировать напрямую в находящиеся на территории страны урановые активы для удовлетворения собственных потребностей и не выходить на спотовый рынок.

Казахстан – активный участник обоих вышеупомянутых сегментов. Стране удалось выстроить долгосрочные торговые отношения с Китаем в области разведки и добычи, а также с российскими партнерами в сфере переработки и торговли (конверсия и обогащение урана). Тем не менее, Казахстан (как и другие зарекомендовавшие себя на мировом рынке поставщики урана)

¹⁸ Приведенные в настоящем Разделе доводы основаны на исследовании Стива Кидда «Будущее урана. Время высоких цен?», [Steve Kidd, «The Future of Uranium – Higher Prices to Come?»] Nuclear Engineering International, 6 мая 2014 г. (<http://www.neimagazine.com/opinion/opinionthe-future-ofuranium-thigher-prices-to-come/>).

станет участником и третьего сегмента мирового рынка («другие страны мира»). Хотя здесь имеют место и положительные тенденции в лице Южной Кореи и таких регионов, как Ближний Восток, где спрос на уран будет расти по мере строительства новых атомных генерирующих мощностей, доминирующее положение все же занимают Европа, Северная Америка и другие регионы, где, как ожидается, спрос будет сокращаться, поскольку устаревшие реакторы выводятся из эксплуатации, а им на смену приходят газовые электростанции и возобновляемые источники энергии. На этом рынке рост спроса может оказаться недостаточно устойчивым, чтобы оказать значительное влияние на рост цен.

Вышеупомянутая тенденция к сегментации рынка и то, как ведут себя первые два сегмента (основные игроки с растущим спросом выбирают поставщиков за пределами глобализованного топливного рынка), может привести к тому, что баланс спроса и предложения на мировом рынке, а также динамика предложения урана (в зависи-

мости от себестоимости добычи), до некоторой степени утратят свое значение в качестве инструментов для прогнозирования цен. А эти инструменты лучше всего подходят для оценки ценовых тенденций на открытом рынке. Соответствующая аналитическая информация приведена в настоящей Главе с пониманием того, что данные инструменты по-прежнему позволяют получить широкое представление о том, какой объем предложения будет необходим для удовлетворения прогнозируемого мирового спроса в будущем, однако те данные, которые они позволяют получить относительно цен, не являются полностью прозрачными. Хотя цены вряд ли вернутся к низкому уровню, зафиксированному в период с конца 1980-х и в течение 1990-х гг., учитывая рост себестоимости добычи, поставщики, которые способны сохранить конкурентоспособность в условиях низких цен за счет низкой себестоимости (включая Казахстан), вероятнее всего, будут иметь самые высокие шансы для сохранения и наращивания объемов добычи.

9.7. Прогнозный баланс рынка урана

Что касается спроса, то, согласно прогнозам, мировые мощности атомной энергетики в целом будут увеличиваться, однако ожидается, что темпы этого роста будут существенно отличаться в зависимости от того, предполагает ли рассматриваемый сценарий низкий или высокий спрос. В частности, спрос сложно спрогнозировать на средне- и долгосрочную перспективу в силу некоторых факторов неопределенности, связанных со следующими моментами: (а) темпами вывода из эксплуатации реакторов 1960-х и 1970-х гг. в Соединенных Штатах, которые приближаются к окончанию своих сроков службы; (б) тем, насколько мощностей по обогащению урана будет достаточно для компенсации сокращения масштабных объемов вторичных поставок (оружейного урана) на рынок; (в) тем, какой объем мощностей генерации в конечном счете будет повторно сертифицирован для перезапуска в Японии, а также темпами вывода мощностей из эксплуатации в Германии и Франции; (г) темпами строительства новых мощностей в Китае и других развивающихся странах; (д) экономической конкурентоспособностью (в сфере выработки электроэнергии) атомной энергии в сравнении с возобновляемой энергией и газовой генерацией при снижении цены на газ; и (е) тем, приведут ли новые сферы применения атомной энергии (например, масштабное опреснение) к значительному увеличению спроса на атомную генерацию.

В долгосрочной перспективе куда более сильное и, возможно, даже кардинальное влияние на спрос может оказать технологический прогресс (например, в сфере строительства реакторов на быстрых нейтронах с комплексом по переработке и повторного использования

отработанного топлива), который может увеличить эффективность использования природного урана в топливном цикле в десятки раз. Если бы топливный цикл достиг переломного момента в промежутке между тем, что характеризуется как «открытый» цикл (отработанное ядерное топливо не перерабатывается), и чем-то, близким к «замкнутому» циклу, когда атомная энергетика становится практически «возобновляемым» источником энергии, за счет наработки делящихся элементов на быстрых реакторах, то спрос на новые поставки урана мог бы быстро сойти на нет.¹⁹ Переход атомной энергетики к замкнутому ядерному топливному циклу требует масштабной исследовательской программы, инвестиций и длительных сроков по реализации основных компонентов топливного цикла, поэтому данный вариант падения спроса не попадает в среднесрочные сценарии спроса, описанные ниже.

В качестве иллюстрации различий в прогнозировании спроса, ОЭСР прогнозирует чистое увеличение мировых мощностей (с учетом строительства новых и отключения существующих) с текущего уровня 372 ГВт до 400 ГВт к 2035 г. в сценарии низкого спроса и до 680 ГВт – в сценарии высокого спроса. В результате рост потребности реакторов в уране (с нынешнего уровня 62 тыс. т) увеличивается до 72 тыс. т и 122 тыс. т, соответственно.

Прогнозные данные ОЭСР несколько ниже, чем у Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), которое использует схожие сценарии низкого и высокого спроса для прогнозирования мощностей в период до 2030 г.²⁰ В рамках сценария низкого спроса МАГАТЭ

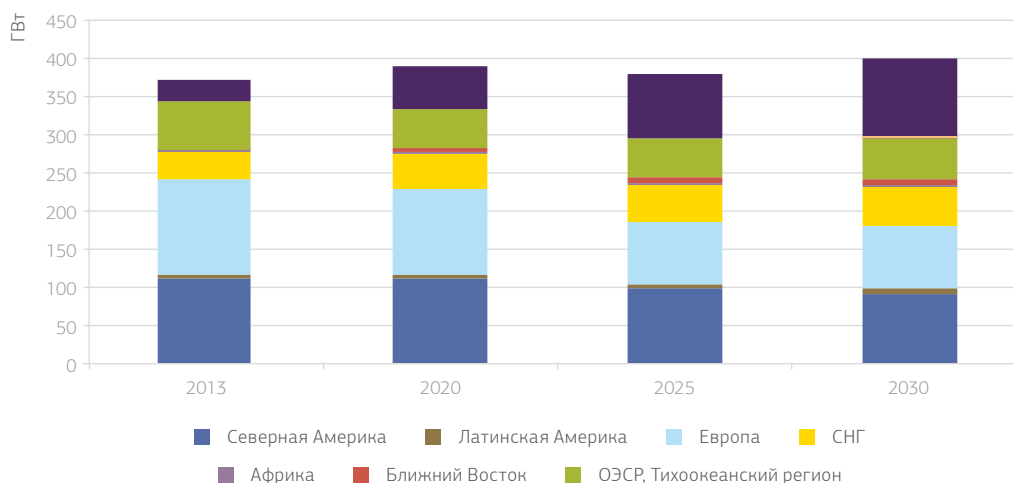
¹⁹ «Национальный энергетический Доклад 2013 г.» См. KAZENERGY, стр. 91, 96-97.

²⁰ В рамках сценария низкого спроса предполагается, что текущие тенденции будут иметь место и в будущем, за исключением незначительных изменений в политике, сказывающихся на атомной энергетике. Это консервативный, но вместе с тем реалистичный прогноз. В рамках сценария высокого спроса предполагается, что в относительно ближайшем будущем текущие финансово-экономические трудности будут преодолены с восстановлением имевших место в прошлом темпов экономического роста и роста спроса на электроэнергию (в частности, в Восточной Азии), а также будут приняты более жесткие мировые стандарты в области борьбы с изменением климата. При этом в обоих случаях эксперты в разных странах мира учитывают все действующие реакторы, возможное возобновление лицензий, плановые остановки и наиболее вероятные проекты по строительству новых мощностей на несколько десятилетий вперед.

мировые мощности к 2030 г. достигнут отметки в 400 ГВт, т. е. на пять лет раньше, чем прогнозирует ОЭСР (и на 145 ГВт меньше по сравнению с прогнозом ОЭСР на 2030 г., который был опубликован незадолго до аварии на АЭС Фукусима-1). Аналогичным образом, в рамках сценария высокого спроса МАГАТЭ к 2030 г. мировые мощности атомной энергетики составят 699 ГВт.

Согласно прогнозам ОЭСР, крупнейший прирост региональных генерирующих мощностей произойдет в Восточной Азии, где ожидается строительство новых мощностей в пределах 57-125 ГВт. Второй по величине прирост мощностей в диапазоне от 20 до 45 ГВт ожидается в странах Европы, не входящих в ЕС. Также прогнозируется рост

на Ближнем Востоке и в Южной и Юго-Восточной Азии. Напротив, в Северной Америке и ЕС ожидается сокращение или незначительное увеличение мощностей ядерной генерации в зависимости от сценария. На Рис. 9.3 наглядно показаны отличия по регионам в части роста мощностей за период с 2013 г. по 2030 г., исходя из сценария с низким спросом МАГАТЭ. Хотя применяемые МАГАТЭ принципы классификации регионов несколько отличаются от подхода ОЭСР, в целом картина та же: наибольший рост демонстрирует Азия (кроме стран-участниц ОЭСР), страны Европы, не являющиеся участниками ЕС (СНГ), и Ближний Восток, а отрицательный рост фиксируется в Северной Америке и Европе.



МАГАТЭ. Совет управляющих, Генеральная конференция «Международный статус и перспективы атомной энергии - 2014», 4 августа 2014 г.

Рис. 9.3 Предполагаемые мощности ядерной генерации по регионам (пессимистичный сценарий), 2013-2030 гг.

С точки зрения предложения на рынке, мощности первичной добычи, включая существующие, утвержденные, запланированные и перспективные проекты, удовлетворят прогнозируемый ОЭСР спрос в оптимистичном сценарии к 2032 г., а в пессимистичном – к 2035 г., при условии, что проекты будут реализовываться в соответствии с планами и работать почти на полную мощность. В частности, совокупные мировые производственные мощности в существующих и утвержденных проектах с точки зрения достоверно оцененных и предполагаемых запасов, которые могут извлекаться при цене ниже 130 долл. США/кг урана (50 долл. США/фунт U_3O_8), согласно прогнозам, увеличатся с 74 тыс. т в 2013 г. до 105 тыс. т в 2020 г., а затем снизятся до 86 тыс. т в 2030 г. и 74 тыс. т в 2035 г. Мощность проектов добычи, которые пока запланированы, но еще не утверждены (до получения окончательного инвестиционного решения [ОИР]), достигает дополнительно 24 тыс. т в 2020 г. и 40 тыс. т в 2035 г.

Что касается вторичных поставок, существует возможность того, что запасы ранее добытого, но зарезервированного в первую очередь для военных целей урана, выйдут на рынок (как уже упоминалось выше). Технологический прогресс – например, продолжающийся переход в США от газовой диффузии к обогащению центрифугированием и лазерному обогащению, или развитие коммерчески целесообразных способов обогащения ОГФУ – также

обладают потенциалом создания дополнительного предложения уже на рынке ядерного топлива.

Кроме того, в обозримом будущем мощностей по обогащению урана будет достаточно для поставок низкообогащенного урана (НОУ) для производства топливных сборок. В настоящее время в мире насчитывается 13 стран, которые уже располагают или вскоре будут располагать мощностями по обогащению урана, из них пять государств – ядерные державы (Россия, США, Китай, Великобритания и Франция), на долю которых приходится 90% действующих мощностей. Вышеуказанные страны (плюс Германия, Нидерланды и Япония) оказывают платные услуги по обогащению урана на коммерческом рынке. По данным Всемирной ядерной ассоциации «в мире имеются значительные излишки мощностей по обогащению», которые в краткосрочной перспективе будут увеличиваться по мере ввода в эксплуатацию новых заводов на базе технологии по обогащению центрифугированием (и, вполне возможно, лазерному обогащению) в период с 2015 г. по 2020 г. (Таблица 9.5).

В результате, при консервативном сценарии (низкого спроса) трудно предвидеть какие-либо факторы (предложение, спрос, перерабатывающие мощности), которые смогут привести к росту цен на уран на мировом рынке в краткосрочной перспективе. И это отнюдь не означает

однозначно отрицательные последствия для Казахстана, который является одним из поставщиков с наименьшими в мире издержками производства и участником всех трех вышеупомянутых сегментов рынка урана. Более того, уча-

стие Казахстана в важных международных инициативах в области атомной энергетики (включая создание Банка ядерного топлива) может открыть стране доступ на новые рынки для части добываемого на ее территории урана.

Страна	Компания и завод	Технология	2013	2015	2020
Франция	Areva: George Besse I ³ и II ⁴	Газовая диффузия/центрифугирование	5 500	7 000	8 200
Германия, Нидерланды и Великобритания	Urenco: Гронау, Алмело и Капенхерст	Центрифугирование	14 200	14 200	15 700
Япония	JNFL: Роккасэ	Центрифугирование	75	1 050	1 500
США	USEC: Падука ⁵ , Пайктон ⁶	Газовая диффузия/центрифугирование	0	0	3 800
США	Urenco: Нью-Мексико	Центрифугирование	3500	5 700	5 700
США	Areva: Айдахо-Фолс	Центрифугирование	0	0	3 300
США	Global Laser Enrichment	Лазер	0	0	3 000
Россия	ОАО "Техснабэкспорт": Ангарск, Новоуральск, Зеленогорск, Северск	Центрифугирование	26 000	30 000	37 000
Китай	CNNC: Ханьчжун, Ланьчжоу	Центрифугирование	2 200	3 000	8 000
Другие страны	Другие (Бразилия, Индия, Иран)	Центрифугирование	75	500	1 000
Все страны мира (приблиз.)			51 550	61 450	87 200
Мировой спрос ²			49 154	51 425	59 939

¹ EPP = единицы разделительных работ.

² Согласно базовому сценарию Всемирной ядерной ассоциации.

³ Газовая диффузия; закрыт в середине 2012 г.

⁴ Центрифугирование.

⁵ Газовая диффузия; в эксплуатации.

⁶ Центрифугирование; в процессе строительства.

Источник: Всемирная ядерная ассоциация «Обогащение урана», апрель 2015 г. (<http://www.world-nuclear.org/info/>); дата посещения сайта: 12 июня 2015 г.

Таблица 9.5 Действующие и планируемые к вводу в эксплуатацию мощности по обогащению урана (тыс. EPP/год)¹

9.8. Казахстан как территория для размещения Банка ядерного топлива под эгидой МАГАТЭ

Еще в конце 1950-х гг. было предложено создать гарантированный международный источник поставки топлива для реакторов (так называемого «низкообогащенного урана») в страны, которые начинают развивать атомную энергетику как один из способов борьбы с распространением ядерных вооружений.²¹ Так, страны, уже имеющие в своем распоряжении технологию по обогащению урана, могли бы продавать часть низкообогащенного урана «банку топлива», откуда страны, не имеющие доступа к вышеуказанной технологии, могли бы получать топливо для ядерных реакторов в те периоды, когда отсутствовали другие общедоступные источники поставки. Поскольку мощности по обогащению урана мо-

гут использоваться как для производства реакторного топлива, так и оружейного ядерного материала, убедить новых участников рынка в отсутствии необходимости в строительстве своих собственных мощностей по обогащению урана для производства реакторного топлива – важная задача в борьбе с распространением ядерных вооружений. В целом, банк не будет являться основным источником поставки для того или иного государства; напротив, банк станет последней инстанцией, куда сможет обратиться страна, которая окажется неспособной получить требуемые объемы топлива на международном рынке.

²¹ Дополнительным аргументом в пользу отказа новых участников рынка от строительства своих собственных мощностей по обогащению урана является тот факт, что (как отмечалось выше) в настоящее время такие мощности в мире уже в избытке.

Инициатива по учреждению таких банков топлива исходит от МАГАТЭ. В марте 2010 г. МАГАТЭ и Правительство Российской Федерации договорились об открытии первого подобного банка топлива в Ангарске, который стал функционировать 1 декабря того же года. Банк топлива, расположенный на территории Международного центра по обогащению урана (МЦОУ, Россия)²², в конечном итоге будет иметь в своем распоряжении запасы НОУ в объеме 120 т. В соответствии с соглашением любая страна в случае острой необходимости и во избежание перерывов в поставках может подать официальную заявку в МАГАТЭ на поставку ядерного топлива. Организация переадресует заявку в банк топлива. Расходы, связанные с учреждением банка топлива (которые удалось сократить за счет размещения банка на территории действующего предприятия), несла Россия, тогда как затраты по приобретению и доставке НОУ (импорт или экспорт) несет МАГАТЭ (отчасти эти затраты финансируются средствами в размере 150 млн. долл. США, выделенными международным сообществом).

В декабре 2010 г. МАГАТЭ заявила о намерении учредить второй банк топлива на территории Ульбинского металлургического завода (УМЗ) в Казахстане, где будет храниться 90 т. НОУ. При реализации данной программы возникли задержки, вызванные, помимо прочего,

потребностью в проведении технических исследований для оценки сейсмостойкости выбранной территории. Однако к середине 2014 г. продолжающиеся международные переговоры по вопросу снятия санкций с иранской ядерной программы повысили необходимость продемонстрировать наличие дополнительных запасов НОУ, которые могут использоваться Ираном (и другими странами) безотносительно к политическому аспекту. Близость Казахстана к Ирану и морские маршруты поставок по Каспийскому морю (равно как и накопленный Казахстаном опыт в утилизации и хранении ядерных материалов) рассматривались как преимущество в рамках инициатив международного сообщества, направленных на борьбу с распространением ядерных вооружений.²³ Проект соглашения между Правительством Республики Казахстан и МАГАТЭ, предусматривающего учреждение банка топлива на территории УМЗ, был подписан Министром энергетики Казахстана Владимиром Школьником в мае 2015 г.; финальное соглашение об учреждении банка ядерного топлива было подписано 27 августа 2015 г. Как минимум на начальном этапе часть НОУ, который хранится на территории УМЗ, будет обогащаться в России, хотя и на совместном предприятии, которое частично принадлежит Казахстану (см. выше). Предполагается также размещение части запасов НОУ Ирана в банке топлива.

Основные рекомендации

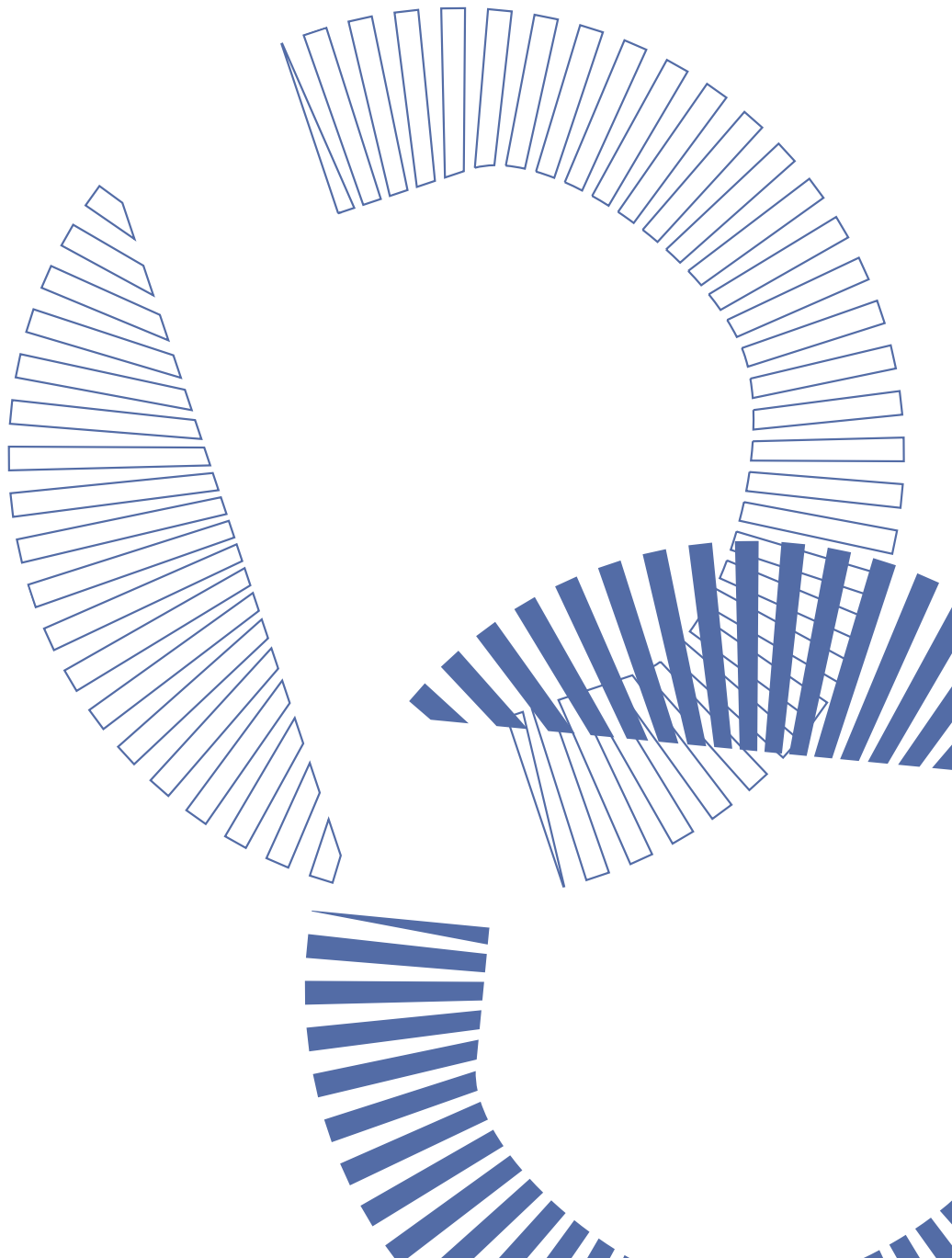
- Добычу урана в Казахстане отличает высокая конкурентоспособность ввиду ее низкой себестоимости. Даже если цены останутся на относительно низком уровне по сравнению с недавним прошлым, Казахстан должен сохранить высокую конкурентоспособность в регионах, где, как ожидается, спрос на ядерное топливо будет только расти (в частности, в Восточной Европе, на Ближнем Востоке и в Азии). Несмотря на это Казахстану следует продолжать принимать меры, направленные на увеличение добавленной стоимости (и одновременно разнообразия вариантов сбыта) добываемого в стране урана за счет участия в тех стадиях ядерного топливного цикла, мощности для которых в настоящее время в Казахстане отсутствуют.
- Мировой рынок урана становится сегментированным. Основные игроки (Россия и Китай) все больше склоняются к тому, чтобы выйти за пределы мирового спотового рынка, инвестируя в выбранные шахты в других странах и изолируя свои внутренние рынки, защищая их от колебаний цен и объемов поставок (предложения) на мировом рынке. Казахстан, как ни одна другая страна, имеет хорошо развитые связи в сфере торговли ураном с обоими вышеуказанными игроками, равно как и с другими странами мира. Казахстану следует стремиться сохранить эти связи с Россией и Китаем, поскольку они могут оказаться полезны

ми в условиях, когда спрос на реакторное топливо на других крупнейших рынках (в частности, в США и ЕС) перестанет расти и даже, возможно, пойдет на спад, что скажется на ценах на спотовом рынке. Укрепление взаимоотношений с другими потенциальными торговыми партнерами (в частности, новыми участниками рынка) – также немаловажная задача; в связи с этим намерение Казахстана разместить на своей территории банк ядерного топлива при финансовой поддержке МАГАТЭ – яркое свидетельство того, что Казахстан стремится стать ответственным игроком на международной арене.

- Один из способов повысить спрос на добываемый в Казахстане уран – обеспечить его конечное потребление внутри страны. Это станет возможным после строительства одного или нескольких ядерных реакторов в Казахстане при условии проведения тщательных исследований, призванных установить надлежащие технологии и территории для строительства в рамках внутренней электросети. Строительство вышеупомянутых объектов должно соответствовать единой стратегии диверсификации источников поставок и сокращения выбросов парниковых газов в стране. Такая возможность учтена в прогнозах IHS по развитию электроэнергетики Казахстана в период после 2025 г. (Раздел 10.7.4).

²² Следует отметить, что МЦОУ, в отличие от банка топлива, является коммерческой организацией, принадлежащей компаниям, опирающимся на поддержку государства (совместное предприятие, 80% доля в котором принадлежит «Росатому», оставшиеся 20% – «Казатомпрому» и другим инвесторам), которая предоставляет льготы своим акционерам при оказании платных услуг по обогащению урана.

²³ В рамках многолетней совместной работы с участием Казатомпрома и организации «Инициатива по сокращению ядерной угрозы», которая была начата еще в 2001 г., 2 900 кг ядерного топлива с 25%-м обогащением были доставлены с выведенной из эксплуатации АЭС в Актау на УМЗ для обеднения и получения неоружейного урана, который впоследствии может быть использован для научно-исследовательских и коммерческих целей.





ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КАЗАХСТАНА

- 10.1 КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ
- 10.2 ПОЛОЖЕНИЯ И ПРАВИЛА РАБОТЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА КАЗАХСТАНА
- 10.3 РЕГУЛИРОВАНИЕ И ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА
- 10.4 ИНФРАСТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАЗАХСТАНА
АДАПТИРУЕТСЯ К СПРОСУ
- 10.5 ТЕНДЕНЦИИ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ:
СУЩЕСТВЕННАЯ РАЗНИЦА МЕЖДУ СЕВЕРОМ
И ЮГОМ СТРАНЫ
- 10.6 ТЕНДЕНЦИИ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
- 10.7 ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ
РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ
- 10.8 МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ СЕТЬ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ
КАЗАХСТАНА
- 10.9 НЕСМОТря НА РОСТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ,
ПОТРЕБНОСТЬ В ДАЛЬНЕЙШИХ ШИРОКОМАСШТАБНЫХ
ИНВЕСТИЦИЯХ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ОСТАЕТСЯ ВЫСОКОЙ
- 10.10 НОВЫЙ МЕХАНИЗМ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ
- 10.11 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ





10. Электроэнергетика

10.1. Ключевые моменты

В состав национальной электроэнергетической системы Казахстана, которая охватывает обширную территорию в 2 717 300 км² (больше чем территория Западной Европы), входят три энергозоны, две из которых (Северная и Южная энергозоны) соединены между собой линиями электропередачи, а третья (Западная энергозона) работает изолированно от них.¹ Большая часть производства электроэнергии (по преимуществу, угольными электростанциями) по-прежнему тесно связано с крупными промышленными центрами потребления, расположенными на севере Казахстана. В тоже время, стремительный рост электропотребления на юге и западе Казахстана диктуют необходимость скорейшей адаптации инфраструктуры электроэнергетического комплекса (Рис. 10.1). На фоне продолжающегося роста экономики Казахстана и в ожидании устойчивого роста электропотребления (несмотря на некоторое снижение электропотребления в результате падения цен на нефть и общее снижение экономики в мире) задачи повышения энергетической безопасности и независимости стали особо важными уже в краткосрочной и среднесрочной перспективах. В связи с этим, модернизация и строительство сетей как приоритетное направление, на фоне восстановления электроэнергетического сектора в целом, будет решающим фактором для раскрытия имеющегося потенциала существующих генерирующих мощностей, повышения энергетической безопасности, улучшения экологических характеристик работы сектора, а также повышения эффективности работы электроэнергетики Казахстана в целом. На основании вышесказанного, мы пришли к следующим заключениям:

- **Казахстан продолжает модернизацию своей электроэнергетической системы.** Поскольку почти 20% мощностей были введены в эксплуатацию еще до 70-х годов прошлого столетия, при их замене Казахстан располагает возможностью (при условии, что это будет технически осуществимо и экономически целесообразно) перейти от угля как основного топлива, используемого для производства электроэнергии (сегодня угольная генерация составляет порядка 69% от общего объема производства электроэнергии в Казахстане), к более разнообразной структуре топливного баланса за счет увеличения доли генерации, работающей на природном газе (сегодня газовая генерация составляет порядка 20% от общего объема производства электроэнергии в Казахстане), возобновляемых источниках и атомной энергии. При этом, несмотря на то, что в будущем газ будет обеспечивать основной прирост генерации на западе и юге страны, доля газовой генерации будет ограничена неразвитостью газовой инфраструктуры, ценой газа (в сравнении с углем), а также уровнем инвестиций, необходимым для строительства новых электростанций, работающих на газе. Также, несмотря на стремление Правительства реализовать потенциал Казахстана по развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) (за счет создания, благоприятных условий

для привлечения инвестиций в сегмент при отсутствии механизмов, ограничивающих объем вводов мощностей ВИЭ), доля генерации на ВИЭ в общей структуре производства Казахстана должна остаться относительно небольшой. Таким образом, ввиду наличия существенных запасов дешевого угля и развитой инфраструктуры крупных угольных электростанций, в течение ближайших двух десятилетий угольная генерация останется основополагающей в балансе производства электроэнергии Казахстана, хотя доля угля в топливном балансе сократится в долгосрочной перспективе.

- **В то время как большая часть регионов Казахстана по-прежнему будет использовать уголь в производстве электроэнергии, число газовых электростанций будет увеличиваться по мере расширения газораспределительной сети страны и частичной газификации экономики.** Как ожидается, несколько новых газопроводов позволят увеличить доступность газа, а также будут содействовать развитию газовой генерации (для целей централизованного и, особенно, автономного производства электроэнергии) в отдельных регионах. Более того, стимулирование добычи природного газа (за счет привлекательного ценообразования) для коммунально-бытового использования, а также запланированное строительство сетевых объектов и линий электропередач позволят новой газовой генерации на западе и юге Казахстана удовлетворить спрос, значительный рост которого, в соответствии с прогнозами, ожидается в этих регионах в ближайшем будущем. При этом высокая стоимость газа по сравнению с углем останется одним из ключевых сдерживающих факторов для резкого перехода с угля на газ, даже при улучшенном доступе к газовой инфраструктуре. На западе страны рост газовых мощностей будет связан в основном с дальнейшим увеличением нефтедобычи и необходимостью решения проблемы утилизации попутного газа.
- **Власти Казахстана планируют диверсифицировать баланс генерирующих мощностей Казахстана за счет ввода возобновляемых источников энергии, атомной и гидрогенерации.** В то время как возможность строительства АЭС на нескольких площадках по-прежнему оценивается, рост мощностей на возобновляемых источниках энергии (особенно, солнечных и ветровых электростанций), несмотря на прогнозы властей, будет незначительным. Несмотря на положительный эффект атомной энергетики на целевые показатели «зеленой экономики», реализация проекта строительства АЭС потребует деликатных политических переговоров с целью получения наилучших условий от технических и финансовых партнеров. С точки зрения возобновляемых источников, стоимость электроэнергии ветряных и солнечных установок для потребителя, а также экономические,

¹ Северная и Западная энергозоны Казахстана соединены несколькими линиями электропередачи с энергосистемой России, в то время как Южная энергозона соединена линиями электропередачи с энергосистемами Узбекистана и Кыргызстана.

технические и технологические сложности их интеграции в энергосистему означают, что для Казахстана выбор в их пользу остается на уровне эксперимента: эти технологии требуют постоянной поддержки рынка, в противном случае они не будут реализованы. Значительное совершенствование технологий, особенно в области мощных накопителей энергии для возобновляемых источников энергии, может оказать существенное влияние на перспективу использования ВИЭ в будущем, однако проблема низкой выработки электроэнергии ВИЭ останется.

- **Власти Казахстана стараются найти оптимальные рыночные решения для поддержки действующих объектов электро- и теплоэнергетики, при одновременном стимулировании повышения эффективности и диверсификации электроэнергетического сектора.** Стимулирование развития воз-

обновляемых источников энергии, большой переход на природный газ для производства электроэнергии, строительство новых угольных электростанций или техперевооружение устаревших угольных мощностей более эффективными и экологически чистыми угольными технологиями потребуют соблюдения баланса между рыночными стимулами и механизмами управления сектором со стороны государства. Тем не менее, поиск такого баланса затруднен по нескольким причинам. Так, оставлена без должного внимания теплоэнергетика Казахстана, которая неразрывно связана с рынком электроэнергии ввиду существенной доли ТЭЦ; также особого внимания требует ценообразование на газ на внутреннем рынке. Однако наиболее актуальным остается вопрос реальных последствий любых изменений на рынках электро- и теплоэнергии и мощности на цену электроэнергии для конечных потребителей.

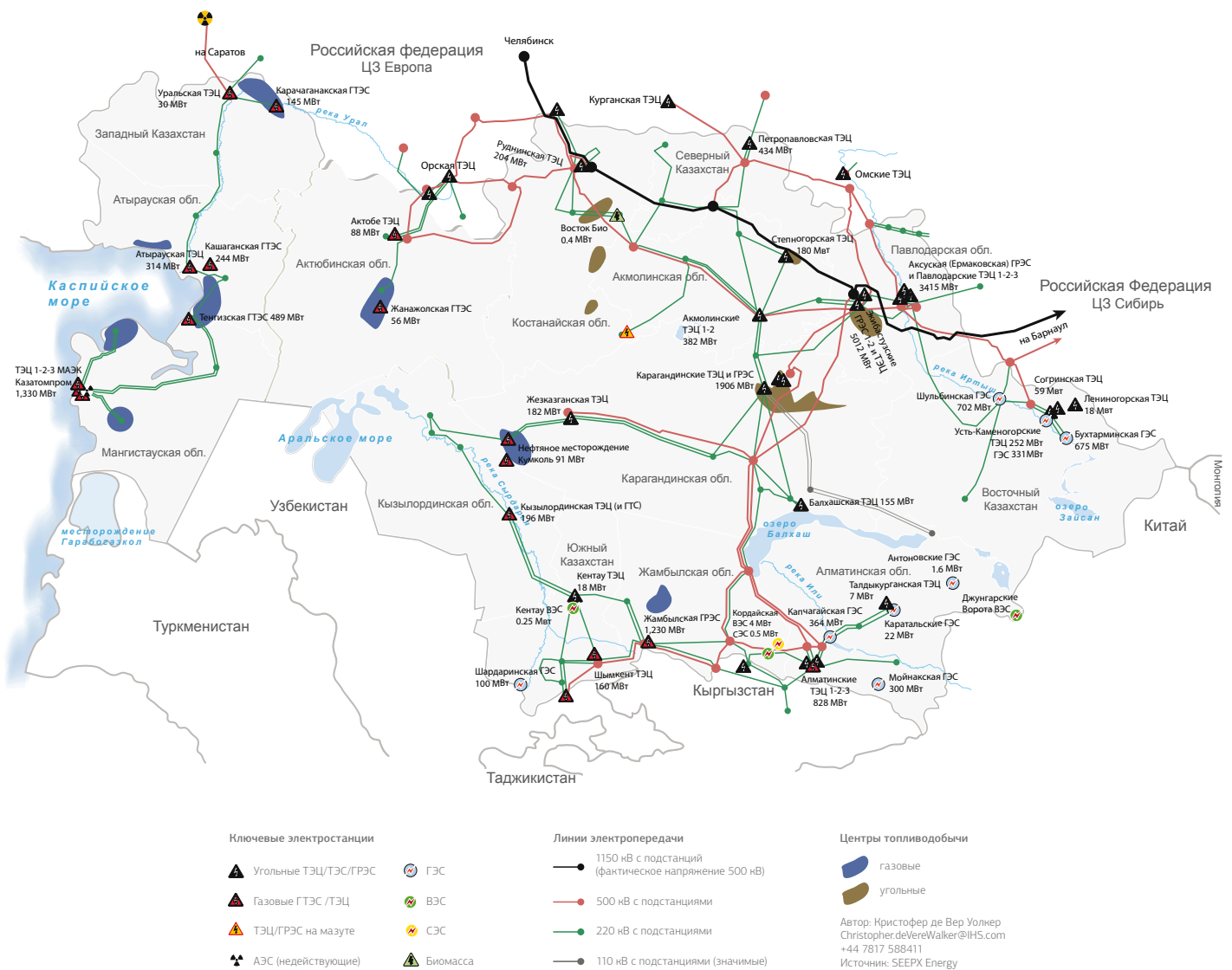


Рис. 10.1 Карта электроэнергетического сектора Казахстана

10.2. Положения и правила работы электроэнергетического рынка Казахстана

10.2.1 Шаги по реформированию электроэнергетики Казахстана

По аналогии с другими странами СНГ, электроэнергетика Казахстана после распада СССР представляла собой двухуровневую структуру, которая включала общегосударственную систему и несколько региональных подсистем. До 1996 г. основным государственным учреждением в электроэнергетике Казахстана являлось «Казахстанэнерго» – наследник Министерства Энергетики и Электрификации КазССР. Данная государственная структура объединяла региональные электроэнергетические компании, сеть электропередачи высокого напряжения, центральное диспетчерское управление, различные проектные институты и строительные организации.

Региональные электроэнергетические компании (АО-энерго) действовали на вверенных им территориях, обеспечивая эксплуатацию электростанций, районных теплосетей и большинства объектов сетевой инфраструктуры, включая линии электропередач и распределительные сети, расположенных в соответствующих регионах (кроме некоторых объектов сети высокого напряжения, используемых главным образом для соединения региональных подсистем). В связи с этим, региональные электроэнергетические компании объединяли в себе несколько дочерних предприятий (электростанции, местные распределительные сети и т.п.). Оперативно-диспетчерское управление осуществлялось на общегосударственном и региональном уровне (несколькими диспетчерскими управлениями). Поскольку большинство небольших теплоэлектростанций в Казахстане – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), зачастую возможности по реагированию на изменения в электрической нагрузке в регионах были ограничены. В связи с этим изменения в нагрузке и устойчивость обеспечивались общегосударственной системой.

Реструктуризация электроэнергетики (включая выделение активов и акционирование эксплуатирующих организаций) была инициирована в начале 1996 г. после принятия ряда постановлений Правительством Республики Казахстан. Постановление Правительства № 1033 предусматривало учреждение Национальной энергетической системы НЭС «Казахстанэнерго», которая объединяла сеть высокого напряжения (как юридическое лицо) и несколько крупнейших электростанций (с выделением их из состава региональных электроэнергетических ком-

паний). Эти электростанции получили статус независимых компаний.

Постановление Правительства № 663 от 30 мая 1996 г. предусматривало вывод из подчинения НЭС «Казахстанэнерго» всех генерирующих активов, а впоследствии выделение всех ТЭЦ и крупных котельных из региональных электроэнергетических компаний и переводом их в коммунальную собственность (т.е. собственность городских администраций и органов местного самоуправления) с последующей приватизацией.

Постановление № 499 от 16 июля 1996 г. предусматривало акционирование государственных предприятий и их дальнейшую приватизацию. Таким образом, электростанции, региональные электроэнергетические компании и другие предприятия и объекты (включая теплосети) приобретали статус независимых акционерных обществ.

Основные сделки по приватизации были завершены к 2000 г. Передача права собственности и подписание договоров купли-продажи активов обеспечивалось Государственным комитетом по имуществу (в составе Министерства финансов). НЭС «Казахстанэнерго» подписывала договоры купли-продажи с крупными генерирующими компаниями, а региональные электроэнергетические компании – уже с небольшими предприятиями. Министерство финансов, как правило, принимало на себя все обязательства приватизируемых компаний (включая все долги, погашение задолженности по заработной плате и пенсиям); однако окончательные условия согласовывались в индивидуальном порядке с покупателем. С тех пор многие приватизированные предприятия сменили собственника. Большая часть первоначальных собственников (включая иностранных) продали предприятия компаниям из Казахстана или государственному Фонду Национального Благосостояния «Самрук-Казына».²

В сентябре 1996 г. власти Казахстана выделили все активы сети высокого напряжения в отдельную государственную корпорацию «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (АО «КЕГОС»), которая также стала ответственной за подписание договоров с генерирующими компаниями, ранее подписывавшихся с НЭС «Казахстанэнерго».³

10.2.2 Региональные энергообъединения и зоны

В основе электроэнергетической системы СССР лежала Единая Энергетическая Система (ЕЭС), объединявшая 11 крупных соединенных друг с другом региональных энергообъединений. Электростанции Казахстана входили

в состав двух таких энергообъединений. Энергообъединение Северного Казахстана обслуживало северную и восточную часть страны, которые отличались высоким уровнем развития промышленности, тогда как южная

² Права собственности на генерирующие предприятия сконцентрировались в руках всего нескольких собственников: АО «ФНБ «Самрук-Казына» принадлежит около 39%, остальные активы находятся в подчинении крупных вертикально интегрированных промышленных и горнодобывающих групп, включая «Казахмыс», «Казцинк», «Казатомпром» и «ENRC Казахстан».

³ АО «КЕГОС» создан в соответствии с Постановлением Правительства РК № 1188 от 28 июня 1996 г. «О некоторых мерах по структурной перестройке управления энергетической системой Республики Казахстан». Дата первичной регистрации АО «КЕГОС» – 11 июля 1997 года.

часть Казахстана входила в состав энергообъединения Центральной Азии (вместе с Туркменистаном, Узбекистаном, Таджикистаном и Кыргызстаном). Эти два энергообъединения обеспечивают Казахстан электроэнергией и сегодня. Теперь это так называемая «Северная энергозона» и «Южная энергозона» (Рис. 10.2). Энергообъединение Северо-восточной части Казахстана частично является наследником части более мощной энергосистемы России, решение о Разделе которой было принято в 1999 г.⁴ Несмотря на то, что значительная часть электроэнергии передается на юг страны за счет слаженной работы Северной и Южной энергозон, южная часть Казахстана по-прежнему обменивается значительными объемами мощности с Кыргызстаном и Узбекистаном. На долю Северной энергозоны приходится 66% потребляемой в стране электроэнергии, в то время как Южная энергозона потребляет около 22% (Таблица 10.1).

Западная энергозона, в состав которой входят западные регионы страны (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области), по-прежнему функционирует изолированно от остальной энергосистемы Казахстана. До 2009 г. такая ситуация была характерна и для Актобинской области, когда она была присоединена линией 500 киловольт (кВ) к Северной энергозоне. Одно время западные районы (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области) были полностью изолированы от ЕЭС СССР, но в 80-е годы прошлого столетия эти районы были присоединены к объединенной энергосистеме (ОЭС) «Средняя Волга» в России двумя высоковольтными линиями 220 кВ и одной линией 500 кВ, построенными из Самары и Саратова в направлении Уральска. Вплоть до конца 80-х годов прошлого века эти районы работали в параллельном режиме с ОЭС «Средняя Волга».



Рис. 10.2 Карта зон электроэнергетики Казахстана

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Динамика в %	
							2009-12	2012-14
Всего по Казахстану	77 959,6	83 767,1	88 136,0	91 444,2	89 640,8	91 661,0	17,3	0,2
Северная зона	53 916,5	58 327,2	60 588,7	62 554,1	60 785,9	60 865,0	16,0	-2,7
Южная зона	9 026,8	9 263,5	9 581,6	9 885,1	10 232,3	10 940,0	9,5	10,7
Западная зона	15 016,3	16 176,4	17 965,7	19 005,0	18 622,6	19 856,0	26,6	4,5

Примечание: в 2009 г. Актобинская область была присоединена к Северной зоне. Потребление в данной области включено в данные по Северной зоне.
Источник: АО «KEGOC».

Таблица 10.1 Потребление электроэнергии в различных региональных энергообъединениях Казахстана (млн. кВт*ч)

⁴ ОЭС Северного Казахстана с диспетчерским управлением из Алматы

10.3. Регулирование и тарифная политика

Изначально ответственность за реализацию политики в области электроэнергетики, а также регулирующий контроль и надзор (например, согласование инвестиционных программ) была возложена на Министерство энергетики. Его правопреемник, в настоящее время – вновь Министерство энергетики, реорганизованное в августе 2014 г. в результате упразднения Министерства индустрии и новых технологий, отвечавшего за данную отрасль, продолжает осуществлять контроль и надзор за деятельностью субъектов электроэнергетической отрасли и играет ведущую роль в разработке стратегии, технической политики и лицензирования для сектора (Рис. 10.3).

Государственное Агентство по регулированию естественных монополий (ныне, Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМизК) Министерства национальной экономики) является основным органом, несущим ответственность за ценообразование, а фактически – и нормативно-правовое регулирование в энергетике Казахстана.⁵ В частности, вышеупомянутый орган устанавливает максимально допустимые тарифы на услуги «естественных» монополий. В соответствии с законом РК «О естественных монополиях и регулируемых рынках», принятого в июле 1998 г., к сферам естественных монополий в Казахстане относятся услуги:

- по транспортировке нефти/нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- по хранению, транспортировке товарного газа по соединительным, магистральным газопроводам и (или) газораспределительным системам, эксплуатации групповых резервуарных установок, а также транспортировке сырого газа по соединительным газопроводам;
- по передаче и распределению электрической энергии;
- по производству, передаче, распределению и снабжению тепловой энергией;
- по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- по организации балансирования производства-потребления электрической энергии.

⁵ Орган впервые учрежден в 1991 году

⁶ Тарифная методология ограничивает рост тарифа выше установленного уровня за счет ограничений, наложенных на некоторые статьи и объем расходов, для включения в тариф.

⁷ Тарифы КЕГОС и малых распределительных компаний рассчитываются на основе нормативного метода, на уровне, достаточном для компенсации операционных затрат (по принципу «затраты плюс»). Пересмотр тарифа происходит ежегодно, один раз в год. Тарифы региональных электросетевых компаний (РЭК) рассчитываются на основе сравнительного анализа (бенчмаркинга) и утверждаются на три года вперед (с ежегодной корректировкой) для стимулирования эффективности работы РЭК.

⁸ Потребителям электрической энергии, в том числе энергопередающим организациям, доступ к национальной электрической сети предоставляется при наличии:

1) договоров с системным оператором:

– на оказание услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети;

– на оказание услуг по технической диспетчеризации импортируемой электрической энергии (в случае осуществления импорта электрической энергии);

Тарифы и их максимальный уровень по отношению к регулируемым услугам, предоставляемым естественными монополиями, не должны быть ниже стоимости регулируемых услуг и должны обеспечивать прибыль в результате эффективной деятельности естественной монополии. По сути, КРЕМизК устанавливает предельные тарифы на передачу электроэнергии, реализуемую на оптовом рынке электроэнергии генерирующими компаниями. Предельная же стоимость отпуска электроэнергии с электростанций утверждена Правительством в 2009 году до 2016 года. При этом фактические цены на электроэнергию определяются условиями двусторонних договоров, подписываемых на оптовом рынке электроэнергии между оптовыми производителями и покупателями электроэнергии.

КРЕМизК регулирует деятельность АО «КЕГОС» и устанавливает предельные оптовые цены на передачу электроэнергии электростанций национального значения; а также регулирует деятельность региональных генерирующих и распределительных компаний. Тарифы на услуги по передаче и распределению электроэнергии, устанавливаемые КРЕМизК, должны компенсировать затраты, в том числе для реализации инвестиционных программ.⁶ Тарифы АО «КЕГОС» включают три составляющих: плату за передачу электроэнергии, услуги по технической диспетчеризации отпуска и плату за организацию балансирования производства-потребления электрической энергии. С 1 августа 2010 г. стоимость услуг АО «КЕГОС» по передаче, диспетчеризации и балансированию определена тарифами едиными для всего Казахстана вне зависимости от расстояния (между производителем и потребителем электроэнергии), предоставляя недискриминационный доступ конечных потребителей к национальной электрической сети.⁷

В соответствии с действующим законодательством потребители с минимальным потреблением от 1 МВт вправе самостоятельно выбирать поставщика и согласовывать с ним цену на электроэнергию, после подключения к сетям региональной электросетевой компании (РЭК), при этом, оплачивая за передачу по магистральным сетям АО «КЕГОС» и РЭК.⁸ Потребитель с объемом потребления менее 1 МВт обязан покупать электроэнергию у местной энергоснабжающей организации (ЭСО). В цену конечных потребителей входит покупка электроэнергии ЭСО на оптовом рынке (тариф электростанции), услуги по передаче (тариф КЕГОС и тариф распределительной компании РЭК) и регулируемая надбавка ЭСО. Важно

отметить, что дифференциация тарифов по объемам потребления и времени суток, проводится на уровне энергоснабжающих организаций.

КРЕМиЗК также рассчитывает тарифы для ЭСО, при этом на величину тарифов влияют ограничения, наложенные на темп роста тарифов для конечных потребителей, а также тот факт, что тарифы ЭСО утверждаются после тарифов энергопроизводящих организаций.⁹ Более позднее утверждение тарифов ЭСО делает процесс согласования тарифов более долгим и сложным в связи с необходимостью повторного обращения ЭСО в КРЕМиЗК.

КРЕМиЗК также раз в год утверждает тарифы для теплопроизводящих и теплоснабжающих организаций. В то время как ответственность за регулирование деятельности крупных источников тепловой энергии (более 100 Гигакалорий в час (Гкал*ч) лежит на Министерстве энергетики, регулирование малых котельных возложено на Комитет по делам строительства и ЖКХ и управления земельными ресурсами МНЭ (ранее Агентство по делам строительства и ЖКХ). Отсутствие единого органа, регулирующего деятельность теплоэнергетики, осложняет разработку единой политики, особенно в отсутствие самостоятельного закона о теплоснабжении.



Рис. 10.3 Структура электроэнергетики Казахстана (на 01.01.2015)

10.4. Инфраструктура электроэнергетики Казахстана адаптируется к спросу

Официальные планы Казахстана по развитию инфраструктуры электроэнергетического сектора базировались на наблюдавшейся в последнее время относительно устойчивой тенденции роста электропотребления (в среднем 3,8% в год в период с 2000 г. по 2014 г.) [по данным Системного Оператора, KEGOC]. Последовавшее решение Правительства о необходимости повышения энергетической безопасности страны, и надежности электроснабжения, таким образом, стало естественным

ответом на динамичное развитие экономики Казахстана. Между тем, в рамках программы модернизации электроэнергетики, Казахстан планирует проводить политику энерго- и ресурсосбережения, повышения эффективности электропотребления, а также выбора в пользу экологически чистых технологий производства электроэнергии, – все факторы, которые в итоге окажут сдерживающее влияние на рост электропотребления.

- на оказание услуг по организации балансирования производства/потребления электрической энергии в единой электроэнергетической системе Казахстана;
- на покупку/продажу балансирующей электрической энергии;
- 2) договора на оказание услуг по передаче с энергопередающей организацией, в том числе эксплуатирующей электрические сети регионального уровня, к сетям которой присоединен потребитель электрической энергии.

⁹ РЭК – региональная электросетевая компания - энергопередающая организация, эксплуатирующая электрические сети регионального уровня, ЭСО - энергоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям купленной электрической и (или) тепловой энергии.

Данный процесс был инициирован Правительством с принятием Постановления № 1129 от 29 октября 2010 г. «Об утверждении программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010-2014 годы». Эта программа предусматривала модернизацию и реконструкцию действующих и строительство новых генерирующих мощностей; строительство, модернизацию и реконструкцию сетевых объектов; развитие угольной промышленности; улучшение рыночных условий за счет создания рынка мощности для привлечения инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей; включение в баланс возобновляемых источников энергии. Позднее вышеуказанные цели были подтверждены и дополнены документами, регулируемыми экономическое развитие страны в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе.¹⁰ В настоящее время в законодательстве Казахстана больше внимания уделено вопросам снижения энергоемкости всех отраслей экономики (т.е. повышения энергоэффективности промышленности, см. Главу 11) и снижения негативного воздействия электроэнергетической отрасли на окружающую среду. Более того, Казахстан планирует увеличить объемы экспортируемой электроэнергии не только в соседние страны (главным образом, в Россию), но и в другие страны-участницы Евразийского экономического союза (т.е. в Беларусь через Россию).

Задача перехода на экологически чистые и эффективные источники энергии частично может быть выполнена путем последовательного замещения угольных мощностей (в настоящее время на их долю приходится 63% установленной мощности и примерно 69% выработки) газовыми, ГЭС, АЭС и возобновляемыми источниками энергии. Ожидается, что в ближайшие два десятилетия газ сыграет важную роль в перераспределении топливного баланса, при этом, главными и значительными препятствиями остаются географическая отдаленность топливных ресурсов, потребность в строительстве дополнительных газопроводов для улучшения доступа к природному газу и экономическое обоснование целесообразности использования газа вместо дешевого и доступного угля.

Без масштабного усовершенствования инфраструктуры будущее развитие электроэнергетики Казахстана, вероятно, во многом будет придерживаться сценария, заложенного до приобретения страной независимости. В советский период развитие электроэнергетики Казахстана и расположение основных промышленных потребителей были привязаны к местам сосредоточения значительных и легкодоступных запасов угля (Рис. 10.1).

Напротив, на западе и юге Казахстана получили развитие газовые электростанции, построенные в 60-70 гг. прошлого столетия, одновременно с постепенным развитием газопроводной сети Центральной Азии. Таким образом, газовые электростанции, построенные еще в советский период, были сконцентрированы в основном на юге страны (за исключением Алматы, где в настоящее время по-прежнему преобладают угольные мощности), имевшем доступ к газу, импортируемому из Узбекистана, и на западе Казахстана за счет доступа к собственному попутному газу. Но при этом газ оставался «нишевым» топливом в Казахстане. В 1990 г. доля газа в общей структуре производства электроэнергии тепловыми станциями составляла лишь 10,5%, тогда как на долю угля приходилось 77%. Однако с начала 90-х годов прошлого столетия одновременно с ростом объемов добычи нефти и совершенствованием инфраструктуры газовой отрасли в Казахстане было введено в эксплуатацию значительное число газовых электростанций. В результате этого доля газа в общей структуре производства электроэнергии тепловыми электростанциями (включая ГТЭС) в 2014 г. превысила аналогичный показатель советского периода, практически, вдвое и составила 22%.

Таким образом, несмотря на наметившийся в последнее время рост доли природного газа в общей структуре топливного баланса (как правило, за счет строительства газотурбинных электростанций для нужд нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности [здесь и далее автономное производство электроэнергии]), выбор в пользу угля (за счет его низкой стоимости по сравнению с газом), продолжит влиять на выбор генерирующих мощностей в пользу угольных электростанций еще продолжительное время. Хотя, запланированное присоединение Западной энергозоны к Северной и Южной энергозонам (ЕЭС Казахстана) до 2030 г. неизбежно увеличит долю газа в топливном балансе страны (газовая генерация привлечет новых потребителей), необходимо учитывать достаточно низкую стоимость производства электроэнергии на основе угля. При этом, ожидается, что отчасти причиной увеличения доли газовых электростанций в Западной энергозоне станет рост пиковых нагрузок. При этом, несмотря на планы по соединению Западной энергозоны с Северной и Южной энергозонами, большая часть электроэнергии производимой автономно на газовых мощностях не будет выдаваться в сеть, а потребляться на собственные нужды предприятий. Более того, за счет принудительного вывода из эксплуатации угольных мощностей, который мы заложили в прогноз, и ввода новых газовых электростанций и генерирующих мощностей, работающих на возобновляемых источниках энергии, доля угольных электростанций в балансе производства тепловых мощностей сократится до 61% к 2040 году.¹¹

¹⁰ Основополагающие документы: Указ Президента Республики Казахстан № 874 от 01.08.2014 г. «Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы» и внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан № 957 от 19.03.2010 г.; «Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 года»; «Программа перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике»; «Стратегия развития Республики Казахстан до 2050 года»; Постановление Правительства Республики Казахстан № 724 от 28.06.2014 г. «Об утверждении концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года».

¹¹ В соответствии с Национальным Энергетическим Докладом KAZENERGY 2013 г., в период 2013-2030 гг. планировалось вывести из эксплуатации 4,3 ГВт угольных и 478 МВт газовых генерирующих мощностей; одновременно ввести в эксплуатацию 4,8 ГВт угольных и 1,8 ГВт газовых генерирующих мощностей, а также возобновляемые источники энергии общей мощностью 5,3 ГВт (включая небольшие ГЭС).

10.5. Тенденции в области электропотребления: существенная разница между севером и югом страны

Казахстан занимает третье место среди стран СНГ по потреблению электроэнергии. В соответствии с данными Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан (Комстат), общее видимое потребление электроэнергии достигло своего максимума в 1990 г. и составило 104,7 млрд. кВт*ч, и до настоящего времени это самый высокий показатель.¹² В 90-е годы прошлого столетия общее электро-

потребление резко сократилось более чем на половину (почти на 52%) и в 1999 г. составило 50,3 млрд. кВт*ч (Рис. 10.4). Казахстан стал одной из немногих стран бывшего СССР, где темпы сокращения объемов потребляемой электроэнергии опережали темпы сокращения валового внутреннего продукта (ВВП) (в процентном выражении) в первоначальный переходный период (Рис. 10.5).

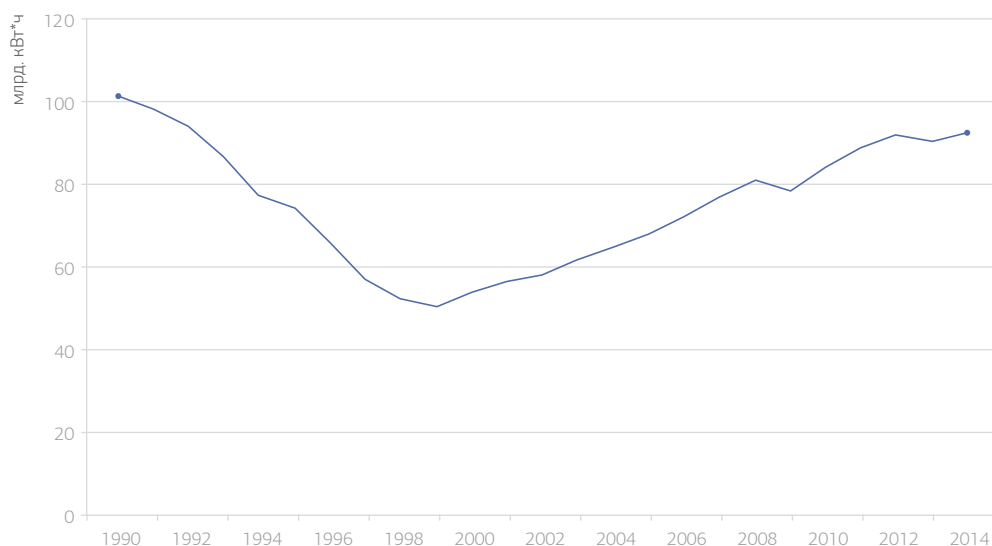


Рис. 10.4 Видимое потребление электроэнергии в Казахстане

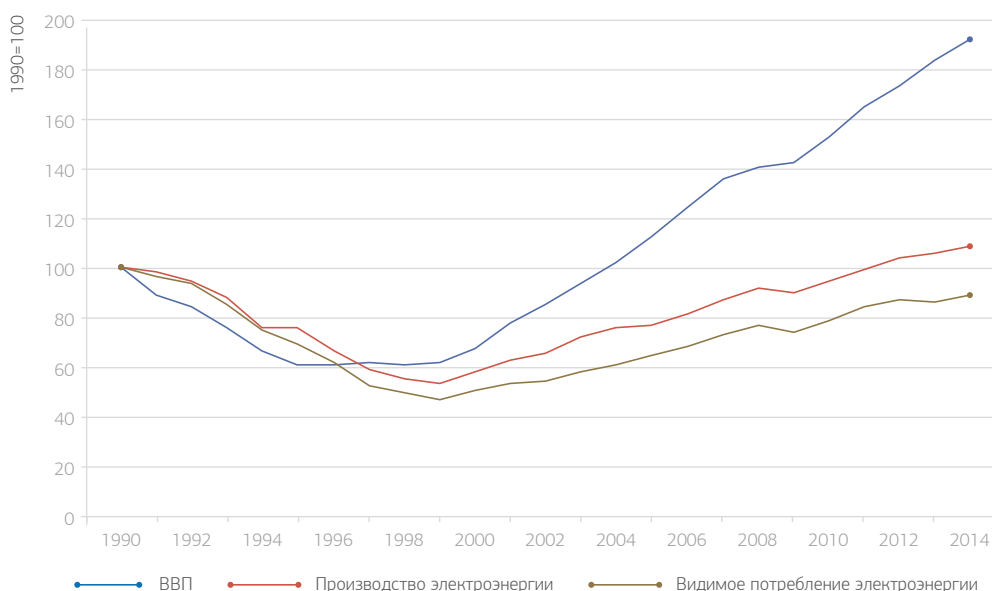


Рис. 10.5 Индексы ВВП, производства и потребления электроэнергии в Казахстане

¹² Существуют небольшие расхождения в данных по производству и потреблению электроэнергии между Комитетом по статистике Министерства национальной экономики и KEGOC.

Однако на волне устойчивого экономического роста в 2000-х годах потребление электроэнергии в Казахстане стало расти. Согласно данным КЕГОС, электропотребление в Казахстане к 2014 г. выросло более чем на 69% и составило 91,7 млрд. кВт*ч. Таким образом, средний годовой рост электропотребления между 2000-2014 гг. (включи-

тельно) составил 3,8%. В этот период рост ВВП в среднем составил 7,5% в год. Следовательно, средний коэффициент эластичности электропотребления к ВВП составил порядка 0,51, иными словами, на 1% роста ВВП приходилось в среднем 0,51% роста электропотребления.¹³

Рост электропотребления смещается на запад и юг Казахстана

Регионами, потребляющими львиную долю электроэнергии, являются север и восток Казахстана (Северная энергозона), где также сосредоточены основные запасы угля и генерирующие мощности. На долю сегодняшних лидеров по потреблению электроэнергии, Павлодарской (с самыми высокими показателями электропотребления), Карагандинской и Восточно-Казахстанской областей в сумме приходится 45% потребляемой электроэнергии (Рис. 10.6 и 10.7). Эти регионы являются индустриальными центрами Казахстана, еще во времена Советского Союза получившими свое стратегическое положение для извлечения выгоды из колоссальных и легко извлекаемых запасов угля. В общей структуре потребления электроэнергии Казахстана доля промышленности этих регионов составляет 55%, тогда как на долю бытового сектора этих областей приходится всего 27% от потребления по стране в целом. Однако, несмотря на то, что статистика электропотребления Северной энергозоны за последнее десятилетие показывает рост в среднем на 3% в год, с 2010 года рост снизился до 1,1% в год, а с 2012 года показатель электропотребления составил -2,7% в год.¹⁴ Такая картина электропотребления

характерна, практически, для всех крупных областей Северной энергозоны. Так, если электропотребление в Павлодарской области за последние десять лет росло в среднем на 4,1% в год, с 2010 года темп роста электропотребления снизился до 0,1% в год, а с 2012 года падает на 2,9% в год. В Карагандинской области средний рост электропотребления в 1,2% в год за последние десять лет с 2010 года упал до 0,2% в год, а с 2012 года падает, в среднем, на 2,3% в год. Аналогичная картина в Восточно-Казахстанской области. Средний рост электропотребления с 2004 года в этой области составлял 1,4% в год, в то время как с 2010 года он уменьшился до 1% в год, а с 2012 падает на 2,1% в год (Рис. 10.8, 10.9 и 10.10). Причинами таких изменений в динамике электропотребления стали кризисные явления на мировых рынках (в частности, падение уровня мировых цен на цветные металлы, повлекшее за собой снижение производства алюминия и глинозема). В тоже время, западная и южная часть Казахстана демонстрировали рост электропотребления в том числе за счет стремительного роста населения.

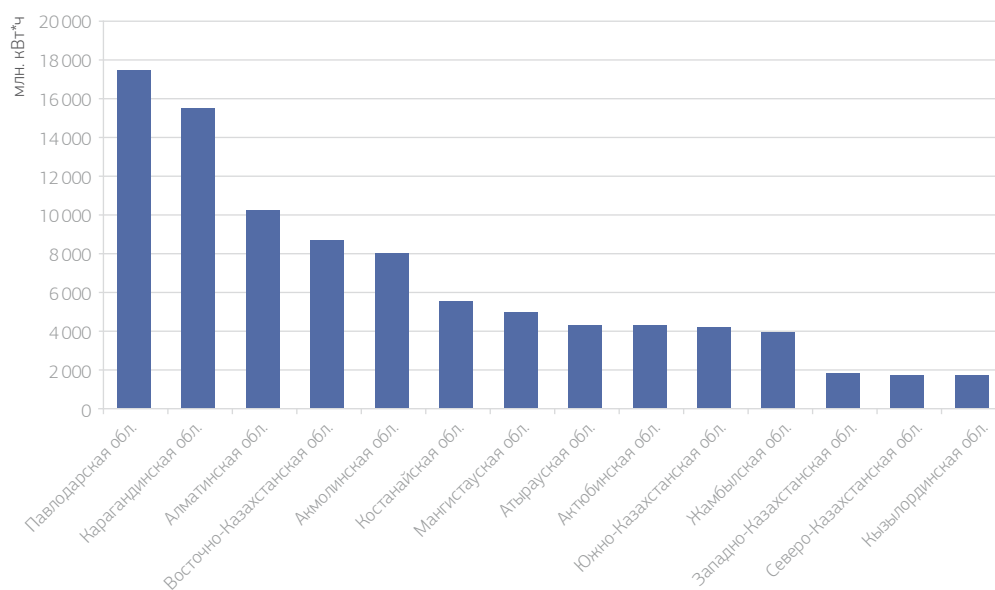


Рис. 10.6 Потребление электроэнергии по областям Казахстана в 2014 г.

¹³ При использовании данных по производству и потреблению электроэнергии преимущество отдается КЕГОС (Системному оператору) нежели Комитету по статистике Министерства национальной экономики.

¹⁴ Для целей сравнения одинаковых вводных данных, показатели электропотребления Актюбинской области были включены в Северную Зону с 2004 года, несмотря на то, что эта область вошла в Северную Зону в 2009 году. При этом Актюбинская область положительно повлияла на статистику темпов роста потребления в Северной энергозоне. Так при полном исключении области из расчета, падение потребления в Северной энергозоне с 2012 года составило -3,4% в год вместо -2,7% в год.

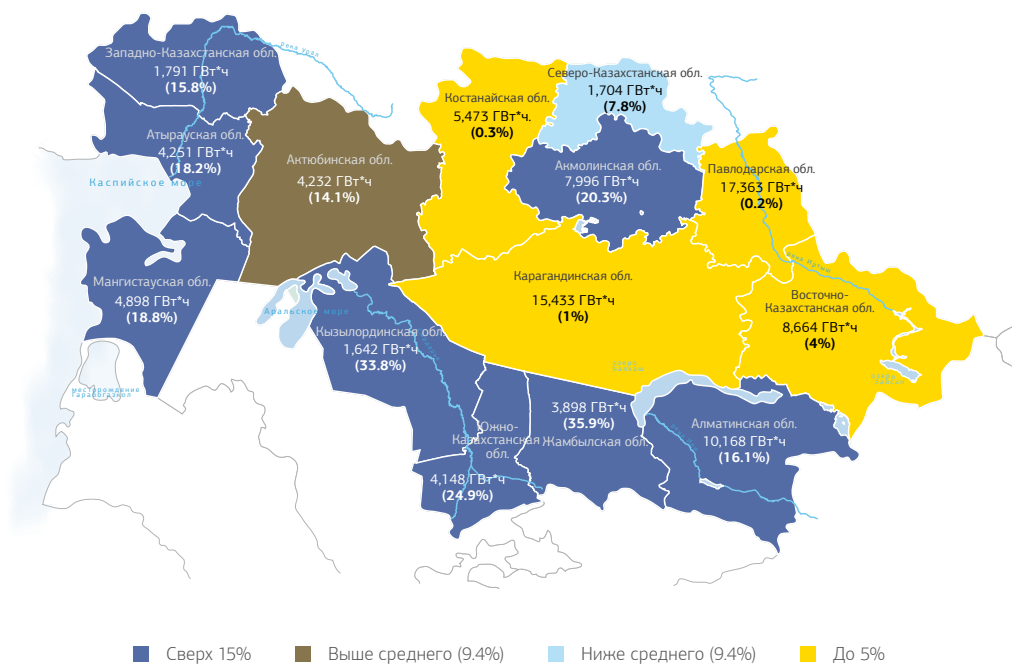


Рис. 10.7 Карта электроэнергетического сектора Казахстана. Потребление электроэнергии в 2014 г. (ГВт*ч) и рост потребления за 10 лет (%)

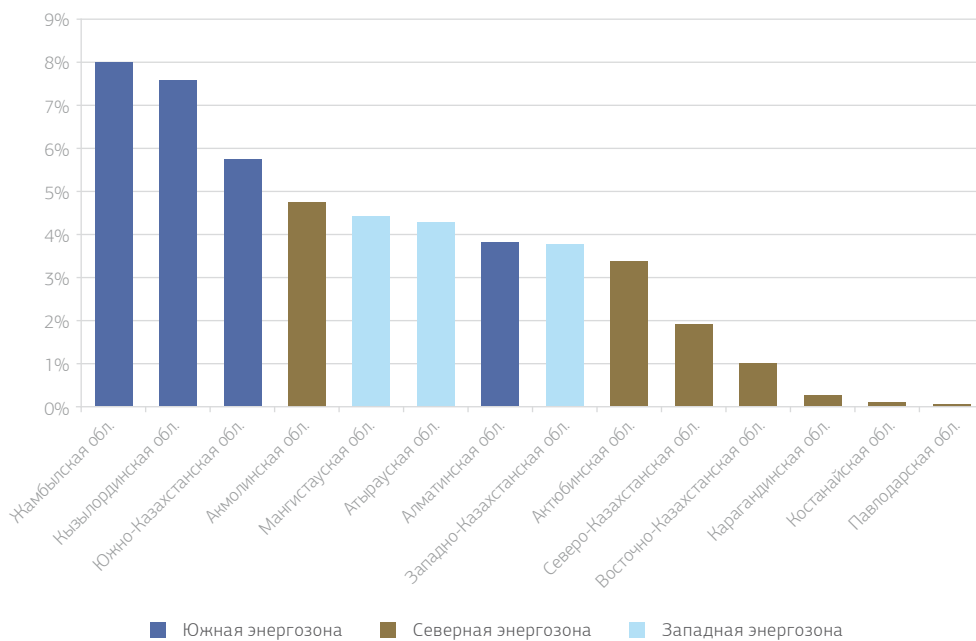


Рис. 10.8 Рост среднего годового потребления электроэнергии в год по областям с 2010 г.

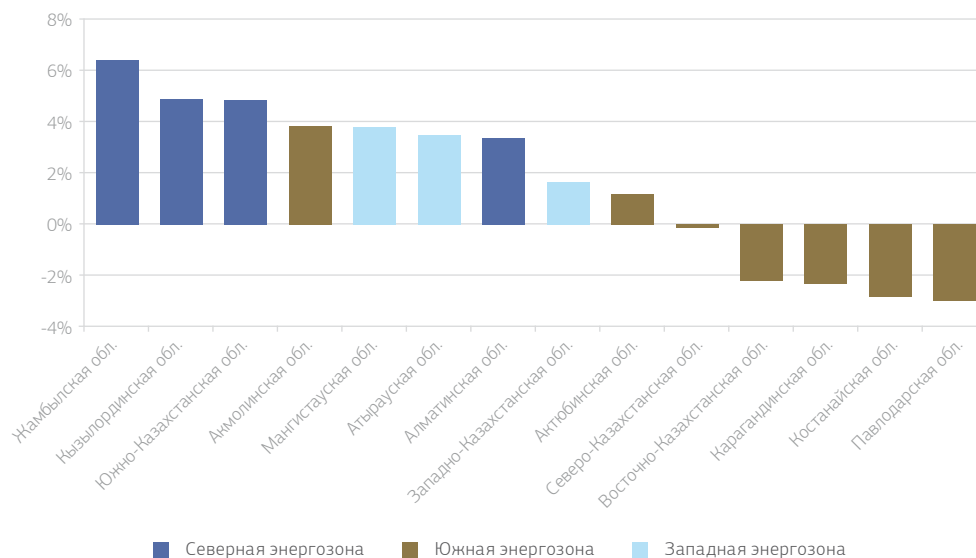


Рис. 10.9 Рост среднего годового потребления электроэнергии в год по областям с 2012 г.

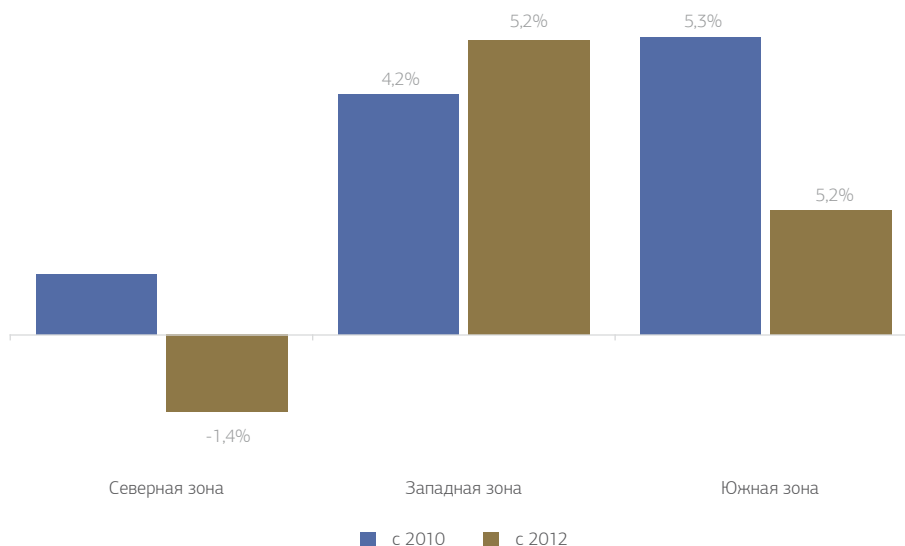


Рис. 10.10 Рост среднего годового потребления электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана

При этом, исключением из общей картины потребления в Северной энергозоне стала Акмолинская область, в которой на протяжении последних 10 лет наблюдается устойчивый прирост электропотребления, в среднем на 6,5% в год. Этот прирост, главным образом, обеспечивается за счет строительного и коммунально-бытового сектора в силу стремительного развития Астаны после того, как к городу перешел статус столицы Казахстана (в результате Астана испытывает рост коммерческой активности и строительства). Дополнительным фактором, повлиявшим на темп роста, стал всплеск цен на нефть, что, в свою очередь, способствовало росту деловой активности и населения города. Подтверждение данному явлению также можно получить при анализе максимумов электропотребления в Акмолинской области: за последние десять лет самый быстрый рост максимума электропотребления был характерен именно для этой об-

ласти. Намечившаяся тенденция роста электропотребления, благодаря статусу города продолжится: с 2012 года электропотребление растет на 6,7% в год (в Северной энергозоне с такими показателями электропотребления в этот период может сравниться только Актобинская область).

С 2010 г. в процентном отношении лидером по темпам роста спроса на электроэнергию стал юг Казахстана. Так, четыре из пяти областей Казахстана, продемонстрировавших рост, расположены именно на юге: Кызылординская область росла в среднем на 7,5% в год с 2010 года; Жамбылская область – на 8% в год; Алматинская область – на 3,8% в год, и Южно-Казахстанская область – на 5,7% в год. Движущей силой такого роста стал рост электропотребления промышленностью и коммерческим сектором. За последние десять лет рост

промышленного электропотребления в Жамбылской области в среднем составил 4,8% в год; в Кызылординской области – 19,2%; в Южно-Казахстанской области – 8,2% (Рис. 10.11 и 10.12). Промышленное электропотребление в Алматинской области росло сдержанно на 3,1% в год, что объясняется наличием более зрелого бытового и коммерческого секторов бывшей столицы Казахстана, а также общей миграцией коммерческой активности и рабочей силы из Алматы в Астану. Невзирая на это, Алматинская область занимает третье место в стране по потреблению электроэнергии и по-прежнему демонстрирует устойчивый рост электропотребления, продиктованный, главным образом, тенденциями динамичного роста потребления со стороны населения, более чем компенсировавшего умеренное сокращение промышленного¹⁵ электропотребления. Как следствие, коммерческий и бытовой секторы Алматинской области продолжают свой рост, а в среднесрочной перспективе характер электропотребления изменится на более пиковый.

По аналогии с югом Казахстана в большей части областей на западе страны также наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии. Но в данном случае причина как в росте потребления со стороны населения, так и в развитии нефтегазовой промышленности.

Подытоживая, на юге и западе Казахстана потребление вне всяких сомнений находится на подъеме. Почти одновременно с этим резко увеличивается и население этих регионов; данный показатель растет куда большими темпами, чем на севере страны (Рис. 10.13). Безусловно, это один из определяющих факторов для дальнейшего прогнозирования электропотребления, который необходимо учитывать в будущем.

Что касается показателей электропотребления и общего максимума электропотребления в целом, IHS ожидает, что тенденция роста электропотребления продолжится в южных и западных областях Казахстана. При этом сложность будет в обеспечении достаточного объема электроэнергии для удовлетворения внутреннего спроса. В настоящее время АО «KEGOC», как правило, передает электроэнергию с севера страны, где имеются избыточные генерирующие мощности, для удовлетворения спроса в дефицитные регионы на юге страны. Кроме того, ранее Казахстан импортировал электроэнергию гидроэлектростанций Кыргызстана, главным образом, весной, когда там наблюдался рост объемов производства электроэнергии. Однако, по мере того, как Казахстан улучшит ситуацию с газоснабжением, в особенности, на юге, появится возможность для большей газификации электроэнергетики. Так, Алматы, скорее всего, перейдет с угля на природный газ; при этом со временем начнут реализовываться и проекты строительства новых газовых электростанций для удовлетворения большей части спроса.¹⁶ Тенденция роста промышленности на юге Казахстана также, по всей видимости, будет означать увеличение доли частной и автономной генерации в ответ на стремление промышленности минимизировать расходы на электроэнергию и желание улучшить качество поставок электроэнергии. При улучшении доступа к газу и создании рыночных стимулов для владельцев собственной генерации, рост автономного производства электроэнергии на юге Казахстана, по аналогии с Россией, может сыграть более значимую роль для покрытия дефицита регионального спроса на электроэнергию.

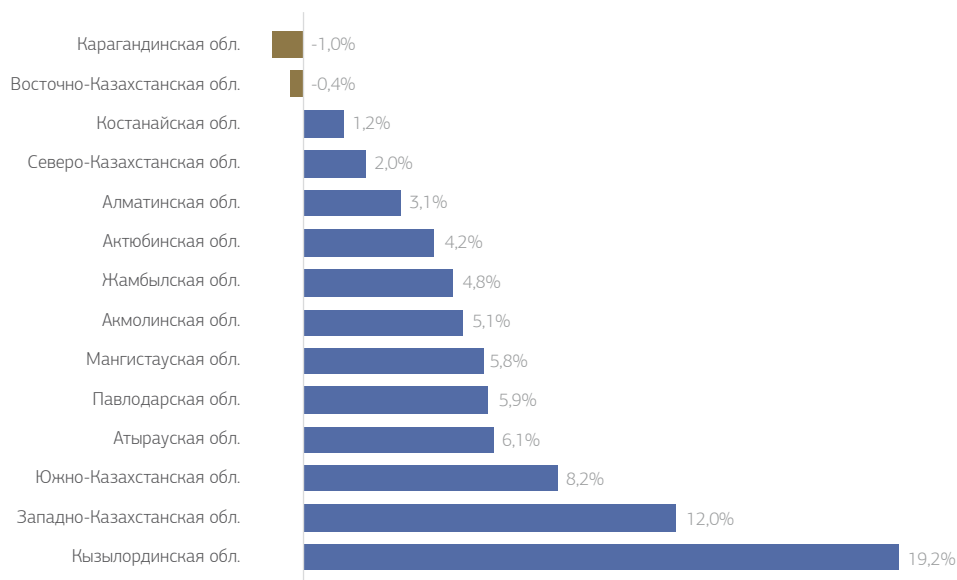


Рис. 10.11 Средний рост объемов электропотребления промышленностью в год за последние 10 лет

.....

¹⁵ Рост электропотребления со стороны населения создается двумя факторами: ростом численности населения и/или ростом оснащенности бытовыми приборами.

¹⁶ Рассматривается техперевооружение Алматинской ТЭЦ-1 и Жамбылской ГРЭС на парогазовые установки, а также перевод Алматинской ТЭЦ-2 на газ.

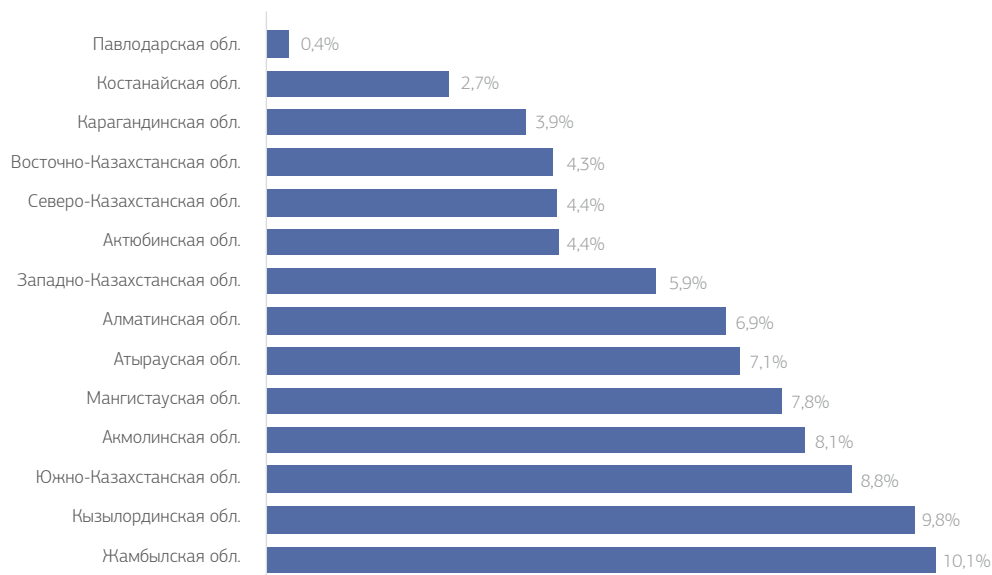


Рис. 10.12 Средний рост объемов годового потребления электроэнергии населением за последние 10 лет

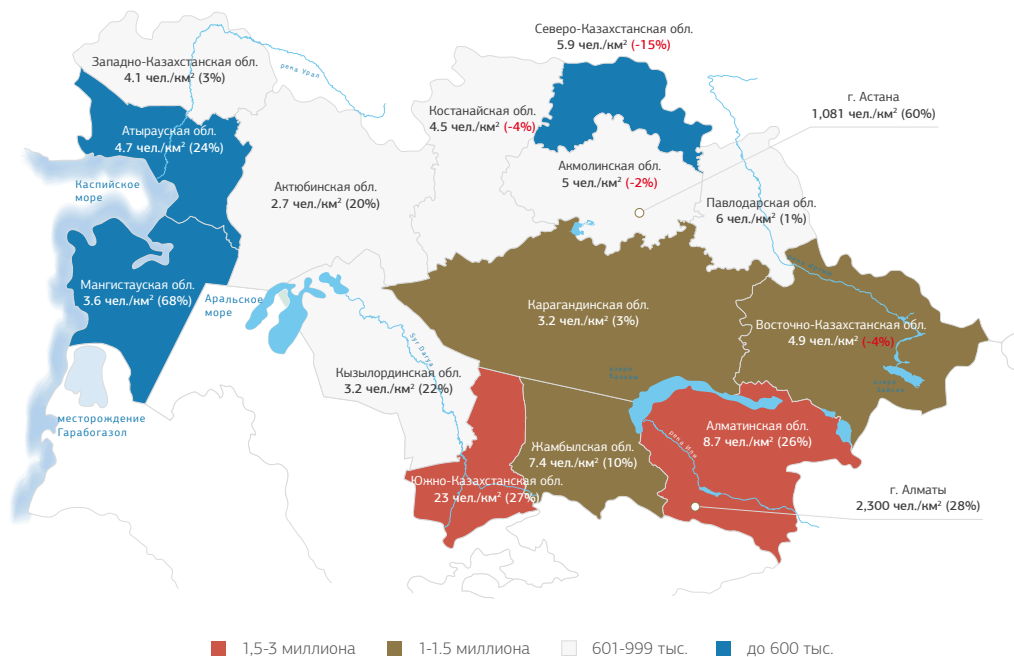


Рис. 10.13 Карта плотности населения Казахстана

10.5.1 Промышленность как основной источник роста потребления электроэнергии

До настоящего времени промышленность остается крупнейшим потребителем электроэнергии в Казахстане (более 65% в общем объеме электропотребления по состоянию на конец 80-х годов прошлого века с небольшим сокращением до 64% в 1990 г., при исключении из расчетов потерь и потребления электроэнергии на собственные

нужды электростанций). Однако доля промышленности в электропотреблении значительно уменьшилась до 52% в 2013 г. (Рис. 10.14). Отчасти, это вызвано изменениями в объемах потребляемой электроэнергии бытовым сектором, наблюдаемыми в течение последних нескольких лет.¹⁷

¹⁷ Данные о потреблении электроэнергии и методология сбора информации в Казахстане разнятся друг от друга в зависимости от ответственной организации. Более того, с течением времени в систему учета неоднократно вносились изменения.

Тяжелая промышленность Казахстана, в особенности, металлургическое производство, делают экономику страны энергоемкой. Показатели потребления электроэнергии в расчете на душу населения выше (6 389 кВт*ч в 1990 г., 3 663 кВт*ч в 2000 г., 5 357 кВт*ч в 2014 г.) по сравнению с большинством других стран мира. Аналогичным образом, потребление электроэнергии в расчете на единицу ВВП (энергоёмкость) также одно из самых высоких в мире, в целом, и в странах СНГ, в частности (сравниться с Казахстаном могут только Кыргызстан и Таджикистан, где электроэнергия занимает существенную долю в общей структуре потребления первичных энергоресурсов ввиду хорошо развитой гидроэнергетики). Что касается промышленности, основными потребителями выступают металлургия, химическая горнодобывающая, нефтегазовая промышленности и производство строительных материалов. Казахстан – крупный производитель металлургической продукции; на территории страны действует ряд крупных предприятий. На долю горнодобывающей промышленности приходится порядка 20% электропотребления, а на долю обрабатывающей промышленности – 60%. Крупнейшим промышленным потребителем является цветная металлургия (24%–25% от общего промышленного электропотребления). На втором месте – черная металлургия с 20%–21%, далее сле-

дуют производство и распределение электроэнергии (15%–16%), нефтедобывающая промышленность (10%), добыча руды (9%) и химическая промышленность (5%). Таким образом, только на долю металлургии (цветная, черная и добыча руды) приходится порядка 55% промышленного электропотребления.

Вплоть до 1990 г. сельское хозяйство и коммунальное хозяйство потребляли сопоставимые объемы электроэнергии (по 14%–15% в общем объеме электропотребления). Однако ввиду изменений, внесенных в порядок статистического учета в 1996 г., потребление в коммунальном хозяйстве в сельской местности больше не учитывалось в составе электропотребления, относимого на счет сельского хозяйства. В результате коммунальное хозяйство со значительным отрывом вышло на второе место по потреблению электроэнергии (25% в 2013 г., при исключении из расчетов потерь и потребления электроэнергии на собственные нужды электростанций). Такой скачок электропотребления также был вызван ростом потребительского спроса (покупка бытовой техники, более просторных квартир и т.п.) и относительным ростом, наблюдавшимся в сфере услуг, в рамках более масштабной трансформации экономики в постсоветский период.

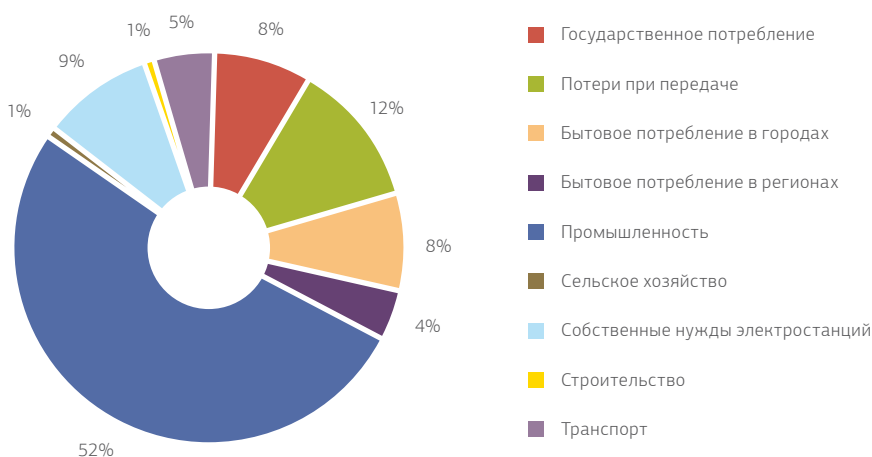


Рис. 10.14 Электропотребление по категориям потребителей (за 2013 г.)

10.5.2 Потребление электроэнергии будет расти устойчивыми темпами, несмотря на замедление темпов экономического роста

Сравнительно резкий рост спроса на электроэнергию в Казахстане, наблюдавшийся в течение всего последнего десятилетия и, по сути, представлявший собой отскок после падения спроса ранее, вряд ли сохранится в будущем на таком же уровне: темпы роста спроса на электроэнергию, как и общие темпы экономического роста, вероятнее всего будут замедляться. При сред-

нем росте ВВП в 2000-х годах на уровне порядка 8% в год, IHS Energy прогнозирует среднегодовой прирост в 2015-2040 гг. менее половины от указанного выше значения – 3,3% в год. По международным стандартам этот прогноз роста ВВП по-прежнему считается устойчивым, хотя он ниже прогноза Правительства Казахстана.¹⁸ При этом, годовые темпы экономического роста в 2015 г.,

¹⁸ В соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Казахстана в 2015-2019 гг.» темпы экономического роста составят 5%-6,8% в год; основными источниками роста станут предполагаемое увеличение инвестиционной активности, рост спроса на внутреннем рынке, развитие промышленности и улучшение условий для экспорта.

предположительно, будут на уровне официально прогнозируемых 1,6%. В долгосрочной перспективе экономика останется по-прежнему индустриальной, учитывая материально-сырьевую базу страны и сравнительные преимущества Казахстана на международном рынке.¹⁹ Тем не менее, средняя эластичность соотношения спроса на электроэнергию и роста ВВП, как ожидается, с течением времени будет уменьшаться как за счет повышения эффективности, так и структурных изменений в экономике в целом, что сделает ее менее энергоемкой.²⁰ Таким образом, прогноз IHS по развитию энергетики Казахстана предусматривает средние годовые темпы роста конечного потребления электроэнергии на уровне 1,2% в период с 2015 по 2040 годы. Это означает, что средняя эластичность отношения роста ВВП и потребления электроэнергии в течение вышеуказанного периода уменьшится до 0,32 с 0,51 в 2000 году. Даже если эластичность спроса на электроэнергию к росту ВВП исторически была выше по сравнению с прогнозами на будущее, экономика Казахстана после периода стремительного роста переходит в стадию естественной устойчивой зрелости, что характерно для большинства индустриальных экономик мира. Независимо от движения показателей ВВП, для этого периода зрелости экономики будут характерны:

- Вынужденное экономное расходование электроэнергии и повышение эффективности в результате роста цен на электроэнергию
- Первичное насыщение электробытовыми приборами для домашнего использования и снижение темпов развития коммерческого сектора

В соответствии с прогнозом, электропотребление по стране в целом представляет собой сумму прогнозных показателей по каждой отдельной отрасли. В 2035 г. объем конечного потребления электроэнергии прогнозируется на уровне 103,8 млрд. кВт*ч (или 108,1 млрд. кВт*ч к 2040 г.); при этом общее электропотребление (включая электропотребление на собственные нужды и потери в сетях) в 2035 г. составит 116,6 млрд. кВт*ч (или 120,9 млрд. кВт*ч к 2040 г.) (Рис. 10.15). К 2040 году в структуре конечного потребления электроэнергии ожидаются сравнительно небольшие изменения по всем основным отраслям экономики; при этом на долю промышленности по-прежнему будет приходиться около 61% конечного потребления электроэнергии, а на долю коммунально-бытового сектора – 30%²¹ (см. Приложения для ознакомления с методологией IHS Energy по прогнозированию в электроэнергетике).

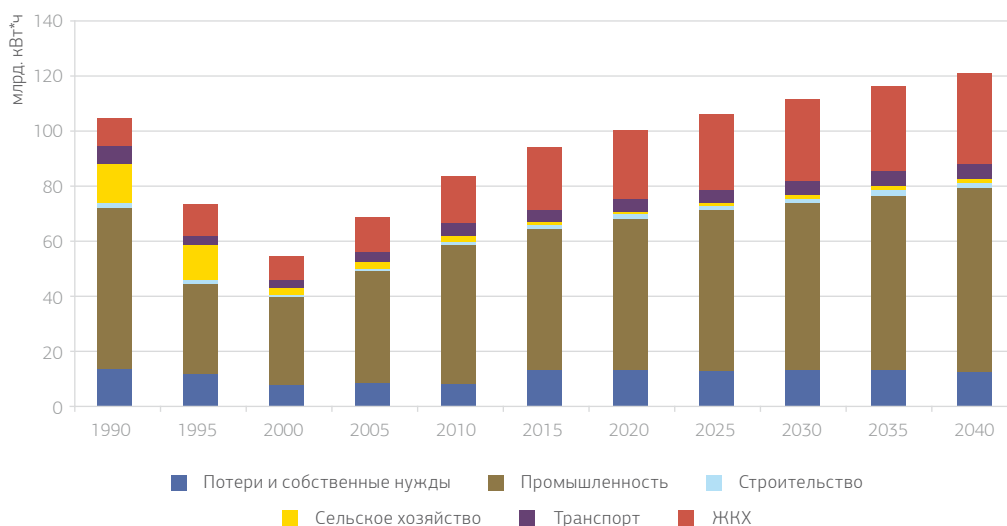


Рис. 10.15 Прогноз потребления электроэнергии в Казахстане

¹⁹ см. Приложения для ознакомления с методологией IHS Energy по прогнозированию в электроэнергетике.

²⁰ Государственная программа индустриально-инновационного развития Республика Казахстан на 2015-2019 гг. предусматривает снижение энергоемкости обрабатывающей промышленности не менее чем на 15% в период до 2020 г. Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 г. предусматривает достижение целевых показателей по снижению энергоемкости ВВП на 25% в указанный выше срок. Программа энергосбережения Казахстан-2020, предусматривает меры по повышению энергоэффективности крупных промышленных компаний через модернизацию производственного процесса (См. Главу 11).

²¹ При исключении из расчетов потерь и потребления электроэнергии на собственные нужды электростанций.

10.5.3 Основные прогнозные показатели

В соответствии с официальным прогнозом Правительства Казахстана ожидается значительно больший рост потребления электроэнергии; общее видимое электропотребление оценивается на уровне 136-175 млрд. кВт*ч в период до 2030 г. в зависимости от сценария (средний годовой прирост в 3% – 5% в период с 2012 г. по 2030 г.), тогда как IHS Energy прогнозирует электропотребление на уровне 111,4 млрд. кВт*ч к 2030 г. (рост электропотребления на уровне 1,1% в год).²² Даже при условии ожидаемого скачка потребления коммунально-бытовым сектором, прогнозируемый Правительством уровень электропотребления излишне высок.²³

Одним из фундаментальных критериев, учитываемых при планировании развития электроэнергетики в кратко- и среднесрочной перспективе, являются среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии. Традиционно оценка основывается на прогнозе социально-экономического развития страны. В настоящее время прогноз социально-экономического развития Казахстана на период 2015-2019 гг. основывается на «медленном, но поступательном приросте мировой экономики в 2015-2019 годы, цене на нефть на уровне 90 долл. США и увеличении объемов экспорта на фоне повышающегося спроса со стороны развитых стран». Несмотря на то, что Казахстан планирует проводить структурные реформы и диверсифицировать экономику страны в долгосрочной перспективе, в кратко- и среднесрочной перспективе реформы и программа индустриально-инновационного развития, главным образом, предусматривают дальнейшее освоение экспортного потенциала компаний, занятых в обрабатывающей промышленности и добыче полезных ископаемых. Сохраняющаяся зависимость роста экономики страны от общемировых тенденций подразумевает,

что ожидаемый Правительством промышленный рост будет ниже прогнозных показателей, что, в свою очередь, скажется на оценках будущего потребления электроэнергии (учитывая роль промышленности в общей структуре потребления электроэнергии в Казахстане). Кроме того, опыт либерализации рынков электроэнергии в странах СНГ выявил тенденцию властей на региональном уровне к завышению прогнозов регионального развития. В отсутствие механизмов контроля и ответственности за точность прогнозов регионального развития, разрабатываемые программы, как правило, предусматривали чрезмерные объемы прогнозируемого потребления электроэнергии. Это, в свою очередь, сказалось на общей оценке требуемых инвестиций, их приоритета, сроков ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, что повлекло за собой неоправданно высокий рост цен на электроэнергию для конечных потребителей.²⁴ Таким образом, для целей точности прогнозирования электропотребления будет необходимо учитывать все следующие факторы:

- Соотношение эластичности ВВП к потреблению электроэнергии в историческом разрезе
- Эластичность ВВП к промышленному производству (с поправкой на предполагаемое повышение энергоэффективности в долгосрочной перспективе)
- Эластичность ВВП одновременно к промышленному производству и потреблению электроэнергии
- Эластичность ВВП к потреблению электроэнергии населением (с учетом последствий роста численности населения и будущего повышения уровня жизни)

10.5.4 Рост максимума электрической нагрузки одновременно с общим объемом потребления электроэнергии

Максимум электрической нагрузки в электросети Казахстана, отражающий доминирующее положение промышленности в общей структуре электропотребления, также стабильно рос, в целом соответствуя темпам роста потребления электроэнергии по стране. Такая ситуация не характерна для многих других стран СНГ, где более высокие темпы роста электропотребления в бытовом секторе и сфере услуг привели к росту максимума электрической нагрузки опережающими темпами по сравнению

с темпом роста общего электропотребления. Тем не менее, стремительный рост максимума электропотребления характерен для областей Казахстана, где прирост численности населения был наиболее динамичным, что характерно для западной и южной частей Казахстана. Рост максимума электропотребления в Акмолинской области объясняется (исключительно) быстрым ростом Астаны. Прирост населения в столице за последние 10 лет составил 60% (Рис. 10.13, 10.16, и 10.17).

²² Постановление Правительства Республики Казахстан №724 от 28 июня 2014 г. «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г.».

²³ Потребление электроэнергии на душу населения в Республике Казахстан только в коммунально-бытовом секторе уже достаточно высокое по международным меркам (более 1 100 кВт*ч в 2012 г.), даже выше, чем в России и многих других развивающихся странах со средним уровнем доходов. В связи с этим, вряд ли потребление в данном секторе экономики будет расти быстрее, чем в среднем по стране в прогнозный период. Такой относительно высокий показатель потребления говорит о сравнительно высоком уровне насыщения бытовыми приборами и их повсеместном использовании. Более современная, энергоэффективная бытовая техника будет находить все большее повсеместное распространение среди населения по мере роста доходов; однако это не вызовет непропорционального роста потребления электроэнергии в данном секторе.

²⁴ По оценкам Совета Рынка (регулятора оптового рынка электроэнергии и мощности России), в 2015 году Россия будет располагать порядка 20 ГВт избыточных генерирующих мощностей. Избыточные мощности явились результатом реализации программы форсированного строительства генерирующих мощностей с 2009 года на основе завышенных прогнозных показателей регионального электропотребления, а также отсутствия рыночного механизма вывода из эксплуатации устаревших мощностей.

До настоящего времени оценка максимума электрической нагрузки в Казахстане проводилась исходя из предположения, что он, как правило, приходится на один месяц в году, на декабрь. Между тем, вероятно, что после периода устойчивого экономического роста некоторые центры потребления изменят привычный профиль потребления на более пиковый (множественные пики). При этом, в конечном итоге, показатель максимума электрической нагрузки лежит в основе кратко- и среднесрочной программы развития электроэнергетики Казахстана (АО «KEGOC» использует его в качестве отправной точки при составлении прогнозного баланса электрической энергии и мощности ЕЭС Казахстана сроком на семь лет). Именно здесь оцениваются производственные нужды, резервные мощности, потребность в инвестициях, направления для инвестирования денежных средств и, что важнее всего, оценка финансовой нагрузки на конечных потребителей.²⁵

За последние 14 лет максимум электрической нагрузки в Казахстане увеличился на 5 гигаватт (ГВт), с минимума в 8,6 ГВт, зафиксированного в 2000 г., что представляет средний рост в 3,4% в год, и по состоянию на конец 2014 г. составил 13,6 ГВт.²⁶ В тот же период электропотребление увеличилось на 37 млрд. кВт*ч; иными словами, на 1 ГВт максимальной электрической нагрузки приходится 7,3 млрд. кВт*ч электропотребления в ЕЭС Казахстана. В соответствии с прогнозом роста электропотребления IHS Energy, проведенный анализ показывает, что рост максимальной электрической нагрузки к 2040 г. составит только порядка 19,9 ГВт. (или 18,2 ГВт к 2030 г., 19,1 ГВт. к 2035 г.); эти цифры в большей степени соответствуют нашему прогнозу умеренного роста электропотребления (по сравнению с официальным прогнозом Казахстана).

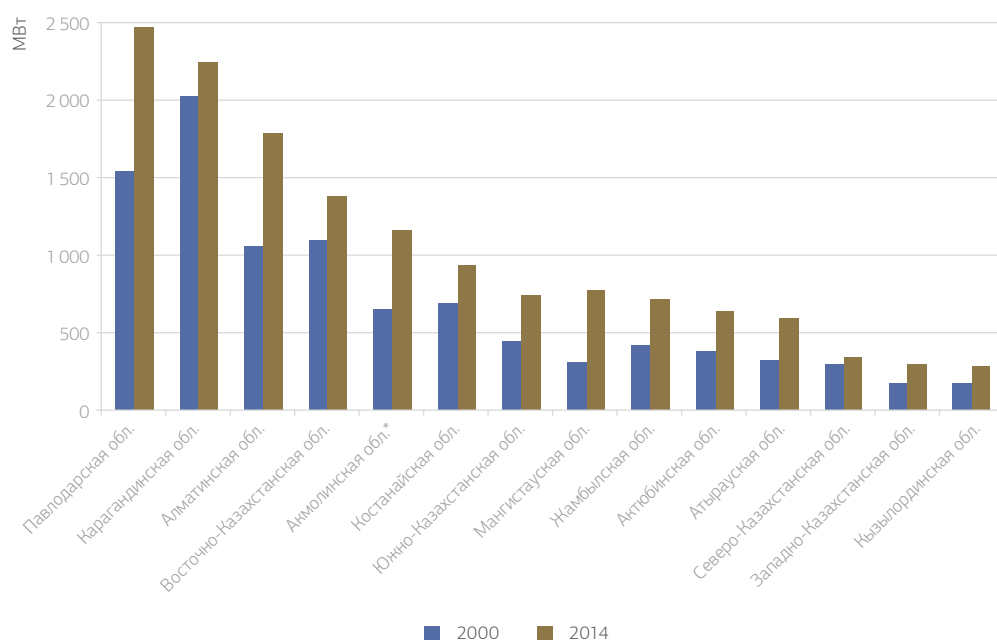


Рис. 10.16 Максимальный спрос на электроэнергию по областям Казахстана (2000 г. в сравнении с 2014 г.)

²⁵ Прогнозный баланс электрической энергии и мощности ЕЭС Казахстана составляется сроком на семь лет и корректируется на ежегодной основе.

²⁶ Максимум электрической нагрузки в 2014 г. оценивается в 15 ГВт. Впервые данный показатель превысил максимум, зафиксированный в советское время (14,4 ГВт в 1990 г.).

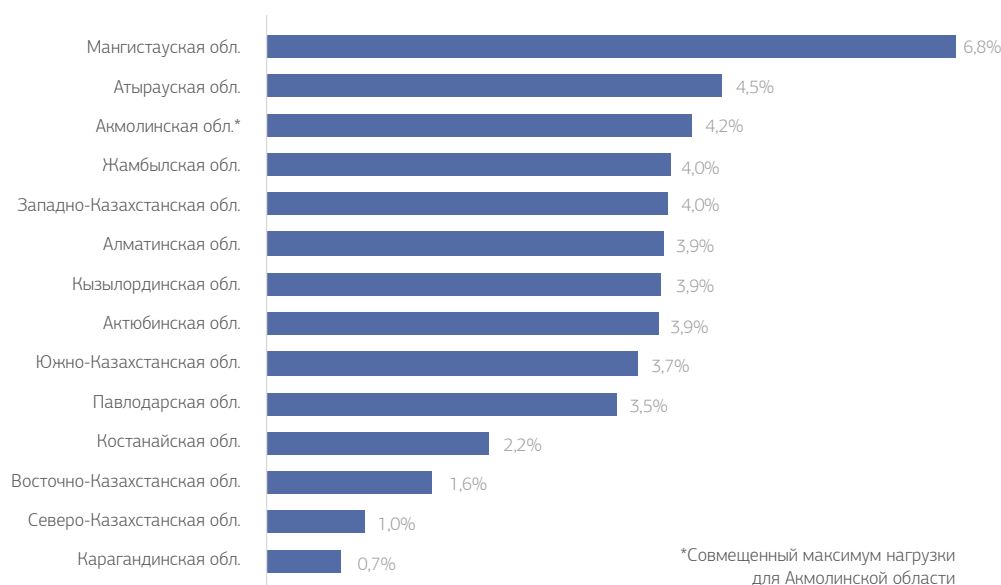


Рис. 10.17 Средний рост объема пикового потребления электроэнергии с 2000 г.

10.6. Тенденции в области производства электрической и тепловой энергии

Как уже упоминалось выше, Казахстан занимает третье место среди стран СНГ по объемам производимой электроэнергии; в последние годы доля страны в общем объеме производства электроэнергии на постсоветском пространстве составляла примерно 6%. Абсолютный максимум производства электроэнергии в Казахстане в советское время был зафиксирован в 1989 г. и составил 89,7 млрд. кВт*ч. В течение последующего десятилетия данный показатель сократился почти на половину и в 1999 г. составил уже 47,5 млрд. кВт*ч. Однако ситуация стала улучшаться в 2000 г. и к 2012 г. на фоне устойчивого экономического роста показатель 1989 г. был превышен. В 2014 г., согласно данным KEGOC, общий объем производства электроэнергии побил исторический максимум и составил 93,9 млрд. кВт*ч. Таким образом, средний годовой прирост в период с 2000 г. составил 4,4% (Рис. 10.18).

Учитывая внушительные запасы ископаемого топлива в Казахстане, неудивительно, что практически весь объем произведенной электроэнергии обеспечивается тепловыми электростанциями (примерно 90%). Производство электроэнергии с использованием угля составляет 69%, в общем производстве электроэнергии, в то время как доля газа составляет порядка 20% и нефтепродуктов (мазута) не более 2%. На долю ГЭС приходится 9%, а возобновляемых источников – менее 1% (Рис. 10.19).

Угольные электростанции, работающие на дешевом казахстанском угле (Экибастузский и Карагандинский бассейны и отдельные месторождения на юге и востоке страны), обеспечивают большую часть производимой электроэнергии паротурбинными тепловыми электростанциями (исключая газотурбинные электростанции) на долю угля приходилось порядка 76%, на долю природного газа – 22%, и лишь небольшой процент (2%) – на долю нефтепродуктов.

В 2014 г. установленная мощность газотурбинных электростанций составляла 1,43 ГВт. (располагаемая мощность составляет 1,39 ГВт); эти электростанции произвели 6,9 млрд. кВт*ч электроэнергии (Рис. 10.18), что составляет примерно 7% от общего объема произведенной в стране электроэнергии. В период с 2000 г. производство электроэнергии газотурбинными электростанциями росло в среднем на 11% в год в сравнении с ростом производства других тепловых электростанций, который составлял 5% в год. Рост производства гидроэлектростанций рос незначительно и составил 0,7% в год; при этом, есть вероятность, что объем производства электроэнергии гидроэлектростанциями продолжит рост после ввода в эксплуатацию Мойнакской ГЭС (300 МВт) в Алматинской области.²⁷

²⁷ В Казахстане на объектах нефтегазового сектора получили распространение газопоршневые станции, к преимуществам которых относятся высокий КПД, возможность работы на напрямую на попутном нефтяном газе. Данные станции используются для автономного электроснабжения и не включены в общий баланс.

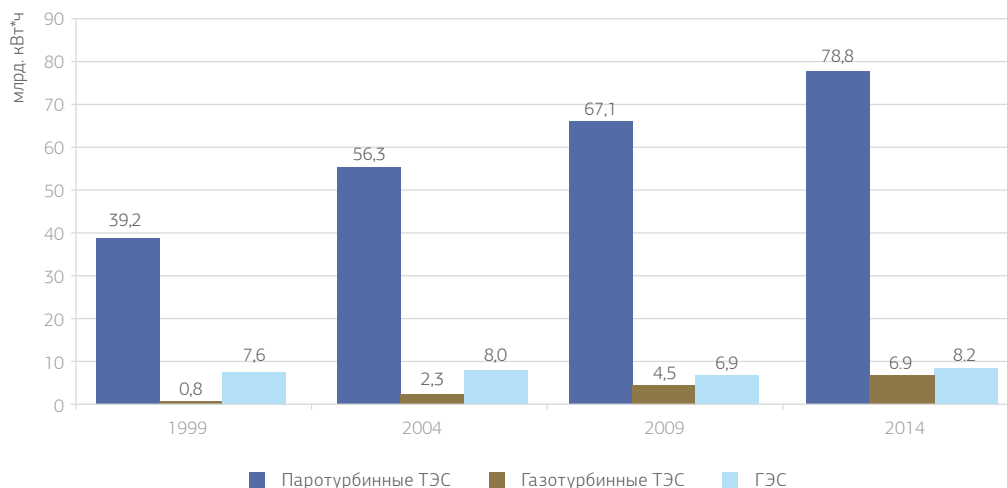


Рис. 10.18 Производство электроэнергии в Казахстане по типу электростанций

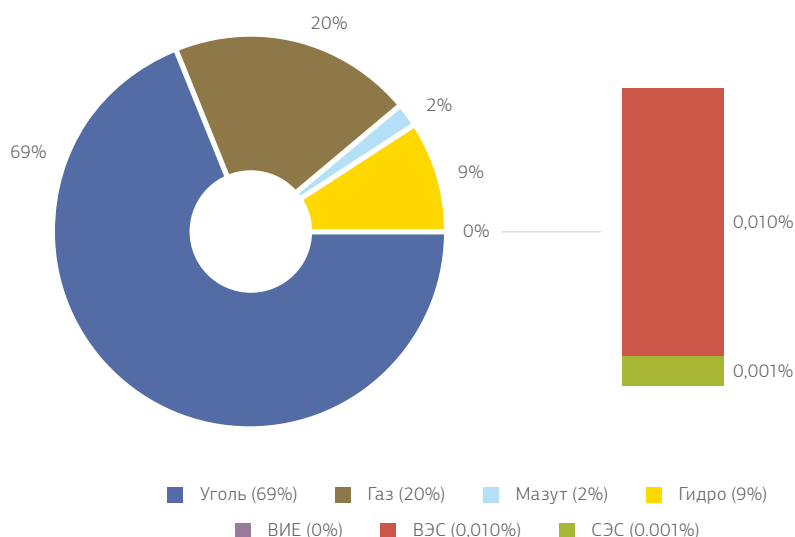


Рис. 10.19 Доля производства электроэнергии по видам топлива в Казахстане в 2014 г.

Северная энергозона доминирует по показателям производства электроэнергии в Казахстане

На долю Павлодарской области приходится почти половина (40,8 млрд. кВт*ч или 44% в 2014 г.) производимой в Казахстане электроэнергии. Вместе с Карагандинской областью, на эти два региона приходится 59% (54,6 млрд. кВт*ч) (Рис. 10.20) производимой в Казахстане электроэнергии. На территории вышеуказанных областей Казахстана располагаются крупнейшие и наиболее известные объекты генерации: Экибастузская ГРЭС-1 (3 500 МВт, уголь); Экибастузская ГРЭС-2 (1 000 МВт, уголь); Карагандинская ГРЭС-2 (715 МВт, уголь) и Аксуская ГРЭС (2 100 МВт, уголь). С 2000 г. Павлодарская область также лидирует по показателю годового прироста производства электроэнергии (22 млрд. кВт*ч/год), что несколько больше, чем суммарный показатель всех остальных областей Казахстана (21 млрд. кВт*ч).

На юге страны основными объектами генерации являются Алматинская ТЭЦ-1 (145 МВт, газ/уголь), ТЭЦ-2 (510 МВт, уголь), ТЭЦ-3 (173 МВт, уголь) и Жамбылская ГРЭС (1 240 МВт, газ/мазут). Однако в данном регионе страны по-прежнему ощущается нехватка генерирующих мощностей, главным образом, в зимний период. С течением времени на юге Казахстана, вероятнее всего, значительно увеличится число газовых, а не угольных электростанций, по мере повышения доступности данного вида топлива и расширения газопровода.

На западе Казахстана (с учетом показателей Актюбинской области) в период с 2000 г. объемы производства электроэнергии росли большими темпами, чем в других регионах страны, особенно, с замедлением уровня производства электроэнергии на севере страны в последнее время. Благодаря развитию нефте- и газодобывающей

промышленности на западе Казахстана (преимущественно, Западном Казахстане, Атырауской и Мангистауской областях, а также включая Актюбинскую и Кызылординскую области) преобладают газотурбинные электростанции (около 35%) по сравнению с другими видами газовых электростанций.

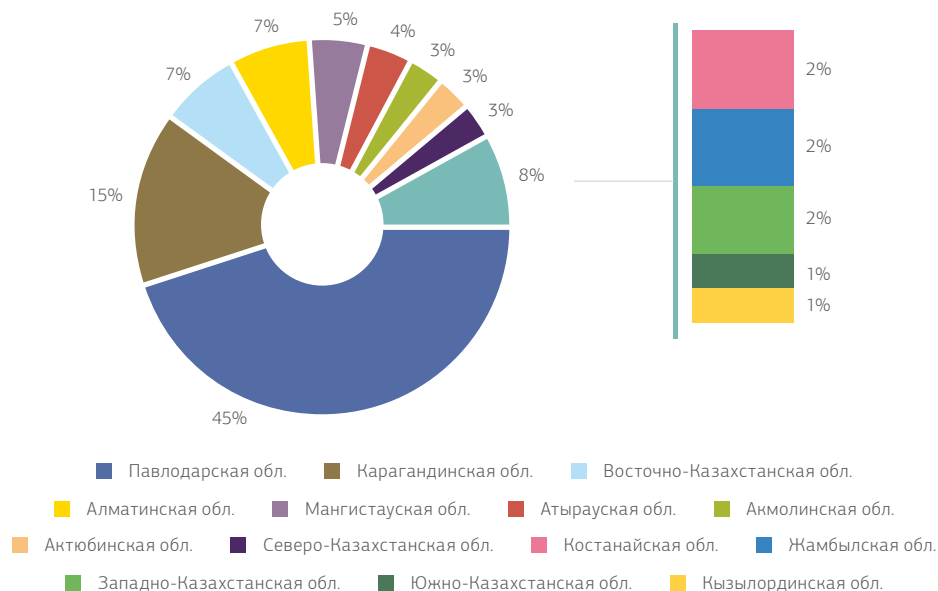


Рис. 10.20 Производство электроэнергии в Казахстане по областям (по данным за 2014 г.)

10.6.1 Межгосударственные перетоки электроэнергии со смежными государствами

Как уже упоминалось выше при обсуждении вопросов, связанных с региональными энергообъединениями, инфраструктура электроэнергетики Казахстана в большей мере по-прежнему отражает задачи энергорынка советского периода, поскольку была предназначена для удовлетворения потребностей интегрированной экономики СССР (как следствие, Казахстан до сих пор относительно активно торгует электроэнергией с близлежащими странами). Но, несмотря на это, Казахстану удалось достичь значительно большей энергетической независимости за счет проведенной модернизации сетей, которая в том числе стала причиной существенного снижения объемов экспорта и импорта электроэнергии с момента распада СССР. Так, экспорт сократился с 13,6% от общего объема генерации в 1990 г. до 1,4% в 2012 г. При этом импорт составляет 2,8% от общего видимого объема потребления (для сравнения, импорт в 1990 г. составил 27,9%) (Рис. 10.21).

Примечательно, что с 1999 года, в котором показатели электропотребления были самими низкими после распада СССР, потребление и производство электроэнергии стремительно выросли и, практически, сравнялись (Рис. 10.22). Это означало, что объемы межгосударственных перетоков электроэнергии не могли вернуться на высокие показатели 90-х годов. А, как упоминалось выше,

за последний период, в результате усиления сетей и строительства новых линий электропередач (с 2009 года были введены в эксплуатацию новые линии 500 кВ, соединившие Актюбинскую область с Северной энергозоной, а также увеличивших передающую мощность между Северной и Южной энергозонами вдвое), положение Казахстана значительно улучшилось: зависимость от импорта уменьшилась, в то время как перетоки внутри страны значительно увеличились. Несмотря на это, межгосударственные перетоки с энергосистемами соседних государств, Россией и Центральной Азией, по-прежнему необходимы для целей балансирования потребления и производства электроэнергии и общей устойчивости энергосистемы Казахстана. Так, электроснабжение запада Казахстана (основного нефтедобывающего бассейна) поддерживалось электростанциями России, расположенными близко к границе. Энергетическая система южного Казахстана в некоторой мере зависит от сезонного обмена электроэнергией со странами Центральной Азии (особенно, Кыргызстаном и Узбекистаном).²⁸

Будущее экспорта и импорта электроэнергии будет повторять наметившуюся сегодня тенденцию, невзирая на планы по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.²⁹ В то время как «Концепция формирования общего элек-

²⁸ В 2014 из-за падения уровня Тохтогульского водохранилища Казахстан поставил в Киргизию порядка 1 млрд. кВт*ч электроэнергии.

²⁹ Решение Высшего Евразийского Экономического Совета о Концепции формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза № 12 от 08 мая 2015 г.

троэнергетического рынка Евразийского экономического союза» обеспечит политическую стабильность в регионе, она ставит целью достижение большей прозрачности, ответственности и раскрытия информации странами участниками в рамках параллельной работы энергосистем Армении, Беларуси, Казахстана, России и Кыргызстана. Взаимная торговля электроэнергией на едином евразийском рынке, тем не менее, будет зависеть от экономических выгод и технической необходимости сторон.

Так, по аналогии с Казахстаном, Россия также реализует собственную программу энергетической независимости. В стадии завершения строительства находится линия электропередачи 500 кВ Витязь – Восход, которая обеспечит связь объединенных энергосистем Урала и Сибири по территории Российской Федерации. Новый транзит 500 кВ Восход – Витязь – Курган позволит увеличить пропускную способность электрических связей между энергосистемами Урала и Сибири на 400-600 МВт. Ввод этой линии электропередач позволит сократить зависимость России от перетоков электроэнергии из Казахстана (для целей балансирования энергосистем

Урала и Сибири, осуществляемых в настоящее время через энергосистему Казахстана) и, по оценкам, сократит экспорт электроэнергии из Казахстана в Россию на 20%. (Рис. 10.1) В то время, как торговля электроэнергией между Россией и Казахстаном продолжится, межгосударственные перетоки в большей мере будут носить технический характер и использоваться для поддержания устойчивости энергосистемы (в том числе, в случае аварий).³⁰

Таким образом, межгосударственные перетоки продолжатся для поддержания устойчивости энергосистемы Казахстана, а возможность для коммерческой поставки электроэнергии останется в случае, если условия поставки будут выгодны для Казахстана. Так, существуют возможности экспорта электроэнергии в страны Центральной Азии по завершении реализации проекта КАСА (CASA) – 1 000 (строительство высоковольтной линии между странами Центральной Азии и Пакистаном через Афганистан), и связанных с КАСА (CASA) – 1 000 проектов.

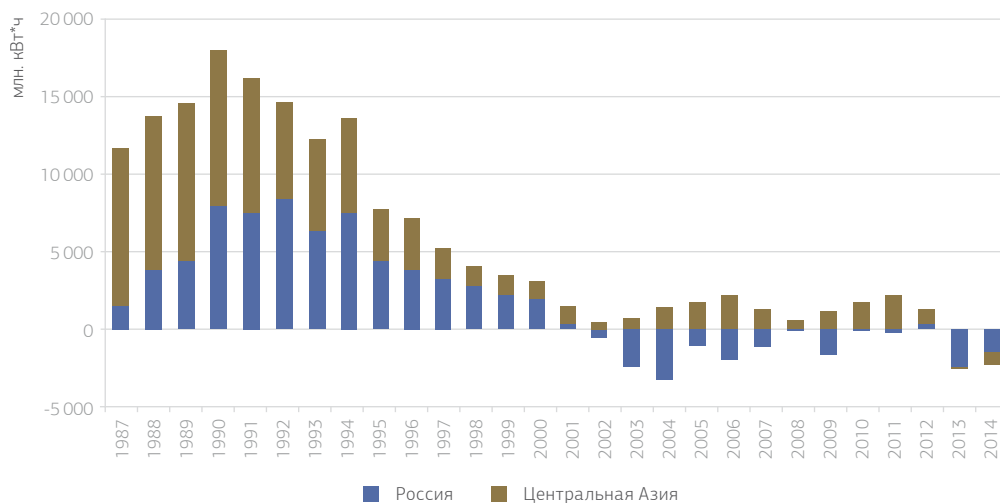


Рис. 10.21 Межгосударственные перетоки электроэнергии

³⁰ В настоящее время правом осуществлять пограничную торговлю в России обладает только ИнтерРАО, эквивалент которой планируется к созданию в Казахстане (и аналоги существуют в Беларуси и Армении).

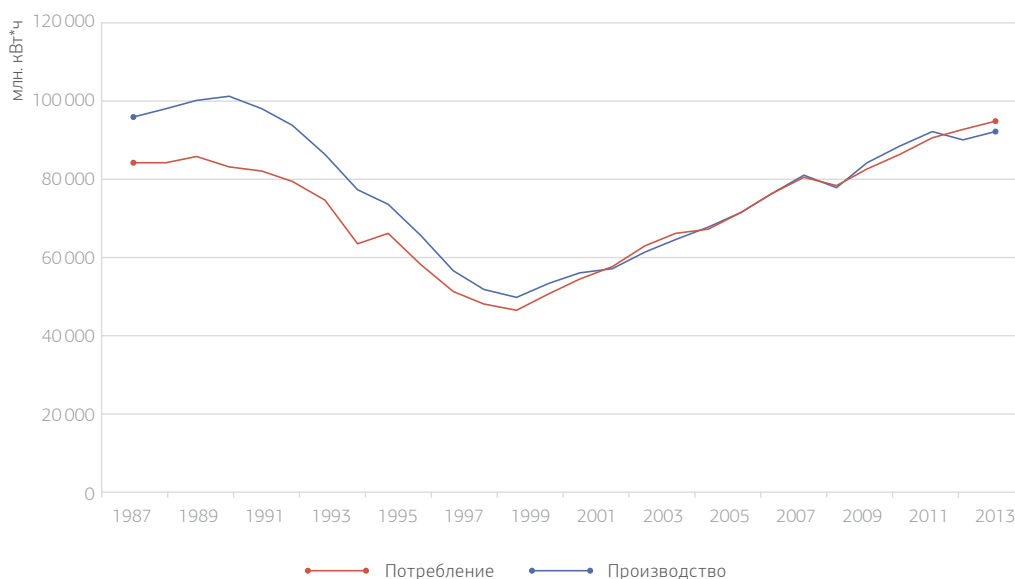


Рис. 10.22 Производство и потребление электроэнергии в Казахстане

10.6.2 Производство тепловой энергии и вопросы тарифообразования производителей энергии в Казахстане

Общей чертой энергобаланса стран СНГ является наличие хорошо развитой системы централизованного теплоснабжения, и Казахстан не является исключением. Доля централизованной системы теплоснабжения в удовлетворении конечного энергопотребления на протяжении последних лет составляла 15–17%.³¹ Что касается промышленности Казахстана, то здесь этот показатель в 2013 г. составил 25%. В коммунально-бытовом секторе доля тепловой энергии в общей структуре потребленной энергии составила порядка 22%. В бытовом секторе объем потребленной тепловой энергии уступает только электрической энергии, включая непосредственное потребление топлива. Системы централизованного теплоснабжения развиты в большинстве крупных городов Казахстана.

В 2014 г. по официальным данным объем произведенной тепловой энергии в Казахстане составил 97,6 млн. Гкал (Рис. 10.23). Тепловая энергия, в разрезе источников, производится 40 ТЭЦ (на долю которых приходится 45% произведенной в стране тепловой энергии); 28 крупными

котельными (35% производимой тепловой энергии) и 886 малыми котельными (мощностью менее 100 Гкал/ч), что составляет примерно 20% производимой тепловой энергии. По большей части, вышеуказанные объекты характеризуются существенным износом основных фондов (ТЭЦ, котельных и тепловых сетей); износ теплопроизводящего оборудования оценивается на уровне 70%. Около 24% из 12 300 км тепловых сетей также требуют немедленной замены (на некоторых участках износ порядка 50%). В соответствии с «Концепцией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года» от 2014 г. (далее – Концепция), не более 75% производимой тепловой энергии доходит до конечного потребителя.³² Такая высокая степень износа является результатом ненадлежащего эксплуатационного обслуживания, вызванного нехваткой финансирования на протяжении целых десятилетий, и, как следствие, пренебрежения требованиями технологической эксплуатации (включая использование некачественного угля и воды) и отсутствия эффективной системы администрирования и планирования.

³¹ Конечное энергопотребление – потребление энергии, поставляемой конечным потребителям, в противоположность промежуточного использования основных энергоносителей с целью их дальнейшего преобразования, включая нефтепереработку, производство электрической и тепловой энергии.

³² По официальным данным органов статистики Казахстана в последние годы потери тепловой энергии сократились с 11,9 млн. Гкал в 2005 г. до 8,9 млн. Гкал в 2013 г. (т.е. с 13% от общего объема производимой тепловой энергии до 9,3%).

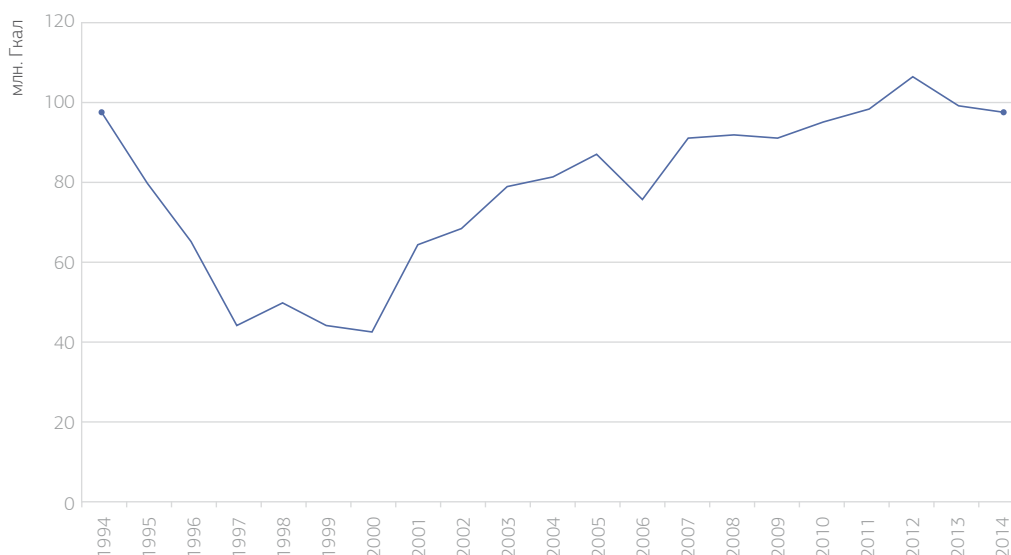


Рис. 10.23 Производство тепловой энергии в Казахстане

Текущая методология расчета тарифов на тепловую энергию

Как упоминалось ранее, стоимость тепловой энергии в Казахстане регулируется государством, при этом для ТЭЦ тариф на тепло определяется исходя из так называемой методики разделения затрат на тепло при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии. Распределение переменных затрат между выработкой тепла и электроэнергией на ТЭЦ по данной методике рассчитывается несколькими утвержденными методами: физическим, эксергетическим и методом ОГР-ЭС (только на МАЭК).³³ Физический метод перекладывает большую часть затрат на выработку тепла при меньших затратах на выработку электроэнергии, а эксергетический метод, напротив, позволяет искусственно снизить стоимость производства тепла за счет удорожания электроэнергии. Оба метода имеют по собой физические и экономические основания и применяются на практике с 2005 года, при этом разделение затрат между выработкой тепла и электроэнергией – условность необходимая для расчета экономических параметров станции. Однако, учитывая, что тарифы на тепловую энергию зачастую устанавливаются на уровне, недостаточном для покрытия затрат на ее производство и стимулирования доста-

точных инвестиций в активы теплоэнергетики (в силу политики Правительства по сдерживанию роста тарифов на тепло), на практике, методология перераспределения затрат с выработки тепла на выработку электроэнергии, по сути, узаконивает «субсидирование» тепловой энергии за счет электрической энергии.³⁴

ТЭЦ остается ключевым источником теплоснабжения и, учитывая, что показатели коэффициента использования топлива на ТЭЦ выше конденсационных электростанций (КЭС) и котельных, они физически эффективнее.³⁵ Однако на практике, ввиду социального фактора, тарифы на тепло занижаются, и ТЭЦ могут уступать по уровню рентабельности КЭС и котельным. Привязка ТЭЦ к графику потребления тепла и ограничения в тарифной политике не позволяют ТЭЦ демонстрировать в экономическом плане преимущества когенерации. Кроме того, немаловажным фактором в низкой рентабельности ТЭЦ является снижение тепловых нагрузок от проектных значений. В результате общего экономического спада, начавшегося еще в конце 90-х годов, резко сократилось потребление тепла (пара) промышленностью, а также средним и ма-

³³ В основу физического метода заложено, что вся экономия топлива от комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ относится на электрическую энергию, а значительная часть остальных текущих затрат (кроме затрат на топливо) распределяется на отпущенную тепловую и электрическую энергию пропорционально расходу топлива. Тем самым устанавливаются высокие цены на тепловую энергию, что делает неконкурентоспособными системы централизованного теплоснабжения. Эксергетический метод базируется на энергетической ценности тепловой энергии разного потенциала, при этом преимущества комбинированного теплофикационного цикла приходится на отпуск тепловой энергии и в качестве полезной продукции признается лишь та часть энергии, которую можно преобразовать в механическую работу (эксергию).

³⁴ Стоимость тепловой энергии ограничивается искусственным образом, в связи с чем собственники объектов теплоэнергетики возвращают утраченную прибыль с рынка тепла за счет повышения цен на электроэнергию. Это, в свою очередь, искажает экономические показатели работы ТЭЦ и делает оптовые цены на вырабатываемую ими электроэнергию неконкурентоспособными.

³⁵ Эффективность ТЭЦ выше при работе в тепловом режиме, что позволяет достигать оптимальной загрузки основного и вспомогательного оборудования, а так же наилучшую эффективность сжигания топлива. Учитывая значение ТЭЦ для поставок тепловой энергии в отопительный сезон, Системный оператор обязан давать им приоритет в очередности загрузки при выборе состава генерирующего оборудования (наряду с ГЭС) по отношению к другим типам станций. Но даже при этом многие ТЭЦ остаются нерентабельными.

лым бизнесом. В итоге основными потребителями тепла части ТЭЦ стали предприятия бюджетной сферы и жилищный фонд, (т.е. покупатели, которые, как правило, испытывают сложности с оплатой тепла и электроэнергии). В тоже время, ТЭЦ, работающие на снабжение промышленных потребителей, демонстрируют приемлемые экономические показатели (например, Павлодарская ТЭЦ-3, поставляющая пар на Павлодарский НПЗ).

Причинами высоких издержек и потерь в тепловом хозяйстве является износ оборудования и инфраструктуры в результате длительного периода отсутствия инвестиций. В настоящее время отсутствие достаточного объема инвестиций базируется на опасении инвесторов, что их вложения не окупятся при существующей методологии расчета тарифов на тепло. В настоящее время для расчета тарифов применяется метод «затраты плюс», при этом рост тарифов на тепловую энергию ограничен, так как он не должен приводить к росту прогнозируемой инфляции сверх намеченного уровня. Таким образом, у операторов ТЭЦ и котельных отсутствуют стимулы для инвестиций, поскольку любое повышение эффективности ведущее к снижению затрат на производство тепловой энергии приведет к уменьшению тарифа на тепло в следующем тарифном периоде, а не увеличению операционной прибыли.³⁶

Отрасли нужна методология установки долгосрочного тарифа, при которой базовая величина тарифов на тепло была бы справедливой (т.е. покрывала расходы и обеспечивала возврат инвестиций).³⁷ Одним из возможных подходов к решению вопроса тарифообразования на рынке тепла, может быть переход к экономической модели определения затрат на выработку тепла и электроэнергии, в том числе, расчет удельного расхода топлива индивидуально для каждой ТЭЦ с применением одновременно двух (или более) методов, с целью установления оптимального тарифа на электроэнергию и тепло, исходя из решения оптимизационной задачи по увеличению доходности ТЭЦ, с учетом условий региона размещения. В результате применения данного подхода будет возможно определить оптимальные тарифы на тепло (и электроэнергию) по каждой ТЭЦ. Однако, такой подход, не сможет решить вопрос конкурентоспособности ТЭЦ работающих в теплофикационном режиме (по сравнению с электростанциями, работающими в конденсационном режиме (КЭС)), ввиду зависимости объема выработки электроэнергии от тепловой нагрузки.³⁸ А в случае применения нерыночных механизмов поддержки ТЭЦ работающих в теплофикационном режиме (например, гарантированной закупки электроэнергии у ТЭЦ, в то время как электроэнергия КЭС будет продаваться на рыночных условиях без каких либо обязательств по ее закупке), будет противоречить

.....

³⁶ Методология расчета тарифов затраты плюс и их краткосрочность означают, что доступ компаний, производящих и поставляющих тепловую энергию конечным потребителям, к финансовым рынкам для привлечения средств, также ограничен. По той же причине привлечение средств в проекты по повышению эффективности действующих объектов теплоэнергетики также затруднительно.

³⁷ Ограничивающим условием для формирования справедливого тарифа является политика Правительства, нацеленная на сдерживание роста тарифов на тепло для населения и приравненных к ним категориям. Решения этого вопроса лежат вне сферы рыночных взаимоотношений.

³⁸ КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии меньше, чем КПД КЭС. Предстоящий запуск механизма продажи мощности и изменения на оптовом рынке электроэнергии в Казахстане без реформирования механизмов регулирования рынков тепла сохранил риск для большей потери конкурентоспособности ТЭЦ, особенно, ввиду избытка мощностей КЭС на севере страны.

³⁹ Результаты исследования, выполненного IHS Energy совместно с Центром по энергетике АО «КИНГ» показали, что из 35 ТЭЦ, по которым были собраны данные, как минимум 10 станций (29%) в 2014 были убыточными.

целям рынка по поддержке наиболее эффективной генерации.³⁹

Несмотря на очевидные аргументы в пользу централизованного теплоснабжения и когенерации в частности, выбор наиболее эффективного источника тепловой и электрической энергии на фоне износа основного, в том числе теплофикационного, оборудования ТЭЦ и потери тепловой нагрузки, поставят рынок перед выбором поддержания ТЭЦ любой ценой или вывода неэффективных ТЭЦ из эксплуатации. Искусственное поддержание ТЭЦ содержит риск того, что у владельцев ТЭЦ пропадет мотивация к повышению эффективности (особенно в случае гарантированной покупки электроэнергии и/или мощности, когда такой механизм будет запущен). Одновременно, такое привилегированное положение ТЭЦ лишит КЭС и другие электростанции мотивации к инвестициям, так как эффективность работы электростанции не будет являться критерием для отбора генерации. Установление справедливого тарифа на тепло, в свою очередь, позволит избирать применения нерыночных методов поддержки ТЭЦ и стимулировать повышение эффективности всех видов электростанций.

При тщательном взвешивании аргументов за и против вывода неэффективных ТЭЦ из эксплуатации (10-15%) технические и экономические доводы (помимо общих аргументов в пользу эффективности когенерации) и наличие альтернативных источников производства электроэнергии и тепла должны стать основополагающими аргументами. Выбор в пользу поставок тепла от современных (высокотехнологичных) котельных будет весомым аргументом в случае, если это будет оправдано экономически конечной ценой тепла (и электроэнергии от иного источника) для потребителя на долгосрочную перспективу. С учетом развития газовых сетей, могут быть рекомендованы к рассмотрению проекты ПГУ ТЭЦ.

Метод «альтернативной котельной», разработанный в России, ограничивает тариф на производство и передачу тепловой энергии предельной величиной – наименьшей ценой, при которой окупается проект строительства новой котельной, замещающей теплоснабжение от центральных источников. При этом тариф по тепловой генерации не может быть выше тарифа «альтернативной котельной», что станет ограничением для роста. В ситуации, когда экономические и технические аргументы производства тепловой энергии в пользу ТЭЦ, тариф на тепловую энергию, как минимум, должен покрывать затраты ТЭЦ на ее производство (быть на пороге безубыточности). Приоритетная обязательная загрузка ТЭЦ во время отопительного сезона окажет дополнительный положительный эффект на экономику этих электростанций.

Повышение доходности ТЭЦ от продажи тепловой энергии за счет дальнейшей дифференциации ее стоимости в зависимости от групп потребителей может усугубить проблему «перекрестного субсидирования» между группами потребителей, без разрешения проблемы модер-

низации и повышения эффективности сектора. Таким образом, правительству Казахстана уже в ближайшее время придется принимать решения о запуске процесса реформирования рынка тепла одновременно с изменениями на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Тепловая энергия

Производство тепловой энергии предполагает подачу пара для использования на производстве и (или) горячей воды для нужд горячего водоснабжения и отопления; в Казахстане данные по производству тепловой энергии фиксируются в Гкал. Тепловая и электрическая энергия схожи в том, что каждая из них представляет собой форму энергии, получаемой в результате использования других (первичных) энергоносителей.

Однако существенная разница заключается в том, что, несмотря на то, что и тепло и электроэнергия поставляются по соответствующим сетям, тепловая энергия не унифицирована в такой степени как электрическая. Тепло от различных источников может быть иметь разные параметры (температура, давление), и даже несмотря на наличие в больших городах единой сети теплоснабжения, нет физической возможности потребителям покупать тепловую энергию от источников на большом удалении.

Понятия в области производства тепловой энергии в странах СНГ отличаются от подходов, принятых в странах Запада. Так, преобразование первичных энергоносителей промышленными предприятиями в тепловую энергию непосредственно на производстве в странах СНГ классифицируется как производство тепловой энергии (т.е. сама деятельность по преобразованию), а не как промышленное потребление в соответствии с подходом, принятым Международным энергетическим агентством (МЭА). В соответствии с подходом МЭА деятельность может рассматриваться как производство тепловой энергии в случае если она предназначена для продажи или распределения в пользу третьих лиц. Вместе с тем, МЭА не учитывает в конечном потреблении промышленных предприятий потери, понесенные при преобразовании промышленностью вышеуказанных первичных энергоресурсов в тепловую энергию. Причина таких расхождений уходит своими корнями в прошлое: промышленные предприятия стран СНГ поставляли тепловую энергию от собственных электростанций не только для использования в промышленных целях на производстве, но и (как правило) в близлежащие районы для отопления жилых домов и даже населенных пунктов и городов.

10.6.3 Потребление тепловой энергии и тарифообразование для потребителей

По данным «КазНИПИ «Энергопром» потребление тепловой энергии увеличится примерно на 20% в период до 2030 г. Основными центрами потребления тепловой энергии в Казахстане являются коммерческие и муниципальные предприятия, бытовой и промышленный секторы экономики. Незначительные объемы потребляются в сельском хозяйстве, строительстве и на транспорте (как правило, отопление зданий и терминалов). По данным статистического учета на долю промышленности в последние годы приходится 47%–53% потребленной в Казахстане тепловой энергии, бытового сектора – 28%–34%, коммерческо-муниципального – порядка 18%–22%.

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей (населения) сдерживаются государством и рассчитываются исходя из площади помещения, включая потери, а не фактического теплопотребления. Вследствие этого любое повышение эффективности теплопотребления жильцом не повлечет за собой снижения расходов

на тепло. Выходом из этой ситуации может быть установление индивидуальных приборов учета в квартирах с одновременной установкой общедомовых счетчиков (в случае многоквартирного дома). Однако массовая установка индивидуальных счетчиков в квартирах может быть сопряжена с техническими, технологическими, экономическими и регуляторными сложностями.⁴⁰

Тем не менее, приборы учета непосредственно не приведут к экономии затрат на тепло без утепления подъездов, окон, отрегулирования расхода в системе отопления и т.д. Теплоснабжающие организации получают оплату за весь объем выданной тепловой энергии, а не за фактически потребленный объем. При центральном отоплении (ЦО) все потери тепла по пути теплоносителя от ТЭЦ до радиатора в помещениях оплачивает потребитель. Большая эффективность от установки счетчиков также будет достигнута, если в дополнение к приборам учета будет установлена система регулирования подачи тепла, а также ужесточены требования

⁴⁰ Установление индивидуальных приборов учета в квартирах может быть сопряжено с техническими сложностями, так как основным типом разводки тепла по домам (особенно, постройки советского периода) является вертикальная разводка. Расчет потребленного тепла производится на основе измеренного объема прошедшей горячей воды и разницы температур на входе и выходе из труб. Будет затруднительно устанавливать такой счетчик на каждую батарею, так как разница температур на одной батарее будет сравнима с погрешностью ее измерения.

к теплоснабжающей/управляющей компании в отношении стандартов содержания внутридомовых сетей. Иными словами, общедомовой прибор учета тепла позволит потребителю контролировать выполнение своих функций жилищными и теплоснабжающими организациями (включая расходы на содержание административного аппарата и специалистов теплоснабжающих организаций).⁴¹

Исключение посредников между потребителями и про-

изводителем тепловой энергии и создание единой теплоснабжающей организации (ЕТО) в каждой системе централизованного теплоснабжения будет способствовать повышению эффективности всей отрасли. ЕТО будет нести ответственность за свою территорию, оптимизировать издержки, менять трубы, ставить приборы учета. Однако заинтересованность ЕТО в повышении эффективности возможна только в случае ввода экономически обоснованных тарифов, так как соответствующий возврат инвестиций будет заложен в тариф.⁴²

Централизованное теплоснабжение в Казахстане

Широкое применение ТЭЦ для целей централизованного теплоснабжения является результатом рациональных решений, принятых в рамках централизованной системы планирования СССР. Способность утилизировать вторичное тепло за счет применения специальных турбин на ТЭЦ позволяло теплоэлектроцентралям (в частности, крупнейшим из них) при соблюдении условий эксплуатации достигать повышенных усредненных коэффициентов преобразования энергии (до 70% по сравнению с 40% на современных паровых генераторах, используемых для производства исключительно электрической энергии). Теоретически это означало, что полученная тепловая энергия компенсировала дополнительные издержки на установку необходимого оборудования. Еще одним основным преимуществом централизованного теплоснабжения является тот факт, что в данном случае могут использоваться низкокачественные источники энергии, в частности, отбросное тепло, биотопливо (лесоматериалы и солома) и твердые виды топлива (торф и лигнит). Таким образом, с точки зрения сторонников централизованного планирования такие универсальные объекты обеспечивали большую гибкость, безопасность для окружающей среды и удобство при производстве электрической и тепловой энергии, которая могла поставляться конечным потребителям посредством прямого сжигания топлива.

Географически к 2030 г. наибольший рост спроса на тепловую энергию ожидается на севере Казахстана (+58%), что в основном станет результатом продолжающегося роста Астаны; на втором месте – юг Казахстана (+27%). При этом рост на западе Казахстана до 2030 г. прогнозируется на уровне 15%. К 2030 г. (при условии, что будет осуществлено планируемое строительство газовых электростанций на западе Казахстана) доля газовых электростанций, участвующих в производстве тепловой энергии, существенно увеличится, тогда как доля используемых для той же цели угольных электростанций уменьшится.

При недостаточном уровне планирования и создания схем развития теплоснабжения населенных пунктов и регионов, система теплоснабжения большинства из них в последние годы развивалась во многом хаотично без учета передовых практик и применения оптимальных технологических решений и без оценки последствий в долгосрочной перспективе. Действующее законодательство, применимое в области теплоэнергетики, не учитывает актуальные проблемы отрасли и не предлагает каких-либо конкретных путей ее дальнейшего развития.⁴³

Хотя Правительство признает необходимость принятия отдельного закона о теплоснабжении, на данный момент есть основания полагать, что в Казахстане не разработан поэтапный план действий в данной сфере.

Тем не менее, планы Казахстана по повышению эффективности производства тепловой энергии означают, что Правительство будет принимать меры для вывода производства тепловой энергии на экономически целесообразный уровень. Посредством перехода теплоэнергетики Казахстана с метода тарифообразования «затраты плюс» на один или несколько альтернативных экономически обоснованных методов, таких как:

- Регулируемая база задействованного капитала (RAB/RAV)
- Метод сопоставительного анализа показателей (ТЭЦ против котельных)
- Индексации

⁴¹ Возможность более эффективного планирования теплопотребления населением может стать дополнительным фактором снижения тепловой нагрузки, что скажется отрицательно на экономике ТЭЦ, работающих в теплофикационном режиме.

⁴² В теплоэнергетической отрасли за сбыт и передачу тепла, в отличие от электроэнергетики, отвечают одни и те же компании. На первом этапе приватизации в Казахстане теплоснабжающие компании были переданы в частные руки, однако сдерживаемые (в основном, за счет социальных факторов) тарифы на тепло значительно ограничивали возможности теплоснабжающих организаций по ремонту тепловых сетей (5-10% от требуемого объема). В результате резко возросшего износа тепловых сетей государство было вынуждено начать приобретение теплоснабжающих компаний с последующей передачей их в муниципальную собственность с целью увеличения затрат на ремонт тепловых сетей уже за счет бюджетных средств.

⁴³ Закон №588-II от 09 июля 2004 г. «Об электроэнергетике».

- Сравнения двух методологий распределения расходов.

Однако, применение любого из вышеуказанных методов может повлечь за собой нежелательное и достаточно внушительное увеличение тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей. При этом расходы, сопряженные с реформированием теплоэнергетики Казахстана, не включены Правительством в план инвестиций до 2030 года. Как показывает опыт соседней России, отсутствие реформ на рынке тепловой энергии может существенно затруднить проведение реформ в электроэнергетике в целом, особенно на фоне предполагаемого роста потребления тепловой и электрической энергии.

Ввиду значительно меньшего количества ТЭЦ в Казахстане (по сравнению с Россией), Казахстан может разработать индивидуальные модели и найти оптимальное решение, в том числе, базирываясь на опыте Европейских стран. Так, механизмы поддержки ТЭЦ и централизованного теплоснабжения были разработаны в Германии, Дании, Австрии, Швеции, Финляндии, Польше и странах Балтии. Они применяются с различным успехом и, как правило, включают: стимулирующие тарифы на поставку электроэнергии в сеть, налоговые и инвестиционные льготы, а также обязательства по закупке электроэнергии ТЭЦ.

10.7. Производство электроэнергии и перспективы развития генерирующих мощностей

В период до 2040 г. темпы роста объемов производства электроэнергии в Казахстане прогнозируются на уровне 1,0% в год. Фактически, данный показатель будет сравним с прогнозом IHS Energy по росту электропотребления. В связи с этим, общий объем производства электроэнергии в Казахстане к 2040 году оценивается нами на уровне 121 млрд. кВт*ч (или 117 млрд. кВт*ч к 2035 г.), в сравнении с 94,6 млрд. кВт*ч в 2014 г.⁴⁴ Из общего объема производства в 2040 г. 83% будет обеспечиваться за счет тепловой генерации (работающей на ископаемом топливе), 8% за счет ГЭС, 7% за счет атомной генерации и 2% за счет возобновляемых источников энергии (ветровые и солнечные электростанции) (Рис. 10.24). Важно отметить, что в период между 2015-2035 гг., общий объем производства электроэнергии тепловыми электростанциями останется без изменения, в то время как произ-

водство электроэнергии гидроэлектростанциями будет в этот же период расти на 1% в год. Тем не менее, угрозой для роста производства электроэнергии гидроэлектростанциями на востоке Казахстана может стать растущий забор воды у источника на территории Китая, что окажет влияние на объем воды, доступный на территории Казахстана. В базовом сценарии IHS Energy мы ожидаем возвращение атомной генерации в общую структуру производства электроэнергии в Казахстане приблизительно в 2026 году. Атомная генерация, в основном, заместит тепловую (в особенности, угольную) генерацию, даже в случае строительства АЭС в Южной энергоне. Мы ожидаем, что установленная мощность первого блока АЭС составит 1 200 МВт (см. анализ ниже). Объемы нефтепродуктов, используемые для целей производства электроэнергии, останутся незначительными.

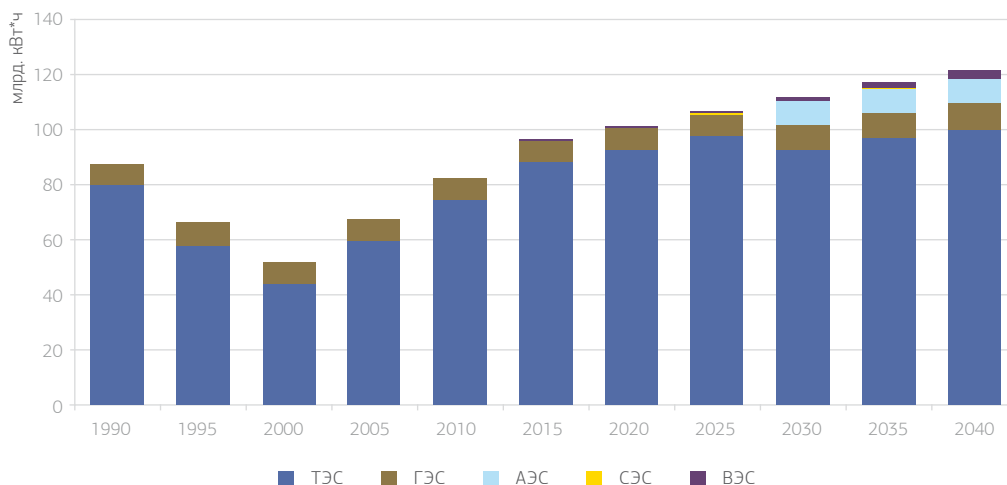


Рис. 10.24 Прогноз производства электроэнергии в Казахстане

⁴⁴ В своем прогнозе роста производства электроэнергии в Казахстане IHS Energy использовала исторические данные Комитета по Статистике РК. В 2014 году по данным KEGOC производство составило 93,9 млрд. кВт*ч (вместо 94,6 млрд. кВт*ч).

Структура топливного баланса тепловых электростанций

В настоящее время основным видом топлива, используемым для производства электрической энергии в Казахстане, является уголь. Доля природного газа относительно невелика (Рис. 10.25). Однако в течение прогнозного периода ситуация постепенно будет меняться в сторону увеличения доли природного газа, отчасти благодаря росту добычи нефти и газа на западе Казахстана. Таким образом, произойдет географическое смещение экономической активности в стране в направлении вышеуказанного региона, где газ является естественным видом топлива для производства электроэнергии. Как обсуждалось выше, доля угля в настоящее время составляет порядка 76% в производстве электроэнергии тепловыми электростанциями, а доля природного газа составляет порядка 22%.⁴⁵ Однако к 2040 г. соотношение, как ожидается, изменится и составит порядка 61% (уголь) и 34% (газ) соответственно (с уровня в 65% (уголь) и 34% (газ) в 2035 г.). Таким образом, хотя уголь останется основным видом топлива в электроэнергетике Казахстана, по мнению IHS Energy, общий объем потребления угля для нужд производства электроэнергии, фактически, несмотря на небольшое снижение, останется на уровне 20-25 миллионов тонн в нефтяном эквиваленте (млн. т н.э.) в год вплоть до 2040 года. Переход Казахстана на газ для производства электроэнергии описан в последующих разделах, тем не менее, может быть кратко обобщен следующим образом:

- **Переход Алматы с угля на газ.** Город Алматы начал процесс перехода с угля на газ, тем не менее, есть все предпосылки для ускорения этого процесса. Прежде всего, власти Алматы озабочена состоянием воздуха и предпринимают усилия по улучшению экологии города. По сути, это означает, что если это осуществимо с точки зрения логистики, все электростанции Алма-

ты перейдут с угля на газ или будут заменены новыми электростанциями. Тем не менее, пока не ясно, как и когда начнется процесс непосредственного перехода.

- **Увеличение выработки Жамбылской ГРЭС.** Жамбылская ГРЭС значительно недозагружена, коэффициент использования установленной мощности в настоящее время составляет менее 25%. Эта ситуация, скорее всего, изменится с улучшением поставок газа из Западного Казахстана и Актюбинской области. Экспортные возможности в страны Центральной Азии также остаются и, скорее всего, расширятся (возможно, с реализацией проекта КАСА-1000).
- **Продолжающийся рост автономного производства электроэнергии.** Продолжится ввод собственных электростанций нефтегазовых месторождений, производящих электроэнергию и тепло для собственных нужд добычи, как правило, утилизирующих попутный газ, что уменьшает долю факельного, сжигания. Общая установленная мощность таких электростанций на сегодняшний день составляет более 1 000 МВт. По ряду планируемых к строительству предприятий в западных регионах также рассматривается вариант автономного электроснабжения газовыми электростанциями.

Таким образом, реализация новых проектов будет зависеть от роста спроса на электроэнергию в соответствующих регионах южного и западного Казахстана в сочетании с улучшением доступа к газу на фоне постепенного развития газопроводной системы.

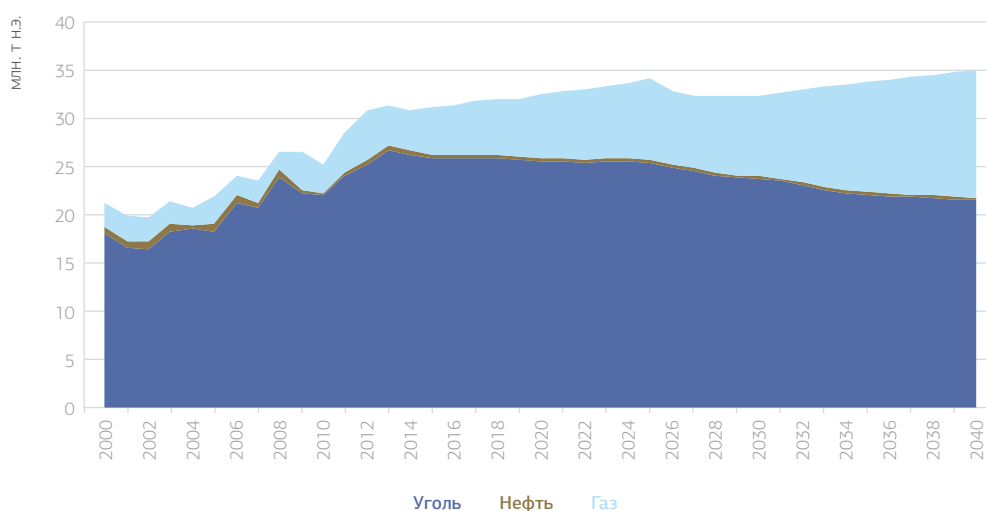


Рис. 10.25 Использование топлива в электроэнергетическом секторе Казахстана

⁴⁵ Включая газотурбинные электростанции.

10.7.1 Прогноз развития генерирующих мощностей: необходимая замена устаревших электростанций

Общая установленная (номинальная) мощность электростанций Казахстана (по данным КЕГОС) на 1 января 2015 г. выросла до 20,8 ГВт. по сравнению с концом советского периода (18 ГВт). Располагаемая мощность на 1 января 2015 г. составила 16,9 ГВт. Как правило, фактическая используемая мощность меньше ввиду износа, запорных сечений, ограничений по водным ресурсам (для ГЭС) и иных причин (включая ремонты оборудования). Коэффициент использования установленной мощности электростанций страны вырос с 48,7% в 2010 г. до 52% в 2014 г. Тот же показатель в целом по тепловым электростанциям вырос с 49,7% в 2010 г. до 54,2% в 2014 г., в то время как для газотурбинных станций он вырос с 51,7% в 2010 г. до 54,9% в 2014 г. Снижение КИУМ ГЭС с 40,3% в 2010 г. до 36,4% в 2014 г. связано, в том числе, с ухудшением гидрологических условий.

Большая часть установленной мощности (88%) приходилась на тепловые электростанции и 12,4% – на ГЭС. Примерно 0,5% установленной мощности или менее 1 ГВт – ветряная и солнечная генерация. Из 18 ГВт установленной мощности тепловых электростанций 31% (5,2 ГВт) – ТЭЦ. В настоящее время по официальным данным в Казахстане насчитывается 76 электростанций, подключенных к единой энергосистеме, которые распределены на три группы в целях оперативно-диспетчерского управления (электростанции национального и регионального значения и электростанции промышленных предприятий).

Значимые электростанции Казахстана

Крупнейшей в Казахстане тепловой электростанцией конденсационного типа является угольная Экибастузская ГРЭС-1 с установленной мощностью 4 000 МВт.⁴⁶ Станция включает восемь блоков мощностью 500 МВт каждый. Ввод в эксплуатацию состоялся в 1980 г., когда был запущен первый блок. Выход на номинальную мощность 4 000 МВт совпал с запуском последнего блока в 1984 г. Однако после распада Советского союза и, как следствие, падения спроса на электроэнергию в начале 90-х годов прошлого столетия операционная мощность станции не превышала 2 500 МВт. В 2003 г. в результате взрыва был выведен из строя один из блоков ГРЭС; однако сокращения располагаемой мощности удалось избежать за счет запуска резервного блока. С тех пор на Экибастузской ГРЭС-1 была реализована масштабная инвестиционная программа. В настоящее время станция обеспечивает генерацию 3 500 МВт. На 2017 г. запланирована модернизация последнего из блоков, за счет чего операционная мощность ГРЭС будет увеличена до 4 000 МВт.⁴⁷ Крупнейшими потребителями электростанции являются ТОО «АлматыЭнергоСбыт», ТОО «Казфосфат», ТОО «Темиржолэнерго» и другие. В 2013 г. ГРЭС произвела 13,5 млрд. кВт*ч или примерно 14,6% от выработки электроэнергии в целом по стране.

Другие крупные теплоэлектростанции:

- **«Акуская ГРЭС» (бывш. Ермаковская ГРЭС)** – текущая установленная мощность 2 425 МВт. Акуская ГРЭС стала первой крупной станцией, построенной на севере Казахстана (Экибастуз-Павлодар-Аксу) и использующей уголь с Экибастузского месторождения. Станция включает восемь энергоблоков мощностью 300 МВт каждый. Первый блок был введен в эксплуатацию в 1968 г. В дальнейшем в эксплуатацию вводилось по одному блоку в 1969 г., 1970 г., 1971 г. и 1973 г. Два блока заработали в 1974 г., а последний – в 1975 г. К 2015 г. планируется закончить модернизацию ГРЭС и увеличить мощность каждого из энергоблоков на 25 МВт.
- **Газовая Жамбылская ГРЭС (ЖГРЭС)** установленной мощностью 1 230 МВт поставляет мощность в основные промышленные центры на юге Казахстана. Электростанция включает три блока мощностью по 200 МВт каждый и три блока мощностью 210 МВт каждый.⁴⁸ В течение первых 15 лет станция работала, главным образом, на природном газе; в 90-х годах прошлого столетия станция была вынуждена перейти также и на мазут ввиду трудностей с импортом газа из Узбекистана

⁴⁶ Тепловые электростанции, производящие исключительно электроэнергию, традиционно именуются «государственные районные электрические станции» или «ГРЭС», тогда как ТЭЦ предназначены для генерации как тепловой, так и электрической энергии (хотя функции ТЭЦ все чаще распределяются между станциями обоих типов). Гидроэлектростанции именуются также «ГЭС».

⁴⁷ Инвестиции в расширение и модернизацию станции стали возможны благодаря схеме «тариф в обмен на инвестиции», запущенной в Казахстане в 2009 году в целях стимулирования инвестиций в генерирующие активы.

⁴⁸ Первый энергоблок мощностью 200 МВт был введен в эксплуатацию в 1967 г., второй – в 1968 г., третий – в 1969 г. В рамках второй очереди строительства в 1975 г. был введен в эксплуатацию один блок мощностью 200 МВт. Еще два энергоблока начали работу в 1976 г., доведя общую установленную мощность станции до 1 230 МВт. В 2008 г. мощность каждого из трех энергоблоков была увеличена на 10 МВт.

для нужд ГРЭС (по проекту станции мазут составляет только 5% в топливном балансе электростанции и должен использоваться для растопки котлов).⁴⁹ Коэффициент эффективности использования установленной мощности на 1 января 2014 г. составил только 14,8%. Несмотря на то, что в 2014 г. выработка электроэнергии возросла более чем на 63% за счет экстренных поставок электроэнергии в Киргизию и, как следствие, потребление газа выросло в 2 раза. На рынке Казахстана стоимость выработки электроэнергии ЖГРЭС остается высокой. Даже при условии доступа ЖГРЭС к газу азиатского газопровода и участку Бозой-Шымкент газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (ББШ) (с 2014 года) и, как следствие, разрешения проблемы с поставками газа на станцию, высокая стоимость газа для станции делает стоимость ее электроэнергии неконкурентоспособной. Согласно Постановлению Правительства ЖГРЭС получала дотации на покрытие разницы в цене между природным газом и мазутом, однако при высокой цене газа дотации не работают, и удешевления цены электроэнергии не происходит. Более того, в связи с вступлением в 2015 г. в силу поправок к закону «О газе и газоснабжении», потребители газа ограничены в покупке газа только у распределительных компаний, а не напрямую через национального оператора. Это означает увеличение цены газа на тариф оператора распределительной сети. Таким образом, при низком коэффициенте использования установленной мощности и высоком предельном тарифе на электроэнергию станция останется убыточной и неконкурентоспособной, несмотря на ее расположение в энергодефицитном районе.

- **Энибастузская ГРЭС-2** установленной мощностью 1 000 МВт (одна из самых новых угольных ГРЭС в Казахстане). Планируемое строительство третьего энергоблока мощностью 630 МВт (ультрасверхкритических параметров пара) в настоящее время приостановлено из-за отсутствия достаточного спроса на электроэнергию.
- **Карагандинская ТЭЦ-3** установленной мощностью 560 МВт (уголь)
- **Карагандинская ТЭЦ-2** установленной мощностью 400 МВт (уголь)
- **Алматинская ТЭЦ-2** установленной мощностью 560 МВт (уголь)
- **Павлодарская ТЭЦ-3** установленной мощностью 440 МВт (уголь)

Крупнейшие ГЭС Казахстана расположены на востоке и юге страны, главным образом, на р. Иртыш. Крупнейшая Шульбинская ГЭС (Новобаженово) расположена в верховье р. Иртыш и включает шесть энергоблоков мощностью 225 МВт каждый. После завершения строительства заявленная мощность станции составила 1 350 МВт, тогда как в настоящее время мощность каждого блока оценивается лишь в 117 МВт, а всей электростанции 702 МВт. Фактически располагаемая мощность составляет лишь порядка 585 МВт. Шульбинская ГЭС – третья ГЭС на р. Иртыш в восточной части Казахстана. Первой станцией, построенной на р. Иртыш в 1939 г., стала Усть-Каменогорская ГЭС (первый из четырех энергоблоков мощностью 82,8 МВт каждый был введен в эксплуатацию в 1952 г., а последний – в 1959 г.); номинальная мощность станции – 331 МВт.⁵⁰ Бухтарминская ГЭС стала второй станцией, построенной на р. Иртыш (также вверх по течению от Шульбинской ГЭС) в 60-х годах прошлого века (первый энергоблок мощностью 75 МВт был введен в эксплуатацию в 1960 г., а девятый – в 1966 г.); общая установленная мощность станции составила 675 МВт. За последние десять лет на станции выполнены работы по модернизации энергоблоков, в результате чего мощность каждого блока была увеличена до 82 МВт, а общая установленная мощность – до 738 МВт. Самой новой гидроэлектростанцией страны стала Мойнакская ГЭС на р. Чарын, Алматинской области, которая была введена в эксплуатацию в декабре 2011 г. с заявленной мощностью в 300 МВт (два энергоблока мощностью 150 МВт каждый). Установленная мощность Капчагайской ГЭС, еще одной гидроэлектростанции, в Алматинской области, на р. составляет 364 МВт.

Существуют планы строительства еще двух контррегулирующих гидроэлектростанций (Булакской ГЭС и Кербулакской ГЭС) ниже по течению от Шульбинской ГЭС и Капчагайской ГЭС до 2020 г. За счет этих станций пиковая мощность Шульбинской ГЭС и Капчагайской ГЭС будет увеличена на 432 МВт и 110 МВт, соответственно. В соответствии с «Концепцией развития топливно-энергетического сектора Казахстана до 2030 года» ввод Кербулакской ГЭС мощностью 33 МВт запланирован на 2020 год; однако строительство Булакской ГЭС мощностью 68 МВт Концепцией не предусмотрено.

⁴⁹ Кроме Жамбылской ГРЭС мазут на электростанциях Казахстана используется исключительно для растопки котлов и стабилизации при сжигании угля.

⁵⁰ В настоящее время располагаемая мощность станции составляет 312 МВт.

Ввиду недостаточных инвестиций в предыдущие годы в технологическом плане «генерирующий сектор Казахстана почти на 20 лет отстал от признанных лидеров международного рынка» (Национальный Энергетический Доклад KAZENERGY 2013 г.). Как следствие, генерирующие активы отличаются малой эффективностью, вредным воздействием на окружающую среду и высоким уровнем износа основного и дополнительного оборудования. В соответствии с «Концепцией» от 2014 г. общий износ электростанций составляет 70%, и при этом 57% электростанций эксплуатируются уже более 30 лет. Согласно Концепции к 2030 г. Правительство планирует ввести в эксплуатацию порядка 5,8 ГВт новых генерирующих мощностей работающих на угле и природном газе, а также гидроэлектростанций. В тоже время, мощность действующих тепловых электростанций будет расширена на 2,3 ГВт. К 2030 г. Казахстан также планирует вырабатывать 30% электроэнергии на возобновляемых и альтернативных источниках энергии, а к 2050 году увеличить их долю до 50%.

По официальным прогнозам, большая часть инвестиций предназначается для севера Казахстана, где расположены угольные электростанции. В соответствии с Концепцией, к 2030 г. в Северной энергозоне будут введены в эксплуатацию 3,3 ГВт новых генерирующих мощностей и мощности существующих мощностей расширены на 1,9 ГВт. Увеличение генерирующих мощностей на севере важно с точки зрения решения проблемы с обеспечением электроэнергией южной части страны. Одновременно, запланировано строительство 1,7 ГВт новых мощностей на юге и расширение в объеме 50 МВт. Предполагается, что к 2030 году спрос на юге будет по-прежнему превышать возможности по импорту примерно на 470 МВт (включая резервные мощности) даже после усиления связей между Северной и Южной энергозонами (третья очередь строительства линии Север-Юг, как ожидается, будет завершена к 2018 г.). Реализация ряда небольших проектов в области гидроэнергетики общей мощностью 208,6 МВт (из 1,7 ГВт планируемых к вводу новых мощностей) в рамках перехода к «зеленой экономике» крайне важна для юга страны.

Меньшая по размеру Западная энергозона до 2030 года остается самобалансирующейся. При этом, планируется, что к 2025 году она будет соединена с Северной энергозоной высоковольтной линией 500 кВ. До 2030 года в ней также запланировано строительство 892 МВт новых тепловых мощностей и расширение существующих мощностей на 347 МВт. Власти страны отказались от планов по строительству атомной электростанции в западной энергозоне к 2030 году; для удовлетворения предполагаемого спроса предлагается вводить новые тепловые мощности.⁵¹

В прогнозе IHS Energy по развитию генерирующих мощностей (Рис. 10.26) ввод новых тепловых мощностей, в большей мере, заменит устаревшие тепловые мощности, подлежащие выводу из эксплуатации. Иными словами, доля тепловых мощностей в общем прогнозе генерирующих мощностей останется, в целом, без изменений на протяжении 2015-2040 гг. На Рис. 10.26 количество вводов и выводов мощностей может показаться равным (в нашей модели вводы и выходы мощностей распределены во времени), но в реальности возможны годовые колебания роста мощностей (например, с вводом Балхашской ГРЭС или дополнительного блока на Экибастузской ГРЭС-2 будет отмечен рост тепловой мощности до тех пор, пока старая мощность не будет выведена из эксплуатации).

Прогноз IHS Energy основывается на заключении, что генерирующее оборудование, отработавшее свой проектный (в часах) срок или не соответствующее установленным требованиям технических характеристик, должно быть выведено из эксплуатации.⁵² В реальности, возможно, Казахстан решит продолжить эксплуатацию такого оборудования.

Генерация, ввод которой будет значимым для изменения баланса производства (с учетом того, что новая тепловая генерация заменит старую), станет АЭС, ГЭС и ВИЭ. При этом ввод атомной электростанции окажет наибольшее влияние на производство электроэнергии ввиду, как правило, более высокой загрузки и предсказуемости поставок АЭС.

⁵¹ Парогазовые установки в рамках техперевооружения МАЭК.

⁵² Возможные технические требования к генерирующему оборудованию, подлежащему выводу из эксплуатации: участие генерирующего оборудования в выработке электроэнергии менее 24 часов за календарный год (вследствие вывода в ремонт, консервацию или не востребованости по режиму работы энергосистемы); генерирующее оборудование, выработавшее двукратный первоначальный парковый ресурс, с давлением свежего пара 9 МПа и менее и год выпуска (возраст 50 лет и более).

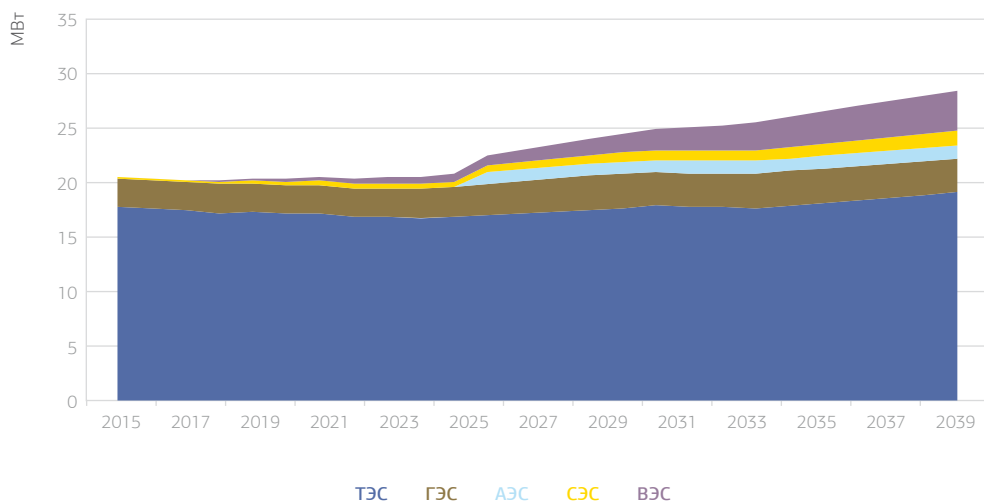


Рис. 10.26 Прогноз баланса генерирующих мощностей в электроэнергетическом секторе Казахстана

10.7.2 Доминирующее положение угля в электроэнергетике Казахстана

Значение угля для электроэнергетики Казахстана лучше всего оценивать с учетом географического положения. Примерно 63% установленной мощности электростанций в стране работают на угле, большая часть которых расположена в центральной, северной и восточной частях Казахстана на территории основных угледобывающих регионов страны. В областях Казахстана, где электроэнергия производится только за счет сжигания угля (т.е. в областях без газопроводной сети и крупных ГЭС), таких как Павлодарская, Карагандинская, Акмолинская и Северо-Казахстанская области, расположено 56% от общей установленной мощности электростанций страны и вырабатывается 65% от всей производимой в Казахстане электроэнергии (Рис. 10.27).⁵³

Еще в 1960 г. суммарная мощность ГЭС в Казахстане несколько превышала мощность угольных электростанций, тогда как мощность газовых электростанций на этом фоне была ничтожно мала. Однако в период с 1960 г. по 1970 г. ситуация резко изменилась в пользу угольных мощностей. В период с 1961 г. по 1990 г. из введенных в эксплуатацию производственных мощностей 75% приходилось на долю угольных электростанций, 14% – газовых электростанций и 9% – ГЭС.

В 1990 г. на долю угля приходилось 3/4 или 77% в топливном балансе тепловых станций Казахстана (как для производства тепловой, так и электрической энергии), тогда как на долю мазута приходилось лишь 13%, а природного газа – 10,5%. В тот период мазут использовался главным образом на небольших, изолированных электростанциях, при этом практически 100% потребляемого природного газа приходилось на долю Жамбылской ГРЭС на юге Казахстана (за счет поставок из Центральной Азии).

В 90-е годы прошлого столетия доля газа в топливном балансе уменьшилась, в основном, ввиду трудностей, связанных с поставками импортируемого газа на юг Казахстана из Узбекистана. К 2000 г. доля газа в топливном балансе установилась на отметке в 12%, тогда как доля угля увеличилась до 85%, а мазута до 3% (Рис. 10.25). В 2014 году, в соответствии с данными, полученными от паротурбинных тепловых электростанций (т.е., не включая газотурбинные ТЭС), доля угля в структуре производства электроэнергии составила 83%, мазута – 2%, а газа выросла до 15% (Рис. 10.28 и 10.29). Центры потребления газа также сместились на запад страны, где увеличились добыча собственного природного газа как побочного продукта при добыче нефти (Актюбинская, Мангистауская и Атырауская области). При включении данных газотурбинных тепловых электростанций доля угля в структуре производства электроэнергии составила 76%, доля газа увеличилась до 22%, а доля мазута осталась на уровне 2% (Рис. 10.30).

⁵³ Данный показатель не учитывает Костанайскую, Алматинскую и Восточно-Казахстанскую области, где угольные электростанции сочетаются с другими объектами электроэнергетики, включая газовые (в ограниченном количестве) и преимущественно гидроэлектростанции.

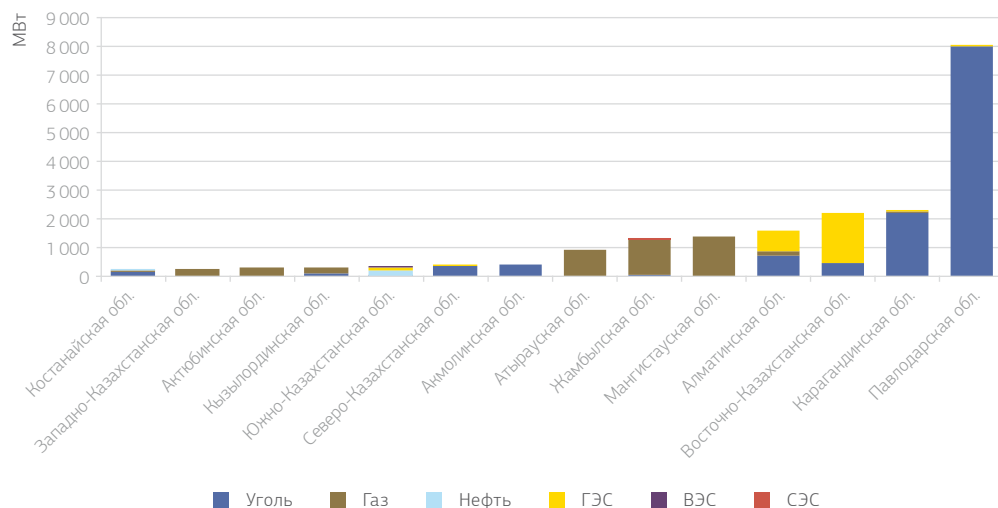


Рис. 10.27 Установленная мощность электростанций по типу и областям Казахстана в 2015 г.

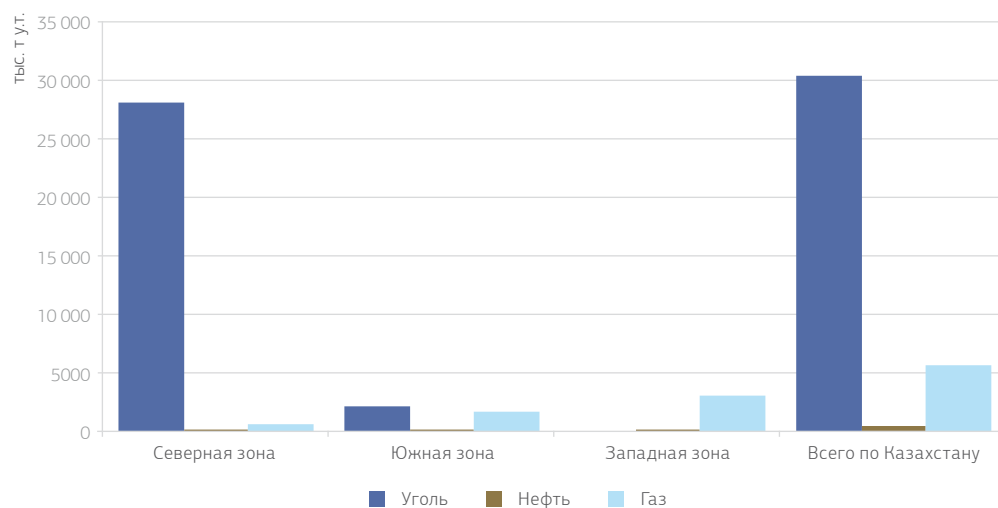


Рис. 10.28 Доля топлива, потребленного для производства электрической и тепловой энергии в 2014 г. (не включая ГТЭС)

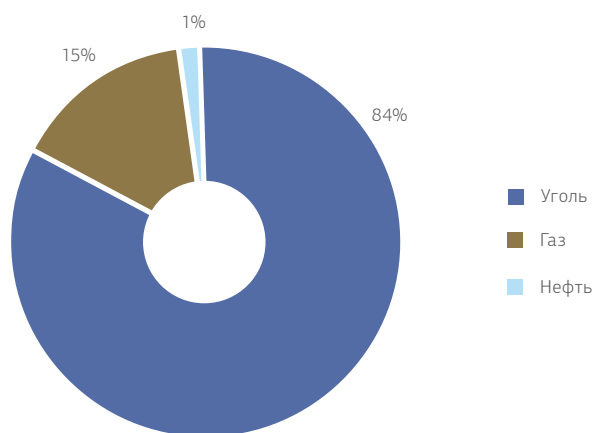


Рис. 10.29 Доля топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии в 2014 г. (не включая ГТЭС)

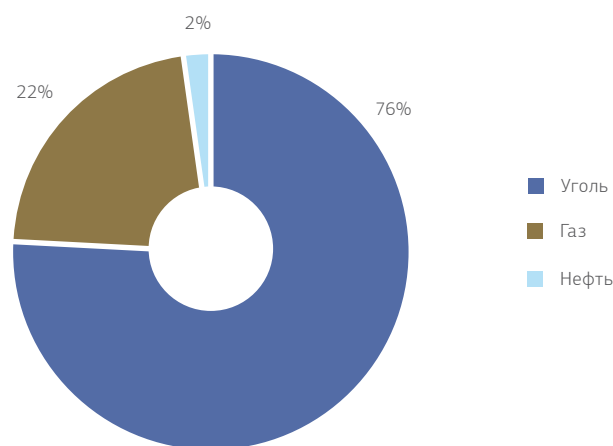


Рис. 10.30 Доля топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии в 2014 г. (включая ГТЭС)

Учитывая относительную дешевизну и внушительные запасы угля как основного вида топлива, крупные регионы Казахстана с угольными электростанциями практически не имеют другого выбора. Так, Павлодарская область Казахстана в ближайшем будущем останется крупнейшим в стране регионом производства электроэнергии ввиду значительных запасов угля, добываемого карьерным способом, достаточных для обеспечения потребностей расположенных здесь крупных электростанций. Эти электростанции также экспортируют электроэнергию в Россию.⁵⁴ Таким образом, для отказа от угля в крупнейших регионах производства электроэнергии убедительными доводами могли бы стать изменения в его стоимости и (или) политике угольного сектора, однако на данный момент изменения не очевидны.

Напротив, на западе Казахстана основным видом топлива является природный газ (за счет развития нефтегазовой отрасли). Однако все больше газа с побережья Каспийского моря поставляется в другие регионы Казахстана по мере расширения газораспределительной системы страны. На юге Казахстана газовые электростанции отвоевывают позиции у угольных. Более того, переход на газ в электроэнергетике может ускориться, если будет скорректирована тарифная политика в части транспорта газа. Между тем, несмотря на масштабные инфраструктурные инвестиции, ведущие к переходу с угля на газ, власти Казахстана по-прежнему существенно ограничены в расширении структуры генерирующих мощностей. Несмотря на значительный рост в богатых газом регионах страны, основные центры электропотребления в Казахстане по-прежнему сосредоточены в регионах, где нет газа, а передающая сеть электропередачи развита лучше всего – регионы, где исторически основным видом топлива является уголь.⁵⁵

Даже с учетом роста числа газовых электростанций в Казахстане производственные мощности, работающие на угле, все еще на подъеме, и в течение некоторого времени уголь останется основным топливом. Так, крупнейшая из электростанций, планируемая к постройке – Балхашская КЭС на побережье озера Балхаш – будет использовать уголь. Окончательная мощность станции по плану – 2 640 МВт. Если работы по строительству будут завершены в соответствии с этим планом, электростанция будет располагаться в непосредственной близости от Улькенской подстанции на пересечении двух стратегически важных 500 кВ магистральных линий электропередач, соединяющей север и юг страны в рамках единой электросети (Рис. 10.1).

Во избежание возможных трудностей с регулированием частоты, главным образом, в южной части электросети (по причине сложных взаимоотношений с электроэнергетическими системами соседних стран), Балхашская электростанция может стать важным звеном в удовлетворении растущего спроса на электроэнергию на территории Казахстана (тем не менее, прогноз IHS предусматривает строительство только первой очереди электростанции). Выбор в пользу угля для первой очереди Балхашской электростанции (1 320 МВт) естественен по следующим причинам:

- Газотранспортная система в данном регионе отсутствует, равно как и планы по строительству такой системы в обозримом будущем
- Регулирование частоты необходимо, а АЭС не должна выполнять эту функцию
- Возобновляемые источники энергии не смогут обеспечить адекватную реакцию на скачки спроса; таким

⁵⁴ Колебания курсов валют и изменения, вносимые в порядок установления цен на электроэнергию (в частности, в Сибири, Россия), в будущем могут еще больше сократить текущие объемы экспорта мощности из Казахстана в Россию.

⁵⁵ Проблемой также является тарифная политика в отношении транспорта газа по магистральным газопроводам. Так, стоимость газа может удвоиться при транспорте газа с месторождения до удаленных потребителей на юге, при этом магистральные газопроводы остаются незагруженными.

образом, они не смогут выполнять балансирующие функции для энергосистемы, которых, напротив, ждут от данной электростанции

- Ввод новой современной угольной электростанции будет положительно влиять на показатели эффективности угольных электростанций в целом по стране

В других регионах, в частности, в столице Казахстана г. Астане, угольные электростанции продолжают играть ключевую роль в программе модернизации угольных мощностей, несмотря на нежелательные последствия с точки зрения загрязнения атмосферы. Также ожидается ввод 480 МВт новых угольных мощностей на территории ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 в г. Астане, хотя ввод новых газовых мощностей также обсуждается (все зависит от реализации амбициозных планов по подводу газопровода к столице

10.7.3 Роль газовых электростанций

Избыток угольных электростанций в балансе производства электроэнергии означает острую нехватку пиковых мощностей, но пока стратегия развития топливно-энергетического комплекса Казахстана не предусматривает активного решения этой задачи. Естественно, что газовая генерация наилучшим образом отвечает задачам обеспечения пиковых мощностей и, как следствие, начнет играть такую роль в некоторых регионах Казахстана.

В тех областях Казахстана, где имеется доступ как к углю, так и природному газу, произойдет замещение угля или увеличение использования газа тепловыми электростанциями для производства электроэнергии, в частности, по мере замены или модернизации устаревших угольных блоков. Замещение угля газом будет наиболее заметным в Южной энергозоне по следующим причинам:

- **Строительство, как минимум, одного магистрального газопровода («Бейнеу-Бозой-Шымкент», Глава 7)** позволит в среднесрочной перспективе расширить возможности страны по использованию природного газа для нужд электроэнергетики.⁵⁷ Несмотря на то, что часть газа, поставляемого по этому новому газопроводу, в конечном итоге предназначается для экспорта в Китай (поскольку он присоединен к более крупной магистральной сети Центральная Азия-Китай в Шымкенте), этот газопровод повышает надежность и стабильность поставок природного газа на действующие электростанции Казахстана, главным образом, расположенные в Южно-Казахстанской и в Жамбылской областях. При этом, с течением времени, по мере увеличения объемов поставок и ужесточения действующих в Казахстане стандартов в области охраны окружающей среды, генерирующие компании Казахстана и инвесторы могут принять решение о переходе с угля на газ в регионах, получающих доступ к газу.

Казахстана, так называемый газопровод «Карталы-Астана», проект строительства которого в данный момент временно приостановлен).

Анонсированные на данный момент (в том числе, находящиеся в завершающей стадии разработки) проекты по строительству новых угольных электростанций оцениваются в 3 120 МВт, что значительно превышает аналогичный показатель по газовым электростанциям, который составляет 500 МВт.⁵⁶ Очевидная роль угля для будущего электроэнергетики Казахстана была озвучена в 2012 г. Асетом Исекешевым, возглавлявшим в тот период Министерство индустрии и новых технологий РК, который заявил, что ввиду наличия значительных запасов угля, данный вид топлива останется основным в электроэнергетике Казахстана вплоть до 2030 г.

- **Ожидается, что Алматы заменит угольную генерацию на газовую.** Город Алматы, ввиду своего расположения в предгорной котловине продолжает страдать от загрязнения атмосферы, и этот вопрос остается значимым на повестке дня политиков. Для Алматы, самого крупного города Казахстана, загрязнение атмосферы особенно проблематично, так как воздушные потоки не в состоянии эффективно рассеивать загрязнения. Как следствие, движимая задачей улучшения состояния экологии города, Алматы уже осуществляет переход на более чистые виды топлива в электроэнергетике и других секторах. Принимая во внимания прогнозы по росту электропотребления в Алматы, городу будет необходимо от 800 МВт до 1 000 МВт мощностей, работающих на газе к 2022 году. При ожидаемом коэффициенте использования установленной мощности в 50-55% потребление газа электростанциями Алматы вырастет на 2 млрд. м³.
- **Рост выработки Жамбылской ГРЭС (1 240 МВт).** Статистика работы Жамбылской ГРЭС (ЖГРЭС) показывает, что коэффициент использования установленной мощности станции невероятно низкий (ниже 25%) вследствие физических ограничений и экономических факторов, влияющих на выбор станции в пользу мазута вместо газа. С улучшением доступа к газу, особенно в зимний период, выработка ЖГРЭС может увеличиться. Второй фактор, влияющий на выработку ЖГРЭС – экономический. Условия рынка, в конечном итоге, будут способствовать большему использованию газа в системе, особенно во время максимума нагрузки.
- **Рост автономного производства электроэнергии.** На нефтегазовых месторождениях утилизируется значительный объем попутного газа для производства

⁵⁶ Фактические масштабы строительства газовых электростанций, по всей вероятности, окажутся больше, поскольку выше-названные расчеты учитывают лишь объекты общегосударственного значения. Так, в соответствии с отраслевым планом работы на период до 2020 г. планируется построить угольные электростанции общей мощностью 1 980 МВт, газовые электростанции общей мощностью 830 МВт, ГЭС общей мощностью 374 МВт, АЭС общей мощностью 600 МВт, ветряные электростанции общей мощностью 793 МВт и солнечные электростанции общей мощностью 77 МВт.

⁵⁷ Первый участок этого газопровода, соединяющего газодобывающие регионы страны на западе с югом Казахстана, был построен в 2013 г. (см. Раздел, посвященный нефти и газу). Этот основной новый участок (протяженностью в 1 475 км) строится совместным предприятием, организованным между национальным оператором Казахстана в сфере газа и газоснабжения «КазТрансГаз» и «Транс-Азия Газопровод» (Китай), на паритетных началах (50/50).

электроэнергии для собственных нужд. Автономное электроснабжение – быстро растущий сегмент электроэнергетики, что особенно ярко было продемонстрировано в России (в силу тех же причин). Дополнения и изменения в нормативно-правовой базе будут стимулировать использование газа в электроэнергетике, вместо повторной закачки в пласт (сжигание газа в факеле запрещено на законодательном уровне). Но во многих случаях электроэнергия, произведенная на попутном газе, как правило, ограничена в доступе или изолирована от сети линий электропередач и, как следствие, играет незначительную роль в баланси-

ровании потребления и производства в энергосистеме. Еще одним ограничивающим фактором является сложность в мотивации нефтегазовых компаний, не желающих инвестировать в развитие собственной генерации для выдачи мощности сторонним потребителям.

Очевидно, что использование газа для производства электроэнергии в Западной энергозоне Казахстана будет расти по мере развития автономного производства электроэнергии компаниями нефтегазового сектора и роста населения (Рис. 10.13).

10.7.4 Перспективы развития атомной энергетики

Вот уже в течение нескольких лет в Казахстане изучается возможность строительства атомных мощностей. Главным аргументом в пользу строительства является возможность диверсифицировать структуру электроэнергетики Казахстана и сократить выбросы в окружающую среду. Однако до сих пор не принято окончательное решение относительно площадки размещения, мощности, технологий и источника финансирования таких проектов. Ведутся консультации с несколькими иностранными игроками и российской государственной корпорацией «Росатом» (в том числе, о строительстве и оказании содействия в финансировании). В 2014 году от Японских компаний Toshiba, JAPC и Marubeni поступило предложение Правительству Казахстана по строительству АЭС с реактором компании Westinghouse.

Что примечательно, после распада СССР Казахстан унаследовал ядерный реактор-размножитель на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением БН-350 в Актау, Мангистауской области, введенный в эксплуатацию в 1973 г. Однако в 1999 г. реактор был остановлен. Номинальная электрическая мощность реактора составляла 150 МВт; главным образом, он использовался для обессоливания и производства питьевой воды и электроэнергии для г. Актау. На протяжении нескольких лет Правительство обсуждало возможность строительства второй АЭС на этой площадке (см. ниже).

Одним из инновационных предложений, с учетом обособленности Западной энергозоны и запорной мощности в Мангистауской области, был вариант выбора реактора для АЭС средней мощности (т.е. до 600 МВт); был рассмотрен ряд проектов реакторов средней мощности и выбран проект российского реактора ВБЭР-300, разработанный на основании судовых реакторных установок. Казахстан совместно с Россией предполагал заниматься разработкой и созданием реактора ВБЭР-300, однако из-за проблем с участием в авторстве проекта от строительства станции отказались.

В 2013 году было принято стратегическое решение о необходимости развития атомной энергетики в Казахстане и строительстве атомных станций. Ввиду протестов части населения и общественности против строительства АЭС, выбор площадки размещения первой станции должен

учитывать множество факторов, связанных, в том числе, с мнением населения.

В 2013-2014 г. в рамках мероприятий по выбору места размещения и конфигурации атомной электростанции на территории Республики Казахстан специально созданной Правительственной Комиссией был выполнен сравнительный анализ потенциальных площадок размещения АЭС. Сравнение осуществлялось с учетом природных условий, потенциальных опасностей для АЭС, связанных с промышленно-хозяйственной деятельностью, социальных факторов и с учетом последствий влияния АЭС на окружающую среду, включая радиационное воздействие на население в случае радиационной аварии. Рассмотренные параметры рекомендованы МАГАТЭ для оценки пригодности района для строительства АЭС.

На основании выполненных оценок наиболее предпочтительными для размещения АЭС выбраны районы вблизи г. Курчатова ВКО, а также вблизи озера Балхаш (поселок Улькен Алматинской области).

- Вблизи Курчатова (Семипалатинский испытательный полигон) в Восточно-Казахстанской области. Семипалатинский испытательный полигон, более известный как полигон для испытания образцов ядерного оружия во времена Советского союза, в настоящее время рассматривается как наиболее вероятное место для строительства АЭС в Казахстане. Главным аргументом в его пользу является возможность нивелировать растущее потребление угля в Северной энергозоне Казахстана. Учитывая историю Семипалатинска, при строительстве АЭС здесь остается риск противодействия со стороны местного населения.⁵⁸
- Вблизи озера Балхаш в Алматинской области. Атомная электростанция, расположившаяся между северной и южной энергетическими системами на пересечении двух линий 500 кВ, со стратегической точки зрения обеспечит значительную гибкость в поставках электроэнергии. АЭС может заместить мощность угольных электростанций на севере Казахстана, играя при этом важную роль в удовлетворении спроса на мощность на юге Казахстана. Стратегически, при выборе площадки вблизи озера Балхаш, строительство второй

⁵⁸ Строительство АЭС в г. Курчатова в северной избыточной энергозоне с реакторами большой мощности 1 000 МВт не выглядит самым лучшим решением, однако в административном центре Семипалатинского полигона ядерных испытаний г. Курчатова сосредоточена уникальная научно-исследовательская база по ядерным исследованиям и атомной энергетике с большим кадровым потенциалом. Уникальность исследовательской базы и кадровый потенциал позволяют Казахстану развивать технологии строительства реакторов четвертого поколения.

очереди Балхашской КЭС (в 1 320 МВт) потеряет смысл.

Изначально власти Казахстана выступали в пользу строительства реактора мощностью 300 МВт и позже 600 МВт, однако Казахстан может пойти и на ввод АЭС стандартной для отрасли мощностью 1 200 МВт (или 1 150 МВт), которую также умеет строить «Росатом». Если Казахстан достигнет соглашения с «Росатом» о строительстве (и эксплуатации) атомной электростанции, вероятнее всего, ему придется согласиться на стандарты реактора, принятые в компании. Если же «Росатом» или иная компания, одобренная Правительством, будет строить реактор меньшей мощности «под заказ» (так как Правительство Казахстана для контроля роста цен на электроэнергию для конечных потребителей, финансирование строительства АЭС только за счет роста тарифов на электроэнергию будет недостаточным. Это означает, что Казахстану либо придется

По мнению большинства специалистов, стоимость строительства реактора мощностью 1 000 МВт составит порядка 4-5 млрд. долл. США. Учитывая значительные усилия предпринятые Правительством Казахстана для контроля роста цен на электроэнергию для конечных потребителей, финансирование строительства АЭС только за счет роста тарифов на электроэнергию будет недостаточным. Это означает, что Казахстану либо придется

выделять значительные бюджетные средства для строительства атомной электростанции, либо разработать специальный механизм возврата инвестиций. В случае если «Росатом» будет строить АЭС на условиях «строительство-владение-эксплуатация», то корпорация будет финансировать строительство и контролировать работу электростанции. Однако такая схема предусматривает принятие компанией «Росатом» на себя значительных рисков, что может затянуть процесс переговоров в отношении месторасположения АЭС и гарантий в части диспетчеризации и тарифообразования.

Несмотря на относительную дешевизну и внушительные запасы ископаемого топлива в Казахстане, Казахстан рассматривает включение АЭС в баланс мощностей, что улучшит экологические характеристики страны. Однако незамедлительное согласование проекта строительства атомной электростанции осложнено внешними и внутренними факторами, сдерживающими развитие экономики. Скорее всего, Казахстан продолжит переговоры на случай, если подрядчиками будут предложены более выгодные условия. Однако, вне зависимости от этого, атомная электростанция появится в структуре электроэнергетики Казахстана к 2026 году.

Площадки, не получившие официальной поддержки Правительства Казахстана

- **Вблизи реактора БН-350 в Актау.** В 2006 г. Актау изначально позиционировался как наиболее приемлемый вариант для строительства новой атомной электростанции в Казахстане. Однако, несмотря на то, что это один из самых быстрорастущих регионов Казахстана по потреблению электроэнергии за последние 10 лет, Мангистауская область в целом по-прежнему потребляет сравнительно небольшой объем электроэнергии и обладает слабой сетевой инфраструктурой, включая изолированность от основной электрической сети Казахстана. При этом АЭС рядом с Актау сможет лишь компенсировать мощность планируемых к строительству газовых электростанций.
- **Вблизи г. Тараз в Жамбылской области.** Для удовлетворения спроса в Южной энергозоне, юг Казахстана во многом зависит от поставок по двум 500 кВ высоковольтным линиям электропередач, из центральной и северной части страны, а также, в прошлом, нуждался в импорте электроэнергии из Узбекистана и Кыргызстана (сегодня Казахстан является чистым экспортером). АЭС могла бы частично удовлетворить спрос на базовую нагрузку и поддержать сезонный экспорт. Даже при запланированном увеличении доли газа в производстве электроэнергии на юге (см. выше), строительство АЭС не окажет значительного влияния на производство электроэнергии газовыми электростанциями. Скорее, АЭС заместит часть производственных угольных мощностей в Северной энергозоне. В случае рассмотрения в качестве партнера «Росатом», предпочтение российской государственной корпорации – строительство АЭС на юге Казахстана, нежели на севере страны.

10.7.5 Доля возобновляемых источников энергии в балансе производства будет более скромной из-за технических и экономических сложностей, связанных с их интеграцией в энергосистему

Общемировая тенденция по развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) не обошла Казахстан стороной. Можно даже сказать, что регулирование в области ВИЭ в Казахстане развито лучше, чем механизмы их поддержки и технический регламент самого рынка. В результате чего, мнение сектора о будущем стремительном развитии ВИЭ (в силу таких характеристик ВИЭ, как рассеянный ресурс, непостоянный характер выработки, низкий КПД и т.д.) неоднозначно.

- **Техническая интеграция ВИЭ.** Во многих областях Казахстана отсутствуют возможности для баланса мощности. Это делает задачу КЕГОС как системного оператора крайне сложной, особенно в отношении резерва генерирующих мощностей на случай скачков нагрузки. По большому счету, системные электростанции (ГРЭС) и гидроэлектростанции на Востоке технически могут поднять выработку для выполнения этой задачи, при этом потребуется разработка

соответствующих положений рынка системных услуг и инвестиции в сетевое хозяйство. На юге Казахстана для поддержания баланса системы могут быть задействованы газовые мощности.

- **Интеграция в конкурентный рынок.** В условиях существующих технологий для производства электроэнергии на основе ВИЭ (особенно, ветряной и солнечной), а также для работы в условиях рынка, движимого идеей минимизации расходов на электроэнергию и повышения эффективности, требуется создание привилегированных условий для ВИЭ (в форме установления специальных тарифов, займов, поддержки со стороны Правительства, и приоритетности загрузки); и Казахстан не является исключением (Законом о поддержке использования ВИЭ в Казахстане данные условия уже предусмотрены). Но даже при наличии таких условий, оптовый рынок недостаточно развит и, как следствие, неликвиден. Поддержка работы ВИЭ через рынок системных услуг не предусмотрена. Также не учтены последствия интеграции ВИЭ на ценообразование на оптовом и розничном рынках.
- **Расходы.** Ожидается, что запланированный рост доли выработки ВИЭ (в особенности, ветряной и солнечной) окажет влияние на цену электроэнергии для конечного потребителя в сторону роста. С увеличением доли выработки ВИЭ свыше 5% в общем производстве электроэнергии в стране, факторами, которые окажут влияние на дополнительный рост цены, станут затраты на все дополнительные услуги, связанные с поддержанием баланса спроса и предложения, технических параметров работы системы на каждом отрезке времени, а также инвестиции в усиление сетевой инфраструктуры.

Правительство официально утвердило плановые показатели по развитию ВИЭ в «Стратегии развития Республики Казахстан до 2020 года» и «Стратегии развития Республики Казахстан до 2050 г.» (см. ниже). В соответствии с принятыми показателями доля возобновляемых источников в электроэнергетике Казахстана в 2014 г. должна была составить 1%, а к 2020 г. – 3% и к 2030 г. – 11%. В долгосрочной перспективе в соответствии с концепцией «зеленой» экономики, утвержденной Президентом Нурсултаном Назарбаевым, Правительство Казахстана планирует к 2050 г. увеличить долю возобновляемых и альтернативных источников энергии в структуре производства электроэнергии до 50%.

Казахстан активно поддержал идею развития возобновляемой энергетики. Немаловажно, что страна обладает значительным потенциалом в данной области. Среди недавно введенных в эксплуатацию объектов – небольшая ветряная установка 1,5 МВт (введена в эксплуатацию в Северо-Казахстанской области в 2013 г.) и введенный в августе 2015 года первый в Казахстане ветропарк мощностью 45 МВт в Ерейментау в Акмолинской обла-

.....

⁵⁹ Постановление Правительства РК №43 от 25 января 2013 года.

⁶⁰ ВИЭ не подлежат полному контролю (диспетчеризации) со стороны Системного Оператора (СО) так как они представляют собой изменяющийся во времени источник энергии. Основным способом контроля ВИЭ является сокращение их выработки. Это контрастирует с диспетчеризуемой генерацией, контроль которой осуществляется за счет увеличения или сокращения подачи топлива.

⁶¹ В законодательстве Казахстана не предусмотрена ответственность операторов ВИЭ за предоставление прогнозов по выработке электроэнергии на сутки вперед, в связи с чем отсутствуют стимулы для получения более точных метеопрогнозов и прогнозирования выработки электроэнергии на их основании.

сти (в настоящее время по проекту ведутся пуско-наладочные работы). Ведется строительство четырех новых объектов общей мощностью 165 МВт (ветряные и солнечные электростанции и малые ГЭС) в Жамбылской области (по словам акима региона, область стремится стать лидером развития возобновляемой энергетики в Казахстане). План мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане в 2013-2020 годы предполагает ввод в эксплуатацию порядка 106 объектов ВИЭ суммарной установленной мощностью 3 054,55 МВт, включая: 34 ВЭС – 1 787 МВт; 41 ГЭС – 539 МВт; 28 СЭС – 713,5 МВт и 3 биоэлектростанции – 15,05 МВт.⁵⁹

Вышеуказанные проекты (в случае реализации) составят порядка 15% от установленной мощности традиционных генерирующих мощностей к 2020 г. и 14,2% к 2030 г. На рынках электрической энергии с развитым регулированием и наличием современных технологий интеграция порядка 15% производства на основе ВИЭ в энергосистему будет осуществимой, но непростой задачей для системного оператора, учитывая их влияние на энергосистему. В случае Казахстана, рынок электроэнергии которого находится в процессе становления, а генерирующие активы и сетевая инфраструктура требуют технологического обновления, интеграция такого объема производства электроэнергии на основе ВИЭ (а не просто установленной мощности ВИЭ) в энергосистему станет технологически и экономически сложной задачей, несовместимой с механизмами работы конкурентного рынка электроэнергии и мощности.

Казахстану предстоит адаптировать как инфраструктуру, так и правила работы на рынке, чтобы справиться с интеграцией в энергосистему больших объемов производства электроэнергии на основе ВИЭ, в случае, если планы по вводу запланированных объектов останутся без изменения.

Прежде всего, учитывая непредсказуемый характер поставок электроэнергии, присущий объектам частичной диспетчеризации, работающих на ВИЭ (в особенности, ветряных и солнечных установок), Казахстан по-прежнему будет нуждаться в традиционных мощностях для поддержания надежности энергосистемы.⁶⁰ ВИЭ (в особенности, ВЭС и СЭС) не располагают маневренностью и предсказуемостью объемов выработки, необходимыми для своевременного удовлетворения спроса. Объем производства электроэнергии полностью задается спросом, для удовлетворения которого электроэнергия должна быть произведена, передана и поставлена практически, одновременно, в то время как выработка ветровых и солнечных установок осуществляется в случае наличия ветра и солнечного излучения соответственно. Изменения погодных условий (изменение силы ветра и облачность) также легко могут нарушить выработку электроэнергии этих электростанций и, главное, вызвать значительные колебания мощности.⁶¹ Таким образом, энергосистема

Казахстана должна будет адаптироваться к неустойчивому характеру быстроизменяющейся во времени и объемах выработки солнечных и ветряных установок. Это означает поддержание генерирующих мощностей Казахстана в режиме готовности, для замещения выпадающих объемов или снижения нагрузки в случае увеличения выработки ВИЭ. ВИЭ не являются оптимальными источниками энергии для крупной промышленности. Более того, неустойчивый характер выработки ветряной установки может создать проблемы с качеством поставок электроэнергии, включая падение напряжения, колебания частоты и низкий коэффициент использования мощности. В зависимости от отрезка времени и расположения, некоторые ВИЭ могут быть диспетчеризованы только частично. В условиях Казахстана необходимо помнить, что во время отопительного сезона приоритетность загрузки должна отдаваться ТЭЦ, работающим в тепловом режиме (учитывая зависимость выработки электроэнергии от тепловой загрузки), а не ВИЭ.⁶²

Глобальный опыт по интеграции ВИЭ в энергосистемы с их непостоянным характером выработки дает представление о сложностях, с которыми предстоит столкнуться КЕГОС. В некоторых странах с высокой долей выработки ветряных установок (ВЭС) в общем балансе, избыток электроэнергии от ВЭС экспортируется, однако такая возможность не всегда есть или она ограничена. В иных случаях, для минимизации деструктивного эффекта выработки ВЭС на энергосистему, Системный оператор намеренно снижает выработку ВЭС или увеличивает объем маневренной генерации в системе. Дания, доля ВЭС в которой особенно высока в сравнении с размером электроэнергетической системы страны (20% по данным МЭА), подошла к решению вопроса поддержания баланса производства и потребления электроэнергии в своей энергосистеме за счет экспорта излишних объемов в Норвегию, Швецию и Германию и импорта электроэнергии из Норвегии, произведенной гидроэлектростанциями. Также для поддержания энергосистемы Дания снижает выработку ВЭС и местных теплоцентралей и увеличивает нагрузку маневренных электростанций и теплонасосных установок для снижения дисбаланса системы. Дания также варьирует нагрузку своих ТЭЦ. Для ТЭЦ Казахстана, работающих по тепловому графику, ограничительным условием варьирования выработки электроэнергии является тепловая нагрузка, что делает ТЭЦ Казахстана мало маневренными. Однако, возможно, при соответствующих инвестициях в этом направлении, ТЭЦ смогут технологически поддерживать устойчивость энергосистемы. Помимо инвестиций в технологии Казахстана предстоит запустить специальные рыночные механизмы, стимулирующие поддержание устойчивости энергосистемы, однако расходы на поддержание будут

⁶² Выработка различных видов ВИЭ, как правило, не согласована во времени. В связи с этим, в случае если электроэнергетическая система представлена различными видами ВИЭ, их совокупная выработка будет более сглаженной и облегчит задачу балансирования системы. (Источник: «Специальный Доклад IPCC «Renewable Energy Sources and Climate Change», Глава 8, Mitigation Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems»).

⁶³ В Казахстане вознаграждение электростанций за поддержание оборудования в состоянии готовности и оперативное изменение нагрузки запланировано в рамках нового балансирующего рынка, запуск которого намечен на 01 января 2016 г. Однако задачи энергосистемы по оперативному поддержанию баланса мощности и выдачи излишней мощности (особенно, в частной собственности) потребуют создания стимулов для генерирующих компаний и крупных потребителей. Такие стимулы реализуются через рынок системных услуг.

⁶⁴ Угольная электростанция Drax в Великобритании <http://www.drax.com/>

⁶⁵ Установка накопителей энергии в качестве обязательного требования при установке ВЭС поможет сгладить резкие падения нагрузки в системе.

высокими. Так, механизм рынка мощности в сочетании с жестким технологическим регулированием могут использоваться для привлечения инвестиций для повышения маневренности ТЭЦ, в то время как рынок системных услуг вознаграждать электростанции за поддержание оборудования в состоянии готовности и оперативное изменение нагрузки.⁶³

При высокой доле выработки ВИЭ возникают сложности с краткосрочным балансированием системы, так как необходимость в поддержании частотной характеристики энергосистемы возрастает, если только не запущены дополнительные механизмы для ее контроля. Большая часть технологий ВИЭ с трудом отвечают таким задачам.

С увеличением доли выработки ВЭС в общем балансе выработки увеличиваются требования по поддержанию резерва мощности. МежПравительственная Группа по изменениям климата при ООН в специальном Докладе «Возобновляемые источники энергии и изменение климата» пришла к выводу, что при доле рынка ВЭС в 10% норматив по краткосрочному увеличению резервных мощностей возрастает до 15% от установленной мощности ВЭС. При доле рынка ВЭС в 20% резерв мощностей возрастает до 18% от их установленной мощности. Опыт Дании и Испании показывает, что увеличение доли ВЭС до 5-10% потребует увеличения резерва мощности, в особенности резервов, которые могут быть подняты в течение 10-15 минут. Таким образом, при существенном увеличении установленной мощности ВЭС и СЭС, в Казахстане необходимо сначала решить вопросы технологического и экономического характера. Технологические вопросы связаны с наличием маневренных мощностей и сетевыми ограничениями (надежности и пропускной способности). Несмотря на то, что традиционно ГРЭС Казахстана не рассматриваются для целей балансирования, с технологической точки зрения, в случае внезапного выбытия мощностей других электростанций (при объявлении режима «Авария») по команде Системного Оператора (СО), Экибастузские ГРЭС-1,2, например, способны оперативно поднять свою нагрузку. Зарубежный опыт показывает, что станции, схожие с Экибастузской ГРЭС-1, способны маневренно изменять нагрузку не только во время аварий, но и для балансирования системы при интеграции ВИЭ.⁶⁴

Принимая во внимание перевооружение Экибастузских ГРЭС более современным оборудованием (как правило, зарубежного, западного производства) и при наличии свободных мощностей, поднятие нагрузки до 100 МВт может быть технически осуществимо в короткий промежуток времени, используя включенные в работу блоки.⁶⁵ Большие объемы замещения мощности потребуют либо

разворота резервного оборудования и пуска дополнительных блоков (на что уйдет значительно больше время; часы, нежели минуты), либо поддержания резервных блоков в горячем резерве.⁶⁶ В любом из этих сценариев возникает вопрос компенсации электростанциям затрат на поддержание оборудования в состоянии готовности, компенсации урона, нанесенного оборудованию в результате необходимости резкого снижения или поднятия нагрузки (расходы на ремонт) для нужд ВИЭ, а также выполнения команд СО по увеличению и снижению нагрузки. Оплата расходов, связанных с увеличением и снижением нагрузки по внешней инициативе (СО), как правило, предусматривается в рамках механизма рынка системных услуг. В Казахстане для этого предусмотрен новый балансирующий рынок. С вводом балансирующего рынка Казахстана в режиме реального времени электростанции будут получать оплату балансирующей электроэнергии (исполнение команд СО на оперативное изменение режима производства электрической энергии) по факту в рамках договора по регулированию мощности. Однако в существующем законодательстве компенсация затрат за резервирование мощности под нужды ВИЭ и финансирование ремонта оборудования как следствие поддержки ВИЭ не предусмотрены.⁶⁷ Если с вводом рынка электрической мощности Правилами организации и функционирования рынка электрической мощности предусматривается оплата электростанциям за готовность поддержания электрической мощности (при условии прохождения аттестации электрической мощности генерирующих установок электростанций), в силу незначительной доли производства электроэнергии ВИЭ в настоящее время (менее 1% от общего производства электроэнергии в ЕЭС Казахстана) оплата готовности поддержания электрической мощности для резервирования отклонений ВИЭ не закреплена. Тем не менее, с ростом доли выработки ВИЭ (при условии реализации намеченных проектов), резервирование отклонений ВИЭ должно быть предусмотрено отдельно.⁶⁸ Надбавка за ремонт может быть включена в цену электроэнергии или также предусмотрена в запланированном механизме мощности. Однако оплата всех дополнительных услуг (резерва ВИЭ, ремонта и компенсации внешних инициатив СО) неминуемо окажет влияние на цену электроэнергии для конечного потребителя в сторону роста.

Интеграция ВИЭ также потребует приспособления сетевой инфраструктуры (для защиты сетевого оборудования и, в частности, воздушных линий электропередач и трансформаторов от перенагрузки). Месторасположение ВЭС диктуется наилучшими характеристиками ветрового ресурса и, как правило, ВЭС расположены далеко от существующей сетевой инфраструктуры и центров потребления

⁶⁶ Как правило, с позиции Системного оператора, в целом для системы имеют значение значительные колебания. Колебания до 100 МВт незначительны. Однако, по мере увеличения объема ВЭС в общем объеме выработки колебания станут чувствительными для системы. При этом необходима техническая и экономическая экспертиза последствий использования Экибастузских ГРЭС в качестве маневренного источника для нужд ВИЭ (при использовании прямоточных котлов сверхкритических параметров и изменениях в эффективности работы этих электростанций).

⁶⁷ Закон РК № 165-IV от 4 июля 2009 г. «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». «Финансовое урегулирование дисбалансов электрической энергии от объектов по использованию возобновляемых источников энергии осуществляется расчетно-финансовым центром по тарифу на поддержку возобновляемых источников энергии в соответствии с правилами функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденными уполномоченным органом». Глава 3, статья 9, п. 8.

⁶⁸ Постановление Правительства РК №43 от 25 января 2013 г. с изменениями от 28 июля 2014 г. «О планах по развитию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Казахстане в 2013-2030 гг.».

⁶⁹ P.S. Georgilakis/Renewable and Sustainable Energy Обзоры, 2008 год.

ния. Это означает необходимость инвестиций в усиление сети и/или строительства новых линий. На сегодняшний день не понятно, было ли строительство и усиление сетей для соединения с неудобно расположенными ветровыми станциями учтено в Казахстане.⁶⁹

Крупные солнечные установки (СЭС) на базе фотоэлектрических элементов (ФЭ) также могут располагаться далеко от центров нагрузки, в связи с чем также потребуются усиление высоковольтных линий электропередач. Однако в большей мере потребуются адаптация распределительной сети (СЭС малого и среднего размера, как правило, располагаются вблизи центров нагрузки и подсоединяются к распределительной сети), а также строительство дополнительной инфраструктуры для передачи электроэнергии от фидера распределительной сети обратно в высоковольтную сеть с минимальными потерями.

Учитывая, что подход к оценке объема мощности ВЭС, необходимой для передачи, будет иным по сравнению с прогнозированием мощности традиционных электростанций, есть вероятность, что усиление сетей для нужд ВИЭ еще не было предусмотрено в Казахстане.

Мировой опыт также показывает рост операционных расходов энергосистемы при интеграции ВЭС и СЭС. Это связано с тем, что в ответ на колебания в выработке ВЭС и СЭС традиционные электростанции (вынужденные компенсировать изменения в нагрузке для балансирования системы) отклоняются от принятых эксплуатационных режимов работы, призванных минимизировать операционные расходы и поддерживать эффективность функционирования всей энергосистемы. Увеличение выработки электроэнергии на ВИЭ неминуемо приведет к снижению выработки на традиционных тепловых станциях, а работа на сниженной нагрузке ведет к увеличению расхода топлива и снижению КПД. Исследования в этом направлении показывают, что экономические последствия на функционирование электроэнергетической системы в сторону увеличения наблюдаются при росте доли ветряной генерации свыше 5%. При этом влияние ВЭС на операционные расходы системы незначительно при небольшой доле выработки ВЭС (до 5%). Расходы возрастают до умеренных по мере роста доли выработки до 20%, и переходят в высокие при увеличении выработки ВЭС свыше 20%.

Факторами, оказывающими влияние на рост расходов энергосистемы, являются дополнительные услуги, необходимые для интеграции производства ВЭС и СЭС в энергетическую систему:

1. Выбор состава генерирующего оборудования, его запуск и останов от одного дня до одной недели с шагом в один час (при этом критерием является надежность системы при минимизации расходов) в условиях, когда объем и время производства электроэнергии определить с точностью невозможно.
2. Изменение нагрузки в почасовом разрезе в шаге в 5-10 минут, когда сложно прогнозировать объем адекватной резервной мощности, необходимой для поднятия или снижения нагрузки, повторяющей профиль нагрузки, формирующейся в результате хаотичных колебаний совокупной нагрузки и выработки ВИЭ.
3. Управление соотношением нагрузка-частота за счет достаточного объема регулируемой мощности, готовой поддержать отклонения в рамках заданного коридора от 1 минуты до 1 часа с шагом в 1-5 секунд.

Размер энергосистемы, структура генерирующих мощностей (включая показатели маневренности) и изменения в уровнях нагрузки влияют на то, насколько объекты со слабопредсказуемым производством электроэнергии способны влиять на техническую и экономическую сто-

Выводы по роли ВИЭ в Казахстане

Учитывая неравномерный характер выработки электроэнергии ВИЭ, технические и экономические сложности, связанные с интеграцией ВИЭ в ЕЭС Казахстана, ввод ВИЭ в объемах, заявленных в официальных прогнозах, будет экономически и технологически необоснованным, учитывая высокую энергоемкость экономики страны (особенно в ситуации отсутствия прорыва в технологиях совершенствования технической надежности производства электроэнергии ВИЭ (особенно, ВЭС и СЭС) или работы электросетевого хозяйства). Также маловероятно, что ВИЭ смогут удовлетворить рост потребления на юге Казахстана, частично из-за недостатка резервных маневренных мощностей на юге.

При этом принятая в Казахстане законодательная база по поддержке ВИЭ нацелена на привлечение инвестиций в ВИЭ за счет создания безрисковых условий для инвесторов, а именно:

- Выдачи специальных фиксированных тарифов до начала запуска ВИЭ
- Обязательств по закупке электроэнергии от ВИЭ в полном объеме
- Поддержки при подключении к электрическим сетям, обеспечении определения точки подключения
- Приоритетности при передаче электроэнергии от ВИЭ по сетям
- Расширения и реконструкции существующих электрических сетей (необходимых для подключения ВИЭ) за счет энергопередающей организации

.....

⁷⁰ В настоящее время механизма резервирования отклонений ВИЭ (и его оплаты) не существует.

роны работы энергосистемы Казахстана. Тем не менее, Казахстану уже сейчас будет необходимо предусмотреть механизмы компенсации дополнительных услуг, связанных с балансированием производства ВИЭ, посредством рыночных или иных механизмов.⁷⁰

Исследования показали, что сочетание различных типов ВИЭ и распределение их на больших территориях скажется положительно на сглаживании колебаний выработки и снижении элемента непредсказуемости в функционировании электроэнергетической системы. Тем не менее, техническая сторона интеграции ВИЭ и состояние магистральных и распределительных сетей останутся ключевыми, как с точки зрения передачи электроэнергии от электростанции к конечному потребителю, так и поддержания баланса выработки и потребления. Необходимость балансирования производства и потребления электроэнергии в энергосистеме во всех отрезках времени подразумевает наличие маневренных балансирующих мощностей (маневренной генерации, возможностей управления собственным спросом со стороны потребителей и использования накопителей энергии), а также использование последних технологий и подходов для более точного прогноза спроса и предложения и выбор состава генерирующего оборудования.

- Отсутствия платы за передачу электроэнергии по сетям от ВИЭ

Тем не менее, в законодательстве Казахстана отсутствует возможность регулирования объема вводимых мощностей ВИЭ. Фактически это означает, что доля ВИЭ в энергобалансе страны никак не ограничивается, а фиксированные тарифы, регулирующие инвестиционную привлекательность новых проектов ВИЭ, утверждаются раз в три года. Отсутствие какого-либо ограничения по доли ВИЭ в энергобалансе может негативно сказаться на надежности электроснабжения и привести к существенному росту стоимости электроэнергии для конечного потребителя. Если решение по изменению законодательства в части ВИЭ не будет принято, Казахстан рискует столкнуться с практически неконтролируемым строительством объектов ВИЭ (в особенности, ветровых и солнечных электростанций).

Подытоживая вышесказанное и с учетом всех вышеописанных рисков, связанных с интеграцией ВИЭ в энергосистему Казахстана, IHS Energy рекомендует ограничить общий объем проникновения ВИЭ в электроэнергетическую систему Казахстана к 2030 году на уровне 3-5% от общего объема выработки электроэнергии в стране (15% установленной мощности). Ситуация может измениться естественным образом при появлении необходимых технологических решений (например, сверхэффективных накопителей электроэнергии).

10.8. Модернизированная сеть электропередачи Казахстана

10.8.1 Сеть высокого напряжения

К 1990 г. сеть электропередачи Казахстана имела общую протяженность 412 700 км (воздушных линий). Основным компонентом сети выступали распределительные линии низкого напряжения (35-110 кВ) – 111 300 км или 27% от общей протяженности. В настоящее время линии электропередач напряжением свыше 110 кВ в Казахстане имеют протяженность более 71 600 км, и самые распространенные из них 110 кВ или 220 кВ (Рис. 10.31). При этом линии напряжением 220 кВ-500 кВ составляют основу национальной электрической сети страны. АО «КЕГОС» владеет и эксплуатирует 24 894 км линий электропередач (в диапазоне от 35 кВ до 1 150 кВ) и 77 электрических подстанций (суммарной трансформаторной мощностью 36 245 мегавольт-ампер (МВА).

Особо необходимо осветить ситуацию с линиями сверхвысокого напряжения 1 150 кВ (Рис. 10.1).⁷¹ Запасы угля в Экибастузском бассейне дали толчок для разработки проектов по строительству двух линий сверхвысокого напряжения с целью передачи электрической энергии на большие расстояния с четырех запланированных к строительству электростанций, расположенных в бассейне, каждая мощностью 4 000 МВт (хотя только Экибастузская ГРЭС-1 была построена с установленной мощностью в 4 000 МВт). Один из проектов предусматривал строительство линии переменного тока 1 150 кВ между Казахстаном и Уралом в России. Данный проект являлся составной частью более крупного проекта по строительству линии электропередач протяженностью 2 600 км (1 150 кВ) из Канско-Ачинского угольного бассейна в Восточную Сибирь (России) через Экибастуз и Костанай и да-

лее в Челябинск (Урал) в России. Планировалось, что эта линия электропередачи сможет передавать 4 000 МВт.

Проект «Сибирь-Казахстан-Урал» был разделен на три этапа. Первый этап предусматривал строительство линии электропередач 1 150 кВ из Экибастуза в Кокшетау. Строительство началось в 1985 г. В 1988 г. напряжение на участке Кокшетау-Костанай было увеличено с 500 кВ до 1 150 кВ. Однако ввиду изменения экономических условий последний участок от Костаная до Челябинска так и не был подключен к напряжению 1 150 кВ. Линия электропередачи напряжением 1 150 кВ была проложена дальше на восток до Барнаула в Восточной Сибири (Россия). Строительство было завершено в конце 90-х годов прошлого века подключением участка Итат-Барнаул (Канско-Ачинский угольный бассейн, южная часть Восточной Сибири).

Еще один амбициозный проект, который впоследствии был заморожен, предусматривал строительство линии электропередач 1 500 кВ постоянного тока протяженностью 2 400 км из Тамбова (к югу от Москвы) к станциям в Экибастузе. Линия электропередачи постоянного тока имела расчетную пропускную способность 6 000 МВт и была способна передавать 40 млрд. кВт*ч в год. Строительство началось в 1978 г. Однако впоследствии целый комплекс проблем (технического, экономического и политического характера) заставил окончательно отказаться от его реализации в начале 90-х годов прошлого столетия.

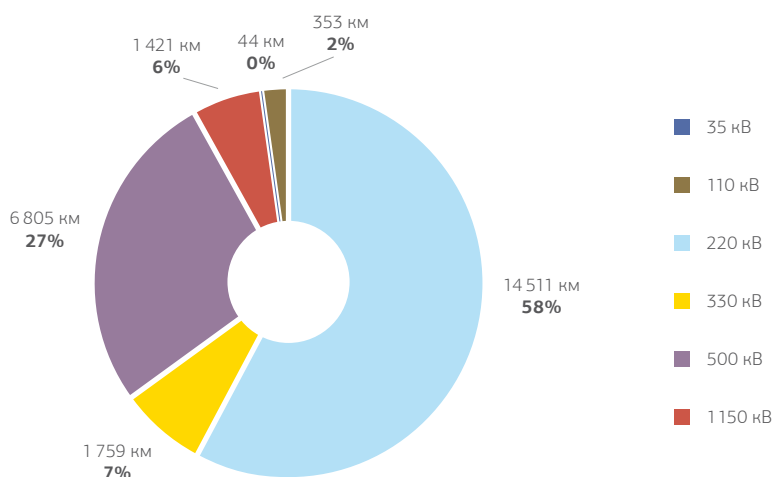


Рис. 10.31 Общая протяженность сетей в управлении КЕГОС в 2014 г (24 894 км)

.....

⁷¹ В настоящее время работающей под напряжением 500 кВ.

10.8.2 Новые линии электропередач позволяют использовать запертые мощности электростанций Казахстана

Власти Казахстана понимают необходимость совершенствования единой сети передачи электроэнергии в стране наряду с реконструкцией генерирующих мощностей. За последние годы было построено несколько линий электропередач, что позволило Казахстану передавать электроэнергию по сетям более эффективно и не зависеть от перетоков из соседних стран, как это было во времена Советского Союза.

Изначально построенная во времена Советского союза сеть электропередачи во многом зависела от перетоков из соседних республик; автономность республики с точки зрения обеспечения мощностью не являлась первоочередной задачей. В особенности это было характерно для южной части Казахстана, где поставки были тесно связаны с работой гидроэлектростанций и нуждами орошения в странах Центральной Азии. Также электростанции на западе Казахстана (Атырауская, Мангистауская и Западно-Казахстанская области) были изолированы от остальных регионов и до сих пор соединены только через единую энергосистему России (Рис. 10.1).

Помимо усилий, направленных на обновление действующей инфраструктуры с целью устранения зависимости от соседних стран, в последние несколько лет Казахстан построил несколько важных линий электропередач национального значения. В этой связи электроэнергетическая система страны получила в свое распоряжение следующие объекты:

- Линия электропередачи напряжением 500 кВ и протяженностью 485 км, соединившая Актобе с основной сетью Казахстана в Житикаре. Строительство завершено в феврале 2009 г. Обойдя территорию России при помощи данной линии электропередач, Казахстан существенно повысил степень независимости собственной электроэнергетической системы.
- Вторая линия электропередачи напряжением 500 кВ и протяженностью 1 097 км (транзит Север-Юг) от Экибастуза (Павлодарская область) до Шу (Жамбылская область). Строительство завершено в 2010 г. Данная линия электропередачи имеет большое значение с точки зрения усиления соединения между северной и южной частями Казахстана и повышения надежности снабжения южного Казахстана. Реализация этого проекта была разбита на три этапа: первый этап ВЛ 500 кВ «ЮКГРЭС-Шу», второй ВЛ 500 кВ «Экибастуз-Агадырь» и третий ВЛ 500 кВ «Агадырь ЮКГРЭС».

.....

- ⁷² «Модернизация НЭС Казахстана (первый этап), строительство подстанции «Алма» 500 кВ в Алматинской области с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ»; ВЛ 500 кВ Алматы-Алма, ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Алма и заходы существующих ВЛ 220 кВ на ПС «Алма»
- Проект «Выдача мощности Мойнакской ГЭС»
 - Строительство линии электропередач 500 кВ Житикара-Ульке с присоединением Актюбинского энергоузла к Единой электроэнергетической системе (ЕЭС) Казахстана
 - Завершающая стадия проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ГПП Осакаровка»
 - Модернизация 55 подстанций и полная реконструкция существующих воздушных линий электропередач в рамках второго этапа проекта «Модернизации и реабилитации НЭС»

⁷³ ВЭС, расположенные в районе Джунгарских ворот, будут характеризоваться достаточно высокими значениями КИУМ (более 45%).

⁷⁴ Решение принято КЕГОС на основании ТЭО, выполненного по заказу АО КЕГОС в 2013-2014 гг.

В рамках долгосрочной стратегии развития КЕГОС до 2025 года компания планирует осуществить 15 проектов по развитию национальной электроэнергетической системы (НЭС) Казахстана.⁷²

В числе наиболее приоритетных проектов – строительство третьего транзита ВЛ 500 Север-Восток-Юг к 2018 году с целью увеличения пропускной способности (НЭС) в направлениях Север-Восток и Север-Юг и передачи дополнительных объемов электроэнергии от энергоисточников северного Казахстана для покрытия перспективного роста электропотребления южного региона (включая бесперебойность поставок электроэнергии с Шувальбинской ГЭС и Булакской ГЭС в Алматы). Эта линия также позволит обеспечить параллельную работу энергосистемы Восточно-Казахстанской области с ЕЭС Казахстана вне зависимости от существующих электрических связей через сети России. Планируется, что эта ВЛ 500 кВ также создаст условия для электрификации участков железных дорог по направлениям Актогай-Алматы, Актогай-Достык, Актогай-Мойынты, а также электроснабжения энергоёмких объектов горнорудной промышленности (Актогайский ГОК), развития приграничных территорий и освоения потенциала возобновляемой энергии, в том числе Джунгарских ворот.⁷³

В целях дальнейшего увеличения транзитного, экспортного потенциала НЭС Казахстана и усиления межсистемных связей, компания реализует проект «Усиление связи Павлодарского энергоузла с ЕЭС Казахстана» и планирует приступить к реализации ряда проектов по развитию НЭС. Среди них:

- Сооружение ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Жамбыл (порядка 400 км) с соответствующим расширением взамен межгосударственной ВЛ 500 кВ между Казахстаном и Кыргызстаном⁷⁴
- Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана (воздушная линия электропередачи 500 кВ (Атырау-Ульке))
- Строительство воздушных линий 220 кВ (Уральск-Атырау и Кульсары-Тенгиз)
- Строительство ПС 500 кВ «Астана» с присоединением к НЭС Казахстана линиями 500 кВ с целью обеспечения надежности электроснабжения Астаны и Акмолинской области, а также проект «реабилитация НЭС» (реконструкция 2 200 км ВЛ 220 кВ, 404,3 км

ВЛ 500 кВ), что позволит восстановить технические характеристики линий электропередач, и еще ряд других проектов

- Линия электропередач 500 кВ в Западной энергозоне (Ақтау-Бейнеу-Кульсары-Атырау)

10.9. Несмотря на рост капиталовложений, потребность в дальнейших широкомасштабных инвестициях для модернизации электроэнергетики остается высокой

В течение последнего десятилетия в электроэнергетику Казахстана были вложены значительные средства, хотя во многом этот факт для большинства аналитиков остался незамеченным. В основном это вызвано тем, что инвестиции были направлены на модернизацию и переоснащение действующих предприятий и оборудования, а не на строительство «с нуля», которое, как правило, привлекает больше внимания.⁷⁵

Объем ежегодных капиталовложений в данную отрасль вырос с 123 млн. долл. США в 2000 г. до 3 млрд. долл. США в 2014 г. Общий объем инвестиций в электроэнергетику за последнее десятилетие (с 2000 г.) составил порядка 20 млрд. долл. США (Рис. 10.32). Несмотря на это значительная часть действующих генерирующих мощностей в Казахстане по-прежнему нуждается в замене или модернизации. Так, на сегодняшний день порядка 20% генери-

рующих мощностей страны были введены в эксплуатацию еще до 1970 г., а 4% – до 1961 г. (Рис. 10.33).

Как отмечалось ранее, в Концепции от 2014 г. общий износ электростанций оценивается в 70%; при этом 57% генерирующих мощностей эксплуатируется уже более 30 лет. Что касается тепловых станций, то средний срок эксплуатации ТЭЦ составляет 28,8 лет, а ГЭС – 35,7 лет. В соответствии с вышеуказанным документом до 2030 г. будут введены в эксплуатацию новые генерирующие мощности, работающие на угле и природном газе, а также гидроэлектростанции общей мощностью 5,8 ГВт, тогда как мощность действующих ТЭЦ вырастет на 2,3 ГВт. Оба этих прогноза снижены по сравнению с оценками АО «КазНИИ энергетики имени академика Ш.Ч. Чокина», приведенными в Национальном энергетическом Докладе 2013 года.⁷⁶

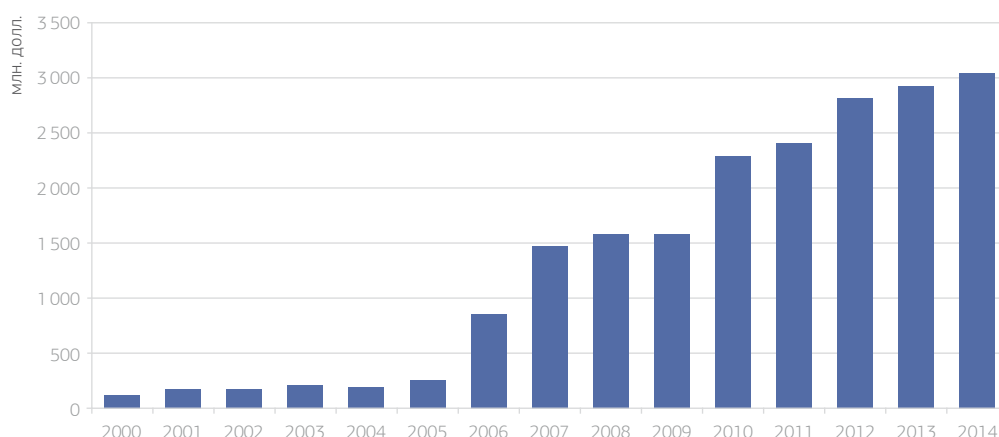


Рис. 10.32 Инвестиции в электроэнергетический сектор Казахстана

⁷⁵ В рамках «Государственной программы по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 гг.» были введены в эксплуатацию новые объекты электроэнергетики общей мощностью 1 341 МВт, в результате чего общее число электростанций в стране выросло с 63 в 2009 г. до 76 по состоянию на конец 2014 г.

⁷⁶ По оценке АО «КазНИИ энергетики имени академика Ш.Ч. Чокина» в Национальном энергетическом Докладе 2013 года дополнительно к вводам и выводам планировалось в период с 2013 г. по 2030 г. модернизировать угольные электростанции общей мощностью 5 ГВт, газовые электростанции общей мощностью 152 МВт и гидроэлектростанции общей мощностью 947 МВт. Одновременно планировалось увеличить мощность объектов генерации на угле на 2 ГВт, на природном газе – на 980 МВт.

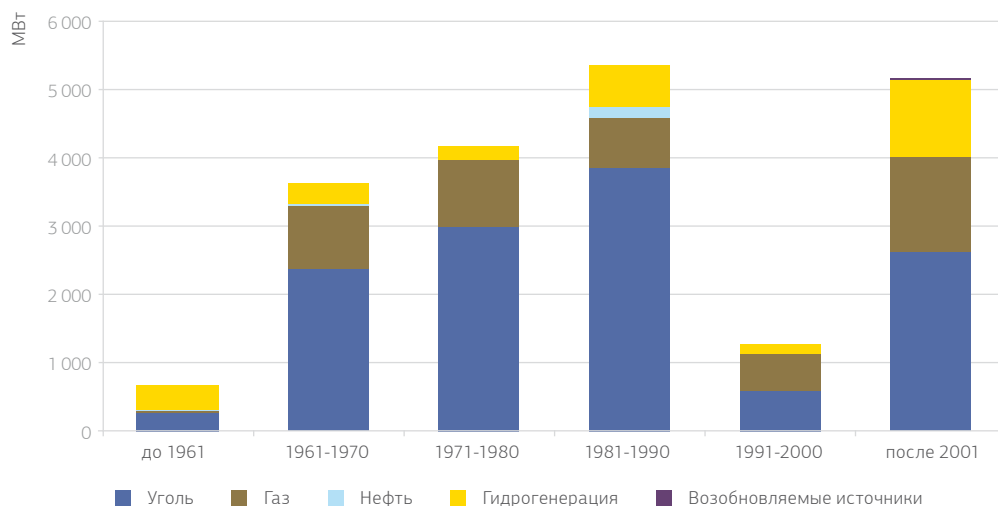


Рис. 10.33 Возраст различных типов генерирующих мощностей в Казахстане

Аналогичная ситуация наблюдается и с инвестициями в магистральные и распределительные сети Казахстана. По состоянию на начало 2013 г. износ магистральных и распределительных сетей в среднем оценивался в 57%. Устаревшее оборудование и топология электрических сетей были основными причинами высоких потерь электрической энергии в сетях, доходивших до 18,6% (по сравнению с 2,3% – 6,0% в странах Европы).⁷⁷ Хотя некоторые объекты электросетевого хозяйства были построены в период с 2009 г. по 2012 г., по оценке АО «Каз-

НИИ энергетики имени академика Ш. Ч. Чокина» в 2013 г. инфраструктура магистральных и распределительной сетей нуждалась в инвестициях на общую сумму порядка 26,3 млрд. долл. США (из которых 9,3 млрд. долл. США предназначались для магистральной сети и 17 млрд. долл. США для распределительной сети). По аналогии с объектами генерации итоговая сумма требуемых инвестиций в электросетевое хозяйство в итоговой версии Концепции была снижена по сравнению с прогнозами Национального энергетического Доклада KAZENERGY 2013 г.

10.9.1 Оценка необходимых инвестиций в будущее электроэнергетики Казахстана

В соответствии с опубликованной Концепцией Правительства в электроэнергетику Казахстана в период с 2016 г. по 2030 г. необходимо привлечь 7,57 трлн. тенге (в ценах 2011 г.) или порядка 51 млрд. долл. США новых инвестиций.⁷⁸ По оценке Правительства, 5 трлн. тенге (около 33,8 млрд. долл. США) потребуются для объектов генерации (из которых 0,9 трлн. тенге пойдут на строительство возобновляемых источников энергии); 2,5 трлн. тенге (16 млрд. долл. США) – на нужды магистральных и распределительных сетей.⁷⁹ В дополнение к 51 млрд. долл. США инвестиций в объекты генерации и электросетевого хозяйства 4 млрд. долл. США потребуется для реализации программы по повышению энергоэффективности. Официальный прогноз, основанный на более высоких показателях электропотребления и максимума потребления, отличается от более низкого прогноза капитальных вложений в генерацию и сети. Прогноз инвестиций IHS Energy основывается на показателях

электропотребления, максимума потребления, производства электроэнергии и прогноза развития генерирующих мощностей и сетевого хозяйства, которые оцениваются на уровне 37 млрд. долл. США до 2030 года или порядка 2,5 млрд. долл. США в год, что соответствует текущим инвестициям в сектор.

Общая сумма инвестиций в 37 млрд. долл. США распределяется следующим образом:

- 16,6 млрд. долл. США – сетевое хозяйство (магистральные и распределительные сети)
- 12 млрд. долл. США – модернизация и строительство новых угольных мощностей
- 5 млрд. долл. США – строительство новой атомной генерации

⁷⁷ По оценке АО «КазНИИ энергетики имени академика Ш. Ч. Чокина» (см. Национальный энергетический Доклад KAZENERGY 2013 г.) 50%–60% базовой инфраструктуры магистральных и распределительных сетей требует срочного ремонта, что отрицательным образом сказывается на уровне потерь.

⁷⁸ Сумма в 7,57 трлн. тенге указана и в «Концепции развития топливно-энергетического комплекса в период до 2030 г.», опубликованной в августе 2014 г. (итоговая версия). Данный показатель снижен с озвученных Министерством в июле 2013 г. 9,5 трлн. тенге (60 млрд. долл. США).

⁷⁹ Сумма в 7,57 трлн. тенге (в ценах 2011 г.) противоречит оценке Министерством инвестиционных потребностей на период с 2020 г. по 2030 г. В той же концепции предусмотрено 8,3 трлн. тенге (в ценах 2011 г.) в период 2020-2030 гг.

- 2 млрд. долл. США – модернизация и строительство новых газовых мощностей
- 1 млрд. долл. США – модернизация и строительство новых ГЭС

Эта сумма не включает капитальные расходы на:

- Возобновляемые источники энергии, на запуск которых в скромных масштабах потребуется порядка 8 млрд. долл. США
- Программу энергосбережения и энергоэффективности, оцененную Правительством в 4 млрд. долл. США

Сумма капитальных инвестиций в сектор также не учитывает полные потребности в модернизации объектов (источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок и т.д.) и запуск нового рынка тепловой энергии, но учитывает общее влияние изменений на рынке тепла. При этом расходы, особенно для конечных потребителей, связанные с изменениями на рынке тепла, могут оказаться весьма существенными и потребуют дополнительного анализа и обоснования (учитывая, что именно социальный фактор сдерживает рост тарифов для населения). Это связано с тем, что общий износ объектов тепловой инфраструктуры высок и оценивается в 70%, в то время как регулируемый тариф на тепловую энергию не отражает реальных затрат производителя и не предусматривает инвестиционную составляющую, а «перекрестное субсидирование» между тепловой и электрической энергией искажает экономику деятельности электростанций.

Правительство Казахстана осознает, что модернизация электроэнергетики в планируемом масштабе не может быть профинансирована только за счет средств, заложенных в тариф, и планирует привлечь средства частных инвесторов путем создания благоприятных условий для их возврата в электроэнергетику Казахстана. В частности, между 2015 и 2030 годами, согласно «Концепции развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года», власти Казахстана планируют запустить новые модели оптового рынка электроэнергии и рынка мощности, внедрить новую систему долгосрочных тарифов на услуги по передаче и распределению электроэнергии, и принять ряд новых законов в области теплоэнергетики.

Хотя вышеперечисленные изменения носят положительный характер и будут способствовать повышению доверия инвесторов, политика Правительства по сдерживанию роста тарифов для населения и промышленности в долгосрочной перспективе (до 2030 г.), окажет сдерживающее влияние на инвестиционные планы институциональных и частных инвесторов. Ограничения, наложенные на темп роста тарифов, означают, что отдача от инвестиций может оказаться недостаточной; что либо вынудит Правительство пересмотреть траекторию роста тарифов для конечных потребителей либо предоставить большие объемы прямого государственного финансирования. В случае, если требуемые темпы и масштаб модернизации отрасли не будут обеспечены, Правительство будет вынуждено переоценить объем ввода генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, долю и последствия ввода в эксплуатацию возобновляемых источников энергии, программу по энергоэффективности и энергосбережению и т.п.

Правительству Казахстана также предстоит решить следующую задачу. Большая часть планируемых Правительством новых инвестиций (свыше 60%) отводится на строительство новых и модернизацию существующих угольных электростанций. Реализуемая в Европе политика снижения негативного воздействия угольных электростанций на окружающую среду означает, что инвесторы из стран Европы будут неохотно финансировать электроэнергетику Казахстана, даже если на электростанциях будут применяться самые современные и экологически чистые технологии сжигания угля. Безусловно, инвесторы из Азии, не ограниченные европейскими нормами и заинтересованные в поставках собственного генерирующего оборудования, могут стать альтернативой, однако опыт России показал, что реальные возможности работы с инвесторами из Азии ограничены, а достижение соглашений потребует значительного времени и компромисса со стороны Казахстана.

Тем не менее, на фоне предстоящих значительных инвестиций в модернизацию устаревших генерирующих мощностей и электросетевое хозяйство, Правительство активно стимулирует диверсификацию генерации за счет ввода мощностей, работающих на газе, возобновляемых источниках энергии и атомной энергии (см. Раздел «Концепция перехода Казахстана к «зеленой экономике»).

Концепция перехода Казахстана к «зеленой экономике»

Официальная энергостратегия Казахстана ставит перед собой амбициозные задачи по существенному сдвигу производства электроэнергии в сторону возобновляемых источников энергии с сокращением доли угля в долгосрочной перспективе. Данная программа является частью масштабной «Стратегии развития Республики Казахстан до 2050 года» и предусматривает использование больших запасов природного газа в качестве этапа при переходе от генерации на угле к альтернативным (ВИЭ и АЭС) источникам энергии. В соответствии с указом, подписанным Президентом Республики Казахстан Нурсултаном Назарбаевым 30 мая 2013 г., возобновляемые и альтернативные источники энергии к 2050 г. должны обеспечивать 50% производимой в стране электроэнергии.⁸⁰

⁸⁰ «Концепция перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике», утвержденная Указом Президента №577 от 30 мая 2013 г.

Предусматривается активное развитие альтернативных источников, водных ресурсов, сельского хозяйства и сферы утилизации отходов. Кроме того, разработаны меры по сокращению углеродных выбросов и повышению энергоэффективности в промышленности, жилищно-коммунальном хозяйстве и на транспорте.

В соответствии с амбициозными планами по переходу к «зеленой экономике» к 2030 г. 11% электроэнергии будет производиться за счет ветряной и солнечной энергии, 10% – ГЭС и 8% – АЭС. Остальной объем будет обеспечиваться угольными (49%) и газовыми (21%) электростанциями. К 2050 г. доля альтернативных и возобновляемых источников энергии составит уже 50%. При этом к 2050 г. доля ветряной и солнечной энергетики увеличится до 39%, АЭС и ГЭС (вместе) – до 14%, а доля газовых электростанций сократится до 16%. Хотя доля угольных электростанций составит 31%, они будут модернизированы с применением экологически чистых технологий сжигания угля.⁸¹

Меры, предусмотренные концепцией по переходу к «зеленой экономике», включены в «Концепцию развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года» от 2014 г. В соответствии с вышеуказанной концепцией, установленная мощность возобновляемых источников энергии вырастет с 2,7 ГВт в 2012 г. до 8 ГВт в 2030 г.

10.10. Новый механизм рынка электроэнергии как средство повышения эффективности и привлечения инвестиций

В соответствии с «Концепцией», конечной целью развития электроэнергетики является повышение эффективности использования энергоресурсов Казахстана для содействия роста экономики и качества жизни населения страны. Среди стратегически приоритетных задач, запланированных на период до 2030 г. – энергобезопасность, развитие ресурсной базы и уменьшение вредного воздействия электроэнергетики на окружающую среду. Казахстан одним из первым среди стран СНГ начал проводить реформу электроэнергетики и, хотя очевидного прогресса пока не достигнуто, первоначальная задача по сохранению объектов электроэнергетики после распада СССР была выполнена. Однако изменения на рынке электроэнергии не обеспечили предполагавшегося возрождения данной отрасли.

Рынок электроэнергии Казахстана объединяет оптовый и розничный рынки. Несмотря на то, что модель оптового рынка электроэнергии имеет ряд схожих характеристик с рынком Скандинавии и США, цели, заложенные в нее, не были достигнуты. Из всех сегментов рынка только децентрализованная торговля электроэнергией увенчалась определенным успехом (двусторонние договоры составляют 95% на оптовом рынке электроэнергии). С другой стороны, на балансирующем рынке сделки не заключаются, а централизованные торги электроэнергии занимают менее 5% рынка, что делает цену на электроэнергию непрозрачной. Торговля электроэнергией на централизованной площадке носит добровольный, а не обязательный характер. Для промышленных предприятий Казахстана, которые, как правило, доминируют на децентрализованном рынке и покупают и продают электроэнергию в рамках двусторонних договоров (вну-

три вертикально интегрированных холдингов) стимула продавать электроэнергию на централизованных торгах нет. Как следствие, данный сегмент рынка отличается отсутствием ликвидности и лишен ценовых сигналов (такое положение вещей характерно и для некоторых западных рынков, где производители электроэнергии владели крупными сбытовыми компаниями). Это создает проблему с точки зрения прозрачности информации о ценах на электроэнергию, объемах торгов и условий поставок, поскольку двусторонние договоры носят конфиденциальный характер, а объемов, торгуемых на централизованном рынке, недостаточно для анализа.

До 50% поставок электроэнергии на оптовом рынке осуществляется менее чем пятью электростанциями, что означает ограниченный выбор поставщиков и условий поставки для оптовых потребителей. Более того, энергосбытовые компании, аффилированные с вышеуказанными электростанциями, получают первоочередное право на подписание договоров поставки электроэнергии.⁸² Ситуация усугубляется еще и тем, что потребители электроэнергии вынуждены платить завышенную цену электроэнергии в рамках схемы «тариф в обмен на инвестиции», введенной в действие шесть лет назад.

⁸¹ Учитывая уровень технологий по накоплению энергии, а также сложности по интеграции электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии (особенно на энергии ветра и солнца) в электроэнергетическую систему, официальные прогнозы по доле ВИЭ в балансе производства экономически, технически и технологически невыполнимы. ВИЭ не смогут полностью заменить традиционные источники энергии в таком объеме и для нужд энергоемкой промышленности.

⁸² Олигополия в сфере генерации, поставок и торговли электроэнергией характерна не только для Казахстана. Так, во Франции и Германии электроэнергию производят и продают всего несколько компаний.

В грядущих изменениях отсутствуют детали

Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев обозначил 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ. В шагах 50-52 Президент говорит о реорганизации электроэнергетики, внедрении модели «Единого закупщика», укрупнении региональных

электросетевых компаний, и внедрении новой тарифной политики в электроэнергетике, стимулирующей инвестиции в отрасль (см. текстовую вставку ниже). На момент написания Доклада, информация по деталям реформ отсутствует.

«100 конкретных шагов» Президента Назарбаева

Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев обозначил 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ на расширенном заседании Правительства в Астане 6 мая 2015 года.

План, состоящий из 100 шагов, представляет собой «ответ на глобальные и внутренние вызовы и одновременно план нации по вхождению в тридцатку развитых государств в новых исторических условиях». В план вошли пять институциональных реформ:

- формирование профессионального госаппарата
- обеспечение верховенства закона
- индустриализация и экономический рост
- идентичность и единство
- формирование подотчетного государства.

Шаги по электроэнергетике являются частью реформы «Индустриализация и экономический рост»:

- Шаг 50. Реорганизация отрасли электроэнергетики. Внедрение модели «Единого закупщика». Это позволит сгладить различия в тарифах на электроэнергию между регионами.
- Шаг 51. Укрупнение региональных электросетевых компаний (РЭК). Это позволит повысить надежность энергоснабжения, снизить затраты на передачу электроэнергии в регионах, и снизить стоимость электроэнергии для потребителей.
- Шаг 52. Внедрение новой тарифной политики в электроэнергетике, стимулирующей инвестиции в отрасль. Изменение структуры тарифа. В тарифе будут выделяться два компонента: фиксированная часть для финансирования капитальных расходов и плата за использованную электроэнергию для покрытия переменных издержек производства электроэнергии. Это изменит сложившуюся ситуацию, когда тарифы утверждаются по «затратному» методу.

10.10.1 Поиск оптимальной для Казахстана модели рынка электроэнергии

В 2009 г. генерирующие объекты Казахстана были разделены на 13 групп, каждая из которых предусматривала свой собственный предельный уровень тарифа в зависимости от вида топлива, типа объекта и расстояния от источника сырья. Схема «тариф в обмен на инвестиции» позволила увеличить тариф до предельного уровня, предусматривавшего инвестиции в реконструкцию и капитальный ремонт генерирующих мощностей. Однако отсутствие прозрачных механизмов контроля за выполнением инвестиционных обязательств генерирующими компаниями, в большинстве случаев, привело к увеличению прибыли электростанций и не в полной мере материализовалось в соответствующие проекты по модернизации объектов электроэнергетики.

По данным АО «КОРЭМ» (оператора рынка централизованной торговли электроэнергией) после введения предельных тарифов цены на электроэнергию от энергоисточников были увеличены на 30%–50%, что привело почти к 20% росту цен для конечных потребителей ежегодно; при этом в целом по отрасли приток инвестиций не был столь значительным.⁸³ Правительство признает, что для дальнейшего развития электроэнергетики Казахстану потребуется создать благоприятные условия для привлечения инвестиций и обеспечить их доходность. Рынок мощности – один из механизмов гарантированного привлечения инвестиций в электроэнергетику.

⁸³ В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан №392 от 29 марта 2009 г. «Об утверждении предельных тарифов» ежегодный рост тарифов для конечных пользователей не должен превышать 7% (условно, уровень инфляции).

В соответствии с Концепцией, запуск новой модели рынка электроэнергии и мощности, который планируется в 2019 году, является определяющим условием для возрождения рынка и одним из приоритетов экономического развития Казахстана. Хотя детали еще уточняются, общая концепция и выбранные направления развития рынка электроэнергии и мощности уже вполне понятны участникам рынка.

Во-первых, Казахстан сделал выбор в пользу рынка двух «товаров» (электроэнергии и мощности), что уже широко практикуется в США, Южной Америке, России и некоторых странах Европы. Однако, несмотря на то, что электроэнергия продается как «товар», мощность должна рассматриваться как «услуга». Преимущества существования отдельного механизма мощности включают наличие долгосрочных ценовых сигналов для потребителей и инвесторов, сведение к минимуму резких колебаний цен на электроэнергию (в частности, для пиковой генерации, ограниченной в возможности 100% покрытия расходов, поскольку цена мощности покрывает большую часть фиксированных издержек и поможет удерживать цену на электроэнергию) и создание механизма, обеспечивающего непрерывную модернизацию действующих и строительство новых генерирующих мощностей.

Во-вторых, ожидается, что изменения на рынке электроэнергии обеспечат переход от торговли электроэнергией на основании двусторонних договоров к централизованной торговле. Кроме того, может быть рекомендована новая модель рынка, где купля-продажа электроэнергии должна будет осуществляться всеми участниками оптового рынка централизованно: при этом двусторонние сделки допускаются только внутри промышленных групп. Таким образом, будет обеспечена большая прозрачность и равный доступ на рынок для всех участников. При торговле электроэнергией участники рынка будут иметь возможность заключить договоры: на краткосрочной (на сутки вперед), среднесрочной (на неделю и месяц вперед) и долгосрочной (на квартал, один или два года вперед) основе. Несмотря на это, новый подход не предусматривает наличие рынка производных инструментов для страхования рисков, связанных с ценой, объемами поставок и иных рыночных рисков.

Участники рынка не смогут корректировать суточный график поставок/потребления в течение операционных суток; при этом возникающий дисбаланс будет реализовываться на балансирующем рынке. Иными словами, излишне приобретенные или недостающие объемы электроэнергии будут реализовываться на балансирующем рынке, который будет корректировать как физические объемы, так и регулировать финансовые обязательства, связанные с почасовым потреблением и производством на рынке. Кроме того, обсуждается запуск рынка системных услуг, который будет предусматривать компенсацию за услуги, касающиеся технической диспетчеризации, регулирования и резервирования мощности потребителями, генерирующими компаниями и электросетью, выполняемые по запросу Системного Оператора (СО).

По сути, цена на электроэнергию будет покрывать переменные издержки генерирующих компаний, тогда как цена на мощность – постоянные затраты. Хотя цена на электроэнергию будет зависеть от экономических показателей каждой отдельно взятой электростанции, она не будет превышать установленный регулятором максимально допустимый уровень. Это означает, что электростанции будут продавать электроэнергию на уровне предельного тарифа. Между тем, принципы выбора состава генерирующего оборудования

СО на ежедневной основе для работы на рынке или производителя во время аукциона мощности пока остаются неясными. Вопросы, требующие уточнения:

- Каковы критерии отбора электростанций (производителей) на аукционе на сутки вперед и по отбору мощности (только цена или технические характеристики (год выпуска, КИУМ и т.д.))? Иными словами, как процесс выбора поставщика будет стимулировать повышение эффективности производителей электроэнергии при минимизации расходов на электроэнергию для конечного потребителя?
- Как регулятор будет действовать в отношении неэффективной генерации, которые не смогут пройти отбор мощности по причине высокой цены и/или технических характеристик, но при этом обязаны продолжить работу на рынке с целью поставки тепловой энергии? Иными словами, станция может быть заменена по поставкам электроэнергии, но не может быть заменена по поставкам тепла?
- Какие инструменты будут доступны генерирующим компаниям для страхования рисков, связанных с объемом и ценой поставки, в частности, в рамках долгосрочных договоров купли-продажи электроэнергии?

Купля-продажа электроэнергии на оптовом рынке включает покупку электроэнергии энергоснабжающими организациями от имени розничных потребителей. Дополнительно необходимо проработать следующие вопросы:

- Между ценой покупки на оптовом рынке и регулируемой ценой продажи на розничном рынке существует определенная разница. За счет чего и как регулятор собирается компенсировать эту разницу?
- Какой механизм призван защитить розничных потребителей от риска, связанного с просчетами в объемах поставок энергосбытовыми компаниями? Иными словами, что заставит энергосбытовую компанию отказаться от трансляции своих расходов напрямую розничным потребителям в случае неправильно (недостаточного) купленного объема на оптовом рынке на рынке на сутки вперед и, как следствия, приобретения дополнительных объемов на (более дорогом) балансирующем рынке?
- Какие инструменты предусмотрены для потребителей для хеджирования рисков, связанных с ценой и объемами покупок, в частности, в рамках долгосрочных договоров купли-продажи электроэнергии?
- Какой механизм призван защитить оптовых производителей и одновременно и энергосбытовые компании от возникновения долга энергосбытовых компаний перед оптовым рынком в случае снижения собираемости средств с розничных покупателей за предоставляемые услуги?
- Какой механизм финансовых гарантий предусмотрен для оптовых производителей в случае неоплаты за поставленную электроэнергию со стороны оптовых покупателей?

Новый механизм мощности призван занять ключевое место в процессе планирования будущих потребностей в мощности и привлечения новых инвестиций в электроэнергетику. Однако в отличие от России, Казахстан не планирует за-

пускать специальный механизм, гарантирующий возврат инвестиций на рынке мощности, для привлечения инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей. Как действующие, так и новые мощности будут торговаться на долгосрочном аукционе. При этом возникают следующие вопросы:

- Каким образом будет обеспечена прозрачность ценообразования на рынке мощности, в частности, применительно к новым мощностям (стандартизированные затраты на строительство генерирующего объекта в зависимости от топлива; предполагаемая окупаемость и условия возврата инвестиций и т.п.)?
- Что будет являться стимулом для более точного ежедневного планирования потребностей в мощности со стороны Системного Оператора? На опыте стран СНГ можно заключить, что Системный Оператор, как правило, переоценивает потребность в мощностях, в частности, резервных мощностях. Оплата излишних резервных мощностей увеличивает финансовую нагрузку на потребителей.

Если выбор мощности будет продиктован ценой, то с течением времени большая часть старой генерации будет вынуждена модернизироваться или должна будет выведена из эксплуатации. В этой связи возникают следующие вопросы:

- Как будет работать механизм вывода из эксплуатации неэффективных мощностей, если эти объекты электроэнергетики по-прежнему будут являться важным источником тепловой энергии?
- Кто будет оплачивать вывод электростанций из эксплуатации (в Казахстане нет составляющей на декомиссию в тарифе)?
- Снажутся ли ограничения, введенные в отношении роста тарифов на электроэнергию для конечных потребителей и максимальной цены на мощность, на ценообразовании на мощность и инвестиционной привлекательности данного сегмента?⁸⁴
- Будет ли предусмотрена иная процедура проведения аукциона на мощность и оплаты за мощность для атомных, гидроэлектростанций и ВИЭ?
- Будет ли оплата за резерв мощности для нужд ВИЭ (поддержание работы ВИЭ), ремонт для нужд ВИЭ оплачиваться через механизм мощности?
- Будет ли оплата за мощность взиматься дифференцированно по энергозонам или областям во избежание неравномерного распределения нагрузки, связанной с оплатой мощности, в отдельных географических районах?

Казахстан планирует с самого начала проводить аукционы на поставку мощности на три года вперед. При этом возникают следующие вопросы:

- Будут ли способны генерирующие компании установить

цену на мощность на три года вперед в условиях постоянно меняющихся экономических условий?

- Какие инструменты будут доступны потребителям и генерирующим компаниям для хеджирования риска цены на мощность, особенно для долгосрочных договоров поставки мощности?
- Какие механизмы будут обеспечивать прозрачность выполнения инвестиционных обязательств, принятых на себя генерирующими компаниями?

Все прочие организационные моменты, связанные с будущим запуском рынка электроэнергии и мощности, призваны повысить прозрачность и усовершенствовать работу участников рынка. Так, будет учрежден новый Единый Оператор рынка, который будет нести ответственность за торговлю во всех сегментах рынка (электроэнергия, мощность, балансирующий рынок, системные услуги, экспорт и импорт). Кроме того, Единый Оператор будет выполнять следующие обязанности:

- Проводить аттестацию мощностей
- Вести реестр аттестованных мощностей и подтверждать их готовность к поставкам
- Планировать будущее развитие электросети и инфраструктуры (при участии сетевых и распределительных компаний)
- Прогнозировать потребление
- Прогнозировать спрос на мощность по видам генерации (в зависимости от маневренности станций)
- Управлять системой финансовых гарантий на рынке мощности
- Обеспечивать доступ к торгам
- Проводить сделки купли-продажи
- Организовывать расчеты

Единый Оператор рынка будет оказывать решающее влияние на работу рынка электроэнергии и мощности; в связи с этим властям Казахстана необходимо предусмотреть условия, гарантирующие прозрачность принятия соответствующих решений Единым оператором и его подотчетность перед рынком. Это означает, что вся необходимая информация (исходные и аналитические данные, документы и отчетность) должна быть доступна как участникам рынка, так и третьим лицам. Такие сведения должны быть полными, постоянными, обоснованными и публиковаться на регулярной основе в электронном формате.

Наряду с оптовым рынком планируется дальнейшее развитие розничного рынка; власти страны намерены решить непростые социальные проблемы на рынке тепловой энергии и розничных рынках. Тем не менее, вряд ли реформирование рынка тепловой энергии и розничных рынков начнется одновременно (помимо совершенствования системы тарифо-

⁸⁴ Власти планируют использовать максимальную цену на мощность в качестве механизма контроля. Планируется, что проект закона, вносящего изменения в действующее законодательство в области электроэнергетики, будет утвержден 1 января 2016 г.

образования для сбытовых компаний). Между тем, любые задержки в реформировании этих рынков, вероятнее всего,

станут основными препятствиями при проведении властями Казахстана реформ в сфере электроэнергетики.

10.10.2 Будущее рынка тепловой энергии Казахстана

К 2030 г. власти Казахстана планируют «создать новую систему правовых и экономических отношений между производителями и поставщиками тепловой энергии»; по сути, речь идет о новой модели рынка тепловой энергии. Хотя в концепции 2014 г. не упоминаются подробности внедрения новой модели, «вероятность применения долгосрочного тарифа при производстве и поставке тепловой энергии до 2030 г.» (как ожидаемый результат грядущих изменений) указывает на то, что власти намерены решить проблему финансирования теплоэнергетики. Между тем, реальные изменения будут медленными ввиду технических, технологических и социальных сложностей, связанных с функционированием рынка тепловой энергии.

Недофинансирование тепловых мощностей и сетевого хозяйства на протяжении многих лет привело к тому, что они пребывают в крайне изношенном состоянии и требуют скорейшей модернизации. Хотя новый долгосрочный тариф может быть достаточным для поддержания в рабочем состоянии тепловых активов в течение 15–20 лет (хотя детали методологии формирования тарифа пока не ясны), он может быть неспособным обеспечить приток инвестиции в ближайшей перспективе. В этом случае в течение ближайшего десятилетия Правительству, вероятнее всего, предстоит столкнуться с серьезным дефицитом финансирования замены оборудования тепловой генерации и инфраструктуры тепловых сетей, состояние которых наиболее критично. Это означает, что наряду с долгосрочным тарифом необходимо предусмотреть новый механизм привлечения инвестиций в теплоэнергетику (особенно, если Правительство Казахстана рассчитывает привлечь средства частных инвесторов).

В этой связи в мире (включая соседнюю Россию) практикуются сразу несколько методологий привлечения инвестиций, начиная от индексации тарифов, регулируемой базы задействованного капитала, и заканчивая сопоставлением расходов между объектами нового строительства (методология, разработанная в России под терминологией «альтернативная котельная»). Окончательное решение по выбору одного единственного или сразу нескольких подходов будет зависеть от энергетической зоны или региона Казахстана. Однако, какая бы методика ни была выбрана, в ее основе должна быть реальная стоимость производства и поставки тепловой энергии. В тоже время есть вероятность, что изменения на рынке тепловой энергии станут причинами вытеснения ТЭЦ из энергосистемы в течение долгого периода.

Одним из способов расчета рыночной стоимости производства и поставки тепловой энергии является создание понятных и прозрачных условий для конкуренции между поставщиками тепловой энергии, исходя из экономики производства и поставки тепловой энергии, применяемых технологий и эффективности. Сложности этого подхода заключаются в том, что зачастую ТЭЦ является единственным источником тепла и обслуживает свой район, при этом нет возможности передать тепло с другого источника. Следует помнить, что до 1990 г. централизованное теплоснабжение было основным способом поставки тепловой энергии во все города и населенные пункты Казахстана (по данным АО «КазНИПИ «Энергопром» в 2012 г. услугами централизованного теплоснабжения пользовались более 70% жителей, а тепловые электростанции с комбинированной выработкой

тепла и электроэнергии (ТЭЦ) являлись основным источником производства тепловой энергии). Централизованное теплоснабжение осуществляется на базе 40 ТЭЦ (в 29 городах) и крупных районных котельных (в 12 городах). В Северной энергозоне в рамках централизованной системы теплоснабжения поставляется 64% тепловой энергии, в Южной энергозоне – 19%, в Западной энергозоне – 17%. При этом для того, чтобы сохранить централизованную систему отопления и использовать ТЭЦ в качестве источника тепловой энергии, необходимо обеспечить реалистичные экономические показатели и эффективность производства тепловой энергии.

Падение спроса на тепловую энергию (в частности, со стороны промышленности, малого и среднего бизнеса) в результате экономического спада 1990-х привело к уменьшению доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что внесло изменения в рентабельность производства тепловой энергии ТЭЦ: на фоне ухудшения технико-экономических показателей произошел рост себестоимости производства тепла и электроэнергии. По данным АО «КазНИПИ «Энергопром» ТЭЦ уже не способны конкурировать с крупными конденсационными электростанциями, расположенными в непосредственной близости от топливных ресурсов (главным образом, речь идет об угольных разрезах Казахстана). И хотя конкуренция со стороны действующих котельных пока не очевидна, в Казахстане в будущем может наблюдаться внеплановое строительство новых и более эффективных независимых газовых котельных (на общедоступном газе или СПГ). Примечательно то, что средние отпускные цены на тепловую энергию, поставляемую независимыми котельными в соседней России, как правило, выше, чем цены ТЭЦ. Однако аргумент остается: в будущем у городов Казахстана выбор менее затратного источника тепловой энергии, в основе которого лежат самые современные и эффективные технологии, должен быть. Таким образом, в случае если экономические показатели производства тепловой энергии котельными в течение длительного периода времени в некоторых регионах окажутся более привлекательными по сравнению с ТЭЦ, поддержка и стимулирование строительства эффективных котельных, а не электростанций, должна быть доступна. При расчете стоимости тепловой энергии для конечного потребителя расходы, связанные со строительством и эксплуатацией самого эффективного источника тепловой энергии, должны сравниваться с рыночными эксплуатационными издержками и капитальными вложениями действующих электростанций. Такой подход будет способствовать большей гибкости, эффективности и прозрачности рынка.

Схожий подход к привлечению инвестиций в теплоснабжение потребует установления долгосрочного тарифа для тепловых сетей. Однако, в отличие от генерации, окупаемость инвестиций будет зависеть именно от тарифа (общепринятая методология расчета тарифа на тепловую энергию – метод регулируемой базы задействованного капитала RAB). При этом потребуются создать единый орган, призванный обеспечить прозрачность инвестиций, контроль за выполнением инвестиционных обязательств и повышение эффективности. Так называемая «Единая теплоснабжающая организация» будет нести ответственность за замену теплопроводов, учет (установление приборов учета), опти-

мизацию расходов и т.п.

Сочетание нового нерегулируемого долгосрочного тарифа (отражающего реальные затраты на производство и передачу тепловой энергии), который позволит минимизировать практику перераспределения затрат на производство тепловой и электрической энергий, а также механизма привлечения инвестиций будут способствовать притоку требуемых инвестиций, повышению эффективности сегмента, созданию условий для долгосрочного стратегического планирования и доступа к долгосрочному финансированию. Однако все эти инициативы неизбежно повлекут за собой рост стоимости тепловой энергии для конечного потребителя. При этом непрерывное и надежное теплоснабжение по субсидированным ценам превратилось в социальную льготу. Вопрос в том, готово ли Правительство пересмотреть свой фундаментальный подход к политике сдерживания роста тарифов на тепловую энергию для потребителей, и населения в частности? Постепенный переход всех потребителей тепловой энергии в среднесрочной перспективе от регулируемых цен к рыночным тарифам сгладит последствия таких изменений и позволит отказаться от жестких контрмер.

Естественно, будут приветствоваться любые изменения в теплоэнергетике Казахстана, направленные на повыше-

ние эффективности и привлечение инвестиций. Однако необходимо разработать единую генеральную программу (дорожную карту) внедрения новой модели рынка тепловой энергии с учетом всех вопросов, связанных с регулированием и планированием этого сегмента. Существует острая потребность в принятии соответствующего закона, регулирующего вопросы производства и поставки тепловой энергии, ценообразования, эффективности, качества и надежности поставок, прозрачности инвестиций, разглашения информации и, в целом, планирования и регулирования данного сегмента.

Любые изменения в теплоэнергетике необходимо оценивать с точки зрения инвестиций, которые потребуются для их реализации, а также как эти инвестиции отразятся на затратах конечных потребителей на тепловую энергию (включая прогноз изменения покупательской способности населения в результате роста цен на тепловую энергию). В настоящее время расходы, которые могут быть связаны с изменениями в теплоэнергетике, инвестиционные потребности этого сегмента, а также последствия изменений для конечных потребителей остались за рамками Концепции. Иными словами, Казахстану необходимо предусмотреть отдельное финансирование изменений на рынке теплоэнергетики, но провести их параллельно с реформами оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности.

10.11. Общие выводы и рекомендации

10.11.1 Уголь в лидерах, на фоне развития газовой и атомной генерации

Продолжающаяся модернизация электроэнергетики Казахстана позволит внедрить специфические технологические решения. Очевидно, что более широкое распространение получат газ, возобновляемые источники (в том числе крупные ГЭС) и, возможно, атомная энергия. Строительство новых высоковольтных линий электропередач позволит получить доступ к запертым мощностям и повысить надежность и маневренность энергосистемы. В особенности важно то, что политика Казахстана в области развития сетевого хозяйства ориентирована на дальнейшее усиление связей между севером и югом страны, а также на подключение Западной энергозоны к единой энергетической системе. Дальнейшая модернизация распределительных сетей Казахстана также позволит повысить общую эффективность энергосистемы.

В балансе генерирующих мощностей намечались изменения (хотя и постепенные), при этом экономика и логистика производства электроэнергии на основе сжигания угля дают

все основания утверждать, что угольные электростанции будут по-прежнему доминировать в производстве электроэнергии Казахстана в течение ближайших двух десятилетий. При этом доля угля в балансе тепловых электростанций будет сокращаться в пользу газа, особенно в южной части Казахстана, где переход на газ логистически возможен, при условии, что он и экономически оправдан. Рост производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергии будет незначительным в силу очевидных технических, экономических и рыночных ограничений по их интеграции в энергосистему Казахстана. Строительство атомной электростанции представляет наиболее значимое изменение в балансе мощностей, учитывая приоритет загрузки и характер выработки АЭС. Более того, ввод атомной электростанции позволит значительно улучшить экологические характеристики, уравновесив выработку угольных электростанций (в Северной энергозоне), даже в случае строительства АЭС на юге Казахстана.

10.11.2 Основные рекомендации

Инфраструктура

- Исходя из прогнозов IHS Energy по потреблению электроэнергии, электроэнергетическая инфраструктура Казахстана в целом, согласно расчетам, требует капиталовложений в размере 36,6 млрд. долл. США в период с 2016 г. по 2030 г. При этом 40% этой суммы должно приходиться на инвестиции в сетевое хозяйство (высоковольтные и распределительные линии электропередач и сетевую инфраструктуру). Следует также учесть, что в этот пе-

риод роста потребления электроэнергии (в процентном выражении) будет расти большими темпами в южных и западных частях Казахстана. В этой связи, вводы генерирующих мощностей и новых сетевых объектов должны будут надлежащим образом соответствовать будущему профилю нагрузки.

- Более того, в целях повышения коэффициента исполь-

зования установленной мощности существующих генерирующих мощностей, а также для повышения энергетической независимости Казахстана, инвестиции в сети, однозначно, должны стать приоритетом. Помимо усиления сетей и общей модернизации системы, очевидным должно стать соединение Западной энергозоны с Северной и Южной энергозонами (что уже в планах долгосрочного развития KEGOC). Однако отличие рекомендации IHS Energy заключается в том, чтобы перенести окончание работ по присоединению Западной энергозоны к оставшейся части Казахстана на более ранние сроки. Приоритетом должно стать раскрытие потенциала существующих генерирующих мощностей (за счет строительства сетей).

- Ввиду обеспеченности Казахстана дешевым углем и отсутствия достаточно развитой сети газопроводов, потребности в мощностях будут и далее частично покрываться за счет угля. В этой связи однозначно негативное отношение к углю едва ли представляется оправданным. Тем не менее, меры по обеспечению модернизации или замены угольных мощностей имеют первостепенное значение для Казахстана. В связи с этим, IHS Energy рекомендует предусмотреть меры по модернизации и замене угольных мощностей на новые через готовящийся к вводу механизм мощности, вместо поддержания деятельности существующих угольных активов без изменений. Иными словами, грамотная политика в сфере технического регулирования в сочетании с механизмом предоставления финансовых гарантий при надлежащем контроле поможет постепенно повысить средние показатели эффективности угольных мощностей Казахстана.
- Атомной энергетике отводится особая роль в структуре генерирующих мощностей страны, в том числе в качестве дополнительной меры по улучшению экологических характеристик Казахстана. Для атомной энергетике характерна высокая загрузка мощностей и, таким образом, она может играть важную роль в обеспечении базового спроса. Строительство атомной электростанции рядом с подстанцией напряжением 500 кВ в поселке Улькен (которая находится к юго-западу от озера Балхаш на пересечении двух стратегически важных линий электропередач напряжением 500 кВ, соединяющих север и юг страны) или в Южном Казахстане имеет серьезные стратегические преимущества. В целом, атомная энергетика способна восполнить растущую нехватку мощностей на юге Казахстана, одновременно позволяя уменьшить усугубляющуюся зависимость от поставок электроэнергии (с угольных электростанций) с севера Казахстана.

Финансирование электроэнергетики

- Помимо тщательно обоснованных прогнозов в области электропотребления, а также технического регулирования, вопрос привлечения инвестиций в электроэнергетический сектор Казахстана может быть решен только при наличии предсказуемых финансовых механизмов, посылающих надежные долгосрочные ценовые сигналы; однако при этом речь не идет о полной либерализации рынка. Представляется нецелесообразным рекомендовать либерализацию в качестве панацеи, учитывая явные ограничения, которые существуют на данный момент. К примеру, жестко регулируемый теплоэнергетический сектор Казахстана и несбалансированность тарифов в розничном секторе, как таковые, ограничива-

- Там, где это возможно с точки зрения логистики, необходимы очевидные политические меры по поддержке и стимулированию развития газовых мощностей, которые являются еще одним действенным средством сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу генерирующими предприятиями. Главным образом, это должно обеспечиваться с помощью рыночного стимулирования (дифференциации цен на газ) или через систему индексации. Помимо этого, общая структура мощностей Казахстана определенно нуждается в дополнительных генерирующих мощностях, обеспечивающих пиковые нагрузки. Это станет более заметным по мере того, как потребительский спрос на электроэнергию, в особенности, на западе и на юге Казахстана, станет более динамичным. Система рыночного стимулирования или индексации, направленная на поощрение участия газовых электростанций в производстве электроэнергии для нужд энергосистемы, является мерой, реализации которой будет способствовать хорошо продуманный механизм оплаты за мощность, а также механизм рынка системных услуг.
- Наряду с постепенным восстановлением инфраструктуры электроэнергетического комплекса будет необходимо прописать правила и методологию вывода из эксплуатации ненадежных и неэффективных генерирующих мощностей.
- В завершение, политика Казахстана в области использования возобновляемых источников энергии нуждается в дальнейшей проработке, чтобы не допустить их бесконтрольного развития. В отсутствие надлежащей политики это может привести к нарушению стабильности сети на определенных участках. Техническая целесообразность использования возобновляемых источников энергии должна рассматриваться во взаимодействии с рыночными процессами, включая рынок системных услуг, обеспечивающий финансовые стимулы для традиционных генерирующих компаний, способных к быстрому реагированию и замещению выбывших мощностей ВИЭ – в некоторых частях Казахстана потребуются приспособлять традиционные технологии под возникающие потребности такого рода. На данный момент отсутствует достаточно ясное понимание того, к каким именно техническим и экономическим последствиям приведет интеграция той или иной доли возобновляемых источников энергии в энергосистему Казахстана. В этой связи рекомендуется придерживаться более трезвого и сдержанного подхода. Так, основываясь на текущем законодательстве, рекомендуется ограничить долю ВИЭ в общем объеме производства до 2030 г. на уровне 3-5%.

ют возможность либеральных подходов (даже несмотря на то, что они были апробированы на многих западных энергетических рынках). Вполне объяснимо, что политические лидеры Казахстана стремятся к стабильной и предсказуемой коммерческой среде, но, исходя из очевидных соображений, мы все же рекомендуем поощрять надежность, готовность к работе и эффективность в энергетическом секторе Казахстана. По сути, основные задачи рынка электроэнергии – вознаграждение инвестиций и искоренение неэффективности. Довольно много стран придерживаются несколько иного взгляда на то, как именно надо организовать работу рынка электроэнергии и мощности для выполнения данных

задач, тем не менее Правительству Казахстана важнее быть последовательными в своих действиях и решениях,

чтобы не сбивать с толку инвесторов.

Рекомендации по рынку электроэнергетики и мощности

Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев изложил основные цели электроэнергетического сектора в недавно опубликованном плане «100 конкретных шагов» (см. [врезку выше](#)). Шаги 50-52 предусматривают реорганизацию электроэнергетического сектора, введение модели «Единого закупщика», укрупнение региональных электросетевых компаний, а также изменения в тарифной политике, направленные на стимулирование инвестиций. Более подробная информация отсутствовала на момент написания настоящего Доклада, однако рекомендуется принять во внимание следующее:

- Механизм регулирования оптового рынка электроэнергии должен быть всеобъемлющим, отражать реальную стоимость производства электроэнергии и уделять основное внимание эффективности, а следовательно, он должен обладать атрибутами рынка. Заслуживающий доверия оптовый рынок электроэнергии должен охватывать все производство и потребление электроэнергии, а также торговлю электроэнергией, обеспечивая единые для всех правила игры. Наиболее целесообразным представляется формат аукциона. Задачей вторичного балансирующего рынка должно стать балансирование внепланового производства и потребления электроэнергии).
- Предполагается, что модель «Единого закупщика», озвученная Президентом Нурсултаном Назарбаевым, предназначена для рынка мощности. Однако, при ее распространении и на рынок электроэнергии может работать как электроэнергетическая товарная биржа в целях повышения прозрачности торговли, ликвидности и региональной согласованности. Выстроенная таким образом структура будет способствовать финансовому доверию и поможет смягчить риски, связанные с финансовыми обязательствами (в особенности, риск неоплаты за поставленную электроэнергию и мощность на оптовом и розничном рынках). Помимо этого, роль второго плана в снижении долгосрочных финансовых рисков может сыграть финансовый форвардный рынок.
- Рынок должен реагировать на спрос и предложение таким образом, чтобы оправдывать затраты на производство электроэнергии в периоды высокого спроса, поощряя таким образом готовность генерирующих мощностей к оперативному изменению нагрузки. Это послужит стимулом к развитию пиковых мощностей.
- Текущая система дифференциации тарифов на электроэнергию проводится только на уровне сбытовых компаний в отношении двух групп потребителей: населения и некрупных потребителей коммерческого сектора. При этом политика дифференциации стоимости электроэнергии должна быть предусмотрена именно для крупных потребителей (в особенности, промышленности). Целью такой политики дифференциации тарифов должно стать стимулирование оптимизации нагрузки крупными потребителями (максимальное потребление в ночное время и снижение потребления в час пик), покупающими электроэнергию по прямым договорам.
- Требуется запуск полноценный рынок системных услуг

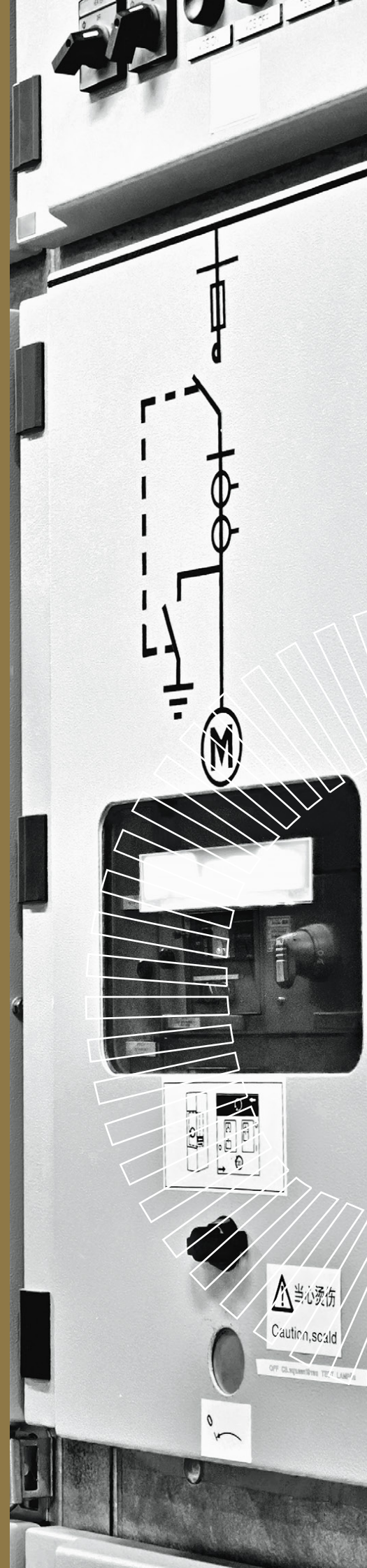
с целью поощрения генерирующих предприятий, способных реагировать на быстрые изменения в выработке (включая отдельную компенсацию за предоставление услуг по нивелированию эффектов от непостоянной выработки ВИЭ). Помимо этого, следует разработать механизм поощрения системных услуг, предоставляемых потребителями, готовых варьировать свою нагрузку под нужды энергосистемы.

- Механизм мощности следует рассматривать как систему обеспечения надежности генерирующих мощностей и, следовательно, как услугу, а не как товар. Рынки, предназначенные только для электроэнергии, как правило, не способны эффективно стимулировать ввод в действие новых мощностей. Таким образом, механизм мощности является для политических лидеров действенным инструментом, позволяющим своевременно обеспечить необходимую с политической точки зрения структуру мощностей, которая далеко не всегда является самым дешевым вариантом. Он также служит инструментом обеспечения надлежащего технического обслуживания – или технической надежности – существующих объектов. Принимая это во внимание, чтобы извлечь максимальную выгоду из механизма оплаты за мощность, политическим лидерам следует разработать систему технического регулирования и руководящие принципы на будущую перспективу. Помимо этого, механизм оплаты за мощность также необходимо увязать с реформой рынка тепловой энергии и общими задачами в отношении тепловых мощностей. Иными словами, финансовая поддержка должна обеспечивать соответствие всех объектов минимальным техническим стандартам.
- Не стоит откладывать реформу рынка тепловой энергии. В то время как около 40% производства электроэнергии приходится на долю ТЭЦ, лишь грамотная реформа может помочь вызвать интерес инвесторов к модернизации или замене этих объектов. Инвестиции также следует направить на повышение гибкости баланса снабжения тепловой и электрической энергией, что должно стать важной составляющей общего плана по мощностям. В настоящее время цены на тепловую энергию не отражают реальную стоимость теплоэнергоснабжения, а повышение тарифов является нежелательным с политической точки зрения. Поэтому реформа должна предусматривать прозрачный долгосрочный план перехода на новые тарифы. Либерализация рынка тепловой энергии имеет серьезные практические ограничения (в силу отсутствия реальной конкуренции и социальной ответственности государства перед населением), поэтому снабжение тепловой энергией и в дальнейшем должно частично регулироваться.
- Розничному рынку пора встать на долгий путь к тому, чтобы отражать реальную стоимость электроэнергии для различных групп потребителей. Естественно, скорость этого процесса должна учитывать нижний диапазон уровня доходов потребителей и общую инфляцию. При этом направленность преобразований в целом должна стремиться к динамике ценообразования, которая способствует эффективности потребления на всех уровнях.



ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

- 11.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 11.2 ЗНАЧИМОСТЬ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ДЛЯ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА
- 11.3 ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА
В СРАВНЕНИИ С ДРУГИМИ СТРАНАМИ
- 11.4 ТЕКУЩАЯ ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ЭКОНОМИКИ
И ПОТЕНЦИАЛ РОСТА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
- 11.5 ОБЗОР НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ И ПОЛИТИКИ
ГОСУДАРСТВА, НАПРАВЛЕННОЙ НА ПОВЫШЕНИЕ
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ





11. Энергоэффективность и энергосбережение

11.1. Ключевые моменты

- Казахстан занимает 28-е место в мире по энергоёмкости ВВП (объём потребляемой энергии на единицу ВВП).¹ Высокая энергоёмкость ВВП Казахстана обусловлена рядом естественных причин: суровым континентальным климатом с продолжительными и холодными зимами; преобладанием энергоёмких секторов экономики в структуре ВВП; значительной территорией и протяженностью транспортной инфраструктуры (нефте- и газопроводы, линии электропередач, водоводы).
- Важным фактором высокой энергоёмкости является характер потребления энергоресурсов в отраслях экономики. Промышленный сектор, за исключением новых крупных проектов, отличается высокой степенью износа основных фондов и неэффективной системой управления и учета энергоресурсов. Износ жилого фонда и техническое состояние систем теплоснабжения сказываются на высокой доле теплопотерь. Невысокое качество моторного топлива и преобладание автотранспортных средств со сроком эксплуатации более 10 лет сказываются на энергоэффективности в транспортном секторе.
- Доступность дешевого угля и сравнительно низкие регулируемые тарифы на энергоресурсы (тепло, газ, электроэнергия), безусловно, являются конкурентным преимуществом Казахстана, однако при этом инвестиционная привлекательность проектов по энергосбережению остается невысокой. Важно отметить, что энергосберегающие мероприятия могут иметь незначительные экономические выгоды для отдельно взятого предприятия, но в масштабе страны оказать синергетический эффект, приводя к значительной экономии энергоресурсов.²
- В последние годы в Казахстане энергосбережение и энергоэффективность стали одними из приоритетных задач государственной политики.³ Однако созданная законодательная база характеризуется значительным преобладанием ограничивающих механизмов при фактическом отсутствии инвестиционных и стимулирующих норм. Ряд законодательных требований (нормы энергопотребления в промышленности, требования к коэффициенту мощности, запрет ламп накаливания), принятых в части энергопотребления в промышленности, пока не дал существенных результатов.
- Наиболее действенным механизмом регулирования эффективности энергопотребления в текущих условиях, возможно, является создание Государственного энергетического реестра (ГЭР), субъектами которого являются промышленные предприятия, потребляющие более 1500 т у.т. (1050 т н.э.) в год, а также муниципальные учреждения и государственные предприятия. Субъекты ГЭР должны периодически проводить энергетические обследования, на основании которых формировать и реализовывать план мероприятий по энергосбережению.
- Принятая в 2013 году государственная Программа «Энергосбережение 2020» ставит весьма амбициозные цели по 40% снижению энергоёмкости ВВП к 2020 году, однако достижение этого показателя маловероятно в указанный период. Так, базовый сценарий IHS предусматривает снижение совокупной энергоёмкости экономики Казахстана на 17% к 2020 г. и 48% к 2040 г.

11.2. Значимость энергосбережения и повышения энергоэффективности для экономики Казахстана

В масштабе экономики страны, повышение энергоэффективности позволяет замедлить темпы роста энергопотребления, и как следствие уменьшить объемы строительства новых энергоисточников, а также увеличить экспортный потенциал энергоресурсов. Рост энергоэффективности в промышленности позволяет сделать ее более конкурентоспособной. Кроме того, сокращение потребления энергоресурсов (включая твердые виды топлива) влечет за собой снижение уровня воздействия

на окружающую среду, в том числе за счет сокращения выбросов парниковых газов и вредных веществ. Так, снижение потребления электроэнергии на 1 МВт*ч (в эквиваленте угля) позволяет снизить выбросы CO₂ на 276 кг и предотвратить образование 250 кг золошлаковых отходов.⁴

Между тем, наличие доступных запасов энергоресурсов и их относительная дешевизна на внутреннем рынке

¹ По данным IHS за 2014 г. с ВВП подсчитанным по рыночному валютному курсу. По данным Key World Energy Statistics, МЭА, опубликованному в 2014 г., Казахстан занимает 25-е место в мире по энергоёмкости экономики на основании показателя ВВП в 2012 г. в долларах США с покупательной способностью 2005 г., рассчитанного на основании паритета покупательной способности (т.е. с пересчетом на потребительскую корзину).

² Например, компенсация реактивной мощности на предприятии сказывается на внешних электрических сетях, приводя к снижению потерь электроэнергии и увеличению пропускной способности.

³ С 2012 года были приняты 2 закона и более 22 подзаконных акта.

⁴ Расчет выполнен на основании данных по Экибастузской ГРЭС-1.

значительно снижают инвестиционную привлекательность мероприятий по энергосбережению в Казахстане. Однако конкурентоспособность казахстанской экономики зависит том числе и от уровня энергопотребления, даже несмотря на сравнительно дешевые энергоресур-

сы. В данных условиях государство может сыграть ключевую роль в создании необходимых стимулов для повышения инвестиционной привлекательности мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности

11.3. Энергоемкость экономики Казахстана в сравнении с другими странами

Как уже упоминалось в [Главе 2](#) настоящего Доклада, в 2014 г. энергоемкость ВВП Казахстана составила 314 т. н.э./млн. долл. ВВП (в долларах 2014 г. ВВП с учетом рыночного курса обмена валют). Такая совокупная энергоемкость по мнению большинства экспертов, делает экономику Казахстана одной из самых энергоёмких в мире.⁵ Впрочем, энергоемкость страны следует рассматривать в более широком контексте с учетом структуры экономики Казахстана, географического положения страны и иных факторов. Примерно две трети потребляемых в стране первичных энергоресурсов приходятся на промышленность (на долю которой приходится почти 30% ВВП Казахстана) и энергетику. Таким образом, энергоемкость Казахстана заведомо выше чем в странах ЕС, структура экономики которых характеризуется преобладанием менее энергоёмких отраслей, таких как перерабатывающая промышленность, сфера услуг и финансовый сектор, и сектор информационных технологий и научных исследований.

Расположение Казахстана в высоких широтах и континентальный климат подразумевают потребление большего количества энергии для отопления по сравнению со странами с более мягким климатом (в частности, странами ЕС). Более того, обширная площадь территории Казахстана (девятое место в мире) и сравнительно низкая плотность населения означают, что энергоресурсы (а также товары и людские ресурсы) необходимо распределять на значительные расстояния между местами производства и центрами потребления, что обусла-

вливает значительные затраты и потери при передаче. Доля транспортных затрат в стоимости конечной продукции относительно высока и находится на уровне 8% и 11% соответственно для внутренних железнодорожных и автомобильных перевозок (в два и более раза превышая аналогичный показатель в странах Европы и других странах с развитой рыночной экономикой).

Еще один фактор, лежащий в основе сравнительно высокой энергоемкости экономики Казахстана – высокая зависимость от угля (60% от общего потребления энергоресурсов, [Глава 8](#)), использование которого характеризуется меньшей эффективностью по сравнению с газом и нефтью.

При объективном сравнении энергоемкости экономики Казахстана с другими странами должны учитываться все вышеуказанные факторы. Наибольший интерес для сравнения представляют крупные добывающие страны, имеющие обширную территорию и достаточно суровый климат, такие как Австралия, Канада или Россия. Энергоемкость Казахстана в последние годы сравнима с энергоемкостью России, при этом данный показатель выше, чем в других выбранных для сравнения богатых ресурсами странах, включая Канаду и Австралию ([Рис. 11.1](#)). Энергоемкость Казахстана значительно выше чем в странах с совсем иной структурой экономики, таких как США и страны ЕС. Примечательно, что энергоемкость Казахстана сопоставима с энергоемкостью Китая (отличие в 5%), в энергетике которого также доминирует уголь.

⁵ Как уже упоминалось в [Главе 2](#) настоящего Доклада, Казахстан занимает 28 место в мире по энергоемкости экономики на основании данных измерения ВВП по рыночному валютному курсу. Оценки ВВП по ППС были значительно пересмотрены ОЭСР в 2014 г. в рамках Программы международных сопоставлений в сторону повышения для двух нефтедобывающих стран бывшего СССР Казахстана и Азербайджана. Оценки ВВП для этих двух стран за каждый год в период с 1990 по 2011 гг. были повышены на 60%, что при сохранении уровней энергопотребления привело к значительному снижению показателя энергоемкости экономик данных стран. Однако дифференцированный подход к оценке ВВП некоторых стран ОЭСР и СНГ, примененный в рамках Программы (например, ВВП России, также крупного нефтедобытчика, пересмотрен не был), на фоне единообразного подхода к оценке ВВП Казахстана и Азербайджана (повышение на 60%) за каждый год в период с 1990 по 2011 гг., заставляет ряд специалистов ставить под сомнения точность примененного метода оценки, если не будет доказано, что стоимость услуг в данных странах была значительно занижена.

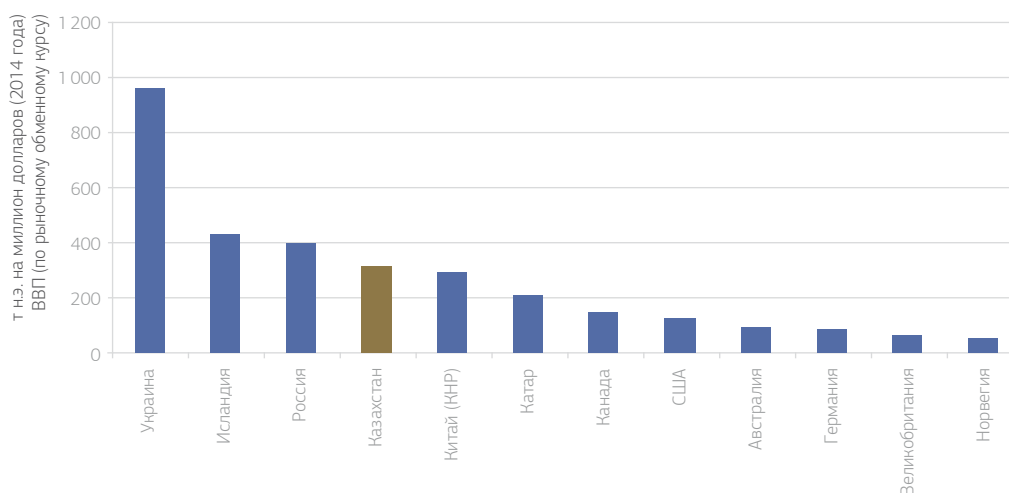


Рис. 11.1 Энергоёмкость Казахстана и других стран в 2014 г.

В целом энергоёмкость – это несколько ограниченный показатель, поскольку он зависит от целого комплекса факторов, и, в этой связи, его использование может привести к ряду не вполне корректных выводов, прежде всего из-за различных методик расчета ВВП, а так же различия в климатических и экономических условиях рассматриваемых стран. Однако для качественного сравнения стран энергоёмкость ВВП дает вполне информативный результат.

Так, как видно из Рис. 11.1, энергоёмкость Казахстана более чем в два раза превышает энергоёмкость США и Канады, и в три раза – стран Евросоюза. Эти данные подсчитаны с ВВП 2014 г. по рыночному валютному курсу.

Однако при рассмотрении энергоёмкости ВВП Казахстана рассчитанной по паритету покупательной способности (ППС), отличие от уровня развитых стран не столь значительное (Таблица 11.1). Так, энергоёмкость Казахстана превышает энергоёмкость США менее чем в два раза. Различия в уровнях энергоёмкости ВВП (ППС) Канады и Казахстана в 2012 г. составляет около 20%. Исходя из качественной оценки сравнения энергоёмкости ВВП Казахстана с Канадой, можно предположить, что достижимый потенциал снижения энергоёмкости экономики Казахстана составляет не менее 20%. Так, из стран ОЭСР, Канада наиболее близко соотносится с Казахстаном по климатическим условиям, размеру территории, плотности населения и структуре ВВП.

Страна	Население (млн. чел.)	ВВП (млрд. долл. США по ППС 2005г.)	Потребление первичных энергоресурсов (ТРЕС) (млн. т.н.э.)	ВВП на душу населения (тыс. долл. США по ППС 2005г.)	Энергоёмкость (т.н.э. на тыс. долл. ВВП)	Потребление энергии на душу населения (млн. т.н.э./чел.)
Среднемировое значение	7 037	82 901	13 371	11,781	0,161	1,90
ОЭСР	1 254	39 202	5 250	31,262	0,134	4,19
Ближний Восток	213	4 184	681	19,643	0,163	3,20
Китай	1 358	13 289	2 909	9,786	0,219	2,14
Австралия	23	872	128	37,718	0,147	5,55
Азербайджан	9	132	14	14,156	0,104	1,47
Беларусь	9	142	31	15,043	0,214	3,22
Бразилия	199	2 532	282	12,747	0,111	1,42
Канада	35	1 291	251	37,017	0,194	7,20
Франция	65	1 959	252	29,941	0,129	3,86
Германия	82	2 951	313	36,027	0,106	3,82
Исландия	0	11	6	33,906	0,524	17,78
Индия	1 237	5 567	788	4,502	0,142	0,64
Иран	76	1 053	220	13,783	0,208	2,87

Япония	128	3 994	452	31,312	0,113	3,55
Казахстан	17	322	75	19,172	0,233	4,46
Кыргызстан	6	14	4	2,537	0,290	0,74
Польша	39	706	98	18,309	0,139	2,54
РФ	144	2 178	757	15,178	0,347	5,27
Таджикистан	8	17	2	2,069	0,137	0,28
Турция	75	1 015	117	13,557	0,115	1,56
Украина	46	339	123	7,428	0,362	2,69
Великобритания	64	2 069	192	32,473	0,093	3,02
США	314	14 232	2 141	45,283	0,150	6,81
Узбекистан	30	125	5	4,193	0,037	0,16

Примечание: ВВП измеряется в долларах США с покупательной способностью 2005 г.; Потребление первичных энергоресурсов (общие запасы первичных энергоресурсов [TPES] по данным энергетических балансов МЭА.
Источник: Key World Energy Statistics, МЭА, 2014

Таблица 11.1 Сравнение энергоёмкости Казахстана с другими странами (2012 г.)

11.4. Текущая энергоёмкость экономики и потенциал роста энергоэффективности

Немаловажен и тот факт, что энергоёмкость Казахстана снижается с течением времени: с 1999 г. (Рис. 11.2) энергоёмкость уменьшилась более чем наполовину, что свидетельствует об оптимизации загрузки мощностей при росте объемов производства, росте доли сектора услуг в ВВП, а также является результатом успешной деятельности по повышению энергоэффективности; при этом остаются обширные возможности для дальнейшего совершенствования.⁷ Базовый сценарий IHS подразумевает снижение совокупной энергоёмкости экономики Казахстана на 48% за период 2015-2040 гг. (Рис. 11.3). Среднегодовые темпы роста совокупной энер-

гоэффективности предположительно будут умеренными и на протяжении всего прогнозного периода до 2040 г. будут составлять 1,7%. Такое снижение будет обеспечено за счет проведения структурных изменений, внедрения новых производственных технологий, совершенствования стандартов в сфере строительства и перехода от существующей централизованной системы теплоснабжения к более эффективной системе, предполагающей прямое сжигание топлива потребителями. Тем не менее, ожидается, что даже в 2040 г. экономика по-прежнему будет оставаться сравнительно энергоёмкой по мировым меркам.

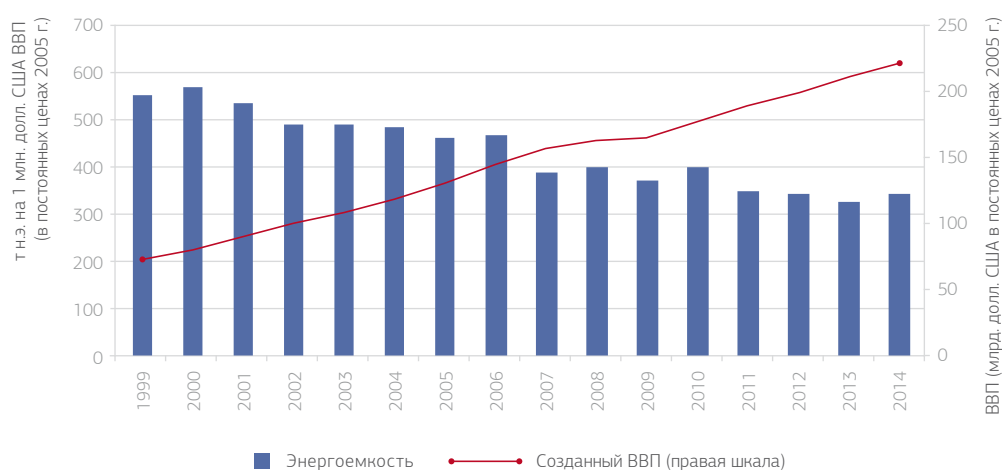


Рис. 11.2 Энергоёмкость экономики Казахстана

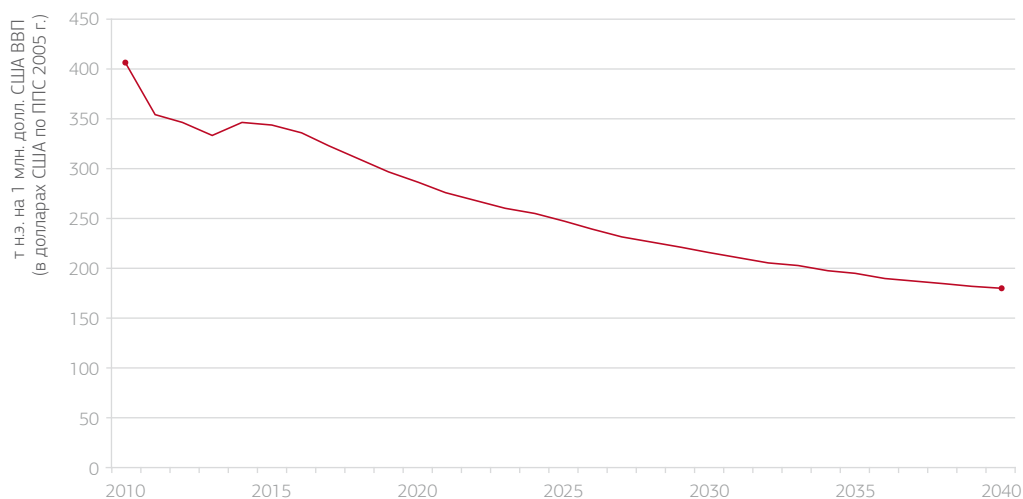


Рис. 11.3 Обзор и прогноз совокупной энергоёмкости экономики Казахстана

Несмотря на широкий ряд географических факторов, основополагающей причиной высокой энергоёмкости экономики Казахстана все же является низкая эффективность использования энергоресурсов. Для ТЭЦ характерен значительный удельный расход топлива на выработку электроэнергии по причине износа и устаревания оборудования. Сравнительно высокая доля потерь электроэнергии характерна для распределительных электрических сетей (менее 110 кВ). Потери в системах

центрального теплоснабжения порою достигают 40%. В промышленности, морально устаревшие технологии и изношенное оборудование являются причиной превышения потребления энергии на тонну произведенной продукции по сравнению с промышленно развитыми странами. Износ жилого фонда и несоответствующий современным требованиям уровень теплоизоляции большей части жилого фонда обуславливает высокие потери тепла.

11.4.1 Электроэнергетика

На долю электроэнергетики приходится примерно одна треть совокупного объема потребляемых первичных энергоресурсов в Казахстане. Одним из главных сдерживающих факторов повышения эффективности электроэнергетики Казахстана является географическая несбалансированность генерирующих мощностей. Большая часть объектов генерации (72%) и передающих мощностей расположена в северной зоне, где генерируется дополнительная энергия для удовлетворения спроса на электроэнергию в южной зоне. В результате значительные объемы электроэнергии передаются на юг по транзитной системе «Север-Юг».

Такая несбалансированность повышает зависимость от передачи электроэнергии на большие расстояния, что сопряжено с потерями и снижением эффективности. Так, потери при передаче по линиям, протяженность которых может составлять 500-1500 км, соединяющих центры генерации с центрами потребления, выше, чем в странах Европы, которые не имеют такой обширной территории. Потери на коронный разряд (по причине ионизации среды при контакте с заряженным проводником), увеличивающиеся под воздействием низких температур в зимний период, могут составлять до 30% от общих потерь при передаче. Значительный уровень потерь при пере-

даче обусловлен также высокой долей износа большей части (до 60%) электросетевого оборудования.

В части генерации стоит отметить, что, несмотря на данные по износу основного оборудования (70%), усредненный показатель удельного расхода топлива на угольных конденсационных станциях Казахстана (252,28 г н.э./кВт*ч) на 4,34% ниже, чем данный показатель по угольным электростанциям США (в 2013 г. 263,76 г н. э./кВт*ч).⁶ Интересен тот факт, что средний удельный расход топлива угольной генерацией в США в 2003 г. был на 2% ниже, чем в 2013 г., что связано со снижением нагрузки на угольную генерацию за счет увеличения доли газовой генерации и ВИЭ. Можно сделать вывод, что одним из важнейших факторов поддержания оптимального удельного расхода топлива на станциях является долгосрочное планирование нагрузки и корректировка планов по строительству мощностей для поддержания приемлемого уровня загрузки электростанций и исключения ситуации значительного избытка мощностей.

При распределении электроэнергии потери также весьма существенны (порядка 11-13%). Среди основных причин – износ оборудования, а также отсутствие единой политики в области технического развития РЭК. Многие из эксплу-

.....
⁶ http://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_01.html

атируемых в РЭК высоковольтных линий электропередач построены более 40-50 лет назад. Существенна также проблема недогрузки части трансформаторов (загрузка некоторых трансформаторов даже в зимний период достигает 15-20%).

Немаловажным фактором, влияющим на величину потерь электроэнергии в распределительных сетях, является высокая доля реактивной мощности. Повышенное потребление реактивной мощности характерно и для многих производственных предприятий Казахстана, что в итоге сказывается на величине реактивной мощности в распределительных сетях. Снижение доли реактивной мощности в электрических сетях за счет реализации мероприятий по её компенсации, позволяет значительно снизить потери электроэнергии, повысить пропускную способность сетей и стабилизировать отклонения напряжения. Однако в настоящее время для большинства предприятий Казахстана компенсация реактивной мощности малорентабельна, так как потребителями оплачивается только активная составляющая электроэнергии.⁷ Хотя казахстанское законодательство и предусматривает штрафные санкции за несоблюдение нормативных требований по доли реактивной мощности, проверки и штрафы применяется в основном к РЭК и изредка к промышленным предприятиям.

11.4.2 Теплоэнергетика

Более 80% центрального отопления в Казахстане функционирует на угле, 13% на газе и около 7% на топочном мазуте. Как и в бытовом секторе, мощности по производству тепловой энергии отличаются большим сроком эксплуатации (так, 41% ТЭЦ введены в эксплуатацию более 30 лет назад); примерно две трети мощностей нуждаются в ремонте и модернизации. Часть ТЭЦ Казахстана работает со сниженной от проектных значений тепловой нагрузкой⁸, ввиду чего наблюдается повышенный расход топлива. Значительная часть котельных Казахстана (886 котельных мощностью менее 100 Гкал/ч и 10 крупных котельных), входящих в систему централизованного теплоснабжения эксплуатируется со сниженным КПД, прежде всего из-за износа оборудования, работы на неоптимальных режимах, отсутствия достаточного количества контрольно-измерительных приборов и использования непроектного топлива.

Помимо этого, высокая доля ТЭЦ в системе централизованного теплоснабжения Казахстана означает, что строительство и поддержание протяженных тепловых сетей является «узким местом» общего использования когенерации. Стандартный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей составляет 25 лет, при этом 70% тепловых сетей Казахстана состоит из трубопроводов, введенных в эксплуатацию более 20 лет назад. После крушения советской системы, отрасль теплоснабжения

Таким образом, ключевые меры по повышению энергоэффективности в электроэнергетике могут включать:

- достижение географической сбалансированности генерирующих мощностей через ввод новых генерирующих мощностей на юге страны;
- модернизацию основного оборудования и внедрение современных технологий (например, цикл с ультрасверхкритическими параметрами пара, сжигание в кипящем слое) на блоках угольных электростанций; увеличение эффективности генерации через диверсификацию ее структуры за счет увеличения доли природного газа, гидро- и атомной энергетики и возобновляемых источников энергии. Все эти меры требуют значительных инвестиций, в связи с чем их воплощение в жизнь вряд ли возможно до тех пор, пока действующие мощности не потребуют замены. В ближайшей перспективе наиболее вероятными представляются менее затратные мероприятия: оптимизация работы котельных агрегатов на ТЭЦ, продолжение модернизации распределительных сетей, замена устаревших и недогруженных трансформаторов, компенсация реактивной мощности. Все вышеперечисленные меры должны быть поддержаны тарифной политикой с целью обеспечения условий стабильности для привлечения и окупаемости инвестиций.

более 10 лет находилась фактически в условиях бесхозяйственности, пока большинство теплоснабжающих компаний не были возвращены в собственность государства. В настоящее время, в системах централизованного теплоснабжения, преимущественно за счет бюджетных средств, ремонтируется и заменяется часть трубопроводов тепловых сетей, однако эти затратные и трудоемкие мероприятия не обеспечивают в полной мере обновления тепловых сетей.

Несмотря на то, что фактические потери при передаче тепловой энергии в настоящее время неизвестны ввиду недостаточности приборов учета, по оценкам они составляют от 18% до 42% в зависимости от региона и технического состояния теплосистем.⁹

Введение долгосрочных тарифов на производство и передачу тепла, включающих затраты на модернизацию и обновление тепловых сетей, хоть и приведут к росту стоимости тепловой энергии, зато значительно повысят возможности по обновлению фондов систем теплоснабжения, что в конечном итоге позволит стабилизировать и значительно снизить потери тепла и затраты на его производство.

.....

⁷ В ряде стран ЕС введена плата за активную и реактивную составляющие мощности.

⁸ По сравнению с советским периодом потребление тепла промышленностью значительно снизилось.

⁹ См. «Национальный энергетический Доклад 2013 г.», KAZENERGY стр. 184.

11.4.3 Промышленность

Промышленность – крупнейший потребитель первичных энергоресурсов после энергетики (примерно 25% в общей структуре потребления). Основными потребителями являются предприятия тяжелой промышленности: горнодобывающие и металлургические комбинаты, нефте- и газодобывающая промышленность, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия химической промышленности, производство техники и строительных материалов. В настоящее время проводимые энергетические аудиты указывают на существенный потенциал энергосбережения по предприятиям промышленности на уровне 5-20%.

Несмотря на то, что предприятия черной и цветной металлургии являются наиболее энергоемкими производствами экономики Казахстана, более 90% потребления ими энергии связано непосредственно с технологическим процессом. Основным потенциалом энергосбережения может быть достигнут путем полной модернизации или замены технологического оборудования, что фактически равносильно строительству нового завода. Таким образом, потенциал энергосбережения в металлургии весьма ограничен.

Для горнорудного комплекса, за исключением недавно введенных предприятий (например, месторождения урана), модернизация основного оборудования и внедрение систем оптимизации потребления топлива при добыче, перевалке и переработке руды даст основной эффект роста энергоэффективности.

Поскольку в нефтегазовой отрасли потребляются большие объемы энергоресурсов, она располагает существенным потенциалом энергосбережения. Особенно это касается непосредственной добычи нефти (насосным способом) и переработки газа, так как на эти два вида деятельности приходится значительная часть совокупного объема энергопотребления в данной отрасли. Росту энергоэффективности, как правило, спо-

собствует внедрение новых технологий, оборудования и схем управления на основании результатов энергоаудита, а также систем утилизации отходящего тепла. В плане общего энергосбережения немаловажными остаются дальнейшие меры по сокращению факельного сжигания попутного газа.

Помимо этого, возможности для повышения энергоэффективности имеются также в сфере транспортировки нефти и газа. Значительная часть систем магистральных трубопроводов Казахстана была построена в советский период, находится в эксплуатации довольно длительное время, и немало оборудования уже устарело. В этой связи, повышение качества изоляции трубопроводов и замена ключевых компонентов, таких как трубопроводные насосы и компрессоры, может стать дополнительным средством сокращения энергопотребления при транспортировке.

Кроме того, особенностью части добываемой в Казахстане нефти является высокое содержание парафинов, что повышает энергопотребление не только при добыче, но и при ее транспортировке (ввиду необходимости подогрева). Так, при транспорте нефти по магистральному нефтепроводу Узень-Атырау-Самара, необходимо поддерживать температуру нефти на уровне выше 40-50°C, что обуславливает значительное потребление газа на подогрев, а отсутствие теплоизоляции на нефтяных резервуарах нефтеперекачивающих станций приводит к большим потерям энергии (до 15% от совокупного объема потребления). В части газа, падение объемов транзита газа из Средней Азии в Россию привело к снижению эффективности системы магистральных газопроводов: все нитки находятся в эксплуатации, а объемы транспортировки при этом весьма невелики. Таким образом, консервация части ниток системы магистральных газопроводов с перенаправлением существующих потоков в оставшуюся их часть даст существенный рост энергоэффективности транспорта газа.

11.4.4 Коммунально-бытовой сектор

Коммунально-бытовой сектор, на долю которого приходится примерно одна четверть потребляемых в стране первичных энергоресурсов, объединяет жилой фонд, а также инженерные сети и системы (отопление, водоснабжение, освещение, малые котельные и утилизацию отходов).

Усредненные данные по теплопотреблению в жилом секторе в Казахстане (270 кВт*ч/м²) превышают данный показатель по Европе (100-120 кВт*ч/м²) и России (210 кВт*ч/м²). Причиной такого превышения, помимо климатических, является износ жилого фонда (32% зданий нуждаются в ремонте, 2% – подлежат сносу). Примерно 70% зданий в Казахстане были построены в период между 1950-ми и 1980-ми годами прошлого столетия и не отвечают современным требованиям по теплоизоляции, что обуславливает значительные теплопотери. В новых жилых домах в соответствии с Законом «Об энергосбережении и энергоэффективности» обязательным является применение современных энергосберегающих материалов и установка автоматизированных систем отопления (включая индивидуальные приборы учета). Что касается уже введенных в эксплуатацию

жилых домов, использование новых теплоизолирующих материалов и установка систем отопления и приборов учета является обязательной при проведении капитального ремонта или работ по реконструкции. Однако, нехватка денежных средств для ремонта и реконструкции зданий и сооружений приводит к тому, что эти меры мало реализуются.

Перспективным направлением повышения энергоэффективности в коммунально-бытовом секторе, где возможен значительный прогресс, являются системы искусственного освещения. Доля освещения в общем потреблении электроэнергии в Казахстане составляет около 13%, при этом доля освещения в потреблении электроэнергии в жилом секторе составляет около 39% (в коммерческом и муниципальном секторах по 19%). Казахстан в настоящее время фактически не располагает собственными мощностями по производству осветительных приборов и ежегодно импортирует более 60 млн. ламп в основном из Кыргызстана, России и Китая, причем 80% в импорте приходится на лампы накаливания мощностью более 25 Вт. За последние годы доля ламп накаливания постепенно снижается, но все равно

остается достаточно высокой, несмотря на введенный в законодательстве запрет.¹⁰

Переход с ламп накаливания сдерживается главным образом высокой стоимостью энергосберегающих ламп, и, отчасти, отсутствием системы утилизации ртутьсодержащих ламп. Пока отсутствует ясность в организации и финансировании системы утилизации ртутьсодержащих ламп, а стоимость светодиодных светильников остается высокой, достаточной мерой в части жилищно-коммунального хозяйства является установка си-

стем регулирования освещенности (фотореле, датчики движения) в системах освещения жилых домов и муниципальных зданий.

В целом при последовательном и постепенном решении задачи по отказу от ламп накаливания (использование флуоресцентных, натриевых и светодиодных ламп), потребление электроэнергии в системах освещения коммунально-бытового сектора может быть снижено на 30%.¹¹

11.4.5 Транспорт

На долю транспортного сектора Казахстана приходится значительная доля потребления энергии (10-15%). Примечательно, что в Казахстане в части пассажирских и грузовых перевозок лидирует автомобильный транспорт (по сравнению с железнодорожным, морским и речным транспортом).¹² Потребление энергоносителей на автотранспорте растет в абсолютном выражении, поскольку, начиная с 2003 г. число автотранспортных средств в Казахстане увеличилось более чем в два раза и составило порядка 4 млн. единиц. Хотя часть транспортных средств работает на электрической энергии и природном газе, до настоящего времени основу потребления транспортного сектора составляют нефтепродукты.

Главными факторами, оказывающими влияние на энергоэффективность автотранспорта, являются возраст транспортных средств и качество потребляемого топлива. В Казахстане большая часть автотранспортных средств имеет срок эксплуатации более 10 лет, так по данным Комитета по статистике на 1 мая 2014 г. в Казахстане было зарегистрировано 3 678 282 легковых автомобилей, при этом 79% были выпущены более 10 лет назад.

Что касается качества топлива, то действующие крупные НПЗ республики были спроектированы под выпуск прежней номенклатуры топлива (например, бензина марок А-72, А-76). С момента запуска НПЗ модернизация прово-

дится только в настоящее время и можно предположить, что при выпуске продукции используется значительное количество присадок, влияющих на качество топлива и в итоге на эффективность его сгорания в двигателях автомобильного транспорта.¹³ Использование топлива, не в полной мере соответствующего требованиям двигателей внутреннего сгорания, приводит к снижению КПД двигателя и недожогу топлива. Модернизация НПЗ, проводимая в настоящий момент (Раздел 7.4), позволит в будущем выпускать топливо более высокого качества.

На сегодняшний день существует несколько перспективных направлений повышения энергоэффективности на транспорте в Республике Казахстан, в их числе:

- государственная поддержка распространения электрического и гибридного автотранспорта, а также стимулирование широкого использования газа в качестве топлива;
- переход на новые стандарты качества автотоплива (Евро-5, Евро-6) при усилении государственного контроля за качеством моторного топлива;
- развитие высокоскоростного общественного транспорта;
- повышение эффективности грузовых автоперевозок за счет совершенствования логистики.

11.5. Обзор нормативно-правовой базы и политики государства, направленной на повышение энергоэффективности

В Казахстане государство играет важную роль в поддержке инициатив по повышению энергоэффективности; причем выполняемые при этом функции носят разнопла-

новый характер (законодательная поддержка, создание нормативно-правовой базы, экономическое стимулирование мер по энергосбережению и повышению энерго-

¹⁰ В 2012 г. был введен запрет на лампы накаливания мощностью 100 Вт и выше, с 2013 г. - 75 Вт и выше, и уже с 2014 г. данная мера распространила свое действие на лампы накаливания 25 Вт и выше.

¹¹ Для дополнительной информации смотрите «Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности», Секретариат Энергетической Хартии и KAZENERGY, г. Брюссель, 2014 г.

¹² В 2013 г. на долю автомобильного транспорта приходилось 85% всех грузоперевозок (в тоннах) в Казахстане и лишь 29% грузооборота (т/км), что говорит об использовании автомобильного транспорта, как правило, для перевозки грузов на небольшие расстояния (в частности, по сравнению с железнодорожным транспортом и трубопроводными системами). Что касается пассажиропотоков, на долю автомобильного транспорта (представленного исключительно автобусами, без учета индивидуальных средств транспорта) пришлось 79% пассажирооборота в Казахстане.

¹³ По данным Балхаш-Алакольского департамента экологии, при тестировании качества топлива было выявлено, что 40% образцов жидкого топлива не соответствуют стандартам.

эффективности). Основным органом, несущим ответственность за реализуемую в стране политику в области энергетики, является Министерство энергетики, которое в августе 2014 г. приняло на себя функции регулятора в данной отрасли после ликвидации Министерства индустрии и новых технологий, при этом область энергоэффективности находится в ведении Министерства по инвестициям и развитию. Государственная политика, призванная обеспечить повышение энергоэффективности, ориентирована на модернизацию различных отраслей экономики, где потребляются основные объемы энергоресурсов.

Реализуемая в настоящее время политика основана на двух законах, принятых в 2012 г.: (1) Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и энергоэффективности»; и (2) закон, носящий поправки в отдельные нормативные акты Республики Казахстан, регулирующие вопросы энергосбережения и энергоэффективности. Эти два закона, предусматривают в том числе следующие меры:

1. внедрение нормативов в области потребления энергоресурсов при производстве продукции и услуг;
2. введение требований по коэффициенту мощности;
3. введение новых требований к проектной документации;
4. применение обязательных требований в области энергоэффективности на транспорте, к электродвигателям, зданиям и сооружениям различных типов и архитектурным решениям;
5. внедрение процедуры проведения энергетических аудитов на предмет оценки энергоэффективности и внедрения систем управления энергоснабжением на крупнейших предприятиях промышленности и в зданиях;
6. организация учебных центров для подготовки энергоаудиторов и энергоменеджеров в области энергетики и ведения научно-исследовательской деятельности;
7. введение механизма энергосервисных контрактов;
8. запрет на использование ламп накаливания и продажу электротехнической продукции без маркировки класса по энергоэффективности.

Важно отметить, что в разработанном казахстанском законодательстве в части энергоэффективности преобладают нормы и запреты, при этом механизмы стимулирования практически не представлены. Характерно что запрет на использование ламп накаливания не ис-

полняется в полной мере, а в введенные в 2012 году нормативы энергопотребления для предприятий промышленности, на практике оказались не применимы к значительной части предприятий. Так, удельные затраты энергии на добычу руды значительно разнятся от предприятия к предприятию, и практически каждая шахта/рудник имеет свою технологическую особенность и свою зависимость потребления энергии от объемов добычи ресурса. Проводить сравнение энергопотребления рудников на основании единых нормативов зачастую некорректно, так как слишком многое зависит от конкретных геологических особенностей рудника и технологий его разработки. Это также наблюдается и в секторе нефтедобычи и поэтому весьма сложно установить единую норму энергопотребления. В результате, применимость нормативов энергопотребления для промышленности весьма условна.

На первый план государственной политики выходит разработка и принятие стимулирующих энергосбережения механизмов. Хотя государство и так уже выдает гранты на пилотные и презентационные проекты, избирательно финансирует внедрение энергосберегающих технологий, но возможности для кредитования и предоставления налоговых преференций для поддержки проектов по энергосбережению использованы далеко не полностью. Дополнительные выгоды могут быть представлены в рамках системы регулирования выбросов парниковых газов и торговли квотами на выбросы (Глава 13).

В настоящее время уже проводится тщательная оценка возможности применения энергосервисных контрактов, которые позволяют потребителям в бытовом секторе участвовать в финансировании проектов по повышению энергоэффективности через регулярные взносы при оплате коммунальных услуг. Однако отсутствие должной организации систем учета энергоресурсов будет сдерживать возможность применения энергосервисных контрактов.

Для Казахстана важно сохранить поступательное движение в части внедрения стимулирующих механизмов, поскольку действующее законодательство, в целом ориентированное на запреты и ограничения, сдерживает возможности по достижению значительного роста энергоэффективности.

Власти Казахстана имеют также возможность напрямую по мере необходимости поддерживать инициативы в области повышения энергоэффективности путем корректировки тарифной политики в части энергоресурсов. Последовательное повышение тарифов для целей привлечения инвестиций в модернизацию может гарантировать достижение одновременно двух целей: сокращению потребления¹⁴ и финансированию проектов по повышению энергоэффективности.

Основные рекомендации

При составлении перечня рекомендаций по повышению энергоэффективности экономики Казахстана в любом случае необходимо учитывать тот факт, что по сути ре-

шение данного вопроса сводится к замене изношенных и устаревших объектов инфраструктуры современным оборудованием и технологиями. При этом масштабы этой

¹⁴ Рост стоимости энергоресурсов будет стимулировать их экономию, в целом применим тезис «Чем дороже энергоресурс, тем эффективнее он потребляется».

задачи, сложившаяся непростая экономическая ситуация и ограниченность в инвестициях делают любые меры, кроме последовательного и постепенного совершенствования тарифной политики и внедрения стимулирующих механизмов, практически нецелесообразными.

Ниже вкратце описаны некоторые из первостепенных мер, сопряженных со сравнительно небольшими расходами, направленных на создание базы для принятия более масштабных изменений в части энергоэффективности.

- В электроэнергетике необходимо сделать упор на нормативно-правовую базу по обеспечению надежности электроснабжения и повышению качества поставок электроэнергии (обязательные условия повышения энергоэффективности), включая введение механизма сертификации электроэнергии. Может быть рекомендован пересмотр методик расчета оценки приемлемых энергопотерь при генерации, передаче и распределении электроэнергии. Необходимо принять меры по дальнейшей стандартизации и совершенствованию работы РЭК, оценить объем требуемых инвестиций и сроки реализации соответствующих проектов по снижению потерь, с обязательной корректировкой тарифов. Отдельного внимания заслуживает возможность введения платы за реактивную мощность для крупных потребителей электроэнергии.
- В промышленности необходимо обеспечить контроль за исполнением планов по энергосбережению, перечень которых был составлен по результатам проведенных на предприятиях энергоаудитов. Другой немаловажной мерой будет пересмотр либо отмена утвержденных норм по энергопотреблению ввиду их неприменимости для большей части промышленных предприятий страны. Наконец, существует потребность в инновационных механизмах финансирования и стимулирования (налоговые преференции, субсидии, льготные кредиты) инициатив для промышленности с целью повышения инвестиционной привлекательности мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.
- В секторе распределения тепловой энергии и газа необходимо установление долгосрочных тарифов (не менее чем на 5 лет) на экономически обоснованном уровне, предусматривающем инвестиции в модернизацию и повышение энергоэффективности.
- В части коммунально-бытового сектора рекомен-

дуется усилить требования к энергоэффективности новых и строящихся зданий. Кроме того, необходимо внести изменения в существующие стандарты в отношении энергоэффективности систем инженерного обеспечения зданий и ограждающих конструкций – окон, систем отопления, вентиляции и охлаждения и др. Может быть рекомендовано внедрение системы поквартирного учета и регулирования потребления тепла в новых зданиях для стимулирования конечных потребителей, а также продолжение установки автоматических систем контроля теплопотребления и домовых теплосчетчиков в существующих многоквартирных зданиях. В качестве обязательной меры предлагается введение требований по установке систем автоматизации работы системы освещения жилых домов и принятие минимальных стандартов энергоэффективности в отношении светотехнической продукции.

- Среди возможных мер на транспорте – активизация перехода на газомоторное топливо на общественном и городском транспорте, в сфере грузоперевозок и сельского хозяйства. Следует продолжить совершенствование системы общественного транспорта в крупных городах и сделать их приемлемой альтернативой личному транспорту, что позволит разгрузить дороги и уменьшить расход топлива. Наконец, необходимо продолжение политики государственного контроля и надзора за качеством моторного топлива,¹⁵ а также переход на новые стандарты качества.

Обобщая вышеизложенное, властям Казахстана следует поддержать инициативы в области повышения энергоэффективности посредством корректировки тарифной политики. Тарифы должны быть достаточно высокими, чтобы обеспечивать надлежащую прибыль для производителей и распределительных компаний, в частности, для реинвестирования в новые и более энергоэффективные производственные и распределительные мощности. Конечно, резкое повышение тарифов может привести к дестабилизации ситуации на рынке и нанести ущерб экономическому росту в текущий период времени, характеризующийся неопределенностью, однако в долгосрочной перспективе необходимо постепенное контролируемое повышение тарифов на энергоресурсы до уровня, максимально приближенного к условиям рынка. Долгосрочная тарифная политика должна ограничить расточительное потребление энергии, а также стимулировать инвестиции в модернизацию и повышение энергоэффективности.

.....

¹⁵ 27 июня 2015 г. были приняты Правила и требования по оснащению резервуаров производственных объектов производителей нефтепродуктов, баз нефтепродуктов и заправочных станций, обязывающие с 1 января 2016 года нефтебазы и АЭС устанавливать приборы учета для сбора и передачи информации уполномоченному государственному органу (Министерство финансов РК).



НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ И ТРЕБОВАНИЯ К МЕСТНОМУ СОДЕРЖАНИЮ В КАЗАХСТАНЕ

- 12.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 12.2 МАСШТАБ СФЕРЫ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ КАЗАХСТАНА
- 12.3 ХАРАКТЕРИСТИКА БУРОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
- 12.4 ДОЛЯ МЕСТНОГО СОДЕРЖАНИЯ В КАЗАХСТАНЕ
- 12.5 ПОТЕНЦИАЛЬНО ПОЛЕЗНЫЙ ОПЫТ РЕГУЛИРОВАНИЯ МЕСТНОГО СОДЕРЖАНИЯ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ, НОРВЕГИИ И БРАЗИЛИИ





12. Нефтесервисные услуги и требования к местному содержанию

12.1. Ключевые моменты

- В настоящее время в Казахстане наблюдается расширение деятельности в сфере нефтесервисных услуг как с точки зрения масштабов, так и с точки зрения объема финансовых вложений. Помимо этого, в данной сфере задействуется все больше местных ресурсов. Хотя нефтесервисные услуги включают бурение и заканчивание скважин, услуги в области геологии и геодезии, различные виды исследования месторождений и скважин, а также некоторые другие работы, в настоящей Главе основное внимание уделено бурению, поскольку именно на него приходится наибольшая часть расходов. Растущее количество пробуренных метров и законченных скважин свидетельствует о росте активности, что указывает на расширение масштабов сферы нефтесервисных услуг в целом. К тому же, все большая часть этих услуг в стране обеспечивается местными поставщиками. Тем не менее, не стоит забывать о том, что увеличение объема (доли) выполняемых работ и фактически достигнутые результаты – это далеко не всегда одно и то же.
- Одной из областей нефтепромысловых услуг, в которой Казахстан, судя по всему, делает шаги вперед, является бурение, особенно на суше (хотя прогресс наблюдается и в шельфовом сегменте, находящемся в данный момент на стадии зарождения). В сфере бурения на суше в Казахстане доминируют несколько компаний и консорциумов, занимающихся предоставлением данного рода услуг. Для проведения работ на шельфе Казахстан активно развивает собственные буровые мощности, создавая небольшой парк плавучих буровых платформ, способных работать как на мелководье, так и в более глубоких водах северной части Каспийского моря.
- С накоплением экспертных знаний и навыков внутри страны возросло использование услуг местных нефтесервисных компаний. Этому также послужили целевые показатели доли использования казахстанских товаров, услуг и рабочей силы, установленные Правительством страны для нефте- и газодобывающих предприятий. Хотя сфере услуг Казахстана приходится конкурировать с гигантским международным сектором нефтесервисных услуг, местные фирмы расширяют рамки своей деятельности, выходя за пределы базовых операций. В настоящее время они участвуют в сложных мега-проектах Казахстана и приобретают новые технические средства. Чтобы обеспечить себя новыми технологиями и ноу-хау, некоторые поставщики услуг Казахстана создают совместные предприятия (СП) с международными компаниями для сотрудничества в работе над конкретными проектами или в строительстве объектов и инфраструктуры, вкладывая таким образом фундамент для передачи технологий от зарубежных коллег.

12.2. Масштаб сферы нефтесервисных услуг Казахстана

В Казахстане наблюдается поступательный рост сферы нефтесервисных услуг в ответ на все более сложные технические задачи, встающие как в области разведки и добычи, так и в области хранения и транспортировки. При этом ключевым сегментом таких услуг является бурение, включая сопутствующие монтажно-строительные работы и оборудование, и поэтому именно ему уделяется основное внимание в **Главе 12**. Настоящая Глава посвящена текущей ситуации, а также имеющимся возможностям и проблемам в буровой отрасли страны на суше и на шельфе. Помимо этого, рассматриваются нормы и правила в отношении доли местного содержания в Казахстане, обсуждаются успехи и проблемы в использовании местных ресурсов, а также приводится анализ средств, с помощью которых местные поставщики услуг могут и далее совершенствовать техническую оснащенность и обеспечивать конкурентоспособность в сравнении с иностранными поставщиками. Тем не менее, следует иметь в виду, что бурение, по сути – одно из составляющих добычи, и, хотя относительный объем работ (величина затраченных производственных ресурсов) является важным показателем, он не всегда равнозначен достижению фактических результатов.

.....

Сектор нефтесервисных услуг в Казахстане относительно небольшой, но неуклонно растет как в финансовом выражении, так и с точки зрения масштабов. Начиная с 2000 г., инвестиции в основные фонды нефтедобывающей отрасли Казахстана (что приблизительно соответствует расходам на услуги в сфере разведки и добычи) выросли с 1,9 млрд. долл. США до 8,6 млрд. долл. США в 2010 г., а в 2013-2014 гг. составили 7,2-7,3 млрд. долл. США (Рис. 12.1).¹ По сравнению с Россией, масштабы рынка услуг в сфере разведки и добычи в Казахстане гораздо менее велики. Так, в 2014 г. инвестиции в нефтедобывающую отрасль в России составили порядка 33,6 млрд. долл. США – гораздо больше показателя за тот же год в Казахстане (7,2 млрд. долл. США). Аналогично, в 2013-2014 гг. в России проходка по бурению достигала 21 млн. м, что более чем в восемь раз превышает этот же показатель в Казахстане.

¹ Инвестиции фирмы в основные фонды – это инвестиции в основные средства (активы с длительным сроком службы), такие как здания, машины и оборудование, а также в другие виды инфраструктуры или сооружений, которые находятся в собственности фирмы не менее одного года.

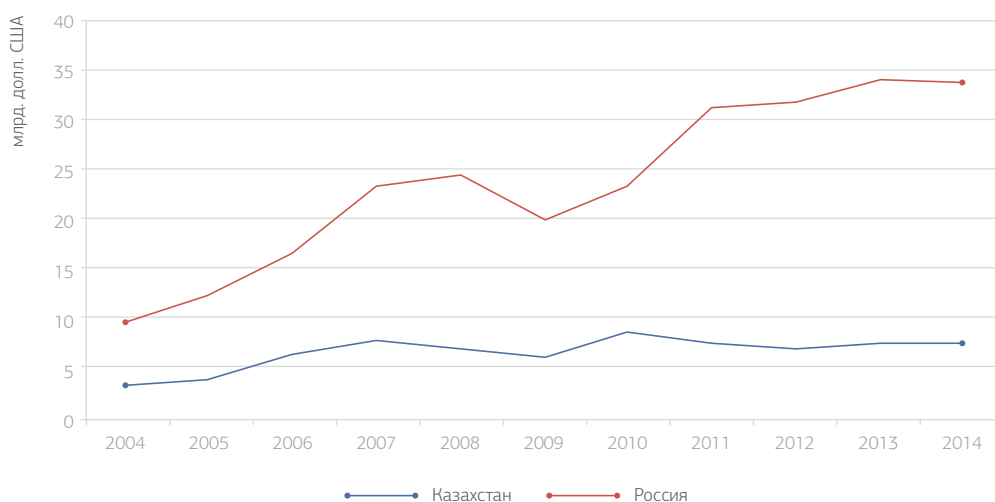


Рис. 12.1 Инвестиции в основные фонды в нефте- и газодобывающей отрасли Казахстана и России

Однако после рецессии 2009 г. начался быстрый рост масштабов буровых работ в стране, и в 2014 г. они составили порядка 2,5 млн. м, что в два раза больше показателя 2009 г. (1,2 млн. м). При этом эксплуатационное бурение росло гораздо более быстрыми темпами, чем разведочное. Начиная с 2009 г., эксплуатационное бурение выросло на 137% до 2 млн. м, а разведочное бурение увеличилось примерно лишь на 20% до 391 тыс. м (Рис. 12.2). Соответственно, количество эксплуатационных скважин Казахстана с 2010 г. также неуклонно увеличивалось и к концу 2014 г. выросло примерно на 20%, составив 21 тыс. скважин (Рис. 12.3). Хотя рост масштабов буровых работ, как правило, означает рост добычи, динамика добычи нефти зависит и от ряда других немаловажных факторов (цены на мировом рынке, физический объем производства и наличие мощностей для транспортировки). Не стоит забывать и о неизбежном отставании по времени – темпы буровых работ всегда опережают рост добычи, что также является одним из факторов, обуславливающих практическую реализацию ожидаемого результата.

Бурение на суше осуществляется по заказу казахстанских и международных операторов (включая китайские компании), которые привлекают для проведения работ как местные, так и зарубежные компании, включая дочерние сервисные подразделения. АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (КМГ) занимает первое место по масштабам буровой деятельности в Казахстане. В 2013 г. для ее нужд было пробурено 424 тыс. м (около 17% всего объема буровых работ в стране), по большей части «дочерними» силами. Еще одним крупным игроком является Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC), в основном через два своих дочерних добывающих предприятия в Казахстане: АО «СНПС-Актобемунайгаз» и АО «СНПС – Ай Дан Мунай». «Актобемунайгаз» – более крупное предприятие: в 2013 г. на его долю пришлось 396 тыс. м, в то время как для «Ай Дан Мунай» данный показатель составил 82 тыс. м. Помимо этого, активную буровую деятельность ведет «ПетроКазахстан», совместное добывающее предприятие с участием CNPC и КМГ: на его долю приходилось 206 тыс. метров или 8,1% совокупного объема буровых работ в Казахстане.

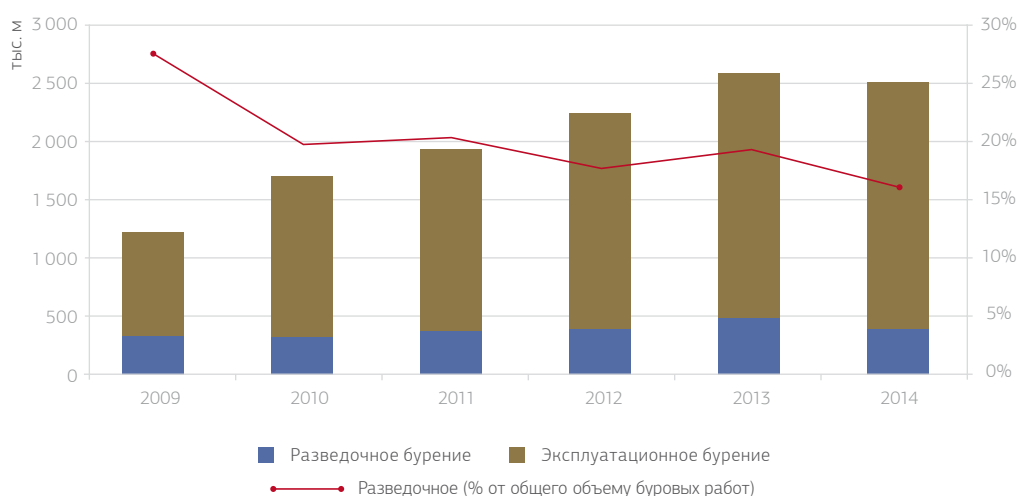


Рис. 12.2 Эксплуатационное и разведочное бурение в Казахстане, 2009-2014 гг.

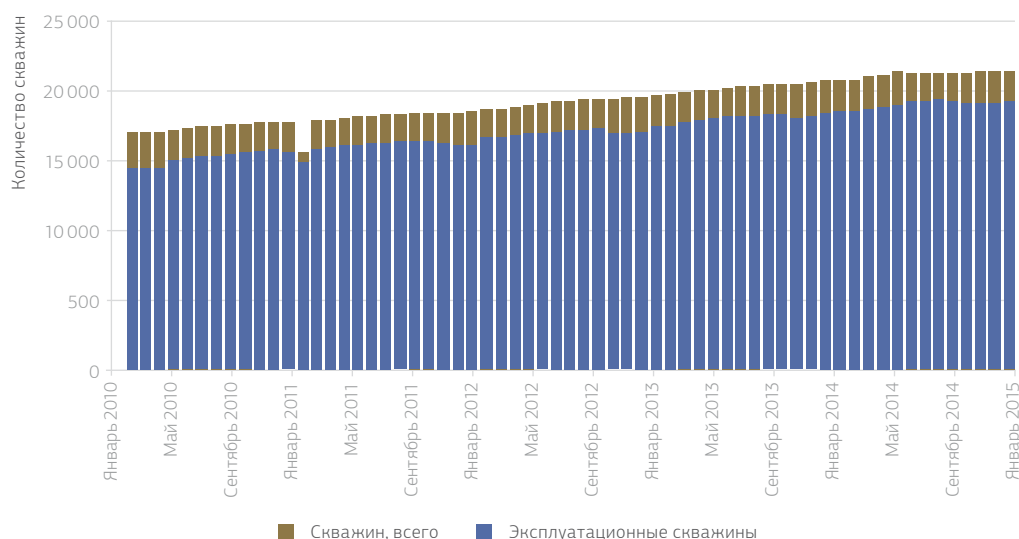


Рис. 12.3 Фонд эксплуатационных скважин Казахстана

Объемы буровых работ на шельфе гораздо менее масштабы и осуществляются по заказу международных консорциумов, которые являются операторами соответствующих проектов. Так, в 2013 г. в ходе разработки месторождения Кашаган для НКОК было пробурено

около 29 тыс. м. Хотя основная часть услуг, требующихся в рамках оффшорных проектов, в настоящее время обеспечивается силами зарубежных фирм, казахстанский сектор нефтесервисных услуг активно расширяет свою деятельность в данной области.

12.3. Характеристика буровой отрасли Казахстана

Буровые работы в Казахстане ведутся, главным образом, на суше. Основная доля этого рынка принадлежит лишь нескольким компаниям – как независимым, так и входящими в состав добывающих предприятий. Как и в других странах СНГ, в национальной системе отчетности Казахстана отсутствует согласованная и всеобъемлющая система статистических данных о парке буровых установок в целом по стране.

Лидером буровой отрасли Казахстана является АО «KazPetroDrillings» (KPD) – консорциум буровых предприятий, который включает дочернее предприятие КМГ – ТОО «КазМунайГаз Бурение», а также ТОО «Бургылау», ТОО «АстраСтар» и ТОО «MH INDUSTRY». По расчетным показателям, в 2013 г. прогонка по бурению KPD составила 538 тыс. м или 21% от общего объема буровых работ в Казахстане. Всего в KPD работает 5253 человека (для сравнения, в 2011 г. штат компании составлял 3585 человек). Парк консорциума насчитывает 42 буровых установки (в 2011 г. их было 34), функциональные возможности которых по бурению составляют от 200 метров до 7000 метров в глубину, а также 51 установку капитального ремонта скважин. При этом парк установок консорциума растет. В планах на 2013 г. были предусмотрены две новые установки: одна заказанная в США и одна смонтированная совместно с компанией Discovery Industrial Services на заводе в Украине. Согласно официальной информации KPD, консорциум также имеет опыт сотрудничества с внешними подрядчиками, включая

Schlumberger, BakerHughes и др.

Второе место по объему буровых работ принадлежит китайско-казахстанскому совместному предприятию ТОО ККБК «Великая стена», которое работает в основном с АО «СНПС-Актөбемұнайгаз». ТОО ККБК «Великая стена» располагает парком из 27 буровых установок, функциональные возможности которых по бурению находятся в диапазоне от 3000 до 7000 м. Большинство из них – из Китая, хотя, согласно официальным данным, имеются также три установки российского производства. Другими крупными подрядчиками по проведению буровых работ в Казахстане являются ТОО «Инженерная Буровая Компания «Сибур-Кызылорда», буровая компания SMART OIL (12 буровых установок, в 2013 г. пробурено 96 тыс. м), АО «Онтустик Мунайгаз» (10 буровых установок), ТОО «Восток-Нефть», ТОО «НефтьТехСервис» и китайская Sinopac. Деятельность в данной области ведется и рядом других предприятий, однако по отдельности их вклад составляет лишь малую долю от общего объема рынка буровых работ в Казахстане (некоторые из них являются иностранными операторами).

Подрядчики Казахстана по большей части используют оборудование, импортируемое из-за рубежа, поскольку в Казахстане не налажено производство средних и тяжелых буровых установок. Прежде всего, буровые установки импортируются из России и Китая.² Некоторые подрядчики по буровым работам (включая KPD) также

² См. Аналитический отчет IHS Energy, «Дилемма буровых установок в России: изменения в задачах по разведке и добыче нефти подталкивают к поиску формулы модернизации наземных буровых установок», июль 2014 г. [IHS Energy Insight, Russia's Rig Dilemma: Shifts in Upstream Oil Tasks Spark Search for Onshore Rig Fleet Modernization Formula, July 2014].

ввозят некоторые установки из США и Европы.

Хотя круг производителей в Казахстане ограничен, он все же растет. Так, Петропавловский завод тяжелого машиностроения в Северо-Казахстанской области осуществляет монтаж самоходных буровых установок, смонтированных на автомашине (грузовике), включая модели с глубиной бурения 2 000 м. Другие монтажно-строительные предприятия в Казахстане монтируют насосы и прочие виды бурового и сервисного оборудования. Помимо этого, казахстанские сервисные компании являются операторами ремонтного оборудования для технического обслуживания парка буровых установок в Казахстане.

На шельфе основной проблемой в определенный период являлась нехватка буровых установок: по состоянию на конец 2013 г. в Каспийском море работало всего 11 установок (без учета установок, используемых в Азербайджане), при этом одна была задействована в каспийских проектах России. Десять из них находится под управлением частных подрядчиков, в том числе четыре полупогружных, пять самоподъемных и одна баржевая (буровая баржа «Сункар-257») в эксплуатации у Parker Drilling. Казахстан стремится восполнить нехватку буровых установок, монтируя собственные плавучие шельфовые установки и связанную с ними инфраструктуру в целях расширения парка. Эти действия направлены на то, чтобы помочь нефтесервисным компаниям Казахстана перенять навыки и технологии по предоставлению нефтепромысловых услуг в сфере разведки и добычи на шельфе у обладающих богатым опытом иностранных фирм, работая с ними бок о бок. Тем не менее, с падением цен на нефть и существенным сокращением расходов в сфере разведки и добычи, масштаб поисково-разведочных работ на шельфе сокращается, и даже местные установки полностью не задействованы.

Первой плавучей буровой установкой, собранной в Казахстане, стала погружная буровая баржа «Каспиан Эксплорер» (ПББ). Строительство ПББ было осуществлено во исполнение обязательств, взятых на себя консорциумом корейских компаний (состоящим из Корейской Национальной Нефтяной Корпорации (35%), SK Innovation (25%), LG International Corp. (10%), Hyundai Hysco Co. Ltd. (10%), Samsung C and T Corp. (5%), Daesung Industrial Co. Ltd (5%), Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (5%), и Aju Corporation (5%) в рамках Соглашения о принципах, подписанного в 2005 году между АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ) и КС Kazakh B.V. («КСК»), компанией, созданной вышеобозначенным корейским консорциумом, как часть программы развития казахстанского шельфа Каспийского моря. Различные модули, оборудование и материалы ПББ были изготовлены и собраны за рубежом, и после доставки в Казахстан по Волго-Донскому каналу в 2011 году начался монтаж самой ПББ на верфи казахстанской компании ТОО «Ерсай Каспиан Контрактор», который был успешно завершён в июне 2012 года. С даты своего основания 26 декабря 2011 года владельцем ПББ является ТОО «КС Каспиан Эксплорер» (КССЕ), являющееся дочерней организацией КСК в Казахстане.

12.4. Доля местного содержания в Казахстане

Ключевым фактором влияния на сферу нефтесервисных услуг Казахстана является широкомасштабное введение норм и правил, регулирующих долю использования мест-

Изначально ПББ была предназначена для проведения буровых операций на морской структуре Жамбыл на мелководье в северной части Каспийского моря, в связи с чем она способна работать на глубине воды 2,5-5,5 м и бурить разведочные скважины глубиной до 6 000 м ниже уровня пола буровой установки. 27 апреля 2012 года ПББ была передана КССЕ в доверительное управление ТОО «Тениз Бургылау» (в настоящее время ТОО «KMG Drilling & Services»), и в 2013-2014 годах с помощью нее было пробурено 2 разведочные скважины на участке Жамбыл (ZB-1 в 2013 г. и ZT-1 в 2014 г.). Изначально предполагалось, что ПББ будет использоваться также и на других морских проектах на мелководье Каспийского моря, и, принимая во внимание ее успешные буровые кампании для проекта Жамбыл, это было бы ожидаемо и целесообразно.

Однако с падением цен на нефть и значительным сокращением расходов в нефтегазовой сфере вопросы разведки морских месторождений отложены на неопределенный период, и, как следствие, новая ПББ в настоящее время находится на холодном отстое на верфи Ерсай. ТОО «KMG Drilling & Services» прекратило быть оператором ПББ по истечении 31 марта 2015 года срока действия договора о доверительном управлении, который не был продлен ввиду отсутствия планов по дальнейшему использованию ПББ.

В 2012 г. сервисное дочернее предприятие КМГ подписало соглашения по монтажу первой созданной на территории Казахстана самоподъемной буровой установки, предназначенной для глубоководного бурения, на условиях «под ключ» стоимостью 242 млн. долл. США. Эта установка, запущенная в апреле 2015 г., будет работать на глубинах от 5 м до 80 м с расчетной глубиной бурения на 6 000 м ниже уровня морского дна. Она была смонтирована на верфи Ерсай в поселке Курык и на предприятии Kerrel-КазСтройСервис в Актау. В работах было задействовано 1 000 человек. Это установка модели FELS класса В, которая известна своими современными характеристиками и эффективностью в работе. Она будет находиться под управлением ТОО «KMG Drilling & Services».

Обе верфи, на которых была собрана установка, находятся в Мангистауской области. И обе они принадлежат совместным предприятиям. Первая (в Актау) – это СП с участием сингапурской инженерно-проектной фирмы Kerrel и казахстанской компании «КазСтройСервис», которая предоставляет услуги по проектированию, МТО и строительству. Вторая, Каспийская верфь Ерсай, находится в ведении итальянской инженерно-проектной фирмы Saipem и зарегистрированной в Англии Lancaster Group. Каждый объект способен обеспечить 12 000 т металлических конструкций в год. Эти два предприятия предоставили местным строительно-монтажным фирмам возможность работать во взаимодействии с высококвалифицированными иностранными специалистами по монтажу буровых установок.

государств (таких как Норвегия, Великобритания и Бразилия), Казахстан ввел нормы, направленные на максимизацию доли местного содержания. Это обусловлено стремлением сохранить средства, которые тратятся на товары, работы и услуги, на внутреннем рынке, расширить местную кадровую и технологическую базу, а также создать сервисный сектор, который в долгосрочной перспективе будет способен экспортировать свои услуги.

Изначально Закон Республики Казахстан «О нефти» 1995 г. довольно расплывчато оговаривал вопросы местного содержания, однако Правительство неоднократно вносило в него изменения и дополнения, после чего в 2009 г. были приняты нормативно-правовые акты, регулирующие данную сферу. Помимо этого, в 2010 г. был принят Закон «О недрах и недропользовании», предписывающий приобретать товары и услуги у казахстанских поставщиков. После 2010 г. Правительство Казахстана начало разрабатывать программы, требующие от нефте- и газодобывающих предприятий использовать определенную долю местных товаров, услуг и рабочей силы: к 2014 г. 16% всех закупаемых товаров и 85% работ и услуг (в совокупности) должны были иметь местное происхождение. Правительство Казахстана довольно строго следило за соблюдением этих требований и наказывало компании, которые их нарушали: в 2011 г. примерно 80 фирмам были предъявлены штрафы за недостаточную долю местного содержания.

В 2015 году начата разработка проекта Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», который предусматривает ряд изменений, призванных повысить привлекательность нефтегазовой отрасли для инвестирования. Одним из ключевых изменений, предусматриваемых в проекте Кодекса – что отчасти связано с вступлением Республики во Всемирную Торговую Организацию, а также с созданием в 2015 г. Евразийского экономического союза – является отмена государственного регулирования процесса закупок товаров, работ и услуг (ТРУ) в сфере недропользования, а также требования по местному содержанию в товарах.

Для утверждения поставщиков местных товаров Правительство Казахстана разработало систему сертификатов (так называемых «сертификатов СТ-KZ»), которые выдаются поставщикам сроком на один год после подтверждения казахстанского происхождения продаваемых ими товаров. Держатели сертификата СТ-KZ имеют возможность предлагать свои товары с 20%-й скидкой, а закупки подрядчиками товаров у фирм, не имеющих сертификатов, не идут в зачет выполнения требований по местному содержанию. Власти Казахстана также установили квоты на наем иностранных сотрудников в Казахстане: в 2012 г. лишь 30% руководителей высшего звена и 10% других квалифицированных работников, специалистов и руководителей среднего звена могли быть иностранцами.

Как в результате новых нормативных требований, так и в результате расширения сферы услуг в стране, совокупная доля местного содержания за последние пять лет значительно выросла: согласно данным официальной отчетности, из суммы порядка 3 трлн. тенге (16,7 млрд. долл. США), в совокупности потраченной на нефтесервис-

ные услуги в Казахстане в 2014 г., 54% ушли к местным поставщикам услуг, что существенно выше показателя 2010 г. (45%). Доля местного содержания у национальной нефтяной компании КМГ в 2014 г. составила 72% от общего объема расходов на закупки.

Хотя объем местных закупок нефтяными и газовыми компаниями за последние годы увеличился, казахстанские поставщики услуг только начинают принимать участие в выполнении высокостоящих работ более высокой сложности в рамках нефтяных и газовых проектов страны. Согласно интервью, которое в середине 2014 г. дал Заместитель министра энергетики Республики Казахстан Узакбай Карабалин, операторы задействуют местных поставщиков при закупке базовых товаров, включая топливо, электроэнергию, строительные материалы, металлы, униформу и офисную мебель – но не более высокотехнологичных товаров. В другом выступлении Карабалин отметил, что казахстанские услуги используются для низкотехнологичных нужд, таких как утилизация отходов или организация питания, хотя иногда привлекаются и для выполнения ряда технических работ (таких как монтаж компонентов); при этом для технологически сложных работ и услуг по бурению и заканчиванию скважин задействуются иностранные подрядчики. Для сложного бурения, каротажа и инженерных (конструкторских и технологических) работ нефте- и газодобывающие предприятия пользуются услугами таких международных подрядчиков, как Halliburton, Schlumberger или Parker Drilling. Именно в этих областях казахстанским поставщикам следует расширять свой опыт, специализацию и технические знания, которые они могут приобрести в рамках сотрудничества с иностранными сервисными фирмами.

Три мега-проекта в Казахстане изначально были освобождены от необходимости соблюдать требования к местному содержанию. Но в ходе переговоров с казахстанскими властями была согласована доля привлечения местных поставщиков в рамках расширения деятельности на последующих этапах всех трех проектов. Так, в 2013 г. ТШО объявил о планах использовать местные ресурсы для 32% всех услуг, которые будут задействованы в рамках Проекта будущего расширения стоимостью 23-40 млрд. долл. США.³ Согласно оценкам, это означало создание около 20 тыс. новых рабочих мест для казахстанских поставщиков услуг. Были созданы казахстанские фирмы по проектированию, МТО и строительству для разработки модулей Тенгиз: в состав одной из них вошли международные подрядчики FLUOR и WoodleyParsons совместно с Казахским институтом нефти и газа (КИНГ) и ТОО «Инжиниринговая компания «КазГипроНефтеТранс» (ИК КГНТ). Разработка месторождения Тенгиз также открыла возможности сотрудничества в осуществлении буровых работ между иностранными подрядчиками и местными буровыми предприятиями: в апреле 2015 г. сервисное дочернее предприятие КМГ и американская фирма Nabors Drilling подписали соглашение о создании совместного предприятия, которое станет главным поставщиком буровых работ для Проекта будущего расширения.

Аналогично, в рамках проекта Кашаган в НКОК прошло обсуждение увеличения доли местных услуг в 2014 г.

³ С потенциальным увеличением доли местного содержания до 44% с учетом требуемого объема работ в сфере тяжелой металлургии.

На проекте было задействовано несколько казахстанских инженерно-проектных компаний, включая компанию «Монтажспецстрой» (которая отвечала за трубные эстакады для металлоконструкций, внеплощадочные зоны, объекты хранения и соответствующую инфраструктуру) и компанию «КазСтройСервис» (которая работала над трубопроводами). НККК также сотрудничала с верфью Ерсай, где были смонтированы составляющие шельфовой инфраструктуры проекта Кашаган.

Консорциум КПО («Карачаганак Петролиум Оперейтинг») на месторождении Карачаганак также планирует увеличить долю местного содержания в случае если проект очередного этапа расширения будет одобрен. В начале февраля 2015 г. КПО подписал меморандум, инициирующий тендер на предварительное проектирование (предпроектные изыскания) технического решения проекта расширения. Меморандум предусматривает, что по-

рядка 40-50% предварительных проектно-инженерных разработок будет выполнено силами казахстанского партнера, входящего в инженерно-проектное СП; а также что 40-50% работ будет выполнено на территории Казахстана. КПО активно привлекает к предоставлению услуг совместные предприятия с казахстанским и зарубежным участием, включая значимое СП между казахстанским предприятием Caspian Engineering и компанией Tesnomare (дочерним предприятием Eni), которое, как ожидается, также внесет свой вклад в предварительные проектно-инженерные разработки. Помимо этого, КПО подписал другие меморандумы в отношении контрактов с рядом других казахстанских и иностранных фирм на выполнение целого спектра работ (обработка геологических данных, приобретение химических реагентов и др.). Таким образом, местные поставщики услуг расширяют свое присутствие на самых сложных месторождениях Казахстана.

12.5. Потенциально полезный опыт регулирования местного содержания в Великобритании, Норвегии и Бразилии

Полезным для сферы услуг и для руководящих органов Казахстана может оказаться опыт в области развития местного содержания, имеющийся в Великобритании, Норвегии и Бразилии. Великобритания и Норвегия создали структуры для побуждения к привлечению местных ресурсов в середине 1970-х годов после открытия нефтяных месторождений на шельфе Северного моря. Великобритания, на тот момент уже располагавшая солидной производственной базой и развитой отраслью по обслуживанию добычи на суше, не стала прибегать к введению жестких требований в отношении местного содержания. Вместо этого в 1973 г. она создала Управление по поставкам оборудования для добычи нефти и газа на морском шельфе (Offshore Supplies Office/OSO). В задачи OSO входило обеспечивать для местных британских компаний возможность «полномасштабной и справедливой» конкуренции с иностранными фирмами в сфере заключения закупочных контрактов. Это было реализовано через внедрение механизмов проверки и отчетности, согласно которым иностранные фирмы обязаны были ежеквартально представлять отчеты о закупках, произведенных не у британских поставщиков. OSO крайне редко обращалось к операторам с запросом предоставить на рассмотрение планы закупок или списки поставщиков, чтобы убедиться, что британские фирмы были справедливым образом приняты во внимание. В конечном итоге OSO также способствовало инвестициям в британскую сферу услуг и совместные предприятия с иностранным участием. Представляется, что деятельность OSO носила в достаточной степени ненавязчивый характер, что позволяет сделать вывод о возможной уместности данного подхода в условиях необходимости соблюдения текущих правил ВТО в отношении местного содержания. Таким образом, британский вариант может оказаться эффективным механизмом для Казахстана и других стран, стремящихся к развитию местных отраслевых специализаций в рамках правил ВТО.

Норвегия, желая максимизировать передачу технологий и опыта, использовала более прямой способ регулирования: местное содержание стало ключевым фактором в присуждении добывающим предприятиям контрактов на блоки, а Правительство придерживалось политики,

подталкивающей к созданию инженерно-проектных СП с одновременным местным и зарубежным участием. Оба метода успешно работали. В Великобритании доля использования местных услуг поднялась с 40% в 1974 г. до 80% в 1980-х гг., а британские поставщики услуг обеспечили себе масштабное присутствие на международной арене. Местные нефтесервисные компании Норвегии заняли 75% долю местного рынка, а также всеобщее признание в мировой индустрии услуг по мере расширения своей деятельности на международном рынке.

Успеху Великобритании и Норвегии, помимо прочего, способствовало удачное совпадение по времени: в 1970-х гг. цены на нефть росли, а предложение на рынке было ограничено, и нефтедобывающие предприятия с готовностью инвестировали в местное содержание, рассматривая этот как способ получения новых месторождений. Однако, в отличие от этого, в текущей ситуации, при низких ценах на нефть, наличии широкой международной базы поставщиков услуг, международных обязательств в сфере интеграции, требующих открытости рынков, и наблюдающейся в Северной Америке «сланцевой революции», иностранные операторы, скорее всего, отрицательно отнесутся к требованиям, предлагающим высокую долю местного содержания, сочтя их обременительными или экономически нецелесообразными. Помимо этого, экономический климат в 1970-х гг. в меньшей степени препятствовал нормативным актам, защищавшим отечественную промышленность.

Еще одним интересным примером для Казахстана является Бразилия. Запасы углеводородов в Бразилии сконцентрированы в сложных сверхглубоких шельфовых месторождениях. При этом Бразилия стремилась использовать местные ресурсы для строительства и эксплуатации шельфовых платформ, буровых судов и крупных плавающих установок для добычи, хранения и отгрузки нефти, которые требовались для развития отрасли. Такой подход, в сочетании с жесткими и амбициозными планами добычи нефти, привел к проблемам и задержкам в осуществлении строительно-монтажных работ, поскольку имеющихся в Бразилии производственных площадок и монтажных мощностей было слишком мало,

чтобы справиться с поступающими заказами, не говоря уже о недостаточном развитии данной сферы. В этой связи ожидается снижение фактического объема поставок плавучих платформ в 2012-2021 гг. на 40%. Хотя добывающие компании соблюдают требования к местному содержанию, темпы развития резко замедлились, а затраты возросли. Жесткие требования к местному содержанию в Бразилии также стали ключевым источником коррупции в нефтяной отрасли страны. Пример Бразилии демонстрирует важность четкого и обдуманного планирования политики развития местного содержания в сфере услуг с учетом требований текущего времени.

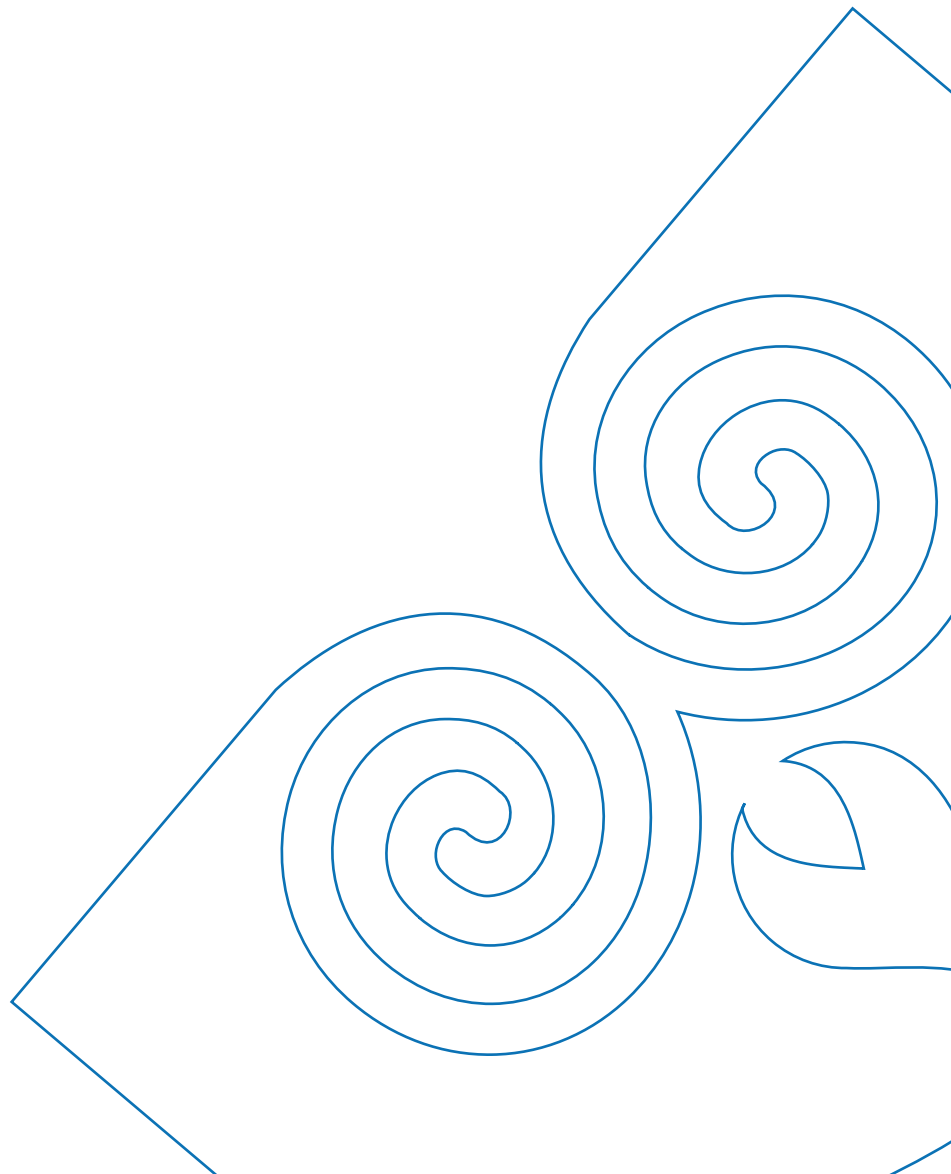
Требования в отношении местного содержания в долгосрочной перспективе могут принести выгоду Казахстану, оказав в итоге положительное влияние как на экономику, так и на ТЭК страны. В сфере нефтепромысловых услуг Казахстану необходимо сделать упор на приобретение и расширение экспертных навыков и профессионального опыта, которые будут отвечать новым эксплуатационным и техническим условиям, складывающимся в добывающей отрасли страны – в особенности на шельфе Каспийского моря. Возможно, Казахстану потребуется стратегический подход к развитию ряда отраслей (таких как металлургия, строительство и т.п.), чтобы поддер-

жать сферу услуг и обеспечить нефте- и газодобывающие компании более сложными, высокотехнологичными товарами и услугами, спрос на которые будет высоким. Возможно, Казахстану следует рассмотреть вариант выявления конкретных сфер работы над проектом (областей специализации), для выполнения которых выгодно и целесообразно задействовать местные ресурсы, с последующим составлением конструктивных планов, обоснованных с точки зрения бюджета и сроков реализации.

Одним из ключевых препятствий для политики протекционизма в отношении местного содержания будет как вхождение в ВТО, так и Евразийский экономический союз. Ввиду обязательств Казахстана перед вышеуказанными международными организациями, законы, предписывающие использование местных ресурсов, придется постепенно отменить. Тем не менее, у Казахстана, вероятно, все же останется возможность вводить налоговые льготы (по НДС, корпоративному налогу), выгоды для поставщиков отечественных товаров и услуг. Однако при этом Казахстану необходимо будет создать четкий и хорошо просчитанный по времени план, предусматривающий сокращение масштабов протекционистской политики.

Основные рекомендации

- Чтобы увеличить вес и значимость страны на мировом рынке буровых работ и нефтесервисных услуг, в Казахстане необходимо продолжать разработку и создание новых, высокотехнологичных решений, которые необходимы для проектов следующего поколения.
- Следует определить, какие типы рабочих проектов можно эффективно реализовать силами рассматриваемого сектора страны, а также разработать согласованные и экономически обоснованные планы развития необходимых кадровых ресурсов и капитальной инфраструктуры.
- Планы развития национального сектора Казахстана должны предполагать механизмы стимулирования, разрешенные правилами ВТО, а не полагаться на политику явного протекционизма, которую придется смягчить после вступления Казахстана в эту организацию. При разработке таких планов для Казахстана может в определенной мере оказаться полезным опыт Великобритании (учреждение OSO).
- Поставщики нефтесервисных услуг Казахстана должны продолжать работать в тесном сотрудничестве с более опытными иностранными партнерами в рамках сложных проектов, чтобы в максимальной степени перенять передовой практический опыт.
- Учитывая, что все большую значимость приобретает добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов в сложных геологических условиях, необходимо содействовать более широкому применению современных технологий при проведении разведочных работ и оказании прочих промысловых услуг, и в первую очередь такое содействие ожидается от национальной нефтяной компании – КМГ.





ПРОБЛЕМЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

- 13.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 13.2 ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
- 13.3 ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ПРОБЛЕМА
ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ
- 13.4 РЫНОК ТОРГОВЛИ КВОТАМИ НА ВЫБРОСЫ
УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ
- 13.5 ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА:
ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ
- 13.6 СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ





13. Проблемы охраны окружающей среды и выбросов парниковых газов

13.1. Ключевые моменты

- Экологические проблемы Казахстана весьма значительны и, прежде всего, связаны с Семипалатинским полигоном ядерных испытаний и обмелением Аральского моря. В настоящей Главе будут главным образом рассмотрены вопросы экологии и охраны окружающей среды, имеющие отношение к деятельности ТЭК. Среди наиболее серьезных проблем в этой области: загрязнение территории нефтешламом, радиационное заражение территорий связанное с нефтедобычей, добычей и переработкой урана (в основном накопленные в советский период хвостохранилища и отвалы), фактическое отсутствие системы утилизации золошлаковых отходов угольных электростанций, недостаточный уровень золоулавливания угольных станций, загрязнение воздуха и водных ресурсов в местах добычи и переработки полезных ископаемых.
- Если сравнивать с другими странами, Казахстан отличается относительно большим объемом выбросов парниковых газов (включая углекислый газ) по отношению к размеру его экономики: структура выбросов вредных веществ и углекислого газа в Казахстане является отражением существующей структуры потребления первичных энергоресурсов (доминирование угля), на которую, в свою очередь, накладывает отпечаток энергоемкая экономика страны, главным образом, ориентированная на добычу и переработку полезных ископаемых.
- Казахстан участвует в международном диалоге по вопросу сокращения выбросов парниковых газов и принял на себя обязательства по сокращению выбросов перед международным сообществом. Однако «Дохийская» поправка, принятая в декабре 2012 года, продлевающая Киотский протокол до 2020 года, вряд ли будет ратифицирована Казахстаном, ввиду ее очевидной неприменимости для страны.¹ Новое глобальное соглашение, которое должно прийти на смену Киотскому протоколу, будет обсуждаться на конференции сторон РКИК в 2015 г. в Париже. Предполагается, что обязательные требования по сокращению выбросов будут аннулированы; страны будут разрабатывать свои собственные программы и самостоятельно ставить задачи по ограничению вредных выбросов.
- Переход к низкоуглеродной экономике возможен только в долгосрочной перспективе, первым этапом которого является создание эффективной внутренней системы регулирования выбросов парниковых газов, позволяющей стимулировать рост энергоэффективности в промышленности и экономике в целом.
- В 2014 году Министерство окружающей среды и водных ресурсов было упразднено с передачей функций в Министерство энергетики, которое теперь несет основной объем ответственности за решение вопросов, связанных с охраной окружающей среды.

13.2. Основные проблемы загрязнения окружающей среды

Проблемы Казахстана, имеющие отношение к охране окружающей среды, напрямую связаны с обширной территорией страны, ее расположением в центре Евразии и сложной историей развития экономики страны.

Ввиду значительности территории, в Казахстане в советский период проводились множественные ядерные испытания, были созданы многочисленные полигоны. Интенсивный забор воды рек Амударья и Сырдарья для орошения и водоснабжения привел в итоге в фактическому исчезновению Аральского моря.

Для континентального климата Казахстана характерны резкие сезонные температурные колебания и – что более важно с точки зрения охраны окружающей среды – сухой климат, делающий воду (как с точки зрения качества, так и количества) основной проблемой для экологии страны.

Многообразии природных условий Казахстана, обеспечивающее богатство природными ресурсами – это «дар природы» народу Казахстана; однако их освоение неизбежно сопровождается вредным воздействием на окружающую среду в форме загрязнения воздуха и воды. Последствия загрязнения в результате добычи полезных ископаемых,

как правило, проявляются изначально в непосредственной близости от места добычи, но затем выходят за пределы вышеуказанной территории, в места где осуществляется выплавка металлов из руды и применяются иные технологии переработки (применительно к углеводородам – в места, где эти ресурсы сжигаются для производства энергии).

Казахстан принял значительный свод законов, направленных на защиту окружающей среды. За основным законом «Об охране окружающей среды в Республике Казахстан», принятым в 1997 г., последовали Земельный, Лесной и Водный кодексы в 2003 году; в 2004 г. – Закон «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»; в 2006 г. – Закон «Об особо охраняемых природных территориях»; в 2007 г. – Экологический кодекс Республики Казахстан; в 2010 г. – Закон «О недрах и недропользовании»; и в 2012 г. Закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Ниже приведено краткое описание и проведен выборочный анализ основных проблем в сфере охраны окружающей среды в Казахстане.

¹ Согласно пункту 3.7 тер «Дохийской» поправки выбросы парниковых газов для Казахстана в 2013-2020 гг. ограничены средним уровнем выбросов 2008-2010 гг.

13.2.1 Высыхание Аральского моря и рациональное использование трансграничных водных ресурсов

Одной из двух актуальных проблем в сфере охраны окружающей среды, которую предстоит решить Казахстану, это усыхание Аральского моря, бывшего обширного внутреннего водоема, часть которого также относится к территории Узбекистана. Основная причина – резкое сокращение притока воды из двух впадающих в Аральское море крупных рек – Сырдарья (протекает по территории Узбекистана и Казахстана) и Амударья (протекает по территории Туркменистана и Узбекистана). Отбор воды в больших объемах из этих двух рек начался в 60-х годах прошлого столетия для поддержания стремительного роста орошаемого земледелия (в основном для выращивания хлопка) в Ферганской долине и расположенных ниже окраинных районах на юго-востоке Казахстана, в Туркменистане и Узбекистане. Таким образом, к моменту впадения рек в Аральское море, они становятся ручьями.

Как следствие, площадь поверхности Аральского моря резко уменьшается; к 2007 г. она составляла менее 25% от своего первоначального размера, разделившись на два (в 1989 г.), а затем и на три отдельных водоема. Последствия оказались более чем серьезными. Рыболовство в Аральском море практически исчезло как отрасль, когда-то прибрежные районы стали располагаться на удалении нескольких километров от водоема, а соленость воды повысилась до опасного для флоры и фауны уровня. В результате высыхания обширной территории морского дна под действием ветра частым явлением стали разрушительные песчаные солевые бури, после которых на полях, где выращивались культуры, оставалась соль; местное население стало страдать различными заболеваниями дыхательных путей. Более того, вода из двух рек, которые все еще пополняли Аральское море, отличалась высоким содержанием минеральных удобрений, пестицидов и соли, которые попадали в воду с расположенных выше по течению орошаемых полей, что создало серьезный дефицит питьевой воды в расположенных в устьях рек населенных пунктах.

В настоящее время усилия международного сообщества направлены на сохранение исчезающего Малого Аральского моря (северная часть Аральского моря) в устье реки Сырдарья в Казахстане, где соленость воды все еще сохраняется на сравнительно низком уровне. Эти усилия направлены на восстановление рыбных хозяйств, водно-болотной среды обитания для фауны, и сельского хозяйства.

Озеро Балхаш – еще один внутренний бессточный водоем на юго-востоке Казахстана пребывает примерно в схожей ситуации, хотя это касается меньшей площади. Озеро расположено в засушливой местности и испытывает сезонные колебания уровня воды; ситуация усугубляется изменением русла впадающих в него рек. После завершения в 1970 г. работ по созданию искусственного водохранилища Капчагай вверх по течению реки Или (одной из основных рек, впадающих в озеро Балхаш) сток реки Или сократился на две трети, что привело к значительному обмелению озера Балхаш. В настоящее время посезонно отдельные части озерного бассейна высыхают, что создает те же проблемы, связанные с истощением водных ресурсов и песчаными бурями, что и в Аральском море.

.....

² Для получения дополнительной информации по данной проблеме и ее последствиях для будущего экспорта электроэнергии из данного региона смотрите аналитический обзор Кристофера де Вер Уолкера «Споры по вопросу использования гидро-ресурсов в Центральной Азии усиливают напряженность между странами, расположившимися вверх и вниз по течению Амударья и Сырдарья», краткий обзор IHS CERA, май 2013 г.

Еще одним аспектом управления водными ресурсами на озере Балхаш и в восточной части Казахстана в более широком смысле является отсутствие всеобъемлющего соглашения по управлению более чем 20 трансграничными реками, которые берут свое начало на северо-западе Китая и текут в Казахстан. Самыми крупными среди них являются Иртыш, Или, Талас и Хоргос, причем эти реки критически важны для населения, окружающей среды и экономики региона. Китай не подписал Конвенцию ООН о водотоках от 1997 г., и до сих пор отказывается участвовать во всех переговорах, за исключением двусторонних переговоров с соседними странами о совместном управлении трансграничными реками. В 2013 г. Китай и Казахстан заключили соглашение, предусматривающее равное (50:50) распределение водных ресурсов реки Хоргос, но соглашения в отношении гораздо более крупных рек Иртыш и Или до сих пор не заключены. Быстрое развитие экономики и рост населения в северо-западной китайской провинции Синьцзян привели к увеличению отбора воды в верхней части течения рек для обеспечения орошаемого земледелия и развития нефтегазового сектора. Это уменьшило объем воды в реках, текущих дальше в Казахстан, а также отрицательно сказалось на качестве воды. Отрицательные последствия для Казахстана включают дополнительный ущерб для водохозяйственных балансов озер Балхаш и Зайсан, проблемы с водоснабжением, проблемы общественного здравоохранения, нанесение ущерба окружающей среде и пастбищам, а также уменьшение урожайности и объемов промыслового рыболовства. Несмотря на проблемы, близкие экономические отношения между двумя странами предусматривают совместную работу для достижения компромисса в отношении совместного управления и использования водных ресурсов, т.е. выполнения обязательства, взятого на себя руководителями обеих стран в апреле 2013 г. Тот факт, что на сегодняшний день Казахстан является единственной страной, граничащей с Китаем, с которой он заключил соглашение о трансграничных реках, свидетельствует о большом значении, придаваемом Китаем этому вопросу.

Кроме того, в странах Центральной Азии – бывших республиках Советского Союза – наблюдается напряженность в вопросе использования водных ресурсов между странами, расположенными вниз по течению (Казахстан, Узбекистан и Туркменистан), где сделан упор на орошаемое земледелие, и странами, расположившимися вверх по течению в горной местности (Кыргызстан, Таджикистан), где берут свои истоки Амударья и Сырдарья. Здесь водные ресурсы используются, главным образом, в гидроэнергетике. Сезоны наиболее активного использования водных ресурсов в вышеуказанных двух регионах не пересекаются: спрос на электроэнергию достигает своего пика в зимний период, что требует прохождения больших объемов воды через дамбы, тогда как именно в этот момент отбор больших объемов воды из Амударья и Сырдарья для земледелия необходим меньше всего (потребность в масштабном орошении наиболее актуальна в посевной период).²

13.2.2 Полигон для ядерных испытаний в Семее

Еще одна проблема, которую никак нельзя обойти при изучении вопросов охраны окружающей среды в Казахстане, унаследована со времен Советского союза. Эта проблема – полигон испытаний ядерного оружия в непосредственной близости от Семипалатинска (Семее) на северо-западе Казахстана. В период с 1948 г. по 1989 г. здесь произошло как минимум 460 ядерных взрывов, сначала на поверхности (1948-1964 гг.), а затем и под землей (1964-1989 гг.) после заключения соглашения о запрете ядерных испытаний в 1963 г. Полигон был закрыт в 1991 г. Как следствие, под воздействием радиации мог оказаться примерно один миллион человек. Здесь по-прежнему чрезвычайно высокий уровень заболеваний иммунной системы, частым явлением являются физические недостатки и психические расстройства.

Главной угрозой для окружающей среды, которую несет в себе вышеуказанный полигон, является высокий уровень радиоактивного заражения почвы и грунтовых вод вследствие остаточной радиации.

Наряду с испытаниями в Семее на удаленных испытательных полигонах на западе и юго-западе Казахстана предположительно могло произойти еще примерно 40 ядерных взрывов. Остаточная радиоактивность также является побочным продуктом осуществляемой в Казахстане добычи урана. Кроме того, остаточная радиоактивность может быть следствием ядерных испытаний, проводившихся в провинции Синьцзян в Китае вблизи границы с Казахстаном. Так на полигоне – Лоп Нор – за период с 1964 по 1996 гг. было проведено 45 взрывов.

13.2.3 Влияние на качество воздуха со стороны промышленности

В Казахстане действуют стандарты качества воздуха, в которых указаны нормы содержания основных загрязняющих веществ.³ По данным органа государственной статистики Казахстана показатели состояния окружающей среды в стране улучшаются сразу по нескольким направлениям. Выбросы всех основных загрязняющих веществ в настоящее время ниже уровня, зафиксированного в период перед распадом Советского союза (1990 г.); содержание диоксида серы и общее количество

взвешенных твердых частиц в 2013 г. было гораздо меньше, чем даже в 2000 г. (Таблица 13.1). Хотя в абсолютном выражении выбросы других загрязняющих веществ (включая окислы азота, летучие органические соединения, не относящиеся к метану, и угарный газ) в 2013 г. были выше, чем в 2000 г., в относительном выражении (т.е. в расчете на душу населения и единицу ВВП) они устойчиво сокращались.⁴

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
ВЫБРОСЫ В АБСОЛЮТНОМ ВЫРАЖЕНИИ (ТЫС. Т В ГОД)								
Диоксид серы	1483,5	1132,9	1080	1452,7	723,6	774,2	769,6	729,2
Окислы азота	330,1	233,4	161,7	199	215,6	232,8	249,4	250,2
НМЛОС ^а	168,1	—	33,6	41,3	49,7	53,4	58,1	92
Угарный газ	841,3	446	390,7	408	401,1	445,1	446,2	457,9
Углеводороды	139,9	—	79,2	116	132,1	137,6	170,5	96,1
ВТЧ ^б	1683,3	1085,1	668,5	713,7	639,3	631,1	593,8	551,2
ВЫБРОСЫ НА ДУШУ НАСЕЛЕНИЯ (КГ)								
Диоксид серы	н/дс	72,2	72,5	96,2	44,4	46,6	45,5	42,6
Окислы азота	н/дс	14,9	10,9	13,2	13,2	14	14,8	14,6
НМЛОС ^а	н/дс	—	2,3	2,7	3	3,2	3,4	5,4
Угарный газ	н/дс	28,4	26,2	27	24,6	26,8	26,4	26,8
Углеводороды	н/дс	—	5,3	7,7	8,1	8,3	10,1	5,6
ВТЧ ^б	н/дс	69,1	44,9	47,3	39,2	38	35,1	32,2

³ Необходимо отметить, что эти стандарты не всегда предусматривают такие же жесткие требования, как стандарты, действующие в Европе или Северной Америке. Так, в соответствии с действующими в Казахстане стандартами содержание твердых частиц и диоксида серы в выбросах электростанций в 5-10 раз превышает установленное стандартами Европейского союза («Национальный энергетический Доклад 2013 г.», Астана, KAZENERGY, стр. 134).

⁴ Данные по углероду и другим парниковым газам приведены ниже.

ВЫБРОСЫ НА ЕДИНИЦУ ВВП, КГ/ТЫС. ДОЛЛ. США								
Диоксид серы	17.17	28.02	24.85	15.21	11.28	10.5	10	н/д ^с
Окислы азота	2.85	3.28	2.01	1.51	1.21	1.22	1.24	н/д ^с
НМЛОС ^а	1.45	—	0.42	0.31	0.28	0.28	0.29	н/д ^с
Угарный газ	7.26	6.26	4.85	3.1	2.25	2.32	2.22	н/д ^с
Углеводороды	1.21	—	0.98	0.88	0.74	0.72	0.85	н/д ^с
ВТЧ ^б	14.52	15.24	8.3	5.41	3.59	3.3	2.95	н/д ^с

^а Летучие органические соединения, не относящиеся к метану.

^б Взвешенные твердые частицы (всего).

^с Нет данных.

Источник: Комитет по статистике Республики Казахстан.

Таблица 13.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (Казахстан)

Однако данные в целом по стране не дают полного представления о создавшейся ситуации, поскольку загрязнение воздуха в отдельных городах, в частности, где развито металлургическое производство, в определенные дни может превышать установленные пределы (в частности, при неблагоприятных погодных условиях). Так, данные по центру производства чугуна и стали г. Караганде показывают, что содержание диоксида азота (образуется в результате сжигания углеродосодержащих видов топлива на транспорте и в промышленности) в период с 2011 г. по 2013 г. превышало допустимую концентрацию

0,04 мг/м³ в течение более 100 дней в году (т.е. примерно на протяжении одной трети года). Аналогичным образом, приземной озон в Караганде (образуется в результате реакции окислов азота и летучих органических веществ под воздействием солнечного света) превысил допустимую концентрацию на 79 и 89 дней в 2011 г. и 2012 г., соответственно. Среди городов, в которых уровень загрязнения воздуха регулярно превышает допустимые концентрации – Тараз, Темиртау, Усть-Каменогорск, Лениногорск, Шымкент и Балхаш.

13.2.4 Воздействие на окружающую среду со стороны ТЭК

13.2.4.1 Воздействие на окружающую среду угольной энергетики

Угольные электростанции являются основным источником выбросов вредных веществ и парниковых газов (см. ниже). На долю тепловых электростанций в сумме приходится 50% выбросов твердых частиц, 47% – диоксида серы и 60% – окислов азота (в целом по стране).⁵ За период развития угольной энергетики в Казахстане было накоплено 300 млн. т золошлаковых отходов (ЗШО), под складирование которых занято порядка 8,5 тыс. га. Переработка ЗШО в промышленном масштабе практически отсутствует.⁶

Необходимо отметить, что показатели по выбросам вредных веществ большей части казахстанских электростанций соответствуют действующим в Республике стандартам, однако остаются при этом крайне высокими в сравнении с лучшими мировыми практиками (Таблица 13.2). Так, допустимые выбросы твердых частиц угольных станций Казахстана превышают предельные значения, установленные для угольных электростанций ЕС (мощностью более 200 МВт), более чем в 10 раз (Рис. 13.1). Как следствие, для снижения экологической нагрузки угольных электростанций необходим постепенный переход к новым экологическим стандартам.

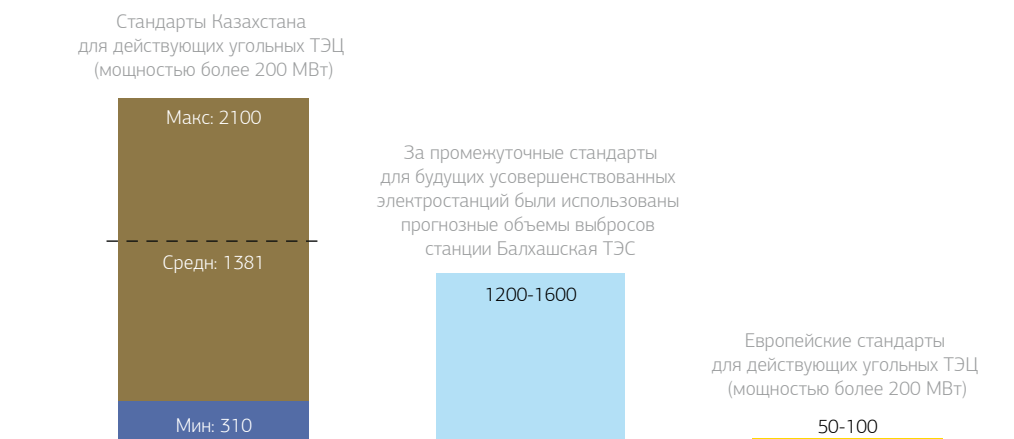
⁵ «Национальный энергетический доклад 2013 г.», KAZENERGY, стр. 133.

⁶ «Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года»

Тип выбросов	Казахстан	Промежуточные стандарты	Европейский союз
Твердые частицы (зола)	1 200-1 600	300-600	50-100
Диоксид серы (SO ₂)	2 000-3 000	1 000-1 500	400
Оксиды азота (NO _x)	600	650	500

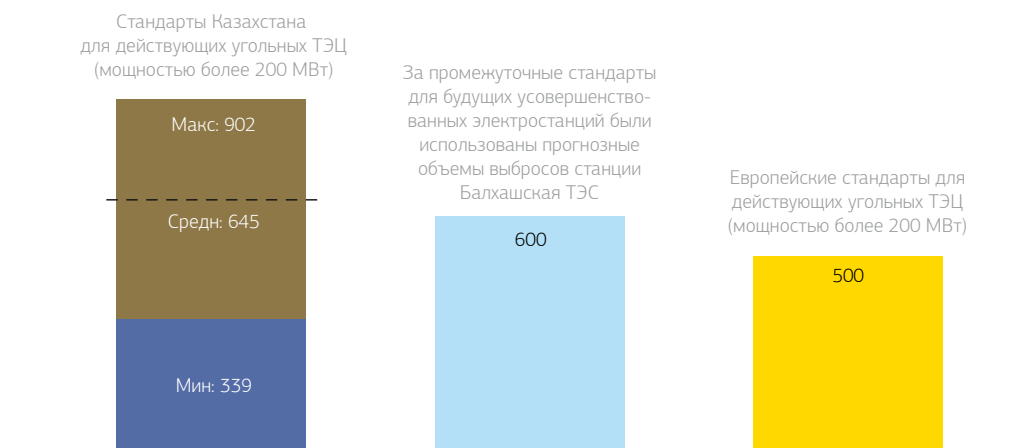
Источник: Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике.

Таблица 13.2 Действующие нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами ЕС для существующих электростанций, мг/м³



Источник: Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике.

Рис. 13.1a Стандарты выброса твердых частиц (мг/м³)



Источник: Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике.

Рис. 13.1b Стандарты выброса твердых частиц (мг/м³)

Между тем, в силу невозможности немедленного перехода на более жесткие нормы, целесообразно установить некоторые «промежуточные» стандарты, которые будут отличаться от европейских лишь в части тех выбросов, снижение которых в настоящее время затруднительно.

При этом важно, чтобы новые электростанции проектировались уже с учетом данных промежуточных стандартов (например, Балхашская ТЭС) и были приближены к европейским нормам (Таблицу 13.3).

Тип выбросов	Казахстан	Промежуточные стандарты	Европейский союз стандарты «чистого угля»
Твердые частицы	200	30	30
Диоксид серы (SO ₂)	780	200	200
Оксиды азота (NO _x)	500	350	200

Примечание: За промежуточные стандарты для будущих усовершенствованных электростанций были использованы прогнозные объемы выбросов станции Балхашская ТЭС.

Источник: Концепция перехода Республики Казахстан к зеленой экономике.

Таблица 13.3 Предлагаемые нормы атмосферных выбросов вредных веществ в Казахстане в сравнении со стандартами чистого угля ЕС для будущих усовершенствованных электростанций, (мг/м³)

Для снижения негативного влияния на окружающую среду на новых и расширяемых угольных станциях необходимо внедрение технологий чистого угля. Применение таких технологий, как сжигание в кипящем слое, циклы с сверхкритическими параметрами пара, а также установка современных фильтров по улавливанию выбросов оксидов серы, азота и твердых частиц позволят значительно снизить вредное влияние угольных электростанций на окружающую среду.

Однако первостепенной задачей является решение проблемы улавливания и утилизации золы угольных электростанций. Для снижения выбросов твердых частиц рекомендуется ввести требования для всех угольных электростанций к уровню золоулавливания не менее 99,5%. Рекомендуется также организовать систему мониторинга за состоянием хранилищ золошлаковых отходов.

В рамках грантового финансирования научных исследований рекомендуется проведение НИОКР по вопросам: утилизации и переработки золы уноса угольных станций Казахстана, снижения потерь угля при его транспортировке и хранении, а также создания пилотных проектов с использованием передовых технологий по переработке и использованию угольной золы. Вместе с тем, необходимо отметить, что угольная зола может являться источником ценных металлов (см. Раздел ниже), что создает дополнительный стимул для ее переработки.

Кроме того, рекомендуется ввести требования к угольным электростанциям по установке современных фильтров улавливания выбросов оксидов серы и азота и переход к новым техническим нормам (Таблица 13.3).

Снижение выбросов вредных веществ на котельных может быть во многом достигнуто за счет повышения энергоэффективности. Работа котельных Казахстана характеризуется весьма низкой эффективностью: так в Южно-Казахстанской области 48,9%, в Атырауской области – 52,8%, в городе Астана – 64%. Таким образом в секторе имеется значительный потенциал для снижения расхода топлива, а следовательно, и выбросов.⁷ Для котельных может быть рекомендована установка минимальных требований по удельному расходу топлива, с введением штрафных или иных санкций за превышение данного параметра.

В то же время, внедрение технологий улавливания и геологического хранения углекислого газа на данном этапе технологического развития не может быть рекомендовано для угольных электростанций. Несмотря на то, что современные технологии позволяют улавливать 85-95% углекислого газа, их использование для угольных ТЭС в настоящее время неэффективно с экологической и экономической точек зрения ввиду:

- повышения удельного потребления топлива на 14-40%;
- увеличения выбросов вредных веществ (следствие увеличения потребления топлива);
- повышения стоимости электроэнергии на 43-90%;
- удорожания стоимости строительства станции на 30-90%.

13.2.4.2 Летучая зола угля, зольный остаток и котельный шлак

В дополнение к выбросам в атмосферу двуокиси углерода и оксидов азота и серы, сжигание угля в котлоагрегатах электростанций и других промышленных предприятий приводит к образованию продуктов сгорания в виде летучей золы, зольного остатка и котельного шлака, которые примерно на 90% состоят из нерадиоактивных минералов, таких как кремний, алюминий, кальций и железо. Однако оставшийся материал содержит природные ра-

диоактивные вещества (уран, торий, калий) и продукты их распада (радий). С точки зрения индивидуальной дозы излучения, такие «технологически обогащенные природные радиоактивные материалы» (TENORM) не являются высокорadioактивными, но, тем не менее, требуют особых мер переработки и удаления.

⁷ «Устранение барьеров на пути к энергоэффективности муниципальных систем отопления и подачи горячей воды», ПРООН, итоговая публикация по проекту.

Объемы образования золы зависят от минерального состава угля и типа котла, в котором уголь сжигается. Как указано в Главе 8, уголь Казахстана характеризуется высокой зольностью (в среднем 29%). Один из способов снижения зольности угля (на 50-70%) – отмывка угля перед сжиганием. Однако сам этот процесс является энергоемким и, например, для обогащения Экибастузского угля будет нерентабелен, так как может привести к трехкратному или даже к четырехкратному повышению производственных затрат. Тем не менее, технология очистки угля применима для большинства типов бурого угля (лигнита).

На летучую золу приходится около половины весового состава остаточных продуктов сгорания угля.⁸ Летучая зола захватывается восходящим потоком горячих дымовых газов и задерживается в поглотителях системы очистки дымовых газов или других фильтрующих устройствах дымовых труб. На современном высокоэффективном фильтрующем устройстве можно задерживать 99,5% летучей золы, что практически устраняет ее выбросы в атмосферу. Частицы зольного остатка слишком крупные и тяжелые для их подъема дымовым газом, поэтому они оседают на дне котла. Часть зольного остатка плавится под действием интенсивного жара горения и превращается в котельный шлак, а другая – скапливается на дне котла и в фильтрах его дымовой трубы.

Высокая зольность угля и ограниченные возможности технологии его отмывки создают в Казахстане серьезные проблемы удаления и захоронения золы и шлака, поэтому целесообразно рассмотреть соответствующий опыт других стран. В США около 45% летучей золы, зольного остатка и котельного шлака подлежат переработке и повторному использованию, а оставшаяся часть – захоронению на полигонах и открытых хранилищах. Примерно треть летучей золы и зольного остатка используется в бетоне и цементных смесях (т.е. 10-40% от объема летучей золы). Оставшаяся часть используется в основном для устройства строительных насыпей, в качестве ма-

териала для основания дорожного покрытия и других видов наполнителей, а также для удаления снега и льда. В дробилках для абразивной очистки и в гранулированных наполнителях кровельной плитки используется около 80% котельного шлака, а остальные 20% приходятся на зольный остаток и летучую золу. Крупномасштабная пятилетняя программа строительства национальной инфраструктуры, намеченная к реализации во исполнение новой экономической политики «Нурлы жол», должна создать условия для более широкого использования остаточных продуктов сгорания угля, так как в рамках этой программы предусматривается активное строительство новых автомобильных дорог, железных дорог и инфраструктуры аэропортов, что в свою очередь, повысит потребность в цементе, а также в материалах для дорожных покрытий и строительных насыпей.

И, наконец, одна из новых возможностей широкого использования угольной золы связана с недавно возросшими мировыми потребностями в редкоземельных элементах и других металлах стратегического значения, таких как галлий, германий, индий и теллур. Концентрация этих элементов в угольной золе сопоставима с их традиционным содержанием в редкоземельных отложениях, разрабатываемых в промышленных масштабах во многих регионах мира. Эти элементы не выщелачиваются из золы как другие металлы, и их добыча на сегодняшний день уже считается экономически оправданной в связи с недавним резким ростом цен на мировых рынках. Хотя процесс обогащения является сложным и энергоемким, перспективы считаются достаточно обещающими для того, чтобы продолжить исследования в целях повышения степени извлечения и сведения к минимуму побочных экологических последствий. Даже на современном уровне знаний и технологий хранилища угольной золы могут рассматриваться как менее дорогие и менее экологически опасные источники этих металлов, чем их природные запасы, разрабатываемые в узкоцелевом порядке.⁹

13.2.4.3 Обращение с отходами углеобогащения

За многие годы добычи и обогащения угля в Казахстане скопились большие наземные запасы его отходов. Отходы производства в породных отвалах и шламонакопителях состоят из материалов, оставшихся после отделения экономически ценных фракций (руды) от тех, которые в то время не были или не считались таковыми. Что касается угля, то его ценность часто определялась по размеру кусков углесодержащего материала (при этом куски, не отвечающие стандарту по минимальному размеру, отбраковывались). В состав этих отходов входили элементы, сформированные на глубине в условиях высоких давлений и температур. Химическая и минералогическая стабильность этих элементов, физически нарушенных процессами отделения из породы и хранения на открытом воздухе, может быть потеряна, что, в свою очередь, может привести к поступлению этих элементов в окружающую среду под действием процессов ветровых переносов и речных наносов (отвод кислотных шахтных вод). С природоохранной точки зрения сложность задачи состоит в управлении

такими отходами, скапливающимися в породных отвалах и шламонакопителях, путем их удаления как минимум в инертном состоянии (если эти отходы потеряли стабильность или не изолированы), а также в нахождении новых альтернативных технологий и методов их использования.

Другим инновационным подходом (похожим на подход, применяемый в отношении зрелых нефтяных месторождений) является придание указанным отходам статуса новых месторождений угля, подлежащих разработке путем использования новейших технологий. Значительная часть этих отходов скопилась в период, когда технологии извлечения и обогащения не были такими совершенными, как сегодня, поэтому повторная переработка этих отходов может открыть относительно недорогой доступ к значительным объемам угля. Такой подход также обеспечивает экологические и социальные выгоды, в том числе за счет снижения объемов отходов, подлежащих выщелачиванию и рассеиванию в атмосфере, улучшения визуальной эсте-

⁸ «Технологически обогащенные природные радиоактивные материалы» TENORM: продукты сгорания угля, защита от радиационного излучения, Агентство по охране окружающей среды США.

⁹ См. работу David Mayfield and Ari Lewis, «Coal Ash Recycling: A Rare Opportunity», <http://www.waste-management-world.com/articles/print/volume-14/issue-5/wmw-special-recycling/focus/coal-ash-recycling-a-rare-opportunity.html>, от 29 мая 2015 г.

тичности ландшафта и создания дополнительных рабочих мест. Здесь типичным примером является технология, используемая базирующейся в США компанией «Юолвью». Отходы угля (в виде угольного порошка) преобразуются в пульпу, которая затем подвергается многоступенчатой обработке в центрифугах, циклонных очистителях и спи-

ральных сепараторах для удаления воды и отделения угольных фракций. Перед использованием этой технологии очистки компания может путем бурения оценить тип, качество и объемы угля, содержащегося в хранилищах отходов.

13.2.4.4 Последствия добычи нефти и газа

Нефтегазовая отрасль оказывает существенное воздействие на окружающую среду. Среди наиболее очевидных – прорывы в трубопроводах и разливы токсичных веществ, транспортируемых на морские буровые платформы и обратно.

Для части месторождений Казахстана характерна также проблема утилизации нефтешлама. В Атырауской области загрязнение земель в виде замазученности почвы отмечается на площади более 13 тыс. км². Одним из крупнейших загрязнений считается нефтяной амбар (площадь зеркала около 70 га, глубина 20 м) в районе месторождения Узень (Мангистауская область), образованный во время аварии на магистральном нефтепроводе Узень-Самара в 1974 г. Более тридцати с лишним лет в нефтяной амбар велся сброс нефтяных отходов с месторождения Узень, однако за последние годы ввиду постепенного решения проблемы утилизации нефтешлама площадь замазученности амбара значительно уменьшилась.

Решением проблемы утилизации нефтешлама месторождений является усиление экологического контроля за утилизацией отходов нефтедобычи для организации поставок и переработки нефтешлама на НПЗ. Может быть рассмотрено направление использования нефтешламов в производстве строительных материалов.

Экологические проблемы нефтедобычи в Казахстане также связаны с высоким уровнем радиационного воздействия: на 22 наиболее крупных месторождений выявлено 267 участков радиоактивного загрязнения с мощностью излучения от 100 до 17 тыс. мкР/час.¹⁰ Это связано с тем, что подземные водоносные горизонты на большинстве месторождений содержат природные радионуклиды (уран, торий и радий). Часть такой «пластовой воды» откачивается на поверхность во время добычи нефти, где она отделяется от нефти и газа и перекачивается в амбары или резервуары (в качестве так называемой «попутной воды») перед ее утилизацией путем обратной закачки

в глубокие скважины или сброса в непригодные для питья береговые воды. И хотя, как правило, уровень радиоактивности пластовой воды низкий, объемы ее добычи велики (~10 барр. воды на 1 барр. нефти).

Однако во время хранения радий и продукты его распада (а также некоторые нерадиоактивные химические соединения, такие как кремний, барий и кальций, которые могут быть токсичными) могут попасть в пластовую воду и отложиться в виде шлама, накапливающегося в резервуарах хранения воды или амбарах (а также в резервуарах нефтешлама). Уровень радиоактивности пластовой воды может также увеличиться за счет образования минеральных отложений на стенках труб, внутри бурового оборудования, газосепараторов, сепараторов термического действия и установок осушки газа.

Кроме загрязнения воды и почвы на месторождениях, рабочие, работающие в непосредственной близости с площадками утилизации отходов, и с площадками хранения открытым способом использованных радиационно-загрязненных обсадных труб, подвергаются риску, связанному с воздействием как минимум низкого уровня гамма излучения, вдыханием радиоактивной пыли и радона и употреблением скважинной воды и/или пищи, загрязненной радиоактивной пылью.

В настоящее время обработка радиоактивно загрязненного оборудования проводится с использованием технологий жидкой дезактивации, при этом удаляется более 90% радионуклидных загрязнений.¹¹ Государству необходимо усилить контроль за дезактивацией нефтяного оборудования с постановкой цели по очистке всего радиоактивно загрязненного оборудования.

Еще одной проблемой нефтедобычи в Казахстане является утилизация серы (Глава 7), однако в настоящее время сера по нормам казахстанского законодательства не является отходом.

13.2.4.5 Последствия уранодобычи

Казахстан представляет собой уникальный урановый регион, и входит в четверку обладателей крупнейших запасов урана в мире (Глава 9), вследствие чего значительная (около 13%) территория страны характеризуется повышенным природным радиационным фоном. В советский период добыча урана велась в Казахстане горнорудным способом, с применением кучного выще-

лачивания. В результате основную часть отходов урановой промышленности (накопленных за советский период) представляют отходы урановых шахт и хвостохранилища обогатительных фабрик, действовавших при рудниках, которые по активности можно отнести к низко- и среднеактивным радиоактивным отходам (Рис. 13.2).

.....

¹⁰ См. Главу отчета ПРООН «Изменение окружающей среды в результате экономической деятельности». http://www.undp.kz/library_of_publications/files/2147-19397.pdf.

¹¹ По сообщениям компании КазМунайГаз, на месторождении Узень в 2014 году очищено более 1 000 тонн радиационно-загрязненных труб и оборудования.

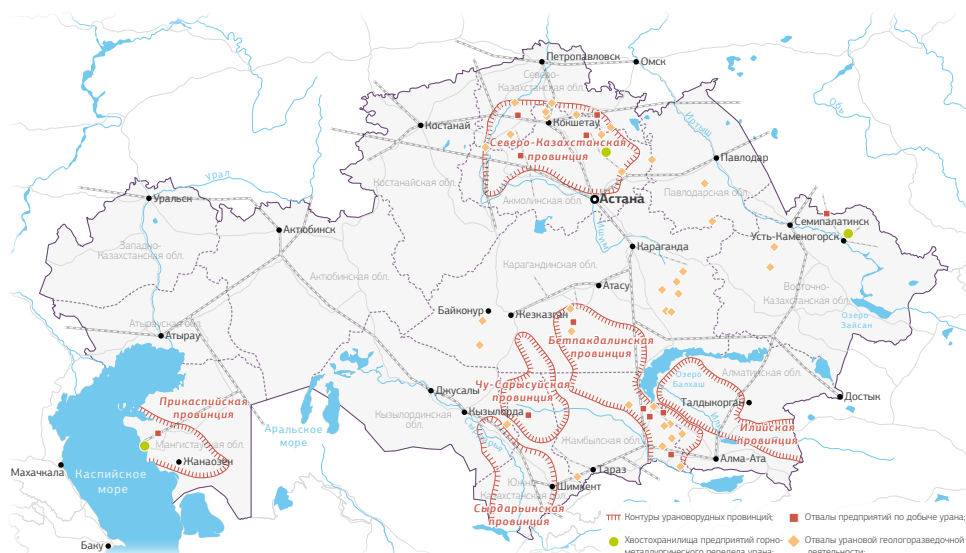


Рис. 13.2 Месторасположение полигонов для хранения отходов урановых шахт и хвостохранилищ

Современная добыча урана в Казахстане методом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) характеризуется значительно меньшим уровнем воздействия на окружающую среду и невысокой дозовой нагрузкой на персонал месторождений. Негативные последствия метода в основном связаны с ущербом, наносимым подземной гидросфере, недрам. При этом при ПСВ добыче урана концентрации практически всех токсичных компонентов, перешедших в раствор, достигают исходных значений, о чем свидетельствуют фактические данные наблюдений по гидрохимическим профилям обрабатываемых месторождений Моинкум, Канжуган и Северный Карамурун.¹²

Однако в результате многолетней деятельности предприятий уранодобычи в советский период образовалось 118 отвалов вскрышных пород и отходов переработки

радиоактивных руд, занимающих площадь 614 км² массой около 50 млн. т. Радиоактивный фон этих отходов составляет от 35 до 3000 мкР/час.¹³ Уровень мощности радиационной дозы от каждого из брошенных отвалов превышает предельную норму более чем в 50 раз. Существенную угрозу для населения представляет несанкционированный отбор обедненных руд для использования в строительных материалах.

В результате для Казахстана может быть рекомендована организация системы радиационного мониторинга состояния отвалов уранодобычи и хвостохранилищ, продолжение исследовательских работ по оценке уровня воздействия данных объектов на окружающую среду и здоровье населения, также рекомендуется организация охраны данных объектов для пресечения несанкционированного забора обедненной руды.¹⁴

13.2.5 Штрафы за нанесение ущерба окружающей среде и предприятия ТЭК

Как уже упоминалось в Главе, посвященной налогообложению отрасли по добыче углеводородов в Казахстане, предприятия, занятые в этой отрасли, также несут значительную финансовую нагрузку, выражаемую в уплате штрафов за нанесение ущерба окружающей среде. В настоящее время финансовая ответственность за нарушение установленных ограничений по выбросам в окружающую среду регулируется тремя законодательными актами (Таблица 13.4, где приведены примеры ответственности за сжигание избыточных объемов газа на фанеле):

- Экологический кодекс и связанные с ним нормативно-правовые акты (Постановление Правительства Республики Казахстан № 535 от 27 июня 2007 г.) опре-

деляют порядок возмещения ущерба, нанесенного по причине загрязнения окружающей среды, и правила оценки такого ущерба;

- Налоговый кодекс предусматривает штрафы, которые в 10 раз превышают стандартные сборы, предусмотренные Экологическим кодексом и подлежащие оплате в связи с вредными выбросами в окружающую среду;
- Кодекс об административных правонарушениях также предусматривает штрафы, которые в 10 раз превышают выплаты, установленные Налоговым кодексом, в счет вредных выбросов в окружающую среду сверх установленных ограничений.

¹² Шишков И.А., Каюков П.Г.//Радиоэкологические проблемы Республики Казахстан, связанные с разведкой и разработкой месторождений урана. Известия НАН РК. Серия геологическая 2013г. №5.

¹³ http://www.undp.kz/library_of_publications/files/2147-19397.pdf.

¹⁴ Шишков И.А., Каюков П.Г.//Радиоэкологические проблемы Республики Казахстан, связанные с разведкой и разработкой месторождений урана. Известия НАН РК. Серия геологическая 2013г. №5.

Загрязняющие в-ва	Налоговый кодекс				Кодекс административных правонарушений	Экологический кодекс, Постановление Правительства № 535 от 27 июня 2007 г.
	Ставка, минимальный расчётный показатель/тонна				Максимальный штраф за сжигание избыточного газа на факеле, минимальный расчётный показатель/тонна	Расчет экологического ущерба от сжигания газа на факеле
	Стационарные источники	Сжигание газа на факеле, базовая ставка	Сжигание газа на факеле, максимальная ставка, устанавливаемая маслихатами*	Сжигание избыточного газа на факеле, максимальная ставка, устанавливаемая маслихатами*		
Углеводороды	0,16	2,23	44,6	446	4 460	$U_i = (C_{\text{факт } i} - C_{\text{норм } i}) \times 360 / 1000000 \times T \times 52 \text{ MCI} \times A_i \times 10 \times K1 \times K2$
Угарный газ	0,16	0,73	14,6	146	1 460	
Метан	0,01	0,04	0,8	8	80	

* Налоговый кодекс дает органам местного самоуправления (маслихатам) право устанавливать ставку, до 10 раз превышающую базовую.

Источник: Налоговый кодекс, Кодекс административных правонарушений и Экологический кодекс Республики Казахстан.

Таблица 13.4 Административные наказания и штрафы за загрязнение окружающей среды, установленные в РК: на примере сжигания газа на факеле А

Ассоциация KAZENERGY реализует целый ряд инициатив, связанных с взиманием штрафов за загрязнение окружающей среды, в том числе: (1) переход от косвенного определения ущерба, нанесенного сверхнормативными выбросами, к методу прямого расчета; (2) отказ от положений, предусматривающих право органов местного самоуправления сразу в 20 раз увеличивать размер закрепленных законодательно базовых штрафов применительно к любому нарушению и дополнительно в 10 раз в случае «чрезмерного» загрязнения; и (3) внесение изменений в Кодекс об административных правонарушениях в части с заменой установленной ставки, которая меняется в зависимости от размера превышения допустимых объемов выбросов, на минимальный расчетный показатель (МРП).¹⁵

Что касается определения ущерба окружающей среде, Ассоциация предложила пересмотреть применяемые в настоящее время формулы расчета (предусматривают всеобъемлющую оценку последствий, включая определение косвенного и прямого ущерба). Главным образом, это связано с общей необоснованностью применения и отсутствием прозрачности действующей формулы расчета. Вместе с тем, KAZENERGY предложила внести изменения в методику оценки нанесенного ущерба и применять базовые ставки для начисления штрафов с учетом фактического размера превышения допустимых норм по выбросам. В настоящее время на рассмотрение Министерства энергетики и других заинтересованных органов государственной власти вынесен проект новой методики оценки нанесенного ущерба.

В ходе парламентских слушаний, состоявшихся 1 июня 2015 г., на которых, в том числе, был рассмотрен и данный вопрос, Парламент страны в части отчислений на охрану окружающей среды и взимания штрафов рекомендовал Министерству энергетики следующее: «Экологический кодекс: для расчета суммы возмещения в счет ущерба, нанесенного окружающей среде как следствие превыше-

ния допустимых норм выбросов, использовать исключительно методы прямой оценки исходя из фактического объема нанесенного ущерба».

Такой подход также согласуется с предложениями, выработанными рабочей группой Министерства энергетики Казахстана. В ходе работы над проектом поправок в Экологический кодекс РК группой были выработаны рекомендации, в соответствии с которыми следует отказаться от применения метода косвенной оценки экономического ущерба в пользу прямой оценки фактического ущерба, нанесенного окружающей среде.

Предложение Ассоциации отказаться от норм, закрепленных действующим законодательством и предусматривающих право органов местного самоуправления (маслихатов) увеличивать сборы сразу в 20 раз и дополнительно в 10 раз в случае «чрезмерных» выбросов, также нашло поддержку со стороны властей; проект Закона, предусматривающего соответствующие поправки к Налоговому кодексу, был одобрен Межведомственной комиссией по законопроектной деятельности 30 июня 2015 г. Проект предусматривает пересмотр «базовых» ставок, применяемых для начисления экологических сборов, и отказ от положений, закрепляющих право органов местного самоуправления повышать действующие ставки.

Что касается ответственности, закрепленной Кодексом об административных правонарушениях, KAZENERGY предложила рассчитывать штрафы исходя из минимального расчетного показателя (МРП), а не ставки, которая меняется в зависимости от размера превышения установленных ограничений по выбросам. Однако данное предложение не нашло поддержки со стороны властей.

Если говорить о проблеме до некоторой степени произвольного взимания штрафов за нанесение ущерба и загрязнение окружающей среды и их чрезмерности,

¹⁵ Минимальный расчетный показатель (МРП) – единица стоимости, корректируемая на ежегодной основе одновременно с утверждением бюджета на очередной год. Иными словами, в этом случае применение основных законодательных актов (включая Налоговый и Экологический кодекс) утрачивает всякий смысл. Так, по состоянию на 1 января 2014 г. МРП установлен Законом №149-V «О республиканском бюджете на 2014-2016 гг.» от 3 декабря 2013 г. и составил 1 852 тенге.

имеет место явное несоответствие между объемом тех средств, которые идут в бюджет, и расходами на охрану окружающей среды, проведение рекультивационных и природовосстановительных работ, которые являются прямым следствием избыточных выбросов, как на республиканском, так и на областном уровне (Рис. 13.3). За период с 2011 г. по 2013 г. бюджет получил около 219 млрд. тенге (примерно 1,2 млрд. долл. США), тогда как расходы за тот же период в сумме составили лишь 91 млрд. тенге (0,5 млрд. долл. США). По всей видимости,

штрафы за загрязнение окружающей среды рассматриваются по большей части как дополнительный источник денежных средств для пополнения бюджета, в частности, на местном уровне. Кроме того, если посмотреть на то, какие области являются основными источниками поступления вышеупомянутых средств (Карагандинская, Павлодарская, Актюбинская и Атырауская), создается впечатление, что основные плательщики – представители ТЭК (ведущие добычу угля и углеводородов).

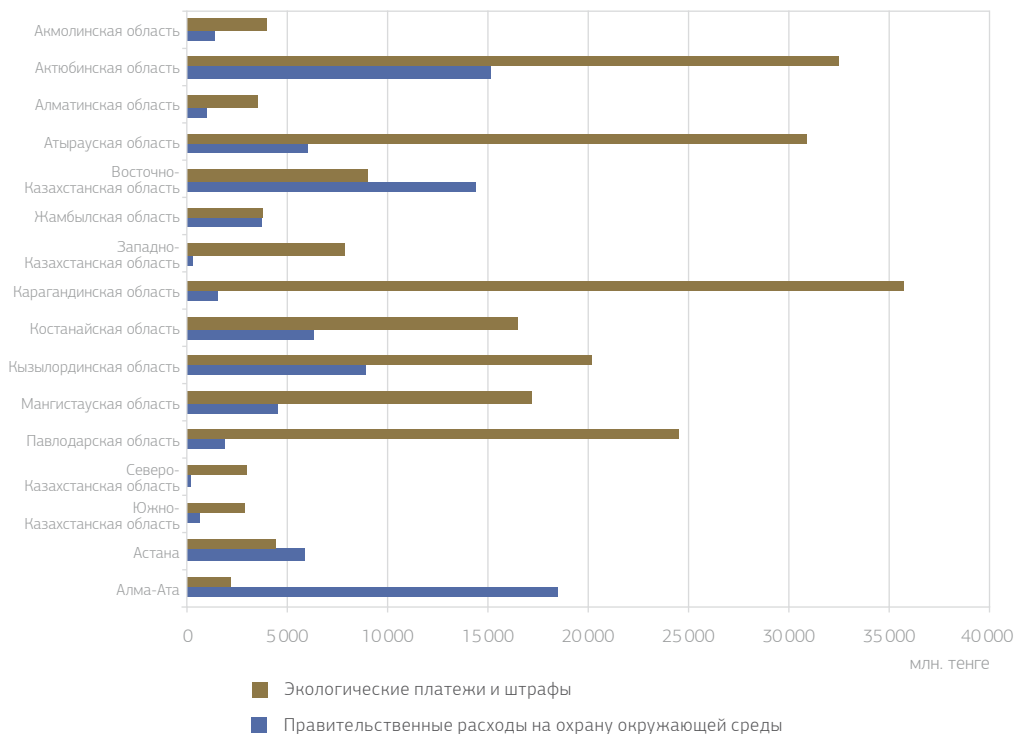


Рис. 13.3 Экологические платежи в сравнении со средствами, выделяемыми на охрану окружающей среды, 2011-13 гг.

13.3. Выбросы парниковых газов и проблема глобального потепления

13.3.1 Проблема глобального потепления

Основанием проводимой в мире политики по ограничению выбросов парниковых газов (ПГ) является Доклад МежПравительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) 1990 года, предположивший реальность угрозы глобального изменения климата из-за антропогенного воздействия. В рамках данного Доклада под глобальным потеплением понимается рост среднегодовой температуры атмосферы до 3°C к 2100 году (от уровня 1990 года) и связанные с ним последствия. Основным фактором, влияющим на рост среднегодовой температуры атмосферы, по мнению экспертов МГЭИК, является увеличение концентрации в атмосфере парниковых газов (в основном, углекислого газа) в результате активного использования человечеством ископаемых энергоресурсов.

В последнее 50 лет наблюдается беспрецедентный за последние 200 тыс. лет рост концентрации углекислого газа. В 2013 году концентрация CO₂ в атмосфере земли превысила 400 ppm¹⁶ (ppm – долей на миллион) или 0,0392%.

Парниковый эффект, суть которого заключается в удержании части теплового излучения Земли, является следствием дифференциальной проницаемости части газов атмосферы для коротковолнового и длинноволнового излучения, ответствен за формирование теплого климата нашей планеты. При этом основным источником парникового эффекта в атмосфере Земли является водяной пар. При отсутствии парниковых газов в атмосфере Земли средняя температура на поверхности составляла бы -15°C, а парниковый эффект приводит

¹⁶ В доиндустриальный период концентрация CO₂ была порядка 280 ppm.

к её увеличению на 30°C, из которых 20,6°C объясняется наличием в воздухе водяного пара, а 7,2°C – углекислого газа. Таким образом, парниковые газы имеют большое значение для формирования климата планеты.

Климат Земли за историю развития человечества переживал постоянные изменения, эпохи похолодания сменялись более теплыми периодами и наоборот. Согласно данным исследований, средняя температура атмосферы 10 тыс. лет назад была выше текущего значения на 2-2,5°C (Атлантический климатический оптимум), а в VIII-XIII веках – на градус выше текущего значения (средневековый климатический оптимум).

13.3.2 Выбросы парниковых газов в Казахстане

По показателю углеродоемкости ВВП равному по данным МЭА 2,59 кг CO₂/тыс. долл. США Казахстан входит в пятерку стран с наибольшей углеродоемкостью, при этом средний показатель по странам мира – 0,58, по странам ОЭСР – 0,31, для Китая 1,73.¹⁷

Необходимо учитывать, что как и в случае с энергоемкостью, в каждой отдельно взятой стране выбросы парниковых газов отражают структуру ее экономики. На долю угля по-прежнему приходится более чем 60% общего потребления первичных энергоресурсов в Казахстане. При этом потребление угля в абсолютном выражении, как ожидается, будет сохраняться примерно на том же уровне вплоть до 2025 г. Данный показатель достаточно высокий по сравнению с другими странами мира (33% – США; 43% – Индия; 47% – Китай, 49% – Польша), что опять-таки является следствием основанной на добыче полезных ископаемых экономики Казахстана, где на единицу ВВП потребляется большое количество энергии. В общемировом масштабе на долю сжигания угля по всем источникам (включая металлургию) приходится порядка 43% выбросов диоксида углерода; при этом за счет сжигания угля в электроэнергетике формируются 28% общемирового объема выбросов CO₂.¹⁸

Между потреблением угля и генерацией электроэнергии в Казахстане существует устойчивая взаимосвязь, поскольку более 75% электростанций в стране сжигают уголь (примерно две трети установленной мощности). Во многих районах на севере и в центральной части Казахстана уголь является единственным доступным видом топлива, используемым для нужд электроэнергетики (Глава 10).

Сохраняющаяся важная роль угля в структуре энергетики Казахстана является причиной значительных выбро-

существующие в настоящее время физические модели долгосрочного прогноза климата не могут учитывать всего многообразия прямых и обратных эффектов, связанных увеличением концентрации парниковых газов, ввиду этого достоверность долгосрочных прогнозов климата остается весьма низкой. Тем не менее, в настоящее время теория влияния концентрации углекислого газа на изменение климата на международном уровне принята в качестве основной и проводимая экологическая и энергетическая политика части стран направлена на ограничение выбросов парниковых газов.

сов углекислого газа. Несмотря на растущую роль природного газа, в области электроэнергетики по крайней мере до 2040 г. на долю угля будет приходиться более 70 млрд кВт*ч генерируемой электроэнергии. При этом при сжигании угля выделяется в 1,65 раза больше углекислого газа, чем при сжигании эквивалентного количества (по калорийности) природного газа.¹⁹

По данным Комитета по статистике Казахстана в 90-х годах прошлого столетия наблюдалось сокращение выбросов углекислого газа (в структуре выбросов парниковых газов доля углекислого газа составляет 72-78%) в абсолютном выражении с уровня в 161,5 млн. т. в 1995 г. до уровня в 140,1 млн. т. в 2000 г. и последующим отскоком в 2000-х годах (240 млн. т в 2014 гг.) (см. Рис. 13.4). Это значительно меньше, чем непосредственно перед распадом Советского союза: в 1990 г. объемы выбросов углекислого газа в Казахстане составили около 274,8 млн. т. Сокращающиеся объемы выбросов в 90-е годы прошлого столетия в значительной степени являются следствием существенного спада в экономике. Таким образом, сокращающийся с середины 2000-х годов объем выбросов на фоне значительного экономического роста, как представляется, является следствием структурных экономических изменений, когда доля металлургии снижалась, а доля менее энергоемкой нефтегазовой отрасли увеличивалась. По результатам исследования, проведенного Управлением по информации в области энергетики (США) в 2010 г., Казахстан занял 28-ое место в мире по абсолютным выбросам углекислого газа. Данный показатель не следует расценивать как отрицательный, учитывая размер и промышленную ориентацию экономики страны; кроме того, это свидетельствует о сокращении выбросов, поскольку в 1992 г. Казахстан занимал 17-ое место в мире.

¹⁷ Key World Energy Statistics 2014.

¹⁸ «Тенденции в области выбросов углерода в мире: отчет 2013 г.», Гаага, Нидерландское агентство оценки состояния окружающей среды при участии Центра по совместным исследованиям Еврокомиссии, 2013 г., стр. 32. В соответствии с вышеуказанным документом в Казахстане на долю угледобывающей отрасли в 2012 г. приходилось 71,9% выбросов углекислого газа в стране (нефтедобыча – 15,6%, газодобывающая отрасль – 12,5%).

¹⁹ «Тенденции в области выбросов углерода в мире: отчет 2013 г.», стр. 32.

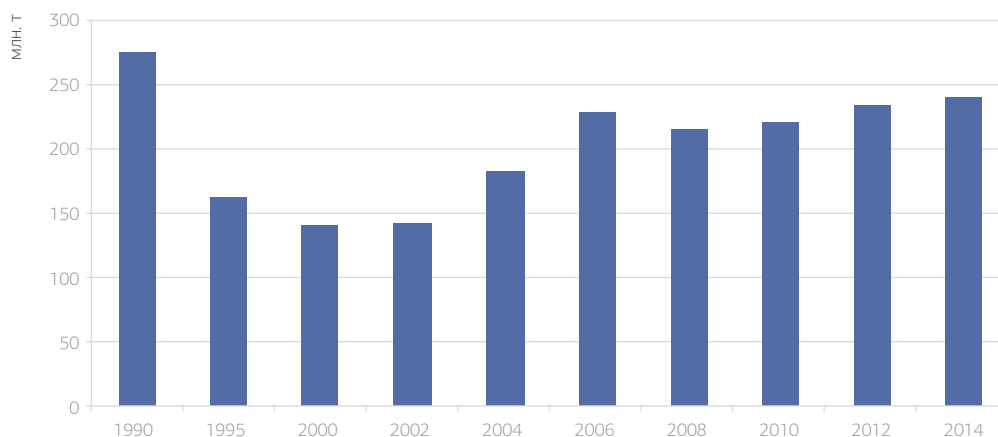


Рис. 13.4 Официальные оценки выбросов CO₂ в Казахстане, 1990-2014

Согласно «Национальному энергетическому Докладу 2013 г.» 85% выбросов парниковых газов в Казахстане относились на счет электроэнергетики (главным образом, угольных электростанций).²⁰ Программа по переходу к «зеленой» экономике посредством перехода на природный газ и возобновляемые источники энергии при строительстве новых и замене устаревших мощностей проанализирована в Главе 10. Однако при изменении структуры потребляемых энергоресурсов в целях значительного сокращения выбросов углерода государство сталкивается с определенными трудностями,

поскольку изменения в действующей инфраструктуре энергетики, это как правило, длительный процесс. Таким образом, представляется более целесообразным в ближайшей перспективе акцентировать внимание на других мерах, направленных на сокращение выбросов, исходя из имеющегося топливного баланса. Это, прежде всего, меры по энергосбережению и повышению энергоэффективности, стимулируемые, в том числе, за счет созданного внутреннего рынка торговли квотами на выбросы углекислого газа.

13.4. Рынок торговли квотами на выбросы углекислого газа в Казахстане

В ноябре 2010 г. был принят закон о внесении изменений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, который предоставлял возможности для организации рынка торговли квотами на выбросы, определял общие правила торговли квотами на выбросы и ответственность предприятий (годовые выбросы которых превышают 20 тыс. т CO₂) за выбросы парниковых газов сверх установленного предела (согласно предоставленным квотам). 3 декабря 2011 г. были внесены поправки в действующий Экологический кодекс Республики Казахстан, которые: определяли рыночный механизм сокращения выбросов (система торговли квотами); способствовали разработке схемы учета выбросов на внутреннем рынке. В течение 2012 г. были разработаны правила функционирования внутренней системы торговли квотами. В результате Экологический кодекс с включенным разделом по регулированию выбросов парниковых газов, стал первой государственной системой ограничения и торговли выбросами в Азии и странах СНГ.²¹ Многие основополагающие элементы

этой системы (в частности, распределение и учет, отчетность и контроль) были смоделированы в соответствии с положениями, регулирующими работу системы торговли выбросами в Евросоюзе.

В течение 2013 г. был реализован пилотный проект (продолжительностью один год в имитационном режиме), в котором приняли участие 178 крупных предприятий электроэнергетики, нефтегазовой, угледобывающей, химической и горнодобывающей промышленности (металлургии). В сумме на долю этих предприятий пришлось 77% выбросов углекислого газа в Казахстане и 55% выбросов парниковых газов в 2010 г. В соответствии с Государственной программой распределения квот²² для всех 178 предприятий исходя из выбросов парниковых газов в 2010 г. 147 млн. т углекислого газа был установлен максимальный предел по выбросам (квоты). Резерв квот в размере 20,6 млн. т был установлен для новых мощностей таких предприятий на 2013 г. В целом в соответствии с разработанным подходом, предприятия,

²⁰ «Национальный энергетический доклад 2013 г.», KAZENERGY, стр. 193

²¹ «Казахстан. Мировые рынки выбросов углерода: оценка системы торговли выбросами», Фонд защиты окружающей среды и Международная ассоциация по торговле выбросами, сентябрь 2013 г.

²² По крайней мере на первоначальном этапе функционирование системы торговли выбросами будет регулироваться ежегодной Государственной программой распределения квот, в соответствии с которой каждому предприятию будут предоставляться квоты на выбросы исходя из объемов выбросов парниковых газов, зафиксированных в предыдущем году. На данный момент единственный парниковый газ, учитываемый данной программой – углекислый газ.

которые не смогли сократить выбросы (до уровня 2010 г.), вынуждены были приобретать неиспользованные квоты у других предприятий или платить большие штрафы (примерно до 100 долл. США/т CO₂) вплоть до аннулирования разрешений на ведение коммерческой деятельности.²³ В имитационном режиме действия системы государственного регулирования выбросов ПГ штрафы с предприятий не взимались.

Несмотря на технические и организационные проблемы первого периода система регулирования выбросов ПГ была запущена в 2014 г. уже в рабочем режиме, предусматривающим штрафные санкции и покупку квот в случае превышения выданного лимита. Квоты были выделены 166 компаниям исходя из данных объемов выбросов за 2013 г. с обязательствами по поддержанию данного уровня выбросов в 2014 г. и 1,5% сокращением в 2015 г.

	2014 г.	2015 г.
Объемы продаж, т CO ₂	1 271 289	1 246 229
Средняя цена, тенге/т CO ₂	301	765

Таблица 13.5 Объемы внутренней торговли квотами

Анализ данных, представленных нефтегазовыми компаниями по объему превышения квот и стоимости, показал, что стоимость квот для нефтегазовых компаний достигала 1 150 тенге/т CO₂ в 2014 году; при этом средняя стоимость квот в указанный выше период оставила 301 тенге /т CO₂ (Таблица 13.5).

Вызывает ряд вопросов пункт Экологического кодекса, запрещающий продавать объемы снижения выбросов ПГ, полученные за счет снижения производства, так как нет ясности в том, что весь проданный на внутреннем рынке объем квот не получен за счет снижения производства. Наиболее вероятно, что часть уже совершенных торговых операций на внутреннем углеродном рынке была проведена в нарушении данного пункта.

В дополнение к обеспечению условий, при которых цена продажи квот надлежащим образом отражает конъюнктуру рынка, в будущем следует принять ряд дополнительных мер для усиления роли системы торговли квотами и совершенствования структуры энергетики Казахстана, в том числе: расширить возможности системы торговли квотами и наряду с углекислым газом в тестовом режиме ввести квоты на выбросы метана; проводить государственные аукционы для реализации части квот, доходы от которых направлять на финансирование проектов по повышению энергоэффективно-

(Таблица 13.5).²⁴ Спорным моментом казахстанской системы регулирования ПГ является бесплатная выдача государством дополнительных квот предприятиям на основании полученных запросов. Выражаются опасения относительно справедливости и прозрачности механизма дополнительного выделения компаниям бесплатных квот, а также относительно того, что активное лоббирование предприятиями решения по выделению дополнительных квот приведет к формированию излишков квот в рамках действующей системы, что сделает их дешевым и, по сути, бесполезным инструментом регулирования выбросов. Падающие цены на квоты, как следствие отсутствия надлежащей системы рыночного регулирования, стали основной причиной провала Европейской торговой схемы.²⁵

сти и внедрению возобновляемых источников энергии; добросовестно распределять дополнительные квоты между предприятиями-участниками, обеспечив должную прозрачность.

Недавно утвержденная политика развития системы торговли квотами на выбросы ЕС предусматривает метод бенчмаркинга с определением передовых практик для использования их в качестве основы при распределении бесплатных квот между предприятиями. По возможности такие ориентиры должны быть установлены для каждого вида продукции (т.е. отдельно для предприятий электроэнергетики, металлургических и нефтехимических предприятий). В широком смысле, такие ориентиры по видам продукции должны быть установлены исходя из среднего объема выбросов парниковых газов применительно к 10% предприятий, производящих такую продукцию, продемонстрировавших наилучшие результаты в данной области. По сути, компании, выполнившие плановые показатели, получают весь объем необходимых квот; те же предприятия, которые не выполнили поставленной задачи, будут вынуждены покупать дополнительные квоты, чтобы не превышать установленный объем выбросов.²⁶ Трудностью такого подхода является зависимость удельных выбросов от нагрузки, что особенно касается топливных электростанций. При распределении квот на выбросы парниковых газов Министерством

²³ Однако на период реализации пилотного проекта в 2013 г. штрафы за несоблюдение установленных требований были временно упразднены, за исключением штрафа за непредоставление требуемой документации и отчетности.

²⁴ Алексей Санковский (руководитель проекта «Программа по смягчению последствий изменения климата», Агентство международного развития США) «Рынок торговли квотами на выбросы углерода как инструмент создания современной энергетической системы в Казахстане». Доклад представлен на заседании Торговой палаты США в рамках энергетического форума в Казахстане, 27 июня 2014 г., Астана.

²⁵ «Национальный энергетический Доклад 2013 г.», KAZENERGY, стр. 195.

²⁶ Для получения дополнительной информации смотрите: Европейская комиссия «Распределение бесплатных квот исходя из установленных контрольных показателей»,

энергетики может столкнуться с проблемой сравнения действующих предприятий с лучшими практиками, ввиду технологически разных условий деятельности части

предприятий (угледобыча, добыча и переработка нефти и газа, ТЭЦ, ГМК).

13.5. Политика в области изменения климата: цели и задачи

Хотя углекислый газ²⁷ самый распространенный (не считая водяного пара) парниковый газ в атмосфере Земли, международная политика в области изменения климата по большей части ориентирована на парниковые газы в целом. В связи с этим ниже тоже рассматриваются парниковые газы в целом. Объемы выбросов парниковых газов в мире в результате сжигания углеродосодержащего топлива продолжают расти по мере роста численности населения Земли, экономической активности и потребления (по состоянию на конец 80-х годов прошлого столетия данный показатель составлял менее 30 Гт/год; сегодня это уже более 40 Гт/год) (Рис. 13.5). Основные объемы выбросов (как в прошлом, так и в настоящем)

относятся на счет промышленно развитых стран; однако наблюдаемый в последнее время экономический рост в развивающихся странах в частности, с большой численностью населения, как в Индии и Китае, уже стал доминирующим источником значительного увеличения объемов выбросов. По мнению экспертов, непредсказуемые изменения температуры и суровые климатические условия в настоящее время обходятся мировой экономике более чем в 1 трлн. долл. США/год, однако регулирование выбросов парниковых газов может вызвать снижение мирового ВВП от 2-5,1% в зависимости от углеродной политики (ограничение годовых выбросов 500 ppm или 450 ppm).²⁸

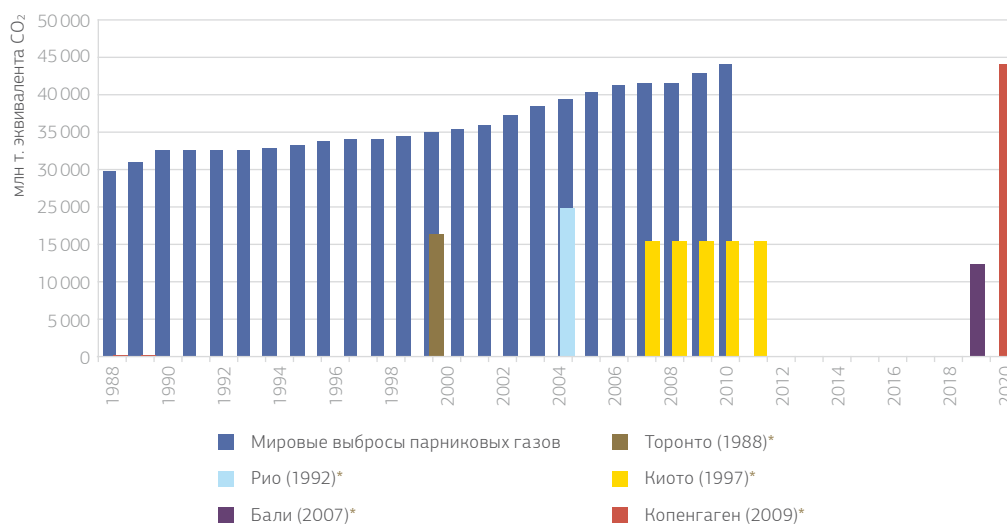


Рис. 13.5 Мировые выбросы парниковых газов и целевые показатели

Несмотря на политические решения по необходимости снижения выбросов парниковых газов, международная политика в данной области до настоящего времени носила довольно непоследовательный характер. Только в период с 1997 г. было принято более 500 руководящих документов в области изменения климата, однако их суть и область применения оставались неясными. Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., стала основой для действий мирового сообщества в области изменения климата. Принятый в 1997 г. Киотский протокол определял правовую базу и обязательные для исполнения развитыми странами-участницами обязательства по сокращению выбросов парниковых газов на период 2008-2012 гг. В дальнейшем попытки мирового сообщества скоординировать свои действия для сокра-

щения выбросов стали носить ограниченный характер, поскольку страны, в которых на тот момент (США) и сегодня (Китай) регистрируется наибольший объем выбросов углекислого газа, отказались брать официальные обязательства по сокращению выбросов ПГ в рамках Киотского протокола.

«Дохийская» поправка к Киотскому протоколу, принятая в декабре 2012 года для продления его действия на период 2013-2020 гг, еще больше усугубила противоречия между странами в вопросах количественных ограничений. Так Россия, Япония и Новая Зеландия не стали брать на себя количественных обязательств на второй период Киотского протокола. Канада официально вышла из Киотского протокола в 2011 году. Особенно в уязвимом поло-

²⁷ Метан – второй по количеству выбросов парниковый газ (в США на долю метана приходится 9% всех выбросов парниковых газов вследствие осуществляемой в стране человеческой деятельности), хотя при этом вклад метана в изменение климата более чем 20 раз превышает аналогичный показатель углерода. Метан в отличие от углекислого газа сохраняется в атмосфере всего 12 лет (срок пребывания углерода в атмосфере установить не представляется возможным ввиду его поглощения растительностью и водами океанов).

²⁸ Смотри работу Richard S J Tol. An Analysis of Mitigation as a Response to Climate Change/ Copenhagen Consensus Center, 2010.

жении оказались Казахстан и Белоруссия, не имеющие резерва национальных квот по первому периоду, вследствие чего в результате поправки 3.7-тер объемы выбросов ПГ для этих стран ограничиваются не взятыми официальными обязательствами (Приложение «В» к Киотскому протоколу), а средними выбросами периода 2008-2010 гг.²⁹ Определенные противоречия в позиции количественных ограничений отмечались и внутри стран ЕС.

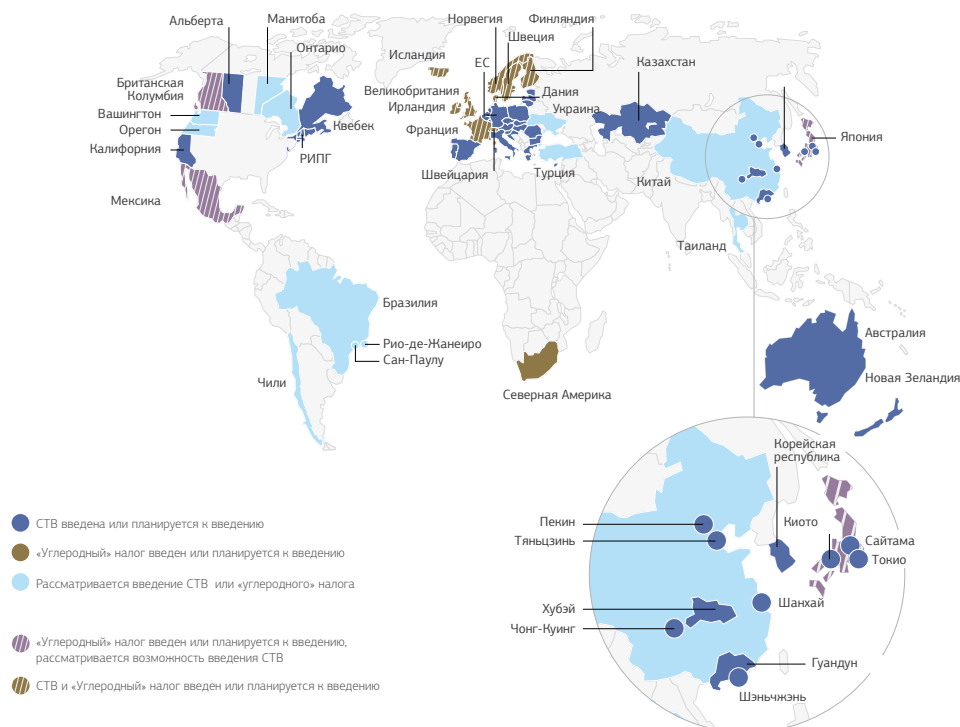
В настоящее время уже есть осознание того, что климатическая политика и подход к количественному ограничению выбросов парниковых газов требуют существенных изменений. Планируется, что новый документ-преемник Киотского протокола будет обсуждаться странами-участницами Рамочной Конвенции ООН об изменении климата в 2015 г. в Париже. Начиная с 2015 г. страны будут разрабатывать свои собственные программы и самостоятельно ставить задачи по ограничению вредных выбросов.

В настоящий момент международный углеродный рынок представлен различными национальными схемами (Рис. 13.6):

- Европейская схема торговли квотами на выбросы (EU emissions trading scheme (EU ETS)), объединяет 28 стран Европейского союза и более 14 000 предприятий.
- Швейцарская схема торговли квотами на выбросы, объединяет 450 компаний.
- Казахская система ограничения и торговли (cap-and-trade) квотами на выбросы, объединяет 166 компаний, с эмиссией около 153 млн. тонн CO₂ экв.

Южно Кореяская система ограничения и торговли (cap-and-trade) квотами на выбросы, объединяет 525 компаний, с эмиссией около 500 млн. тонн CO₂ экв.

- Региональная инициатива снижения выбросов парниковых газов США (RGGI), объединяет 9 штатов и около 200 электростанций.
- Калифорнская система ограничения и торговли (cap-and-trade) квотами на выбросы, объединяет 500 электростанций и предприятий.
- Квебекская система ограничения и торговли (cap-and-trade) квотами, объединяет 80 промышленных объектов.
- Австралийский углеродный механизм, объединяет 350 предприятий с эмиссией около 285 млн. тонн CO₂ экв.
- Новозеландская схема торговли квотами на выбросы.
- Япония: Токийская торговая схема и механизм совместного кредитования (JCM).
- Китайская схема торговли квотами на выбросы с пилотной программой, действующей в 7 округах Китая (Пекин, Гуандун, Хубэй, Чунцин, Шанхай, Шэньчжэнь и Тяньцзинь).



СВТ - система торговли выбросами

Рис. 13.6 Действующие и планируемые к введению схемы ограничения выбросов ПГ

²⁹ Действия «Дохийской» поправки не будут распространяться на Казахстан если поправка не будет ратифицирована 3/4 стран участниц Киотского протокола или в случае отказа Казахстана от ее ратификации.

Помимо указанных торговых схем, которые все же предполагают определенные обязательства по снижению выбросов ПГ (схема *cap-and-trade*), необходимых для создания спроса на квоты, существуют и альтернативные подходы, например углеродные налоги. т.е. налоги на 1 т. выбросов ПГ. Как показал опыт ряда стран, углеродный налог создает дополнительную нагрузку на сектор

промышленности, что может определенным образом ограничить экономический рост, прежде всего, для стран с энергоемкой промышленностью. Так углеродный налог (23,5 долл./т CO₂ экв), введенный в Австралии в 2012 г., был отменен в 2014 году ввиду значительной нагрузки на промышленность и заменен схемой торговли квотами.

13.5.1 Обязательства Казахстана по сокращению выбросов парниковых газов

Казахстан является участником Рамочной Конвенции ООН об изменении климата (РКИК) и ратифицировал Киотский протокол в 2009 г. В 2012 г. в рамках конференции сторон РКИК в г. Дохе (Катар) Казахстан заявил о присоединении к Приложению «В» к Киотскому протоколу, официально подтвердив свои намерения по сокращению выбросов парниковых газов на 5% относительно уровня 1990 г. В дополнение к вышеуказанным официальным обязательствам Казахстан добровольно поставил задачу по сокращению выбросов парниковых газов на 15% в период до 2020 г. и на 25% до 2050 г. относительно уровня 1992 г.

Официальные обязательства Казахстана были зафиксированы в «Дохийской» поправке, однако в данный документ по настоянию стран ЕС вошел пункт 3.7тер, предусматривающий дополнительные более жесткие ограничения по выбросам парниковых газов во втором

периоде сокращения выбросов, в соответствии с которыми уровень выбросов парниковых газов для Казахстана ограничен средним значением выбросов в период 2008-2010 гг., т.е. необходимо будет сокращать выбросы на 10% в год. «Дохийская» поправка вступит в силу в случае ратификации 3/4 стран участниц Киотского протокола³⁰, но наиболее вероятно она не будет ратифицирована Казахстаном, следовательно, обязательства по сокращению выбросов ПГ не будут распространяться на Казахстан.³¹ Как сказано в Докладе KAZENERGY, «Казахстан не сможет сокращать выбросы парниковых газов на 10% в год без ущерба для темпов экономического роста».³² Возникает вопрос, какие темпы сокращения выбросов в год будут приемлемыми для Казахстана, учитывая обоснованные меры по повышению энергоэффективности и предполагаемые изменения в структуре потребления первичных энергоресурсов. Мы вернемся к этому вопросу в последнем Разделе настоящей Главы.

13.5.2 Новое глобальное соглашение в области изменения климата (INDC)³³

Как уже упоминалось выше, саммит в Париже в 2015 г. предоставляет возможность для фундаментального прорыва в области регулирования выбросов парниковых газов.³⁴ Главным препятствием для нового глобального соглашения является нежелание группы крупнейших развитых (включая США, Японию, Россию, Канаду, Австралию и Новую Зеландию³⁵) и развивающихся стран (включая Китай, Индию и Бразилию) брать официальные обязательства по сокращению выбросов. В 2014 г. переговорный процесс в рамках ООН зашел в тупик, поскольку страны, на долю которых в настоящее время приходится (в том числе, будет приходиться в будущем) большая часть выбросов парниковых газов, предпочли не принимать на себя такие обязательства.

Однако 12 ноября 2014 г. было объявлено о подписании соглашения, которое назвали «катализатором для достижения новой договоренности по глобальному изменению климата» и «возможной исторической сделкой»: Китай и Соединенные Штаты Америки, страны-источники наибольших выбросов парниковых газов (42% от общего объема выбросов в мире), согласились совместными усилиями сократить свои выбросы за счет более качественного соблюдения уже действующих в этих странах норм и правил в сфере охраны окружающей среды.³⁶ основополагающим документом в США является подзаконный акт от 2 июня 2014 г., предоставляющий Агентству охраны окружающей среды право вводить новые ограничения по выбросам для угольных электростанций и предусматривающий переход в период до 2025 г. на более жесткие стандарты в сфере транспорта и нор-

³⁰ Вряд ли документ будет ратифицирован до конференции в Париже в 2015 г., поскольку по состоянию на 7 августа 2015 г. его ратифицировали только 40 из требуемых 144 стран-участниц.

³¹ Например США, подписали Киотский протокол, но не ратифицировали его, поэтому взятые обязательства по сокращению ПГ к США не применялись.

³² «Национальный энергетический доклад 2013 г.», KAZENERGY, стр. 194

³³ Intended Nationally Determined Contributions (INDCs).

³⁴ Харви «Новые договоренности в области изменения климата», 2014 г.; Корал Давенпорт «При достижении компромисса страны мира могут объединиться в вопросе борьбы с изменением климата», The New York Times, 10 декабря 2014 г., стр. А8; смотри также Дан Вергано «Саммит в Париже как критическая точка в вопросе изменения климата», USA Today, 11 мая 2013 г.

³⁵ Новая Зеландия страна достигшая углеродного нейтралитета т.е. все выбросы углекислого газа полностью поглощаются экосистемой страны.

³⁶ Для получения дополнительной информации смотри Генри Фаунтейн и Джон Шварц «Соглашение по борьбе с изменением климата между США и Китаем во многом основано на действующих правилах и нормах», New York Times, 13 ноября 2014 г., стр. А9.

мы, призванные сократить утечки метана в ходе добычи нетрадиционной нефти и газа. В результате США взяли на себя базовые обязательства по сокращению (по сравнению с уровнем 2005 г.) выбросов парниковых газов на 26%–28% в период до 2025 г. (в среднем на 3% в год). Китай, со своей стороны (осознавая проблему загрязнения воздуха в крупных городах страны), принял на себя обязательства продолжить курс на диверсификацию энергетики за счет постепенного замещения угольной энергетики на более экологически чистые источники (газовая генерация, ВИЭ, крупные ГЭС и АЭС). Для решения этой задачи Государственный совет КНР ввел ограничение по максимальному объему потребления угля в стране в период до 2020 г. (4,2 млрд. т).

На саммите ООН по вопросам изменения климата в Париже в декабре 2015 г. на обсуждение могут быть вынесены совершенно иные вопросы (включая возможность согласования нового базового документа). Прежде всего, представляется, что обязательные показатели по сокращению объемов выбросов будут заменены менее жесткими и более реальными задачами; уже в 2015 г. страны начнут утверждать свои собственные программы и самостоятельно ставить цели в области сокращения выбросов. 14 декабря 2014 г. официальные представители примерно 200 стран подписали соглашение в Лиме (Перу) (так называемая «сделка в Лиме»), в соответствии с которым приняли на себя обязательство представить свои собственные развернутые программы по сокращению выбросов в преддверии саммита в Париже.³⁷

Новый подход, по-видимому, является отражением двух моментов. Во-первых, достигнутый на данный момент прогресс (в рамках устаревшей Рамочной Конвенции ООН об изменении климата) хоть и достоин похвалы, больше не рассматривается (по мнению ученых-климатологов) как допускающий выполнение предусмотренных Киотским протоколом задач по ограничению роста средней мировой температуры на уровне 2°C. Таким образом, цель выполнить эту задачу теперь по всей видимости заменена задачей предотвратить те катастрофические изменения климата, которые могут иметь место при отсутствии программы, участником которой станет все мировое сообщество. Эта более приземленная задача может быть выполнена за счет ограничения выбросов парниковых газов на уровне 50% от показателя, который рассматривался как обязательное условие ограничения роста средней мировой температуры на уровне 2°C. Следовательно, теперь уже речь идет не о том, какое решение будет наиболее оптимальным, а о том, что действительно выполнимо.

Во-вторых (что более важно), новый подход отражает мысль о том, что ни одно новое соглашение в области борьбы с изменением климата не будет жизнеспособным, если оно не будет охватывать большую часть выбросов парниковых газов, т. е. пока большинство или все страны, где регистрируются наибольшие объемы выбросов, не подпишут такой документ. В связи с этим представляется, что на саммите в Париже участники пожертвуют обязательными жесткими требованиями

по сокращению выбросов, предусмотренными Киотским протоколом, в пользу добровольных программ по сокращению выбросов, призванных привлечь к участию в общей борьбе с изменением климата страны, которые до сих пор не присоединились к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата. Таким образом, акцент делается не на достижение каких-то конкретных целей в данной области в период до 2025 г. и 2030 г., а на следование правильному вектору развития (стабилизация и последующее сокращение выбросов).

Наряду с изменением порядка постановки задач отдельными странами, саммит в Париже, как ожидается, будет включать обсуждение схем оказания финансовой помощи нуждающимся странам, включая сокращение выбросов и смягчение последствий изменения климата (прецедент уже был создан на встрече в 2009 г. в Копенгагене). Кроме того, одной из тем переговоров станет разработка международной системы контроля и надзора за сокращением выбросов парниковых газов.

Выполнение пока еще новых и добровольных требований, которые предположительно будут введены в действие после саммита в Париже, будет сопряжено с рядом проблем. Такие страны, как Индия и Бразилия, где все усилия государства направлены на преодоление нищеты, в которой оказались миллионы граждан, по всей вероятности не будут (и не могут быть принуждены) отказываться от дальнейшего роста.³⁸ Другие страны (в частности, Китай) могут признать международную систему контроля и надзора крайне навязчивой. Наконец, если новое соглашение в области борьбы с изменением климата приобретет статус обязательного договора (как Киотский протокол), процесс его ратификации в странах, где «разделенное Правительство» определяет взаимоотношения между исполнительной и законодательной ветвями власти (например, в США), может затянуться.

Несмотря на эти проблемы, предстоящий саммит в Париже в 2015 г. возможно сможет предложить оптимальное в создавшихся условиях решение. Более того, Казахстан получит возможность самостоятельно определять политику в области выбросов углекислого газа (т. е. сможет разработать свою собственную стратегию сокращения выбросов с учетом неординарной структуры своей экономики и энергоносителей, распределения населения по территории страны и геополитической ситуации). Страна уже доказала свою приверженность политике рационального планирования и управления в области борьбы с изменением климата, подписав Киотский протокол, приняв соответствующие законы в области охраны окружающей среды, реализуя инициативы по развитию возобновляемой энергетики в соответствии со стратегией развития Казахстана на период до 2050 г. и иными руководящими документами, а также обеспечивая подготовку к проведению в столице Астане выставки «ЭКСПО-2017», посвященной «Энергии будущего».

Согласно прогнозам IHS, выбросы парниковых газов уменьшатся на 5% к 2030 году относительно уровня 1990 года в следствие внедрения более эффективных

³⁷ Эти программы должны были быть опубликованы не позднее марта 2015 г., с тем чтобы дать время на подготовку к саммиту в Париже. Однако в целях «вовлечения в процесс всех стран допускается публикация программ в более поздний срок» (Давенпорт, 2014 г., стр. А5; см. также Корал Давенпорт «Соглашение в области изменения климата как результат давления со стороны крупнейших стран мира», *New York Times*, 15 декабря 2014 г., стр. А3).

³⁸ Эдуардо Портер «В странах Латинской Америки климат стал жертвой роста», *New York Times*, 10 декабря 2014 г., стр. В1, В8.

технологий и изменения структуры экономики. Этот прогноз не включает какие-либо дополнительные меры по снижению выбросов ПГ. В то же время, планируемые официальные обязательства Казахстана в рамках соглашения INDC в период до 2030 года составляют 15% снижение выбросов парниковых газов от уровня 1990 года. Представляется, что данные обязательства являются чрезмерными с учетом структуры экономики Казахстана.

Предположительно новое соглашение, которое будет подписано после саммита в Париже, позволит Казахстану еще раз подтвердить вышеуказанные обязательства сообразно вектору исторического развития государства и своему статусу одного из крупнейших поставщиков энергоресурсов в мире. Меры, которые могут составить основу таких обязательств, описаны ниже.

13.6. Сокращение выбросов парниковых газов

Учитывая тот факт, что 90% антропогенных выбросов в мире наиболее распространенного регулируемого парникового газа (CO₂) являются следствием сжигания углеродосодержащих видов топлива, задача по сокращению таких выбросов заключается в уменьшении объемов сжигаемого углеродосодержащего топлива в экономике. Один из способов ограничить потребление энергии за счет сжигания углеродосодержащего топлива без ущерба для экономического роста – уменьшить

энергоёмкость экономики через повышение энергоэффективности. Подробная информация о мерах по достижению этой цели приведена в обзоре KAZENERGY за 2014 г. и Главе 11 настоящего Доклада.³⁹ Таким образом для Казахстана (с учетом структуры энергетики и экономики) наиболее целесообразным путем снижения углеродоемкости является энергосбережение и повышение энергоэффективности.

13.6.1 Акцент на электроэнергетику

Наряду с мерами по повышению энергоэффективности в масштабе страны в целом, уникальная структура выбросов парниковых газов в Казахстане позволяет акцентировать внимание на отдельных отраслях. В отличие от других стран, где выбросы парниковых газов более или менее равномерно распределены между основными отраслями экономики⁴⁰, в Казахстане на долю электроэнергетики, где в основном сжигается уголь, приходится более 80% выбросов. Учитывая медленные темпы замены действующих мощностей (см. выше), по всей видимости, оптимальным решением будет дифференцированная реализация стратегий, которые могут быть претворены в жизнь в относительно сжатые сроки по сравнению с другими возможными мерами (в частности, в основе которых лежит замена действующих или строительство новых мощностей). В свете мер, которые могут быть приняты в самое ближайшее время, представляется наиболее целесообразным сосредоточить усилия на повышении энергоэффективности угольных электростанций, что может принести результат в короткие сроки.

Что касается повышения эффективности генерации, в соответствии с «Национальным энергетическим Докладом 2013 г.» Казахстан потребляет примерно на 25%–30% больше топлива для производства одной единицы энергии, чем более развитые страны. Основными причинами являются изношенное оборудование и низкая эффективность технологических процессов. Необходимо также отметить, что тогда как многие предложенные меры по повышению энергоэффективности электроэнергетики

(т.е. масштабная замена устаревших линий электропередач и трансформаторных станций) предусматривают «дополнительные и до известной степени значительные капиталовложения в модернизацию сети, замену оборудования и переоснащение», могут быть приняты и другие меры, направленные на оптимизацию режимов эксплуатации оборудования электростанций (т.е. оптимизацию циклов включения и выключения котлов) и сопряженные с относительно небольшими расходами, которые могут позволить сократить потребление энергоносителей ни много ни мало на 10%.⁴¹ Более того, предположительно появятся дополнительные источники финансирования в рамках реализации масштабной политики «Нурлы Жол» («Светлый путь в будущее») в области экономики, о которой заявил Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев в своем послании народу в ноябре 2014 г. В рамках этой политики в период с 2015 г. по 2020 г. планируется вложить более 1 млрд долл. США в инженерные сети и инфраструктуру системы водоснабжения; кроме того, будут привлечены средства Всемирного банка, Азиатского банка развития, Исламского банка развития и частных инвесторов.

Примером инвестиций в электроэнергетику в рамках такой программы может служить установка парового цикла на газотурбинных электростанциях. В настоящее время паровой цикл установлен всего на одной газовой Уральской ТЭЦ.⁴² Между тем, ПГУ получили достаточно широкое распространение в мире.

³⁹ «Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности», Брюссель, KAZENERGY, 2014 г.

⁴⁰ Например, в Соединенных Штатах Америки выбросы распределены следующим образом: 32% – электроэнергетика; 28% – транспорт; 20% – промышленность; коммунально-бытовой сектор – 10%; сельское хозяйство – 10%.

⁴¹ «Национальный энергетический Доклад 2013 г.» KAZENERGY, стр. 181 и 183.

⁴² В рамках демонстрационного проекта углеродных инвестиций (инвестор – NEDO, Япония).

13.6.2 Сокращение потребления в коммунально-бытовом секторе

Среди других мер – сокращение потребления электроэнергии конечными пользователями в коммунально-бытовом секторе, где потери электроэнергии оцениваются как наиболее высокие (Глава 11). За счет применения индивидуально подхода к каждому зданию, в первую очередь в отношении новых и относительно недавно построенных зданий и сооружений, которые останутся в составе жилого фонда на протяжении многих лет, можно сократить потребление энергии. Такой подход будет менее обременителен с финансовой точки зрения по сравнению с капитальным ремонтом всех объектов электроэнергетики. Отчасти необходимые средства могут быть привлечены на основании так называемых

«энергосервисных договоров» между местными распределительными компаниями и населением.⁴³ В качестве примера тех возможностей, которые открываются в области повышения энергоэффективности в бытовом секторе, в рамках Программы развития ООН (UNDP) в Караганде реализуется пилотный проект, предусматривающий строительство и эксплуатацию зданий с высшей степенью энергоэффективности. Задача заключается во вводе в эксплуатацию 69 млн. м² доступного жилья с применением энергосберегающих технологий в период до 2020 г., что по предварительной оценке позволит сэкономить 290 млн. МВт*ч в год.

13.6.3 Объемы выбросов парниковых газов в Казахстане в будущем

Высокая энергоемкость экономики Казахстана и текущая структура энергопотребления (доля угля превышает аналогичный показатель в любой другой республике бывшего СССР) одновременно ставят сложную задачу сокращения выбросов парниковых газов и открывают широкие возможности для усовершенствования. Расчеты IHS Energy по выбросам парниковых газов в энергетике⁴⁴ по видам топлива и по отдельным годам за период с 1990 г. по 2040 г. приведены в Таблице 13.6. По данным Комитета по статистике Казахстана за последние несколько лет выбросы парниковых газов в энергетике составляли около 80-85% от общих объемов выбросов

парниковых газов в стране (Рис. 13.7). В целом тенденция объема выбросов парниковых газов за период с 1990 г. по сегодняшний день достаточно точно отражает объемы производства в Казахстане, которые сокращались в 90-е годы в период экономического спада, и быстро росли по мере восстановления экономики в период после 2000 г. (Рис. 13.8). Необходимо отметить, что по состоянию на 2014 г. в общем объеме выбросов парниковых газов в энергетике Казахстана на уголь по-прежнему приходится более 70%.

	Коэффициент выбросов, тонн на тыс. тонн потребленного нефтяного эквивалента	Год											Среднегодовое изменение в %, 2015-2040
		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
Итого		278,9	208,5	146,4	198,3	235,0	252,9	259,2	269,8	265,5	265,4	270,1	0,3
Уголь	3,81	188,7	149,5	104,3	136,7	161,0	178,2	175,3	174,7	163,3	151,5	147,3	-0,7
Нефть/нефтепродукты	2,93	59,6	33,3	20,5	33,2	48,2	40,9	44,0	47,3	49,8	52,9	56,2	1,2
Природный газ	2,12	25,1	21,7	18,3	25,6	23,7	31,9	38,3	46,5	51,2	59,9	65,6	3,3
Первичная электроэнергия	--	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Прочее (торф, древесина и т.д.)	6,00	5,5	4,0	3,2	2,8	2,1	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0	-2,4
Выбросы парниковых газов/млн. долл. США ВВП (в долларах с покупательной способностью на 2005 г.)		2,4	2,9	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,6	0,5	-2,9

Примечание: Оценки только для связанных с энергией видов экономической деятельности (сжигание топлива); расчеты IHS Energy.

Таблица 13.6 Расчетные выбросы парниковых газов в Казахстане от потребления энергоресурсов, 1990–2040 гг. (млн. тонн)

⁴³ «Национальный энергетический доклад 2013 г.», KAZENERGY, стр. 184.

⁴⁴ Приведенные показатели выбросов рассчитываются только на потребление энергоресурсов, что позволяет проводить последовательное историческое сравнение. Общий объем выбросов парниковых газов по стране несколько больше, поскольку данный показатель включает в себя выбросы по всем отраслям экономики и видам деятельности. За последние несколько лет выбросы парниковых газов связанных с потреблением энергоресурсов составляли около 80-85% от общих объемов выбросов парниковых газов в стране.

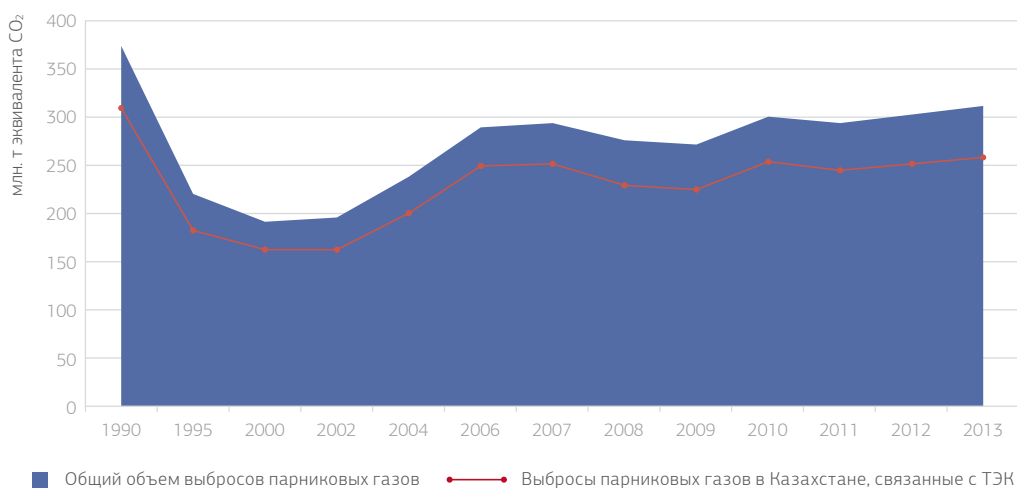


Рис. 13.7 Общие объемы выбросов парниковых газов (ПГ) в Казахстане и выбросы ПГ, связанные с ТЭК

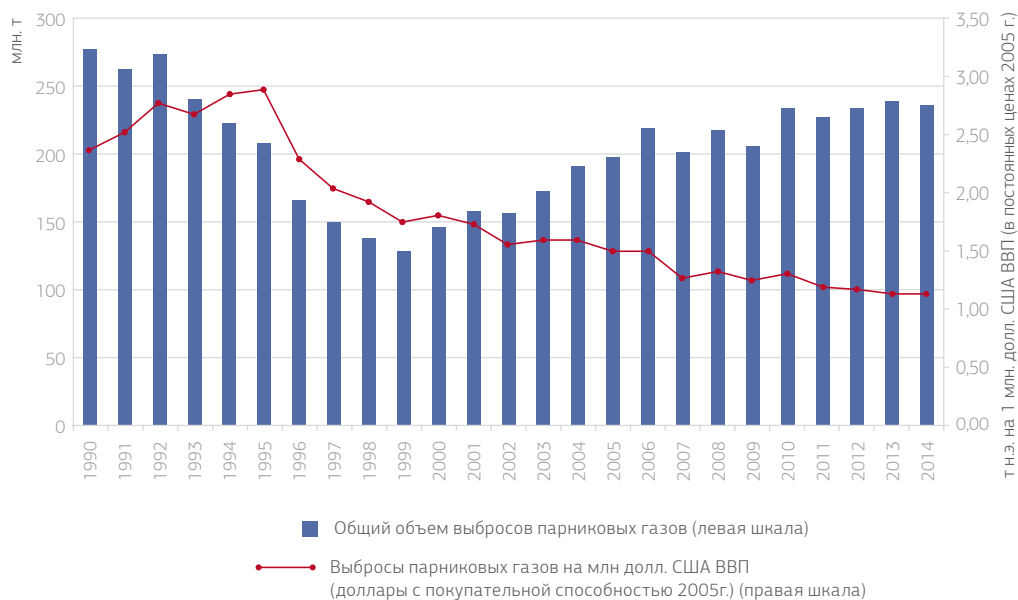


Рис. 13.8 Выбросы парниковых газов в Казахстане, связанные с потреблением энергии, 1990-2014

Однако взаимосвязь между объемами выбросов и экономическим ростом ослабевает. Данная тенденция продолжится и в будущем. Хотя, как ожидается, ВВП Казахстана будет расти умеренно-устойчивыми темпами в течение всего оставшегося прогнозного периода (при среднегодовых темпах роста ВВП 3,3% с 2015 г. по 2040 г.), объемы выбросов парниковых газов вследствие потребления энергоресурсов в тот же период будут увеличиваться

не так быстро (в среднем лишь на 0,3% в год) и к 2040 г. составят около 270,1 млн. т (Таблица 13.6 и Рис. 13.9). Если доля выбросов парниковых газов, связанная с потреблением энергоресурсов, в целом останется примерно такой же, как в настоящее время, то к 2020 г. совокупный объем выбросов парниковых газов в Казахстане увеличится примерно до 324 млн. т., к 2030 г. до 332 млн. т. и к 2040 г. до 338 млн. т.

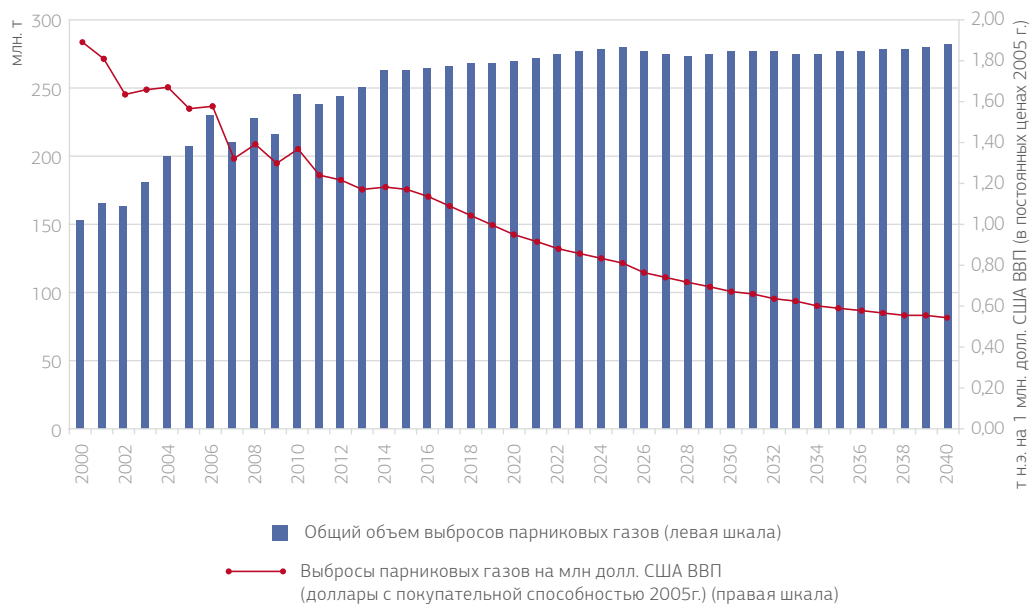


Рис. 13.9 Выбросы парниковых газов в Казахстане, связанные с ТЭК, 2000-2040

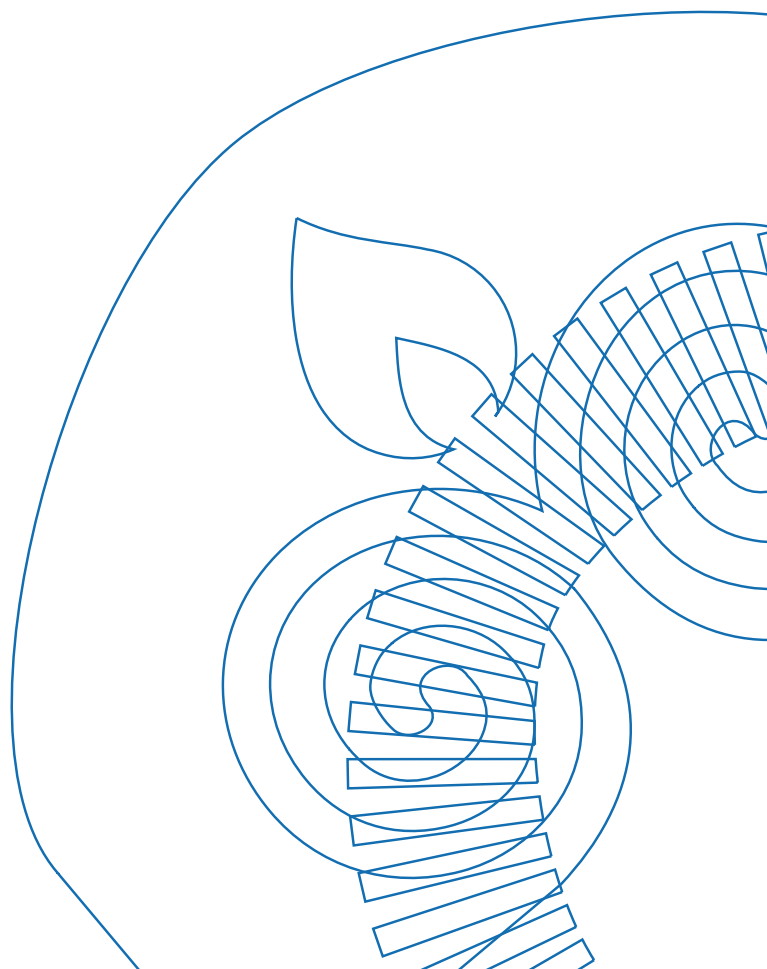
Важным обстоятельством является тот факт, что энергоресурсы, используемые для удовлетворения растущего спроса на энергию, в будущем станут более экологически чистыми. Природный газ, при сжигании которого объем выделяемых парниковых газов (т газов на одну тысячу т н.э.) составляет 55% от показателя, характерного для угля, 72% – для нефти и 35% – для других источников (в частности, торфа и лесоматериалов), в будущем будет удовлетворять большую часть растущего спроса на энергию в экономике страны, вытесняя другие источники. Как видно из таблицы 13.6, доля природного газа в выбросах парниковых газов увеличивается куда быстрее по сравнению с другими источниками (в среднем на 3,3%

в год в период с 2015 г. по 2040 г.). Хотя на первый взгляд такая тенденция выглядит сомнительной, она сопровождается значительным сокращением выбросов парниковых газов (примерно наполовину) в расчете на единицу производимой продукции (нижняя строка в Таблице 13.6; Рис. 13.9). Такое сокращение выбросов дает Казахстану возможность значительно уменьшить углеродоемкость экономики страны (интенсивность выбросов углекислого газа) и получить запас времени для присоединения новых возобновляемых источников энергии и мощностей атомной энергетики к единой энергетической системе, создав куда более экологически чистую экономику к середине текущего столетия и в последующие годы.

Основные рекомендации

- Для сведения к минимуму отрицательных последствий развития ТЭК для окружающей среды Казахстана следует разработать комплексную программу, целью которой является сокращение вредных выбросов и совершенствование системы утилизации отходов в топливно-энергетическом секторе с постепенным переходом на новые стандарты в области охраны окружающей среды.
- Значительных сдвигов можно добиться за счет введения новых стандартов и требований к угольным электростанциям и нефтедобывающим компаниям (в том числе, это касается технологий переработки нефтешлама и попутной воды с растворенной в ней радиоактивными веществами, а также обслуживания производственного оборудования). Хотя объемы вредных выбросов на большинстве электростанций в Казахстане соответствуют действующим в стране стандартам, они остаются достаточно большими исходя из передовой мировой практики. Таким образом, очевидна потребность в постепенном переходе на новые стандарты в области охраны окружающей среды.
- Целесообразно утвердить так называемые «переходные» стандарты (не такие жесткие, как действующие в Европе) в отношении выбросов, сокращение которых в настоящее время представляет собой наибольшую проблему. При этом важно проектировать новые электростанции уже с учетом этих переходных стандартов.
- Приоритетно внедрение экологически чистых технологий сжигания на строящихся и модернизируемых угольных электростанциях (включая сжигание в кипящем слое, цикл со сверхкритическим и ультра-сверхкритическим давлением пара), а также установка современных фильтров для улавливания оксида серы, азота и твердых частиц в выбросах. Однако первоочередная задача – это решение проблемы с золоулавливанием и золоудалением на угольных электростанциях. Рекомендуется введение единых требований к системам золоулавливания угольных электростанций.

- Однако, внедрение технологий улавливания и геологического хранения углекислого газа на данном этапе технологического развития не может быть рекомендовано для угольных электростанций в Казахстане, главным образом, по причине связанных с этим расходов и экологической нецелесообразности.
- В Казахстане необходимо внедрить единую систему мониторинга уровня радиации на полигонах для хранения отвалов уранодобычи, хвостохранилищах, урановых рудниках, а также продолжить НИОКР в области оценки воздействия, которое оказывает такая инфраструктура на окружающую среду и здоровье население, и обеспечить безопасность подобных объектов, исключив несанкционированный отбор обедненных руд. Необходимо также усилить государственный контроль за дезактивацией нефтяного оборудования с целью по очистке всего радиоактивно загрязненного оборудования.
- В ближайшей перспективе законодателям Казахстана следует акцентировать внимание на мерах, которые могли бы способствовать эффективному сокращению выбросов парниковых газов исходя из имеющегося топливного баланса. В том числе, речь идет о технологических стратегиях, стимулируемых, в частности, за счет созданного внутреннего рынка торговли квотами на выбросы углекислого газа.
- Конференция сторон РКИК в Париже в конце 2015 г. предоставляет возможность для фундаментального прорыва. Вместо обязательных требований по сокращению выбросов страны будут разрабатывать свои собственные программы и самостоятельно ставить задачи по ограничению вредных выбросов. Казахстану следует вновь подтвердить свою приверженность сокращению выбросов в рамках этого нового подхода таким образом, чтобы при этом учитывалась неординарная структура экономики и энергоносителей, особенности распределения населения по территории страны и геополитическая ситуация. Рассматриваемые в настоящее время обязательства по снижению уровня выбросов парниковых газов (к 2030 году снижение на 15% от уровня 1990 г.) представляются несколько оптимистичными.
- Недавно созданное (в 2014 г.) Министерство энергетики Казахстана – основное ответственное лицо в области охраны окружающей среды. Однако ввиду наличия масштабных проблем в сфере охраны окружающей среды рекомендуется сформировать Директорат (Агентство) по охране окружающей среды с передачей ему части функций Министерства энергетики.



Приложения

Основные факторы, лежащие в основе прогноза развития энергетики Казахстана в долгосрочной перспективе

Общие мировые, политические и экономические условия соответствуют базовому сценарию IHS Energy, известному также как «конкуренстный сценарий».

- Отсутствие факторов, способных кардинально изменить существующую на рынке картину, как со стороны спроса, так и со стороны предложения; повышение эффективности в долгосрочной перспективе со стороны спроса (например, повышение экономичности двигателей автотранспортных средств, улучшение показателей удельного расхода тепла на выработку электроэнергии) – все эти предположения лежат в основе базового сценария. Конкуренстный сценарий также предполагает значительное инвестирование в сферу разведки и добычи, что вытекает из ожидаемого нами роста спроса на нефть в мире.
- С геополитической точки зрения сценарий предполагает отсутствие крупномасштабных войн и конфликтов с участием основных нефтедобывающих стран.

Исходя из общемировых условий и особенно цены на нефть, среднегодовые темпы роста ВВП Казахстана в 2015-2040 гг. составят 3,3%.

- IHS Energy прогнозирует сравнительно устойчивый экономический рост Казахстана в рассматриваемый период, однако годовые темпы роста с течением времени будут падать после их ускорения в среднесрочной перспективе с минимума в 1,5% в 2015 г. до -5% в год в 2018-2020 гг. В дальнейшем будет происходить естественное замедление годовых темпов роста по мере расширения масштабов экономики: в конце 2020-х гг. они составят ~3,5%, а в 2030-е гг. упадут до ~2,5%.

Экономика остается сравнительно индустриальной; прогнозируемые среднегодовые темпы роста валовой продукции промышленности в 2015-2040 гг. составят 2,4%.

- Темпы промышленного роста ниже, чем темпы роста ВВП, что говорит об общем сдвиге в долгосрочной перспективе в сторону экономики, в большей степени ориентированной на услуги, однако при этом экономика Казахстана по-прежнему сохраняет индустриальный характер ввиду наличия собственной сырьевой базы.

Численность населения Казахстана будет постепенно расти (с 17,4 млн. в 2014 г. до 20,7 млн. в 2040 г.); таким образом, среднегодовые темпы роста численности населения составят 0,7%.

Ожидается, что потребление первичных энергоресурсов будет расти медленней, чем ВВП – в среднем на 1,5% в год в 2015-2040 гг., увеличившись с 76,3 миллионов тонн нефтяного эквивалента (млн. т н.э.) в 2014 г. до примерно 92,8 млн. т н.э. в 2040 г.

Среднегодовые темпы роста совокупной энергоёмкости ВВП (отношение потребляемой энергии к ВВП) предположительно будут умеренными и на протяжении всего прогнозного периода до 2040 г. будут составлять 1,7%

- Это говорит о значительных возможностях экономики Казахстана по экономии электроэнергии (в настоящее время это одна из наиболее энергоёмких экономик мира) за счет проведения структурных изменений, внедрения новых производственных технологий, совершенствования стандартов в сфере строительства.

Среднегодовой рост конечного потребления электроэнергии в 2015-2040 гг., по прогнозам, составит 1,2%, а прирост объема производства электроэнергии в среднем составит 1,0%.

- Более медленные темпы роста производства в сравнении с потреблением говорят о снижении потерь при распределении и генерации в результате повышения эффективности.

Методика прогнозирования ситуации в энергетике

Баланс первичных энергоресурсов

- Если для оценки энергии, которая уходит в экономике на совокупный объем производства, просто сложить вместе все источники производства и потребления энергии, то во многих случаях окажется, что фактические потребности в энергии посчитаны дважды (двойной учет). Это происходит из-за того, что до момента ее потребления энергия переходит из одной формы в другую (например, из первичных видов топлива, таких как уголь, газ или нефть, получается электрическая и тепловая энергия, а из сырой нефти – нефтепродукты).
- Исходя из данных соображений, прежде всего, анализируется взаимозависимость между потребностями в энергии и уровнем совокупной экономической активности, для чего составляется баланс первичных

энергоресурсов. В этот баланс включается только производство и потребление первичных источников энергии, т.е. тех, которые не являются результатом преобразования какого-либо иного энергоносителя. В балансах IHS Energy, составленных для конкретной страны, рассматривается пять форм первичных энергоресурсов: уголь (включая каменный уголь, бурый уголь и лигнит); нефть (включая газовый конденсат); природный газ (включая «свободный» и «попутный» газ); первичная электроэнергия (ГЭС, ВЭС, СЭС и атомная энергетика) и импортируемая электроэнергия другие энергоресурсы (прежде всего дерево, сланец и торф).

- В балансе первичных энергоресурсов эти различные формы энергии выражены в энергетическом эквиваленте. Физические объемы топлива переводятся

в единицы энергетического эквивалента с помощью коэффициентов содержания энергии на физическую единицу измерения данного топлива или источника энергии (килокалорий на килограмм, на тысячу кубических метров или на миллион киловатт-часов). Балансы составляются в миллионах тонн нефтяного эквивалента (млн. т н.э.), однако в данном случае могли бы использоваться и альтернативные единицы измерения, такие как тонны условного топлива (угля) или баррели нефтяного эквивалента в сутки (тыс. барр. н. э./сутки).

- Стандартный нефтяной эквивалент IHS Energy составляет 10 010 килокалорий на килограмм. Таким образом, чтобы перевести 1 миллион (метрических) тонн бурого угля калорийностью 2 400 килокалорий на килограмм (ккал/кг) в млн. т н.э., следует умножить физический объем на коэффициент 2 400/10 010. Следовательно, данный конкретный объем бурого угля составит 0,24 млн. т н.э.
- В то же самое время, при рассмотрении потоков торговли энергоресурсами в балансе первичных энергоресурсов нет необходимости проводить различие между первичными и преобразованными энергоносителями. Поскольку импорт говорит о наличии дополнительных источников энергии в экономике (на основе первичных энергоресурсов, производимых в другой стране), это не приводит к двойному счету. Аналогичным образом, экспорт энергоресурсов говорит об уменьшении объема энергии, имеющегося в экономике. Соответственно, в балансе первичных энергоресурсов следует учитывать все формы энергоресурсов, участвующих в торговле. То есть, в баланс первичных энергоресурсов в качестве источников энергии следует включать экспорт/импорт как нефтепродуктов, так и сырой нефти, а также экспорт/импорт угля и кокса.
- Такой показатель как чистый экспорт энергоресурсов (экспорт за вычетом импорта) особенно важен, когда речь идет о составлении совокупных балансов нескольких стран. Если учитывать все торговые потоки стран, которые торгуют друг с другом, то это неизбежно приведет к двойному счету. В то же самое время, чистые торговые потоки можно учитывать в совокупности для экономик разных стран, так как импорт одной страны во взаимной торговле нивелируется экспортом страны-поставщика.
- Производство первичных энергоресурсов за вычетом чистого экспорта энергоресурсов в экономике страны определяется как видимое потребление первичных энергоресурсов в данной стране (здесь используется именно эта концепция потребления). Видимое потребление отличается от фактического потребления первичных энергоресурсов тем, что оно включает в себя все потери, понесенные при переработке, транспортировке, хранении и использовании, а также все изменения в запасах энергоносителей. В то время как данные о фактическом потреблении энергоресурсов в экономике той или иной страны получить бывает трудно (особенно в последние годы, так как они зачастую публикуются с отставанием в несколько лет), данные о производстве и торговле, как правило, являются одними из наиболее доступных и достоверных данных энергетической статистики, служа при этом основой для расчета видимого потребления.
- IHS Energy начинает составлять прогнозы балансов

первичных энергоресурсов стран с рассмотрения будущих изменений в совокупном объеме их производства (рост ВВП, рост промышленного и сельскохозяйственного производства, строительной деятельности, личных доходов и покупательной способности, и т.п.).

- Историческое соотношение между совокупной экономической активностью и видимым потреблением энергоресурсов установлено. Затем, на основе прогнозов макроэкономических тенденций и ожидаемых изменений в соотношении между уровнем экономической активности и объемом первичных энергоресурсов, необходимых для ее поддержания, прогнозируется дальнейшая ситуация в сфере потребления первичных энергоресурсов.
- Экономика стран СНГ исторически всегда была гораздо более энергоемкой, чем в других развитых странах, особенно в Западной Европе. Это связано с путем развития, который предусматривался советским центральным планированием. Как следствие, в экономике этих стран преобладает тяжелая промышленность (причем самая энергоемкая ее часть) при фактическом отсутствии финансирования сектора. Помимо этого, решения в сфере производства, торговли и инвестирования в этой системе были основаны на специальных внутренних ценах, особенно на энергоресурсах.
- В этой связи прогноз IHS Energy учитывает существенное повышение энергоэффективности при моделировании будущих потребностей в энергоресурсах на прогнозный период. Таким образом, предполагается, что в течение прогнозного периода соотношение между исторической эластичностью спроса на энергоресурсы и ВВП (т.е., процентное изменение потребления энергии на один процент изменения ВВП) будет снижаться, приближаясь к показателям, более типичным для развитых западных стран. Ожидается, что повышение энергоэффективности будет происходить примерно по той же схеме, что и в западных странах после резкого изменения цен на нефть в 1970-х годах.
- Предположительными причинами такого развития событий являются неспособность быстро адаптироваться к резким скачкам (росту) относительной цены на энергоносители (страны вынуждены приводить свои внутренние ценовые режимы в соответствие с относительными ценами на мировом рынке), а также изменения в составе совокупного объема производства, которые происходят при переходе от плановой экономики к экономике рыночной. Повышение относительных цен на энергоресурсы, в конечном счете, приводит к решению сократить расход энергии, как с точки зрения непосредственно потребления, так и с точки зрения использования технологий. Таким образом, в течение всего прогнозного периода ожидается постоянное повышение энергоэффективности. Однако, поскольку более быстрые результаты этого будут на более ранних этапах, предполагается, что темпы роста энергоэффективности несколько замедлятся во второй половине рассматриваемого периода, хотя конкретные показатели варьируются в зависимости от страны.
- Доля отдельных энергоносителей (угля, нефти, газа и первичной электроэнергии) в совокупном прогнозируемом объеме потребления первичных энергоресурсов определяется на основании структуры потребления каждого вида топлива в основных экономических от-

раслях (таких как промышленность, электроэнергетика, жилищно-коммунальный сектор [сектор коммерческой и жилой недвижимости или бытовой сектор, как его принято называть на Западе], транспорт и сельское хозяйство) и темпов роста самих отраслей. Следует также отметить, что изменение доли отдельных энергоносителей в удовлетворении совокупной потребности в энергоресурсах с течением времени будет происходить относительно размеренно, учитывая длительность процессов инвестирования, которые для этого потребуются. Очевидно, что такие сдвиги не могут быть слишком резкими (если не учитывать чрезвычайные обстоятельства, такие как торговые эмбарго или вооруженные конфликты).

- Тенденции изменений в доле отдельных видов топлива с течением времени отражают преимущества или недостатки различных видов топлива в общем экономическом контексте. Например, главное изменение во всем регионе – это постепенное вытеснение угля и остаточного нефтяного топлива (мазута) относительно более дешевым и экологически безопасным природным газом. Данный эффект несколько сглажен для нефти в атмосфере растущей моторизации экономики – роста спроса на моторное топливо из-за увеличения числа собственников частных автомобилей и усиления роли автоперевозок в транспортировке грузов (для рассматриваемых стран была характерна чрезмерная зависимость от железнодорожного транспорта – наследие системы централизованного планирования).
- Моделирование доли нефтепродуктов фактически представляет собой отдельные, без отраслевой разбивки, модели изменений на рынках нефтепродуктов в каждой из рассматриваемых стран. Спрос моделируется для четырех основных нефтепродуктов: бензина, дизельного топлива, мазута (остаточного нефтяного топлива) и керосина. Спрос на конкретный продукт связан с изменениями в показателях активности основных сфер потребления (например, тонно-километраж или пассажиро-километраж перевозок, автопарк, посевные площади). При прогнозировании тенденций переменных показателей активности, как и при прогнозировании уровня совокупного объема производства в балансах энергоресурсов, IHS Energy основывается на собственных макроэкономических прогнозах. Так, например, прогнозы в отношении парков транспортных средств, которые помогают определить будущий спрос на моторные топлива, основываются на прогнозах роста личных доходов, который выливается в новые продажи и выбытие из парка старых транспортных средств.
- На вышеперечисленные четыре основных вида приходится подавляющая доля совокупного потребления нефтепродуктов. В этой связи, прогноз изменений в их совокупном потреблении используется для прогнозирования тенденций совокупного потребления нефтепродуктов в балансах первичных энергоресурсов.
- Для отраслевой разбивки будущего спроса на природный газ и уголь, IHS Energy также использует подход, основанный на анализе активности. Сначала прогнозируется совокупное потребление газа и угля для каждой страны, включенной в баланс первичных энергоресурсов. Затем выполняется разбивка данного совокупного показателя по основным отраслям экономики на перспективу – электроэнергетика, промышленность,

сельское хозяйство, транспорт (с разбивкой на легковой, грузовой, воздушный, водный и трубопроводный транспорт, потому что каждый из них использует, в основном, различное топливо), строительство, а также жилищно-коммунальные нужды (коммунально-бытовой сектор) – на основании изменений в относительном уровне активности. Данная разбивка по отраслям соответствует общепринятым учетным категориям, которые используются органами статистики рассматриваемых стран. Потребление природного газа и угля в электроэнергетике прогнозируется согласно принятой для данной отрасли методике, описание которой приводится ниже.

- Переменные показатели активности, которые используются для прогнозирования отраслевых тенденций потребления природного газа и угля, основаны на макроэкономических прогнозах экономического роста по отраслям. К ним, например, относятся прогнозы валовой продукции сельского хозяйства, валовой промышленной продукции и строительных работ. Темпы роста данных показателей используются для прогнозирования повышения спроса на электроэнергию, нефтепродукты, природный газ и уголь в рассматриваемых отраслях. Исключением является коммунально-бытовой сектор (сектор жилой и коммерческой недвижимости) где потребление рассчитывается как остаточный показатель.
- В моделях прогноза, которые определяют объем каждого вида энергоресурсов (газ, уголь и т.д.), необходимыми на единицу экономической деятельности, присутствуют коэффициенты эффективности. Они выражают переменные значения повышения эффективности потребления энергии в той или иной отрасли с течением времени. Данные коэффициенты эффективности, прежде всего, используются в прогнозировании промышленного спроса, хотя применяются также и к сельскому хозяйству, транспортной деятельности и строительству. В данном случае они, как правило, принимают фиксированные значения, выражающие повышение на определенный процентный показатель в год в течение заданных периодов времени. Темпы повышения эффективности снижаются к концу прогнозного периода, так как предполагается, что уровень эффективности промышленной и экономической деятельности в регионе приблизится к международным (или европейским) показателям.
- Природный газ и уголь расходуются не только в отраслях конечного потребления, но и непосредственно в самой газовой и угольной промышленности. Газ, главным образом, применяется для энергоснабжения компрессорных станций трубопроводной сети. Помимо этого, некоторое его количество теряется в процессе подготовки месторождения, а также при транспортировке и распределении. В случае угля речь идет, в основном, о потерях при переработке. Эти объемы прогнозируются на основании прошлых показателей отношения внутреннего использования к общему объему производства или к совокупному объему потребления, в зависимости от того, является ли страна в основном производителем или потребителем (газа). Предполагается, что данные показатели будут уменьшаться с течением времени, по мере того как компании будут снижать потери и повышать эффективность.
- Прогноз производства для отдельных видов энергоно-

сителей в балансе первичных энергоресурсов основан на экспертном мнении о перспективах в отношении соответствующих видов топлива/энергоресурсов для конкретной страны. Эти перспективы, в свою очередь, зависят от объема запасов, пригодных для промышленной эксплуатации, а также от способности того или иного вида топлива конкурировать с имеющимися в регионе внутренними и импортными альтернативами, в том числе с точки зрения расходов на транспортировку и экологической безопасности. В игру также могут вступить многие другие факторы. Например, казахстанский уголь (за исключением углей месторождения

Шубарколь), как и в большинстве стран рассматриваемого региона, не может конкурировать с импортным углем, а альтернативное топливо (такое как природный газ) еще менее конкурентоспособно, несмотря на значительную разницу в транспортных расходах.

- При прогнозировании развития событий в рамках балансов первичных энергоресурсов, в первую очередь, составляется прогноз видимого потребления энергии и производства первичных энергоресурсов. Разница между этими показателями позволяет спрогнозировать чистый экспорт энергоресурсов из этих стран.

Методология IHS Energy по прогнозированию в электроэнергетике

- Для прогнозирования будущих событий в электроэнергетическом секторе стран рассматриваемого региона, IHS Energy, прежде всего, составляет прогнозный электроэнергетический баланс (производство, потребление, чистый экспорт) для каждой страны. Отправной точкой для прогноза в сфере электроэнергетики является прогнозирование спроса на электроэнергию для каждой из стран. Причина в том, что предполагаемый спрос считается движущей силой всех будущих изменений в отрасли наряду с предполагаемыми изменениями в экономике рассматриваемых стран.
 - На изменения в спросе на электроэнергию влияют пять факторов общего характера: (1) спад и восстановление в экономике; (2) изменение относительных цен; (3) изменение реальных доходов; (4) изменение стимулов для руководителей предприятий и других субъектов экономической деятельности; и (5) изменение технологий.
 - Для прогнозирования будущего спроса на электроэнергию IHS Energy использует отраслевой подход, основанный на анализе активности. Потребление электроэнергии прогнозируется с разбивкой на пять основных секторов экономики в каждой из рассматриваемых стран – промышленность, строительство, сельское хозяйство, транспорт (прежде всего, электрифицированный железнодорожный транспорт и общественный транспорт – в том, что касается потребления электроэнергии), а также бытовые, коммерческие и коммунальные нужды (коммунально-бытовой сектор). Данная разбивка по отраслям соответствует общепринятым учетным категориям, которые используются органами статистики рассматриваемых стран при представлении национальных электроэнергетических балансов. К сожалению, в данных статистических категориях спрос в коммерческом секторе и малом бизнесе нередко объединяется с коммунально-бытовыми нуждами. Прогноз IHS Energy в полной мере учитывает данное несоответствие в методике нашего прогнозирования.
 - Чтобы получить переменные показатели активности, используются существующие макроэкономические прогнозы. В них представлены перспективы роста с разбивкой по отраслям или конкретные показатели активности. Например, в макроэкономических прогнозах приводятся прогнозы роста валовой продукции сельского хозяйства или строительной активности. Эти показатели темпов роста используются для прогнозирования спроса на электроэнергию в сельском хозяйстве и строительстве. Аналогичным образом, прогноз активности в транспортной сфере (например, пассажи-
- рокилометраж для городского и пригородного рельсового транспорта, тонно-километраж грузовых перевозок для электрифицированного железнодорожного транспорта или тонно-километраж поставок нефти и газа для трубопроводов) используется для прогнозирования спроса на электроэнергию в данной отрасли. Предполагается, что спрос на электроэнергию в коммунально-бытовой сфере отличается относительно высокой эластичностью в том, что касается личных доходов и потребления. Так как этот сегмент часто включает в себя некоторый объем спроса сектора услуг, принятая для него довольно высокая эластичность по доходу позволяет охватить возросший спрос со стороны малого бизнеса и коммерческой сферы.
- Применяемая методика прогнозирования не ставит целью отдельно смоделировать эластичность цен на электроэнергию. Оценка эластичности цен на основании исторических данных для рассматриваемых стран практически невозможна. Помимо прочего, сбор данных о доходах электроэнергетических предприятий всегда проходил с очень переменным успехом, что самым непосредственным образом влияло на показатели фактической цены.
 - Вместо моделирования эластичности цен в моделях IHS Energy заложены коэффициенты эффективности. Они выражают переменные значения повышения эффективности использования электроэнергии в той или иной отрасли с течением времени. Такие коэффициенты, прежде всего, используются в прогнозировании промышленного спроса на электроэнергию, хотя они также применяются для сельского хозяйства и транспорта. В данном случае они, как правило, принимают фиксированное значение, предполагающее повышение на 1-2% в год в течение заданных периодов времени. Предполагается, что темпы повышения энергоэффективности к концу прогнозного периода будут снижаться, по мере приближения уровня эффективности промышленной и экономической деятельности в регионе к международным (европейским) показателям.
 - Электроэнергия расходуется не только конечными потребителями, но и самими электростанциями, а также теряется в процессе производства и передачи. Для прогнозирования этих потерь рассчитываются исторические коэффициенты отношения потерь при передаче к внутренним поставкам, а также потерь и потребления на собственные нужды электростанций к общему объему производства. Предполагается, что эти коэффициенты будут снижаться с течением

времени, по мере снижения потерь и повышения эффективности на электроэнергетических предприятиях. Тем не менее, даже на более поздней стадии прогнозного периода и с учетом ожидаемого технического усовершенствования, достичь показателей текущего европейского уровня будет сложно ввиду больших расстояний.

- Предполагается, что структура потребления электроэнергии в странах СНГ будет становиться все более похожей на структуру потребления более развитых стран, для которой характерен более высокий процент использования энергии в сфере услуг хозяйственно-бытового сектора. Соответственно, ожидается, что доля промышленного использования снизится, а потребление в бытовом секторе (жилищный, коммерческий и коммунальный сектор), наоборот, возрастет. Согласно прогнозам, рост коммунально-бытового потребления также приведет к росту коэффициента отношения максимума электрической нагрузки к ее среднему значению. Такая ситуация потребует увеличения инвестиций в пиковые генерирующие мощности или расширения использования импортной электроэнергии в некоторых странах.
- Масштабы такого сдвига в структуре потребления электроэнергии будут зависеть от многих факторов. Цены на энергию для коммунально-бытового сектора должны быть достаточно высокими, чтобы покрыть расходы на производство и снабжение, но в то же время их повышение не должно быть чрезмерным в сравнении с повышением реальных доходов населения. Помимо этого, рост потребления электроэнергии в коммунально-бытовом секторе будет в значительной степени зависеть от таких факторов, как темпы жилищного строительства и темпы расширения использования электроприборов в данном секторе.
- Для прогнозирования потребности в генерирующих мощностях необходимо составить прогноз максимального (пикового) и среднего спроса. Для этого рассчитывается коэффициент отношения максимального потребления к его среднему значению для каждой основной сферы потребления электроэнергии (промышленность, сельское хозяйство, транспорт, а также коммунально-бытовая сфера). Такие коэффициенты используются в качестве «мультипликаторов» (множителей) для расчета средней нагрузки и объема генерирующих мощностей, необходимых для покрытия потребления с учетом его распределения по времени (в киловатт-часах), в той или иной отрасли. В дальнейшем эти коэффициенты используются в прогнозах потребления электроэнергии с разбивкой по отраслям, чтобы рассчитать максимальный уровень спроса в том или ином секторе. Затем данные показатели суммируются для прогнозирования совокупного пикового спроса по стране в целом. Таким образом, прогнозы максимальной нагрузки варьируются в зависимости от структурных изменений в потреблении.
- Что касается производства электроэнергии, то его совокупный объем прогнозируется как сумма внутреннего спроса и чистого экспорта. Предполагается, что производство электроэнергии в значительной степени определяется внутренним спросом. Однако для ряда стран, ввиду их обеспеченности топливом или основными фондами, определенную важность имеет и экспортный спрос. Уровень чистого экспорта задается вне моделирования, базируясь, в основном, на тенденциях прошлых периодов (или же задается, чтобы отразить очень долгосрочный тренд – повышение или снижение объема чистого экспорта на протяжении длительного времени). Для некоторых стран учитываются будущие планы экспортных проектов, если это играет существенную роль для общего электроэнергетического баланса. Анализируется также спрос на электроэнергию в сопредельных странах текущих и потенциальных импортеров
- Для прогноза производства электроэнергии тепловыми станциями (тепловой генерации) из общего объема производства электроэнергии вычитается объем производства электроэнергии на ГЭС и атомных станций. В свою очередь, будущий объем производства ГЭС и атомных станций прогнозируется исходя из предположения, что имеющиеся мощности работают на ожидаемом уровне загрузки (характерном для недавнего прошлого или планируемом на будущее).
- Ожидаемая в будущем установленная генерирующая мощность рассчитывается как сумма текущей мощности в предыдущем году минус выбытие мощностей плюс новые мощности. Для большинства стран выбытие мощностей рассчитывается исходя из предположения о том, что существующие электростанции будут выведены из эксплуатации через 50 лет с начала их работы, однако для ряда стран и категорий объектов берется более долгий срок – 60 лет. Хотя многие электростанции полностью амортизируются в течение 30 лет, технологические усовершенствования часто помогли продлить срок их службы до 40 лет или более. Многие из существующих электростанций остаются в эксплуатации, прослужив уже более 40 или 50 лет, поэтому IHS Energy прогнозирует довольно сглаженный график выбытия мощностей; в противном случае произошел бы моментальный вывод из эксплуатации чрезмерно большого количества объектов. Многие из этих объектов, вероятно, будут существенно модернизированы с заменой оборудования, что отнесет их к категории «новых» (замещающих) вводимых в эксплуатацию мощностей. Что касается существующих объектов атомной энергетики региона (помимо Казахстана), то для них, как правило, предусмотрена официальная программа вывода из эксплуатации; на ней основан наш собственный график выбытия мощностей, который, в основном, зависит от продолжительности эксплуатации и состояния конкретного объекта.
- Потребность в новых мощностях определяется двумя факторами. Когда средний коэффициент загрузки мощностей выходит за пределы 50% (показатель, типичный для Европы или США) или когда максимальная (пиковая) электрическая нагрузка достигает более 87% от совокупной мощности с учетом (чистого) импорта, вводится соответствующий объем новых мощностей. В большинстве случаев (за исключением Казахстана) предполагается, что объем чистого импорта близок к нулю или страна потенциально является чистым экспортером электроэнергии. Тем не менее, для некоторых стран, в первую очередь небольших, на долю импорта может приходиться значительный объем потребления. Если импорт в этих странах превышает определенную долю видимого потребления, генерирующие мощности расширяются. Эта доля является фиксированной на прогнозный период, но отличается от страны к стране.

- В целом, лимит процента видимого потребления, приходящегося на долю импорта, продиктован политикой в области энергетической независимости и безопасности. Прошлые показатели готовности зависят от импорта были приняты нами в качестве верхней границы готовности к такой зависимости для удовлетворения внутреннего спроса в будущем.
- IHS Energy прогнозирует не только совокупное расширение мощностей, но также расширение мощностей по общим видам топлива. В данном случае ввод новых объектов обусловлен типом мощностей, которые недавно были (мощности базовой или пиковой нагрузки), и обеспеченностью энергоресурсами отдельных стран. Например, предполагается, что расширение мощностей, удовлетворяющих пиковый спрос, будет происходить за счет ввода в эксплуатацию газовых электростанций. Базовая нагрузка, согласно прогнозам, будет обеспечиваться газовыми, угольными или атомными электростанциями в зависимости от рассматриваемой страны.
- Прогноз ввода в эксплуатацию новых атомных мощностей основан на существующих планах строительства. Мы также в курсе, что в некоторых странах планируется ввод новых мощностей ГЭС. Будет продолжаться и модернизация существующих гидроэлектростанций с техническим перевооружением (как это уже происходило).
- Прогнозирование доли угольных блоков в новых мощностях основано на обеспеченности ресурсами и общем объеме запасов (поставок) угля. Предполагается, что остаточный объем базовой нагрузки возьмут на себя газовые блоки. По нашим оценкам, в большинстве стран рассматриваемого региона СНГ (за исключением Казахстана) природный газ будет признан наиболее экономически выгодным топливом из-за низкой стоимости и наличия прямого доступа к его источникам.
- Будущие тенденции использования топлива диктуются генерирующими мощностями и использованием определенных их видов. Предполагается, что блоки базовой нагрузки будут работать на высоких уровнях мощности, о чем свидетельствует прошлый опыт эксплуатации. Так, ожидается, что атомные станции будут работать на прежних уровнях выработки, как и угольные блоки базовой нагрузки.
- Использование мазута в электроэнергетической отрасли региона становится очень ограниченным. Он используется в тех областях, где газ не доступен, или в качестве пускового топлива для угольных энергоблоков и для стабилизации горения высокозольных углей (что характерно для Казахстана). Прогнозы использования остаточного топлива в энергетическом секторе предполагают его некоторое дальнейшее снижение, хотя основная часть процесса замещения мазута (в основном газом) уже состоялась.
- В прогнозировании эксплуатации газовых блоков применяется два подхода. Для стран, которые в настоящее время используют газ только для покрытия мощности пиковых нагрузок, рассчитывается количество киловатт-часов, потребляемых в пиковые периоды, исходя из предположения, что система работает на максимальном уровне мощности в течение шести часов в день (два часа ночью и четыре часа вечером). Из полученного совокупного показателя вычитается электроэнергия, производимая на ГЭС и с использованием мазута, и предполагается, что остальной объем производства приходится на газовые электростанции. Затем предполагается, что остальной объем производства электроэнергии в данном совокупном показателе приходится на блоки полупиковой и базовой нагрузки, как правило, угольные.
- Для стран, использующих газовые блоки для покрытия мощности полупиковой или базовой нагрузки (что характерно для Казахстана), в первую очередь рассчитывается производство на угольных блоках), а затем предполагается, что остаток (совокупной тепловой генерации) приходится на газ. В этих случаях за норму принимаются прошлые значения средней загрузки мощностей угольных блоков.
- После расчета производства электроэнергии по видам топлива за прошедший период в качестве коэффициента будущего потребления топлива используется средний показатель расхода топлива на киловатт-час (в граммах нефтяного эквивалента). Ожидается медленное снижение удельного расхода топлива с течением времени на фоне повышения эффективности и оснащения современным оборудованием.
- Многие электростанции в рассматриваемом регионе производят как тепловую, так и электрическую энергию. В национальных прогнозах IHS Energy не ставится задача проводить различие между топливом, используемым для производства электроэнергии, и топливом, используемым для производства тепла. Основной упор делается, прежде всего, на прогнозирование потребления топлива в электроэнергетическом секторе в целом (т.е., как для тепловой, так и для электрической энергии); однако, исходя из недавних тенденций, которые варьируются от страны к стране, предполагается, что коэффициент отношения производства тепла к производству электроэнергии на ТЭЦ, будет со временем снижаться.

