



35 место в рейтинге лояльности клиентов бизнес-возвратного банка

Рост потребления электроэнергии до 116 ТВт·ч к 2040 г.

Рост добычи нефти до 140,3 млн. т (3,13 млн. барр./сутки) к 2040 г.

Выход Каспийского моря/района на нефть в 2040 г.

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД 2017

## KAZENERGY

1 место в мире по объемам добычи угля

Сокращение доли лагит накопления с 74% до 18% в период 2012-2016 гг.

10 место в мире по объемам добычи угля





Настоящий Национальный энергетический доклад 2017 (далее – Доклад) является интеллектуальной собственностью Ассоциации KAZENERGY. Запрещается любое заимствование, изменение и переработка материалов данного документа.

Использование материалов Доклада допускается с обязательным указанием источника. Данные, аналитика и любая другая информация, содержащаяся в Докладе, предназначены только для информационных целей и не могут являться заменой услуг профессиональных консультантов в сферах бизнеса, финансов, инвестиций и др. Выводы и аргументы, приведенные в Докладе, могут не совпадать с мнением отдельных членов Ассоциации KAZENERGY, а также позицией государственных органов Республики Казахстан.

ОЮЛ Казахская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY»,  
Республика Казахстан, 010000, город Астана, проспект Кабанбай батыра 17  
kense@kazenergy.com  
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82





## УВАЖАЕМЫЕ ДАМЫ И ГОСПОДА!

За прошедшие два года с момента выпуска Национального энергетического доклада KAZENERGY-2015 экономика Казахстана адаптировалась к новой реальности. Завершение эпохи высоких цен на энергоносители внесло существенные коррективы в темпы экономического развития страны и приоритеты государственной политики.

Несмотря на то, что стабилизация цен на нефть приостановила спад инвестиций в нефтедобычу, главным вызовом для экономики Казахстана в обозримой перспективе останется создание новых конкурентных преимуществ страны для привлечения инвестиций.

В этой связи, правительством проводится работа по подготовке нового Кодекса «О недрах и недропользовании» и Налогового кодекса, в которых, в том числе, учитывается ряд рекомендаций Национального доклада 2015. Данное обстоятельство вселяет уверенность в значимость проводимой Ассоциацией KAZENERGY работы по подготовке национальных докладов и все больше утверждает их в качестве одного из надежных инструментов открытого диалога между бизнес-сообществом и государством.

Новые условия функционирования мировых рынков нефти способствовали и открытию новых возможностей. В условиях спада цен на нефть ряд добывающих компаний смог существенно оптимизировать свои затраты, сохранив и даже нарастив прежний уровень добычи. Использование данного опыта крайне важно для нефтегазовой отрасли Казахстана, имеющей большой задел в части оптимизации затрат. Его реализация, а также сформированная за годы независимости развитая и надежная транспортная инфраструктура позволяют

не только сохранить, но и усилить роль и место Казахстана на мировых рынках энергоносителей, обеспечив стабильные поступления доходов в бюджет страны.

В электроэнергетическом секторе набирает вес новая парадигма, которая связывает будущее с развитием возобновляемых источников энергии. Между тем, на сегодня данное направление имеет ряд ограничений и по-прежнему требует государственной поддержки. В то же время, возобновляемые источники являются только одним из инструментов перехода к «зеленой» энергетике, который должен использоваться в оптимальной комбинации со всеми другими, обеспечивая достижение поставленных целей при минимальной «стоимости для общества».

Так, неограниченное развитие в Казахстане возобновляемых источников в текущих условиях приведет к существенному росту стоимости электроэнергии и негативным образом отразится на конкурентоспособности отечественных производителей. Поэтому государству крайне важно установить единый целевой показатель перехода страны к «зеленой» экономике, выбрать оптимальные пути его достижения и, соответственно, определить максимальные объемы ввода мощностей ВИЭ с учетом возможностей инфраструктуры электроэнергетики Казахстана.

Такой системный подход должен также учитывать обязательства, взятые Казахстаном в 2016 году в рамках Парижского соглашения по 15% снижению уровня выбросов парниковых газов, а также имеющую место критику законодательно закрепленных механизмов регулирования парниковых газов как со стороны бизнес-сообщества, так и независимых экспертов.

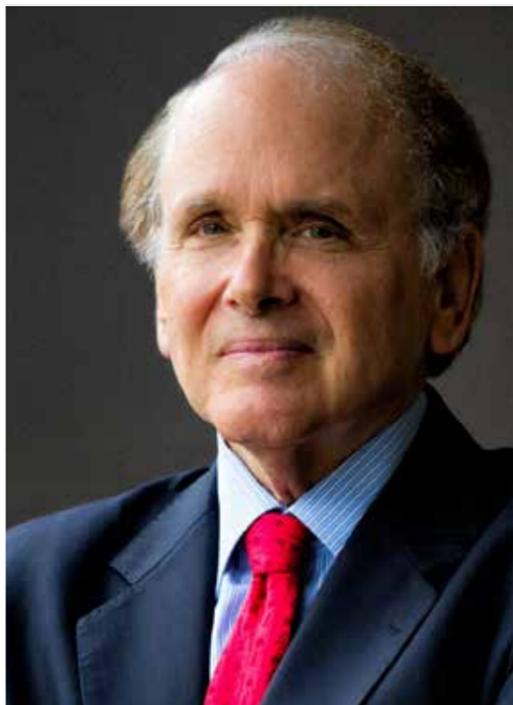
В этих условиях Ассоциацией KAZENERGY было принято решение о разработке третьей редакции Национального энергетического доклада, приуроченной к Международной специализированной выставке EXPO-2017 и XI Евразийскому Форуму KAZENERGY. При поддержке членов Ассоциации к разработке Доклада были привлечены признанные эксперты в сфере энергетики – международная консалтинговая компания IHS Markit.

Отдельно следует отметить работу казахстанских экспертов, участвовавших в подготовке Доклада. Убежден, что подобный формат сотрудничества является еще одним весомым вкладом Ассоциации в повышение квалификации отечественных специалистов, способствуя развитию аналитической работы казахстанских кадров на качественно новом, международном уровне.

В представленном Вашему вниманию документе нашли свое отражение текущие и прогнозные показатели отраслей ТЭК, анализ основных тенденций по всем основным видам энергоресурсов, а также конкретные предложения Ассоциации по совершенствованию действующего законодательства в целях привлечения инвестиций и внедрению в республике передовых энергетических технологий в интересах устойчивого развития.

Полагаю, что компетентность и независимость представленного в Докладе мнения, обеспечивающего соблюдение баланса интересов всех отраслей энергетики и экономики страны в целом, сделают его полезным при дальнейшем формировании государственной политики в сфере энергетики.

Тимур Кулибаев  
Председатель  
Ассоциации KAZENERGY



## УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Компания IHS Markit высоко ценит вновь предоставленную ей возможность принять участие в работе над Национальным энергетическим Докладом для Республики Казахстан и подготовить комплексный прогноз развития топливно-энергетического комплекса страны с учетом новых данных по состоянию на 2017 год. Углеводороды и другие энергоресурсы по-прежнему являются первостепенными факторами роста национальной экономики Казахстана и в обозримом будущем не утратят своей значимости, несмотря на неизменно важную роль горно-металлургического сектора и достижение страной определенного уровня диверсификации с момента обретения независимости. Развитие нефтегазовой отрасли оказало неоценимую помощь Казахстану, обеспечив поступление доходов, которые имели огромное значение для укрепления независимости страны в период после 1991 г., а также для неуклонного роста благосостояния и уровня жизни ее народа. Помимо этого, оно содействовало упрочнению отношений Республики Казахстан с ее соседями и, наряду со стремительным ростом добычи урана, способствовало становлению страны как крупного игрока в мировой энергетической отрасли, а также значимого участника международных рынков и событий на международной арене.

Однако жизнь не стоит на месте, и конъюнктура мировых энергетических рынков продолжает меняться. В этой связи сегодня стране необходимо решать абсолютно иные задачи, чем на момент составления Доклада за 2015 год. На протяжении большей части периода с момента обретения Казахстаном независимости на товарных рынках мира царил «сырьевой суперцикл» с высоким уровнем спроса и цен, движимый странами с развивающейся экономикой – прежде всего, Китаем. Такая ситуация была чрезвычайно выгодна для Казахстана как крупной добывающей страны с богатыми запасами, однако этот период бурного роста спроса практически на все минерально-сырьевые ресурсы подошел к концу. Ситуация на нефтяном рынке также сделала разворот на 180 градусов – в сторону перенасыщения. Цены на международных рынках в настоящее время составляют менее половины от уровня трехгодичной давности, и серьезных признаков их восстановления пока не наблюдается. В конце 2016 года Казахстан присоединился к исторической договоренности ОПЕК и ряда крупных добывающих стран, не входящих в организацию, о сокращении объемов добычи в целях восстановления равновесия на рынке, которая

впоследствии была продлена на 2018 год. Однако, несмотря на то, что все участники договоренности исключительно строго придерживаются взятых на себя обязательств, достижению поставленной цели может помешать увеличение поставок из США в связи с активной добычей сланцевой нефти.

Подобные изменения на нефтяном рынке отрицательно сказываются на бюджетах добывающих стран, в число которых входит и Казахстан, приводя к смене ориентиров для участников отрасли во всем мире. Международные компании больше не спешат, как раньше, получить доступ к ресурсам. Теперь их цель заключается в сохранении прибыльности и рентабельности при низкой ценовой конъюнктуре. В решении этой задачи они прибегают к таким стратегиям, как сокращение продолжительности инвестиционных циклов, акцент на проведение геологоразведочных работ в изученных бассейнах и вблизи существующей инфраструктуры, а также расширение использования технологий автоматизации и цифровизации. Компании будут по-прежнему активно искать новые возможности, однако станут более требовательными, что приведет к росту конкуренции за привлечение имеющихся инвестиций между странами, которые располагают ресурсами. В этой связи ожидается, что такие страны будут проявлять больше гибкости в отношении условий налогообложения и требований к местному содержанию. Помимо этого, все более важное значение для привлечения внешних инвестиций станет играть оперативность и степень предсказуемости принятия руководством стран соответствующих решений.

Второе немаловажное новое обстоятельство заключается в том, что мы живем в эпоху после подписания Парижского соглашения об изменении климата. Цель этого принятого в 2015 году соглашения – сокращение выбросов парниковых газов в энергетическом секторе – получила широкую международную поддержку и легла в основу общего политического курса многих государств. Данное обстоятельство, несомненно, имеет важное значение для Казахстана, который является не только производителем и экспортером энергоресурсов, но и их потребителем. Обязательства Казахстана в рамках данного соглашения предполагают сокращение к 2030 г. выбросов парниковых газов на 15% от уровня 1990 года в качестве безусловного целевого показателя или на 25% от уровня 1990 года при условии поступления международного

финансирования. В Докладе содержатся прогнозы относительно того, насколько такое сокращение возможно в случае следования текущей политике и реализации ранее предусмотренных мер, а также предлагаются дополнительные стратегии, которые могли бы помочь стране в полном объеме достичь целевого показателя сокращения выбросов.

В-третьих, радикально изменить характер производства и потребления энергии в глобальном масштабе может появление новых технологий. Одним из примеров этого является активное наращивание и снижение стоимости мощностей ВИЭ, прирост которых в 2016 году вышел на рекордный уровень. В свою очередь, в транспортной сфере намечается прорыв в области использования электромобилей, который, наряду с рассмотренными в Докладе новыми формами передвижения, способен серьезно повлиять на ситуацию как с точки зрения выбросов парниковых газов, так и с точки зрения спроса на топливо.

Все вышеперечисленные аспекты, а также некоторые другие произошедшие серьезные изменения, легли в основу работы над новым Докладом, в котором представлен базовый прогноз для топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на долгосрочную перспективу, составленный по результатам анализа факторов как геологического, так и негеологического характера. И хотя на картину будущего оказывает влияние огромное количество движущих сил, событий и условий, которые отмечаются и рассматриваются в настоящем Докладе, можно с высокой долей уверенности утверждать, что она в не меньшей, а может быть даже и в большей, степени будет зависеть от политических мер и решений руководства страны.

Мы надеемся, что представленная в настоящем Докладе информация окажется полезной Республике Казахстан в процессе принятия решений и выработки политических мер, необходимых с учетом текущей изменившейся ситуации. Как и ранее, целью Доклада является содействие дальнейшему экономическому росту и увеличению благосостояния Республики Казахстан в динамично меняющихся новых условиях с постоянным приумножением успехов, достигнутых страной за период с 1991 г.

Доктор Дэниел Ергин,  
Вице-председатель  
IHS Markit



Национальный энергетический доклад 2017 года (НЭД 2017) подготовлен в рамках международной выставки ЭКСПО-2017, которая проходит в столице Республики Казахстан – городе Астана. Цель выставки ЭКСПО-2017, тема которой обозначена как «Энергия будущего» – поиск инновационных и практичных подходов в области энергетики, обеспечивающих решение существующих в мире актуальных социальных, экономических и экологических проблем.

Рассматривая ситуацию с такой же перспективы, НЭД 2017 намечает путь будущего развития энергетики Казахстана, в основе которого лежат как новые развивающиеся технологии, способные радикально изменить картину производства и потребления энергии, так и рациональный подход к использованию богатых энергоресурсов страны. При этом сейчас многие понимают, что будущее энергетики неразрывно связано с ее устойчивостью.

Путь к энергетике будущего, представленный в НЭД 2017, является устойчивым благодаря тому, что он предполагает использование, в первую очередь, внутренних ресурсов, снижение негативного воздействия на окружающую среду и рост эффективности, позволяя стране выполнить взятые на себя международные обязательства в области экологии, а также благодаря тому, что он обеспечивает стабильный и активный рост экономики Республики Казахстан и благосостояния ее народа.

# СОДЕРЖАНИЕ

1	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>			
1.1	Национальный энергетический доклад 2017	16		
1.2	Изменение международной обстановки	17		
1.3	Вызовы, стоящие перед Казахстаном	19		
2	<b>ОБЩИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ В КАЗАХСТАНЕ</b>			
2.1	Ключевые моменты	24		
2.2	Мировые тренды в сфере инвестиций	25		
2.3	Обзор ключевых инвестиционных тенденций в ТЭК Казахстана	37		
2.4	Инвестиционная привлекательность ТЭК Казахстана – новые данные	40		
2.5	Обзор ключевых изменений в регулировании и законодательстве Республики Казахстан в области инвестиционной политики	44		
2.6	Рекомендации в отношении целей развития и системы регулирования	47		
3	<b>ДОБЫЧА СЫРОЙ НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА</b>			
3.1	Ключевые моменты	52		
3.2	Разведка и добыча нефти и конденсата – новые данные	53		
3.3	Геологоразведка и технологии	71		
3.4	Законодательная база и регулирование сектора разведки и добычи в Казахстане	84		
4	<b>НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА</b>			
4.1	Ключевые моменты	98		
4.2	Нефтепродукты: спрос и предложение	99		
4.3	Инфраструктура и технологии: проблемы, идеи и решения	106		
5	<b>ПРИРОДНЫЙ ГАЗ</b>			
5.1	Ключевые моменты	122		
5.2	Природный газ – новые данные	123		
5.3	Инфраструктура и технологии: проблемы, идеи и решения	151		
5.4	Регулирование газового сектора республики Казахстан	163		
6	<b>УГОЛЬ</b>			
6.1	Ключевые моменты	178		
6.2	Текущая ситуация в угольной промышленности - новые данные	179		
6.3	Инфраструктура и технологии: проблемы, идеи и решения	190		
6.4	Регулирование угольной промышленности в Казахстане	194		
7	<b>УРАН</b>			
7.1	Ключевые моменты	200		
7.2	Урановая промышленность – новые данные	201		
7.3	Инфраструктура и технологии: проблемы, идеи и решения	211		
7.4	Регулирование урановой промышленности в Казахстане	219		
8	<b>ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА</b>			
8.1	Ключевые моменты	224		
8.2	Введение: планирование целевого состояния сектора энергетики	225		
8.3	Фундаментальные факторы: обновление данных об энергетике	227		
8.4	Инфраструктура и технологии: ключевые возможности	240		
8.5	Регулирование: законодательство и политика в области электроэнергетического сектора Казахстана	246		
9	<b>ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦЕЛИ ПЕРЕХОДА К ЗЕЛЕННОЙ ЭКОНОМИКЕ</b>			
9.1	Ключевые моменты	278		
9.2	Выбросы парниковых газов, углеродоемкость и изменение климата – новые данные	279		
9.3	Пути к парижским целям: стратегии реализации Казахстаном целевых показателей сокращения выбросов парниковых газов к 2030 г.	291		
9.4	Нормативно-правовое регулирование и политика в области ПГ	315		

## БЛАГОДАРНОСТЬ

Национальный энергетический Доклад 2017 года подготовлен компанией IHS Markit для Ассоциации KAZENERGY. В работе над Докладом принимали участие многие казахстанские и зарубежные эксперты, представляющие широкий круг самых разнообразных организаций – таких как Ассоциация KAZENERGY, государственные органы Республики Казахстан, научно-исследовательские и проектные институты, а также отраслевые компании. Мы выражаем глубокую признательность за внесенный ими вклад.

Отдельно хотелось бы поблагодарить компанию «Avantgarde Group» в лице ее Генерального директора Руслана Мухамедова, а также Олега Архипкина, которые принимали активное участие в подготовке Доклада. Оказанное ими неоценимое содействие помогло определить ориентиры и задать общую направленность документа.

Помимо этого, немало специалистов из Казахстана и других стран мира внесли свой вклад в доработку отдельных глав Доклада, соответствующих сфере их компетенции. Мы искренне благодарны им за внесенные предложения и замечания.

Также, хотелось бы выразить особую благодарность Узакбаю Карабалину - Заместителю

Председателя Ассоциации KAZENERGY, Болату Акчулакову - Генеральному директору Ассоциации KAZENERGY, Рамазану Жампиисову - Исполнительному директору Ассоциации KAZENERGY и Рустаму Журсунову - Заместителю Председателя Правления Национальной палаты предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен». Составление Доклада в полной мере было бы невозможным без их помощи и поддержки.

Своевременной публикации Доклада на двух языках в существенной мере способствовала работа высокопрофессионального переводчика, Марии Гавриловой. Мы также отдельно благодарим Екатерину де Вер Уолкер за перевод главы, посвященной электроэнергетике, а также Николая Миренкова и Эндрю Р. Бонд за активное содействие в редактировании текста Доклада.

Помимо вышеупомянутых лиц и компаний, мы выражаем отдельную признательность большому числу организаций (промышленным предприятиям, энергетическим компаниям, электростанциям и др.) и их сотрудникам, которые также внесли свой вклад в подготовку Доклада.

Министерство энергетики РК	Бозумбаев К.А. Досмухамбетов М.Д., Джаксалиев Б.М., Магауов А.М., Мирзагалиев М.М., Садибеков Г.К, Жантикин Т.М., Соспанова А.С., Сарсенов Б.Н., Кулмурзин К.С., Шалабекова А.Л., Агабеков О.П.
Комитет по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан	Майтиев А.Б. Дарбаев А.К., Коккозова К.Т.
АО «Самрук-Энерго»	Саткалиев А.М. Молдабаев К.Т. Налибаева Г.Р., Сагидулла Д.С., Хамитова А., Акимбаева А.Е. Ауталипов Г.Т.
АО «НК «КазМунайГаз» (в т.ч. РД КМГ и КМГ ПМ)	Мынбаев С.М., Школьник В.С. Тиесов Д.С., Спинелли В.А., Султанов О.М., Куанбаева Е.В., Егизбаев Б.Ш., Игисенова М.Ж., Кожабаяев Е.О., Бектенов Е.Б., Томашпаев Р.С., Ныгмет Р.Г.
АО «КазТрансОйл»	Досанов Д.Г.
АО «Каспийский трубопроводный консорциум»	Кабылдин К.М.
АО «КазТрансГаз»	Сулейманов Р.Э. Климов П.В., Гумаров Р.К.
АО «НАК «Казатомпром»	Ибраев Б.М., Андропенков С.А.
АО «KEGOC»	Кажиев Б.Т. Куанышбаев А.Д., Касенов Н.К., Катышев С.И., Шайханов А.Ж.
АО «КОРЭМ»	Копенов Е.К., Мадиев Е.Г.
ExxonMobil	Мусабекова А., Нугман Г.
Eni	Виньяти Л., Пьетрароя Б., Балдассарре А.

ТОО «Самрук-Қазына Инвест»	Хисамидинова К.Р.
Союз нефтесервисных компаний	Ибрашев К.Н.
Казахстанское общество нефтяников-геологов	Куандыков Б.М.
ТОО «Global Gas Group»	Гончаров О.Ю.
ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»	Нурмаганбетов Ж.Д.
АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения»	Смагулов Б.А., Кабыкенов А.А., Байгунакова Д.Е.
АО «КазНИИ энергетики имени академика Ш.Ч. Чокина»	Лигай Р.Г., Тюгай В.К., Омельченко Г.Н.
НАО «Алматинский университет энергетики и связи»	Кибарин А.А., Саухимов А.А.
АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа»	Мунара А.
АО «Казахстанский институт нефти и газа»	Сериков Ф.Т., Тукаев А.К., Медетов Ж.М., Мамиров А.У.
ТОО «НИИ КМГ ТДБ»	Кулекеев Ж.А.
Международный финансовый центр «Астана»	Бектемиров Б., Кусалиева А., Нурахметова А.
ТОО «Samruk-Kazyna United Green»	Капенов Н.Н.
Европейский банк реконструкции и развития	Роган К., Рамазанов Е., Елибаев М.
АО «Жасыл Даму»	Калиев А.Г.
Ассоциация KAZENERGY	Кабжанов Р.Х., Ногайбай З.М., Джанекенов Н.Д., Рабай Я., Нарынбаев Д.С., Ибрагимов Т.Е.
Ассоциация газодобывающих и горно-металлургических предприятий	Радостовец Н.В.
Ассоциация возобновляемой энергетики Казахстана	Кашкинбеков А.
IHS Markit	Донгаров Э., Енютина Е., Е. Кинер

В завершении нельзя не упомянуть о том, что при подготовке настоящего Доклада нам посчастливилось познакомиться и работать со многими замечательными и талантливыми коллегами в Республике Казахстан. Особой честью для нас является возможность представить Доклад в рамках проходящей в Астане крупнейшей международной специализированной выставки ЭКСПО-2017, посвященной вопросам энергии будущего.

Подводя итог, хотелось бы отметить, что для нас было большой честью принимать участие в выполнении такой важной задачи, как анализ развития энергетического сектора Казахстана. Энергетика еще много лет останется центральным элементом экономики страны, обеспечивающим прочную основу для благосостояния ее народа. От имени IHS Markit авторы Доклада искренне желают Республике Казахстан самых благоприятных перспектив и огромных успехов в будущем.

С глубокой признательностью,

Мэтью Сейгерс, Старший директор (Matt.Sagers@ihsmarkit.com)  
Полина Миренкова, Ассоциированный директор и менеджер проекта (Paulina.Mirenkova@ihsmarkit.com)  
Кристофер де Вер Уолкер, Директор-консультант (Christopher.deVereWalker@ihsmarkit.com)  
Эндрю Р. Бонд, Старший консультант (abond@bellpub.com)  
Станислав Язынин, Старший консультант (Stanislav.Yazynin@ihsmarkit.com)  
Дина Шолк, Старший аналитик (Dena.Sholk@ihsmarkit.com)  
Дэниел Берков, Старший консультант (Daniel.Berkove@ihsmarkit.com)  
Екатерина де Вер Уолкер, Старший консультант и директор, SEEPX (katya@seepx.com)

Ассоциация KAZENERGY выражает искреннюю признательность следующим компаниям, оказавшим поддержку в разработке и издании Национального энергетического Доклада 2017:





# 1. ВВЕДЕНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ
- 1.1. НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД 2017
- 1.2. ИЗМЕНЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ ОБСТАНОВКИ
- 1.3. ВЫЗОВЫ, СТОЯЩИЕ ПЕРЕД КАЗАХСТАНОМ

# 1. ВВЕДЕНИЕ

На мировой арене особенно заметна роль Казахстана как производителя энергоресурсов. 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 раза 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.

Вышеприведенная выдержка из Национального энергетического Доклада 2015 (НЭД 2015)<sup>1</sup> прямо свидетельствует о роли Казахстана как мирового производителя энергоресурсов. В Докладе также подчеркивается значимость топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для национальной экономики Казахстана (на основе данных за 2014 г.):

Топливо-энергетический комплекс, 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 лидером по привлечению прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в стране.<sup>2</sup>

Приведенные выше показатели несколько снизились с 2014 года вследствие падения мировых цен на нефть, однако на ТЭК по-прежнему приходится около 20,4% общего ВВП (2016) и около 60% всей экспортной выручки.<sup>3</sup> Таким образом, сегодня, как и ранее, очень важно обеспечить продуманное и рачительное управление разнообразными и богатыми энергетическими ресурсами страны.

## 1.1. НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД 2017

Национальный энергетический доклад 2017г. (НЭД 2017) продолжает освещение вопросов, затронутых в НЭД 2015 (охватившие все отрасли ТЭК Казахстана), но при этом особое внимание уделяется четырем ключевым направлениям, отраженным в структуре настоящего Доклада. Во-первых, главы, посвященные нефти, нефтепродуктам, газу, углю, урану, электроэнергетике и выбросам парниковых газов содержат краткую **Обновленную информацию** об основных статистических показателях и их изменениях с момента публикации НЭД 2015. По мере возможности анализ данных за 2015 и 2016 гг. сопровождается освещением тенденций и событий в период до середины 2017 г. Во-вторых, в НЭД 2017 приводится обновленный **Прогноз** для каждой отрасли ТЭК, оценка последних целевых показателей и прогнозов в области энергетики, содержащихся в официальных государственных документах (например, концепциях, стратегиях) и планах Министерства Энергетики в свете текущей ситуации в экономике страны. Во многих случаях оценка включает сравнение с собственными прогнозами и сценариями IHS Markit. В случаях, когда прогнозы IHS Markit расходятся с данными государственных агентств и участников рынка,

например, в вопросе добычи сырой нефти, в НЭД 2017 приводится краткое объяснение расхождений в ожидаемых результатах.

Один из ключевых разделов в большинстве глав — **Инфраструктура и технологии** — представляет собой третье основное направление НЭД 2017. Здесь приводится обзор перспективных новых технологий в соответствующих отраслях в глобальном масштабе и их потенциальное воздействие на энергетические рынки. Мы также осуществляем оценку их пригодности для внедрения в Казахстане с учетом задач развития и целевых показателей ТЭК страны.

Четвертым и последним направлением каждой главы, посвященной отдельным отраслям, является **Регулирование**, охватывающее нормативно-правовые основы производства и потребления энергоресурсов в Республике Казахстан. В данных разделах НЭД 2017 рассматривается действующее законодательство, выявлены ключевые проблемы и основные темы, а также предложены изменения в законодательство и принципы регулирования, которые могут потенциально улучшить механизмы работы рынков, повысить энергетическую безопасность и инвестиционную привлекательность ТЭК.

## 1.2. ИЗМЕНЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНОЙ ОБСТАНОВКИ

Помимо особого внимания четырем направлениям, указанным выше, в рамках нового подхода в НЭД 2017 будут освещены основные события, произошедшие в международной энергетической отрасли с момента публикации НЭД 2015. К ним относятся:

- **Соглашение, достигнутое на двадцать первой конференции по Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (так называемое «Парижское соглашение»)** в ноябре 2015 года, когда почти все страны мира согласились сократить выбросы парниковых газов (ПГ) согласно самостоятельно определенным целевым уровням, известным как предварительный определенный национальный вклад (INDC). Соглашение, вступившее в силу год спустя, имело статус международно-правового акта (достигнув рекордного числа ратификаций за столь короткое время), и в настоящее время обязывает страны (включая Казахстан) предпринимать согласованные усилия по сокращению выбросов путем принятия таких

мер, как повышение энергоэффективности, изменение энергетического баланса экономики (переход с угля на природный газ и поддержка использования возобновляемых источников энергии) и выработка тарифов на углеродные выбросы (либо посредством налогообложения, либо торговли квотами на выбросы).

- **Восстановление мирового баланса на рынке сырой нефти (отражающего избыточное предложение в среднесрочной перспективе в сочетании с умеренным ростом спроса) на новом уровне цен в два раза ниже (примерно 50 долл. США/барр.) наблюдавшихся в начале 2014 г.** Сочетание низких сервисных затрат, повышения эффективности и добровольного сокращения добычи (согласно договоренности, достигнутой между членами ОПЕК и другими отдельными крупными производителями, такими, как Россия и Казахстан) позволило крупным производителям нефти оставаться в зоне прибыльности, несмотря на более низкие цены. Однако приложенные ими усилия по адаптации

<sup>1</sup>KAZENERGY, Национальный энергетический доклад 2015, стр. 16.

<sup>2</sup>KAZENERGY, Национальный энергетический доклад 2015, стр. 30.

<sup>3</sup>Доля нефтегазового сектора в ВВП Казахстана в 2016 году составила 18,2%.

к новым условиям в форме сокращения продолжительности инвестиционного цикла, концентрации работ по разведке на хорошо изученных геологических бассейнах и вблизи существующей инфраструктуры, а также использования технологий автоматизации и цифрового обмена данными в целях повышения производительности и сокращения расходов привели к тому, что в процессе переговоров об условиях вложения инвестиций в сфере энергетики в более выгодном положении находятся частные инвесторы, а не национальные правительства. В условиях высокой конкуренции Казахстан и другие страны вынуждены удвоить усилия, направленные на повышение своей инвестиционной привлекательности.

- **Ускорение темпов наращивания мощностей возобновляемой энергетики.** В глобальном масштабе в 2016 году произошел рекордный прирост мощностей возобновляемой энергетики (150 ГВт), особенно, солнечных фотоэлектрических установок и наземных ветряных электростанций (ВЭС), благодаря решительной политической поддержке строительства, с одной стороны, и совершенствования технологий и снижения капитальных затрат, особенно солнечных электростанций (СЭС), с другой. На долю возобновляемой энергетики пришлось более половины прироста генерирующих мощностей в мире, и ожидается, что в период до 2040 г. ВИЭ будут самым быстрорастущим новым источником энергии в мировой электроэнергетике. При сохранении необходимой политической поддержки, доля ветровой и солнечной энергии в чистом совокупном объеме новых мощностей, введенных в эксплуатацию в период с 2016 г. до 2040 г., составит более 50%. **При этом с течением времени их доля в общем объеме выработки электроэнергии в мире будет расти, но по-прежнему останется небольшой, так как рост будет происходить с изначально невысокого уровня.** Борьба с изменением климата является мощным стимулом для внедрения ВИЭ, однако во многих странах сокращение загрязнения воздуха и диверсификация поставок энергоресурсов в целях повышения энергетической безопасности играют не менее важную роль.

- **Роль природного газа как промежуточного топлива.** Стремительный рост возобновляемой энергетики отчасти обеспечен сокращением создания новых мощностей тепловой генерации. И хотя газовые

электростанции обладают определенными преимуществами с точки зрения маневренности, надежности и, на некоторых рынках, стоимости в сравнении с другими видами тепловых электростанций, новые инвестиции в газовую генерацию в настоящее время отстают от инвестиций в ВИЭ.<sup>4</sup> Это ставит под сомнение роль газа в качестве промежуточного топлива в процессе перехода к использованию ВИЭ за счет вытеснения угольной генерации. Одним из факторов, который может подорвать или ослабить роль газа, как переходного топлива, является стремительное развитие технологий сетевых накопителей энергии (аккумуляторных батарей). Основной вопрос при этом заключается в следующем: возможно ли в перспективе снизить стоимость использования ВИЭ до уровня ниже, чем при использовании природного газа? Если это произойдет достаточно быстро, то текущий мировой переизбыток предложения газа и низкие цены на него могут усугубиться.

- **Следующий большой прорыв «зеленой» энергетики?** Ускоренное наращивание мощностей ветровой и солнечной энергетики стало возможным во многом благодаря неожиданному сочетанию благоприятных политических и экономических условий, а также новых технологических достижений. Смогут ли ещё какая-либо технология «зеленой» энергетики совершить аналогичный «рывок», т.е. начать развиваться гораздо быстрее, чем предполагалось, и по мере того, как правительства и промышленность ищут способы использовать возможности, вытекающие из Парижского соглашения, инвестиции, сопряженные с риском, все больше вкладываются в переходные технологии? Ряд таких технологий, включая электромобили и автономные «беспилотные» автомобили, новые типы атомных электростанций, хранения электроэнергии и улавливания углерода обсуждаются в настоящем Докладе. При этом важно иметь в виду, что, хотя новые технологии в конечном итоге могут оказать прорывное влияние, их коммерческое развитие и повсеместное внедрение потребуют определённого времени. Несмотря на прогнозируемые совокупные годовые темпы роста мощностей возобновляемой энергетики на 6% (2021-30 гг.) и 4% (2031-40 гг.), к 2040 г. на долю возобновляемых источников энергии (исключая крупные ГЭС, относимые к традиционным электростанциям) по-прежнему будет приходиться лишь 5% от общего объема потребления первичных энергоресурсов, а совокупная доля угля, нефти и газа всё также составит более трех четвертей.

### 1.3. ВЫЗОВЫ, СТОЯЩИЕ ПЕРЕД КАЗАХСТАНОМ

Вышеуказанная трансформация мировой энергетики с момента публикации Национального энергетического доклада за 2015 год еще более отчетливо высветила ряд вопросов, решение которых в Казахстане потребует внесения изменений в текущую политику.

- **«Низкие цены на нефть на более длительный срок» означают замедление темпов роста ВВП.** IHS Markit понизил прогнозные показатели среднегодового роста ВВП в Казахстане на период до 2040 г. на один процент – с 3,4% до 2,4%. Такой пересмотр был связан, прежде всего, с тем, что в будущем ожидается более низкий уровень мировых цен на сырую нефть (около 80 долл. США/барр. после 2024 г. вместо 100 долл. США/барр., как предполагалось ранее) вследствие существенного сокращения затрат в значительной части отрасли (снижение цен на нефть также отражает общую конъюнктуру мирового рынка сырьевых товаров в целом). Это означает уменьшение объема имеющихся в стране собственных финансовых средств для инвестирования в разведку и разработку энергоресурсов, а также приводит к необходимости корректировки ряда прогнозов в отношении роста внутреннего спроса на энергию, приведенных в НЭД за 2015 год. В частности, прогнозируемый на период до 2040 г. показатель ежегодного роста спроса на электроэнергию – величина которого тесно связана с уровнем экономической активности – в настоящее время снизился с 1,2% (согласно в НЭД 2015 г.) до 1,1%. Однако при этом есть и положительный аспект: более низкие темпы роста спроса на энергию должны привести к некоторому снижению объема выбросов ПГ (что отражено в новых прогнозах, приведенных в НЭД 2017 г.), упростив таким образом для Казахстана задачу выполнения обязательств в рамках Парижского соглашения (см. ниже).

- **Прогноз «низких цен на нефть на более длительный срок» также повышает значимость прямых иностранных инвестиций (ПИИ).** Ограниченный объем отечественного капитала, который можно использовать для финансирования роста энергетического сектора – вследствие замедления темпов роста ВВП, недостаточной ликвидности тенге и в целом низкого уровня капитализации в банковском секторе Казахстана – делает привлечение иностранного капитала важной стратегической задачей для энергетических компаний страны, стремящихся найти средства

для реализации запланированных проектов расширения мощностей. И хотя Казахстан уже сделал весомые шаги в данном направлении, в НЭД за 2017 год отмечаются области, все еще требующие дальнейшего совершенствования как в плане инвестиций непосредственно в нефтегазовый сектор страны (в частности, в целях повышения успешности разведки и добычи, которая измеряется природном запасов в расчете на поисково-разведочную скважину на новом месторождении), так и в плане общей инвестиционной привлекательности (прежде всего, это касается налогово-бюджетной среды, уровня квалификации рабочей силы, предсказуемости денежно-кредитной политики и возможностей обеспечения финансирования).

- **Разница в уровне внешнего спроса на казахстанские энергоносители находит свое отражение в различных стратегиях их реализации и применения в экономике.** Два основных энергетических продукта страны – нефть и уран – пользуются относительно стабильным спросом во всем мире и оправдывают транспортные расходы при поставке на международные рынки. В этой связи они, в первую очередь, идут на экспорт, хотя примерно пятая часть добываемой сырой нефти поставляется на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). Еще два энергоносителя – природный газ и уголь – хоть и имеются в избытке, но возможности их реализации на внешних рынках ограничены из-за качества (уголь), высоких транспортных издержек либо жесткой конкуренции со стороны других поставщиков или альтернативных видов топлива. Таким образом, эти ресурсы – сверх объема, потребляемого внутри страны – можно отнести к «труднореализуемым». Экспортная торговля энергоносителями, как правило, ведется исходя, главным образом, из коммерческих соображений, в то время как использование таких энергоресурсов, как газ, уголь и, в определенной степени, нефтепродукты внутри страны чаще всего следует квазикоммерческой логике, при которой немаловажная роль отводится социальным интересам. Так, строительство на юге Казахстана газовых электростанций с возможностью утилизации попутного газа, получаемого при добыче нефти, помимо покрытия дефицита и сокращения выбросов CO<sub>2</sub>, ограничивается, в частности, высокими ценами импорта, высокими затратами на транспортировку и переработку казахстанского попутного газа, а также опасением, что необходимое покрытие

<sup>4</sup>Например, в США в 2016 г. на геотермическую и ветроэнергетику пришлось 63% создаваемых новых мощностей, в то время как на газ пришлось 29%.

затрат на строительство газовых мощностей и переработку газа приведут к нарушению социальных обязательств по обеспечению населения дешевой электроэнергией и росту тарифов не электроэнергию. В НЭД 2017 отмечается, что, если в любой из отраслей ТЭК в полной мере не придерживаться исключительно коммерческого подхода, упущенная в этой связи выгода приведет к снижению выручки работающих в данной отрасли компаний, которая могла бы быть инвестирована в модернизацию и развитие новых мощностей. При этом рыночные механизмы уже доказали свою эффективность в плане распределения расходов на такие инвестиции в процессе ценообразования.

Комплексный подход к развитию электроэнергетического сектора требует разработки новой концепции развития электроэнергетики в период до 2035 г. с перспективой на 2050 г. Перед электроэнергетическим сектором Казахстана стоят три значимые проблемы: обеспечение надежности электроснабжения, соотношение цены-качества для потребителей (вместо дешевизны) и экологической устойчивости. Несмотря на то, что регулирование электроэнергетического сектора Казахстана обширно связано со множеством нужных инициатив, охватывающих большинство из перечисленных аспектов, они, как правило, реализуются несогласованно друг от друга и не скоординированы с существующими механизмами рынка, политикой сектора и международными обязательствами. Комплексный подход должен применяться к общему планированию развития электроэнергетического сектора, рыночным механизмам, регулированию тарифов и использованию технологий (включая технологии со стороны спроса и сетей). В рамках этого изменения Казахстану рекомендуется ускорить реформу рынка тепловой энергии, а также внедрить стимулирующие тарифные методологии в сфере передачи и сбыта тепловой и электрической энергии, основанные на показателях эффективности работы таких компаний. Учитывая все вышесказанное, рекомендуется разработать новую Концепцию развития электроэнергетического сектора до 2035 года с перспективой до 2050 года.

- **Казахстан уже идет по пути сокращения выбросов ПГ, однако для выполнения парижских обязательств стране потребуются дополнительные**

**усилия.** Предварительно определенный национальный вклад (INDC) Казахстана в рамках Парижского соглашения предусматривает сокращение к 2030 г. выбросов ПГ в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 г. в качестве безусловного целевого показателя. Для достижения данного показателя к 2030 г. Казахстану потребуется снизить объем выбросов ПГ на 53,4 млн. т. до уровня 302,8 млн. т. CO<sub>2</sub> в эквиваленте. Выполненный при подготовке НЭД 2017 анализ показал, что Казахстан способен реализовать около половины вышеуказанного целевого показателя (сократив их почти на 8%) без изменения в подходах к ведению деятельности, что означает следование уже существующей или запланированной к реализации политики.<sup>5</sup> При этом в Докладе также приводится альтернативный сценарий, в соответствии с которым Казахстан не только сможет добиться полного сокращения выбросов на 15% согласно Парижскому соглашению, но и пройти половину пути к реализации условного целевого показателя (составляющего 25%), благодаря гораздо более существенному повышению совокупной энергоэффективности, более заметному сокращению потребления угля и более быстрому расширению мощностей ветровой и солнечной энергетики.

- **«Используй или потеряешь»:** **относительное преимущество Казахстана как производителя энергии.** Одной из тем, освещенных в НЭД 2015 года, являлось сохранение Казахстаном своего относительного преимущества как производителя энергии. При том, что диверсификация экономики по-прежнему является одной из первоочередных задач для многих стран-экспортеров сырья, включая Казахстан, сохранение запасов углеводородов путем отсрочки их освоения является стратегией, результат которой трудно предугадать. Это связано с тем, что возможный прогресс в области использования энергии и развития технологий ее производства затрудняет точное прогнозирование будущей стоимости углеводородных ресурсов (например, как в вышеупомянутом случае с природным газом). По этой причине в НЭД 2017 года сохраняются рекомендации в пользу инвестиций в разведку, добычу и экспорт углеводородных энергоресурсов **в тех случаях, когда это является экономически оправданным в текущих условиях и с учетом**

**прогнозируемого развития ситуации в будущем.**<sup>6</sup> Применительно к сектору разведки и добычи данная аргументация распространяется как на запланированное расширение в рамках реализуемых в Казахстане «мегапроектов», так и на меры, направленные на повышение отдачи от менее крупных и более зрелых месторождений. Изменения, вносимые проектом нового Кодекса «О недрах и недропользовании», о которых идет речь в настоящем Докладе, должны способствовать более активному инвестированию за счет повышения конкурентоспособности Казахстана в том, что касается его инвестиционной привлекательности.

<sup>5</sup>Объемы выбросов рассчитывались IHS Markit только для потребления энергоресурсов (около 80-85% от общего объема выбросов ПГ в экономике страны в последние годы), что позволяет проводить последовательное историческое сравнение.

<sup>6</sup>Следует отметить, что в Казахстане перспективы планирования для многих ключевых отраслей предусмотрены на период лишь немногим более 10 лет (до 2030 г.). В этой связи растет необходимость в планировании для многих секторов ТЭК (особенно электроэнергетики) на более долгосрочную перспективу.



## 2. ОБЩИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ В КАЗАХСТАНЕ

- 2.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 2.2. МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ В СФЕРЕ ИНВЕСТИЦИЙ
- 2.3. ОБЗОР КЛЮЧЕВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ В ТЭК
- 2.4. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ТЭК КАЗАХСТАНА – НОВЫЕ ДАННЫЕ
- 2.5. ОБЗОР КЛЮЧЕВЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В РЕГУЛИРОВАНИИ И ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В ОБЛАСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ
- 2.6. РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ЦЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ И СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

## 2. ОБЩИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КЛИМАТ В КАЗАХСТАНЕ

### 2.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- Стабилизация мировых цен на нефть на уровне около 50 долл. США/барр., начиная со второй половины 2016 г., дала старт новому инвестиционному циклу в сфере разведки и добычи в общемировом масштабе.<sup>1</sup> Этот цикл стал следствием замедления роста предложения в результате резкого сокращения капиталовложений, начиная с 2014 г., и впоследствии был подкреплен обязательствами ОПЕК и крупных нефтедобывающих стран, не входящих в ОПЕК, в совокупности сократить добычу почти на 1,8 миллионов баррелей в сутки (млн. барр./сутки) в первой половине 2017 г. (действие которых на настоящий момент было продлено до марта 2018 г.). Годовые расходы на разведку и добычу вырастут впервые с 2014 г.

- Компании, участвующие в новом инвестиционном цикле, выявляют возможности сохранения рентабельности в условиях гораздо более низких цен, чем на протяжении большей части предыдущего десятилетия. Поскольку первоочередное внимание уделяется сокращению затрат на разведку и добычу нефти и газа, сейчас новые инвестиции в основном идут в проекты, добыча в рамках которых обеспечивает возможность оперативно реагировать на ценовые сигналы (т.е., в проекты с более короткими циклами). Приоритет отдается территориям с заведомо благоприятными геологическими характеристиками, условиями эксплуатации и общей обстановкой, сложившейся в стране, где они расположены, а также с уже существующей или находящейся в непосредственной близости инфраструктурой.

- IHS Markit прогнозирует, что рост спроса на

углеводороды на мировом рынке достигнет уровня 115 млн. барр./сутки к 2040-му году, но при этом ожидается более низкий уровень ценового равновесия на сырую нефть (около 80 долл./барр., вместо около 100 долл./барр. согласно Национальному энергетическому докладу за 2015 г.) из-за существенного снижения стоимости большого сегмента добычи нефти. В связи со снижением ценового равновесия до 80 долл./барр. в долгосрочной перспективе, прогноз среднегодовых темпов роста ВВП Казахстана в прогнозный период до 2040 г. были снижены на 1% (с 3,4% до 2,4%).

- Еще одним важным мировым трендом в области инвестиций является рекордное увеличение мощностей ВИЭ (150 ГВт) в электроэнергетике, которое превысило аналогичный показатель для всех остальных источников энергии, составив более половины от совокупного объема новых генерирующих мощностей. Это явилось следствием снижения капитальных затрат и сильной политической поддержки при строительстве солнечных фотоэлектрических установок и наземных ВЭС. Ожидается, что эта тенденция сохранится в 2017 г. и далее. Хотя прогнозируется, что в электроэнергетике новые мощности ВИЭ будут вводиться в эксплуатацию активнее, чем мощности другого типа (из расчета средней процентной доли за год), к 2040 г. они по-прежнему будут составлять лишь 5% от общемирового объема потребления первичных энергоресурсов, а на уголь, нефть и газ в совокупности по-прежнему будет приходиться более трех четвертей данного объема. В период до 2020 г. в Казахстане может быть установлено до 2 ГВт мощностей ВИЭ (ветровых и солнечных),

в результате чего они составят 3% от общей мощности, что означает десятикратный рост по сравнению с уровнем 2016 г.

- В результате неблагоприятной ситуации, сложившейся в мировой нефтегазовой отрасли после 2-го квартала 2014 г. (низкие цены на нефть и стагнация инвестиционного цикла крупных проектов разведки и добычи), валовой приток прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в Казахстан сократился почти вдвое, упав до 14,8 млрд. долл. в 2015 г. Однако стабилизация цен на нефть в 2016 г. помогла развернуть тенденцию в противоположном направлении: валовой приток ПИИ в 2016 г. вырос на 39%, составив 20,6 млрд. долл.

- Общий балл Казахстана в соответствии с составляемым IHS Markit Индексом Экономических и Политических Рейтингов Нефтедобывающих Стран (PEPS) (который показывает привлекательность страны для ПИИ в разведку и добычу нефти и газа) немного снизился – с 4,6 в 4-м квартале 2014 г. до 4,4 в 1-м квартале 2017 г. Снижение рейтинга Казахстана было обусловлено, прежде всего, не вполне успешными показателями добычи (несущественный прирост запасов в расчете на поисковую скважину на новых месторождениях),

а также ухудшением макроэкономических показателей (менее благоприятное первичное сальдо бюджета при значительном снижении темпов роста реального ВВП на душу населения).

- В то же самое время, за недавний период Казахстан заметно поднялся в ежегодном рейтинге стран по показателю легкости ведения бизнеса (EDB) Всемирного банка. Этот рейтинг имеет широкое применение и оценивает страны с точки зрения того, насколько их нормативно-правовая база благоприятствует коммерческой деятельности. В 2017 г. Казахстан занял в нем 35-е место из 190 стран. Особенно весомым фактором с точки зрения привлекательности Казахстана для внешних инвесторов является высокий показатель уровня защиты интересов миноритарных инвесторов, по которому в 2017 г. страна заняла третье место. В то же самое время, относительно низкий уровень квалификации работников, непредсказуемость денежно-кредитной политики (вследствие влияния на тенге низких цен на нефть, а также вопросы предсказуемости законодательства в сфере валютного контроля) и ограниченный доступ к финансированию все же мешают Казахстану занимать более высокие позиции в общих рейтингах инвестиционной привлекательности.

### 2.2. МИРОВЫЕ ТРЕНДЫ В СФЕРЕ ИНВЕСТИЦИЙ

В настоящем разделе представлен краткий обзор основных изменений в инвестиционной среде ТЭК за последние три года, наиболее заметные из которых имели место в нефтегазовой отрасли и электроэнергетике. В других отраслях, таких как угольная и урановая промышленность, перемены в области инвестирования были менее динамичными, что было обусловлено низким уровнем цен или (в

случае урана) примерным сохранением равновесия в результате ввода в эксплуатацию новых мощностей атомной энергетики в Азии при их одновременном выводе из эксплуатации в Европе и Северной Америке. Общая инвестиционная среда в этих отраслях рассматривается в посвященных им отдельных главах.

#### 2.2.1. Добыча сырой нефти и жидких углеводородов

В 2017 г. инвестиции в невозобновляемую энергетику в мире только начинают восстанавливаться после более чем двухлетнего урезания расходов, вызванного снижением цен на нефть, природный газ, уголь и уран. Сокращение инвестиций, начавшееся в 2014 г., было особенно заметным в нефтяной промышленности, где высокие темпы роста предложения при ослаблении спроса привели к образованию на мировом рынке избытка в объеме 1,5 млн. барр./сутки. Последовавшее за этим снижение мировых цен на

нефть, которое началось в середине 2014 г. (когда цены были выше 100 долл./барр.), достигло низшей отметки в феврале 2016 г. Затем цены на нефть марки Brent начали расти с минимальных значений (ниже 28 долл./барр.) и к началу июня 2016 г. достигли уровня выше 50 долл./барр., на котором с тех пор удерживаются относительно стабильно по мере того, как между спросом и предложением, судя по всему, постепенно устанавливается новый баланс (см. Рис. 2.1, Рис. 2.2 и Рис. 2.3).<sup>2</sup>

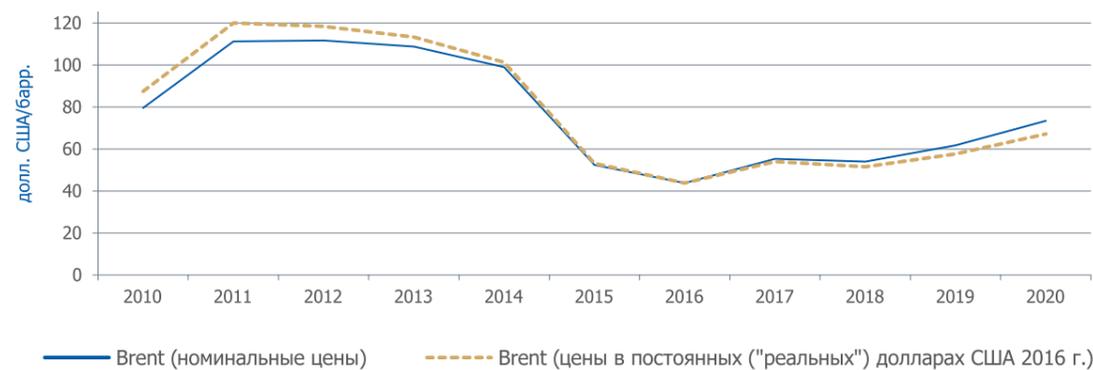
<sup>2</sup> Согласно прогнозам Управления по информации в области энергетики США (EIA), рост мирового спроса составит 1,6 млн. барр./сут. как в 2017 г., так и в 2018 г., а рост добычи в эти же годы – 1,4 млн. барр./сут. и 1,9 млн. барр./сут., соответственно. При этом, по прогнозам IHS Energy, рост спроса в 2017 г. составит 1,6 млн. барр./сут., а в 2018 г. – 1,7 млн. барр./сутки. Одним из оснований для такого прогноза является восстановление роста спроса на продукты нефтепереработки в странах-экспортерах сырьевых товаров на Ближнем Востоке, в Евразии и в Латинской Америке в связи с улучшением экономической ситуации вследствие роста цен на нефть. Рост добычи в США и Бразилии в 2017 г. при одновременном сокращении предложения в других странах означает, что годовой объем товарных запасов нефти в общемировом масштабе будет оставаться относительно неизменным.

<sup>1</sup> Далее по тексту под долларом понимается доллар США.

Одним из факторов, способствующих достижению нового баланса, стало замедление роста добычи в результате резкого сокращения капиталовложений в отрасль. По имеющимся оценкам, затраты (капитальные расходы) на разведку и добычу в мировой нефтегазовой отрасли снизились с 706 млрд. долл. в 2014 г. до 495 млрд. долл. в 2015 г. и 355 млрд. долл. в 2016 г. (см. Рис. 2.4);<sup>3</sup> при этом, по расчетам Международного энергетического агентства (МЭА), для обеспечения стабильности предложения на мировом рынке в долгосрочной перспективе ежегодный объем капитальных расходов на разведку и добычу должен составлять 600 млрд. долл. Сокращения были особенно заметными на территориях, где отрасль

способна быстро реагировать на ценовые сигналы – таких как сланцевые месторождения Северной Америки и шельф Северного моря. В Северной Америке объем капиталовложений в разведку и добычу упал с 328 млрд. долл. в 2014 г. до 98 млрд. долл. в 2016 г.<sup>4</sup> В результате сокращения количества буровых установок в рамках проектов добычи на сланцевых месторождениях, объемы добычи в США упали с 9,6 млн. барр./сутки по состоянию на июнь 2015 г. до 8,5 млн. барр./сутки к середине августа 2016 г. Среди других крупных добывающих стран, где в 2016 г. наблюдался спад добычи, были Казахстан, Китай, Мексика, Колумбия, Венесуэла, Нигерия и Канада.

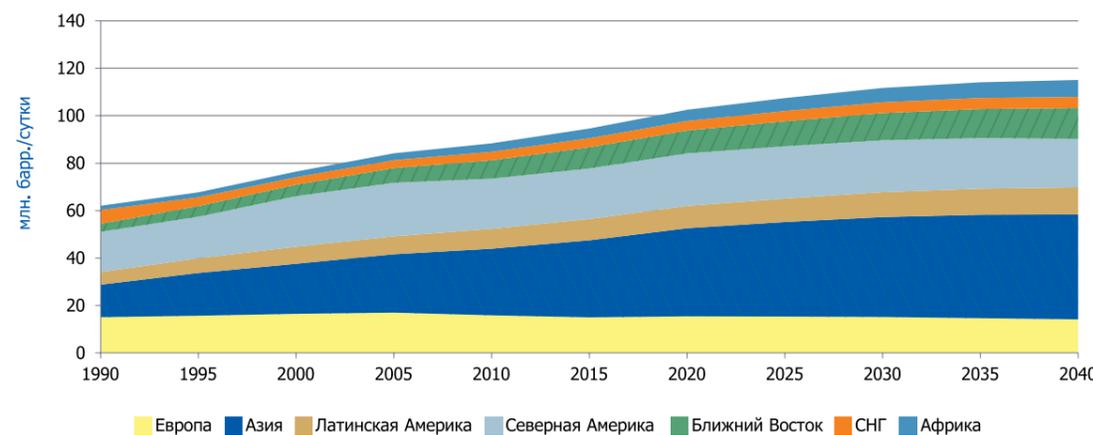
**Рис. 2.1.** Прогноз цен на нефть марки Dated Brent (FOB Северное море) на период до 2020 г. (базовый сценарий)



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

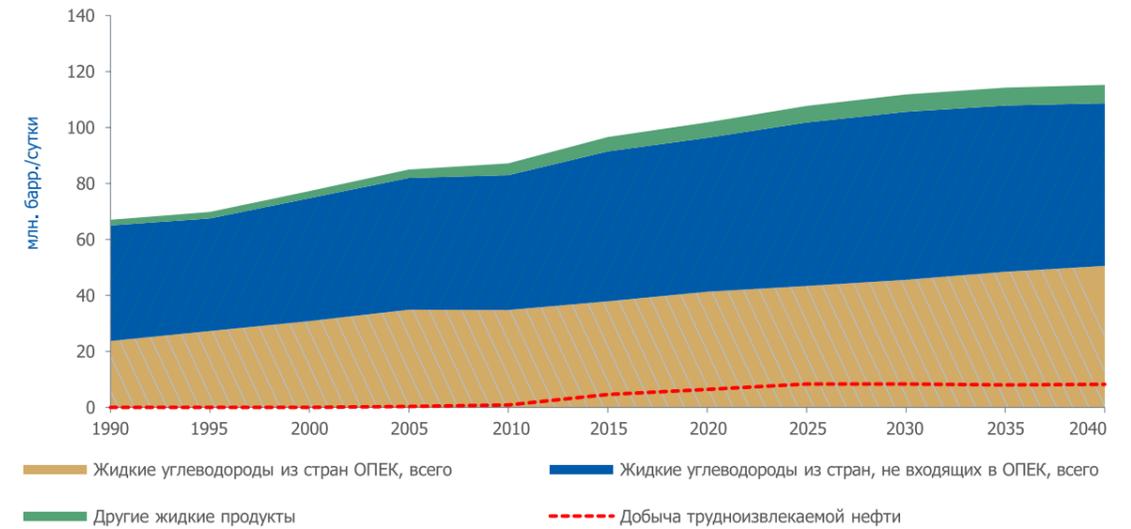
**Рис. 2.2.** Прогноз спроса на жидкие углеводороды в мире



Примечание: Жидкие углеводороды включают сырую нефть, конденсат и ШФЛУ. Другие жидкие продукты включают жидкое топливо, полученное из газа и угля (GTL и CTL), биотопливо, и прочие жидкие продукты.

© 2017 IHS

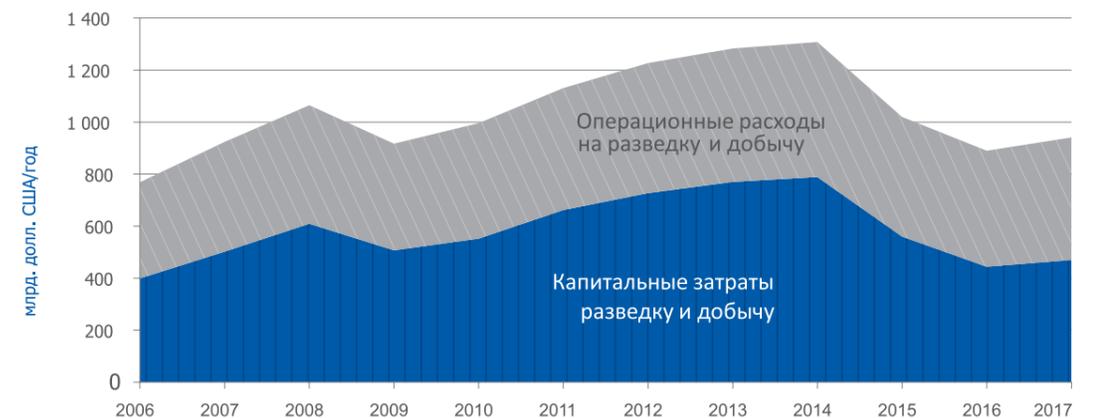
**Рис. 2.3.** Обзор и прогноз предложения жидких углеводородов в мире



Примечание: Жидкие углеводороды включают сырую нефть, конденсат и ШФЛУ. Другие жидкие продукты включают жидкое топливо, полученное из газа и угля (GTL и CTL), биотопливо, и прочие жидкие продукты. Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

**Рис. 2.4.** Расходы на разведку и добычу в мире



Примечание: Капитальные затраты включают разведку, разработку, СПГ и нефтепроводы. Операционные расходы не включают СПГ и нефтепроводы. Данные за 2016 и 2017 гг. – расчетные показатели IHS. Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

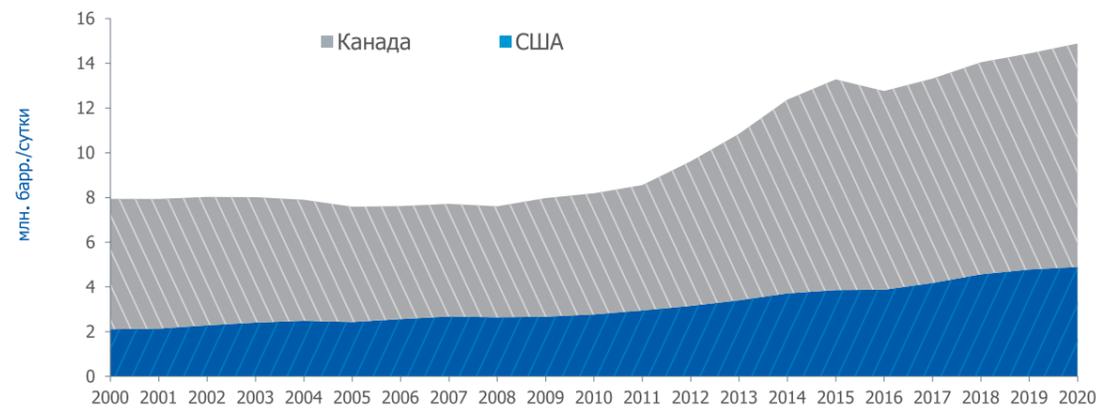
<sup>3</sup>См. IHS Markit, «Расходы на разведку и добычу в мире: анализ рынка», 15 февраля 2017 г. [Global Upstream Spending: Market Analysis, 15 February 2017.]

<sup>4</sup>По данным компании Baker Hughes, количество нефтегазовых установок роторного бурения в США резко сократилось: с 1811 по состоянию на 2 января 2015 г. до 885 по состоянию на 22 мая 2015 г. и до 404 по состоянию на 20 мая 2016 г.

Меры, направленные на сбережение капитала в отрасли, были разными. В частности, применялись такие стратегии как продажа активов, а также сокращение дивидендов, бюджета геологоразведки и персонала.<sup>5</sup> Помимо этого, добывающие компании откладывали или полностью прекращали разведку и разработку месторождений при высоком уровне предельных

издержек, останавливали буровые установки при низких объемах добычи, становились объектами поглощения или объявляли о банкротстве (с начала 2015 г. это коснулось более 120 нефтегазодобывающих компаний Северной Америки) (см. Рис. 2.5).

**Рис. 2.5.** Краткосрочный прогноз добычи жидких углеводородов в Северной Америке (2000-2020 гг.)



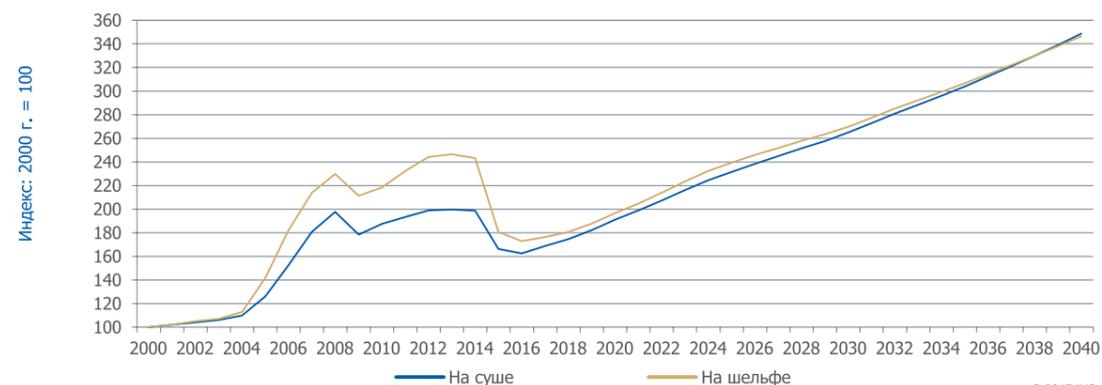
Примечание: Жидкие углеводороды включают нефть, выделенный конденсат и ШФЛУ.  
Источник: IHS Markit

© 2015 IHS

При этом следует отметить, что сокращение расходов на разведку и добычу означало неблагоприятные последствия не только для добывающих компаний, в период спада также заметно снизились их платежи поставщикам нефтегазовых услуг. В 2016 г. индекс операционных

расходов в сфере разведки и добычи IHS Energy (Upstream Operational Costs Index) снизился на 5%. В настоящее время его величина на 18% ниже пикового показателя, зафиксированного во 2-м квартале 2014 г. (см. Рис. 2.6).

**Рис. 2.6.** Индекс капитальных затрат на разведку и добычу (УСЦИ) выраженный в номинальных долларах США



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

Однако стабилизация цен на нефть на уровне около 50 долл./барр., начиная со второй половины 2016 г., судя по всему, дала старт новому глобальному инвестиционному циклу в сфере разведки и добычи, который впоследствии был подкреплен обязательствами ОПЕК и крупных нефтедобывающих стран, не входящих в ОПЕК (в ноябре и декабре 2016 г., соответственно), в совокупности сократить объемы добычи почти на 1,8 млн. барр./сутки в первой половине 2017 г., чтобы предотвратить падение цен.<sup>6</sup> 25 мая 2017 г. действие данной договоренности было продлено на 9 месяцев – до марта 2018 г.

Новая волна капиталовложений в сфере разведки и добычи выражается, в частности, в стремительной активизации буровых работ на сланцевых месторождениях Северной Америки<sup>7</sup>, а также в сделках на разработку новых месторождений в Иране и в Мексиканском заливе, которые были недавно заключены многонациональными нефтяными компаниями. Еще одним свидетельством возрождения инвестиционной активности является тенденция роста месячного количества нефтегазовых буровых установок (с декабря 2014 г. – месяца, ознаменовавшего начало резкого спада буровой активности, который продолжался до середины 2016 г.). Восстановление расходов на разведку и добычу также нашло свое отражение в решениях о существенном расширении в рамках двух из трех «мегапроектов» Казахстана, которые рассматриваются в Главе 3. Так, проект ЦК-01 на месторождении Кашаган, как представляется, открывает хорошие перспективы для увеличения добычи первого этапа на 80 000 барр./сутки, что позволит выйти на уровень 450 000 барр./сутки до принятия решения по второму этапу. В то же самое время, ОИР по проекту будущего расширения на месторождении Тенгиз создает предпосылки для прироста добычи в размере 12 млн. т в год (260 000 барр./сутки) – первая нефть от реализации проекта ожидается в 2022 г.

Ожидается, что в 2017 г. вырастет количество окончательных инвестиционных решений (ОИР) по крупным проектам в общемировом масштабе. При этом эксперты IHS Markit прогнозируют умеренное повышение капитальных расходов на разведку и добычу

(на 2,9% до 365 млрд. долл.). Ожидаемый в 2017 г. объем расходов лишь незначительно больше половины показателя 2014 г., что в краткосрочной перспективе указывает не только на более осторожный подход к ведению деятельности, но и, скорее всего, на следование принципиально иной стратегии при цене на нефть на уровне около 50 долларов. Для восстановления активности до уровня 2014 г. потребуется время. Ожидается, что в 2021 г. объем капиталовложений в разведку и добычу в номинальном выражении будет на 19% ниже уровня 2014 г.

Компании, участвующие в новом инвестиционном цикле, ожидают обеспечить себе рентабельность по более низкой цене, чем на протяжении большей части предыдущего десятилетия, что скажется на перспективах проектов освоения запасов с высокой себестоимостью разработки.<sup>8</sup> Это отчасти обусловлено долгосрочными прогнозами роста конкуренции со стороны возобновляемых источников энергии, перспективами достижения «пикового спроса» в определенный момент в будущем и даже возможной необходимостью оставить часть запасов «в земле» в случае ужесточения политических инициатив, направленных на сокращение выбросов углекислого газа. В связи с этими долгосрочными проблемными моментами, а также с неопределенностью в отношении динамики цен на ближайшую перспективу, основной упор делается на экономию и сокращение затрат на текущую деятельность, а не на пополнение запасов. Хотя в новом инвестиционном цикле проявляются пока только общие тенденции, как минимум три из них заслуживают пристального внимания: длительность цикла (период между ОИР и началом добычи), географические аспекты и технологии повышения эффективности производства.

Во-первых, судя по всему, в новой инвестиционной среде приоритет пока отдается проектам, добыча в рамках которых позволяет оперативно реагировать на ценовые сигналы (т.е., проектам с более коротким циклом). Примером таких проектов является добыча на сланцевых месторождениях Северной Америки, объемы которой можно быстрыми

<sup>5</sup>По имеющимся оценкам, за период с середины 2014 г. по 2016 г. в общемировом масштабе в отрасли было сокращено более 250 000 рабочих мест.

<sup>6</sup>Хотя существуют некоторые сомнения относительно того, что данная группа стран продолжит придерживаться взятых на себя обязательств в будущем, в апреле 2017 г. МЭА опубликовало данные, свидетельствующие о соблюдении целевых показателей сокращения добычи со стороны ОПЕК в объеме 99% по состоянию на 1-й квартал 2017 г.

<sup>7</sup>В течение недели, окончившейся 3 июня 2016 г., количество нефтегазовых установок роторного бурения в США впервые за 41 неделю увеличилось до 408 единиц и продолжило относительно стабильно расти на протяжении весеннего сезона 2017 г. По состоянию на конец недели 16 июня 2017 г. их количество составляло 933.

<sup>8</sup>Так, компания ExxonMobil удалила из своей базы доказанных запасов более 4 млрд. барр. нефти месторождений Северной Америки (нефтеносные пески Канады), поскольку их разработка была признана слишком дорогой и нерентабельной в новой ценовой среде.

темпами сокращать или наращивать, добавляя или закрывая скважины на существующих месторождениях, в противоположность новым мегапроектам с длительными сроками окупаемости, которые помимо этого печально известны проблемами в области логистики и перерасходом средств.<sup>9</sup> Так, компания Chevron, которая в 2017 г. четвертый год подряд собирается сократить свои капитальные расходы, планирует сосредоточиться на проектах, которые позволяют начать добычу нефти в течение двух лет. Аналогичным образом, в середине января 2017 г. компания ExxonMobil приобрела участок площадью 275 000 акров в Пермском бассейне (на западе штата Техас и востоке штата Нью-Мексико) в целях увеличения в своем портфеле доли нефтегазовых активов, обеспечивающих быстрое начало эксплуатации, с учетом существующей ценовой среды. Напротив, в Казахстане основная часть «новых» проектов добычи – это проекты с длительным циклом и сложными геологическими и эксплуатационными условиями (шельфовые месторождения). Во-вторых, география недавних инвестиций указывает на то, что приоритет отдается территориям, которые расположены вблизи действующих месторождений или примыкают к ним, отличаются благоприятными (в целом) геологическими характеристиками, условиями эксплуатации и общей обстановкой в странах, где они расположены, а также территориям, где инфраструктура уже существует или находится в непосредственной близости. В качестве наглядного примера можно привести план компании BP инвестировать 9 млрд. долл. США в установку второй платформы на месторождении Mad Dog в американской части Мексиканского залива, а также ее участие в тендере (наряду со многими другими крупными компаниями) на получение лицензий на разведку и добычу в близлежащих водах Мексиканского залива. Залив является привычной территорией для компаний и обеспечивает удобный доступ к крупным рынкам. Аналогичным образом, самое существенное из недавних инвестиционных решений в Казахстане – ОИР по проекту будущего расширения месторождения Тенгиз в июле 2016 г. – предполагает наращивание мощностей добычи на уже разрабатываемом месторождении. И наоборот, недавно была отменена или приостановлена реализация новых проектов, которые отличались значительной степенью удаленности от основных рынков или наличием проблем либо факторов неопределенности с точки зрения условий эксплуатации (в качестве примера можно

привести уход компании Shell с арктического шельфа Аляски в 2015 г., а также решение BP в 2016 г. выйти из совместного предприятия со Statoil, созданного для проведения разведочных работ в Большом Австралийском заливе близ южного побережья Австралии). И, наконец, многие руководители нефтегазовых компаний активно стремятся изучить возможности использования опыта других отраслей (от информационных технологий до авиации и автомобилестроения) в целях повышения эффективности производства за счет экономии трудовых ресурсов и оптимизации использования фондов оборудования. К числу таких инициатив относятся мероприятия по применению передовых технологий управления цепями поставок для оптимизации фонда комплектующих и оборудования, расширению беспроводного сбора данных при сейсморазведке и повышению объема автоматизации при мониторинге скважин и резервуаров. В качестве конкретных примеров можно, в частности, привести следующие: использование дронов и роботов для выполнения простых задач в опасных условиях; сбор показаний установленных в скважинах датчиков в режиме реального времени (которые дистанционно отслеживаются специалистами в административных пунктах на объектах) для корректировки скорости и давления при бурении; а также разработанное американской сервисной компанией Baker Hughes автоматическое буровое долото с функцией самонастройки в зависимости от характеристик горных пород. Добывающие компании также находят различные способы сокращения количества дней, затрачиваемых на бурение скважин, или обеспечения роста их продуктивности за счет увеличения длины горизонтального участка скважин или повышения интенсивности подачи проппанта (расклинивающего агента). При быстром восстановлении добычи нетрадиционными методами в Северной Америке вследствие роста цен (в США по состоянию на март 2017 г. она выросла до 9 млн. барр./сут.) также появляются первые признаки оживления разработки глубоководных месторождений, прежде всего, в результате снижения стоимости использования буровых установок, роста качества добываемой продукции, повышения дебита скважин и сокращения масштабов проектирования [затрат на проектирование]. Расходы на реализацию глубоководных проектов с 2014 г. упали более чем на 20%, и теперь для добычи 5 миллиардов баррелей нефтяного и газового эквивалента в

мире цена безубыточности составляет 50 долл. США за баррель нефтяного эквивалента (б.н.э.) при внутренней норме доходности (ВНД) 15%.<sup>10</sup> Капитальные расходы на разведку и добычу на шельфовых (морских) месторождениях более вяло реагировали на рыночный спад, поскольку они обеспечивались за счет текущих проектов, реализация которых началась еще до падения цен на нефть (что связано с более длительными сроками разработки проектов данного типа). Тем не менее, некоторые менее крупные независимые добывающие компании вышли из шельфовых проектов, когда цены на нефть

находились ниже 50 долл. США, в результате чего наиболее конкурентоспособные из проектов (с точки зрения затрат) остались в активе небольшой группы крупных игроков (Petrobas, Chevron, ExxonMobil, Shell, BP, Total и Statoil), которые в настоящее время находятся в выгодном положении для того, чтобы дать старт новой добыче в ближайшем будущем. На данный момент (в 2017 г.) были одобрены три шельфовых проекта (упомянутый выше Mad Dog, а также Kaiias в американских водах Мексиканского залива и Левиафан в Израиле).

### Пересмотренные прогнозы IHS в отношении мировых цен и спроса на нефть

Высокую актуальность для будущих инвестиционных решений в нефтяном секторе Казахстана, а также (в более широкой перспективе) для перспективы роста ВВП, является пересмотр прогнозов IHS Markit в отношении мировых цен и спроса на нефть в сторону понижения. В то время как Национальным энергетическим докладом 2015 г. (стр. 60 [68]) прогнозировались цены на уровне около 80 долл. США/барр. на ближайшую перспективу (2017-2020 гг.) и в диапазоне от 100 до 105 долл. США в период с 2021 г. по 2040 г., пересмотренный прогноз предполагает, что средние цены на нефть марки Brent достигнут уровня 80 долл. США/барр. лишь в середине 2020-х годов, после чего цена будет оставаться относительно неизменной (в постоянных долларах США 2016 г.) до конца прогнозного периода (см. Рис. 2.7).

Рис. 2.7. Долгосрочный прогноз цен на сырую нефть



Источник: IHS Energy; Цены прошлых периодов: Argus Media Limited

© 2017 IHS Markit

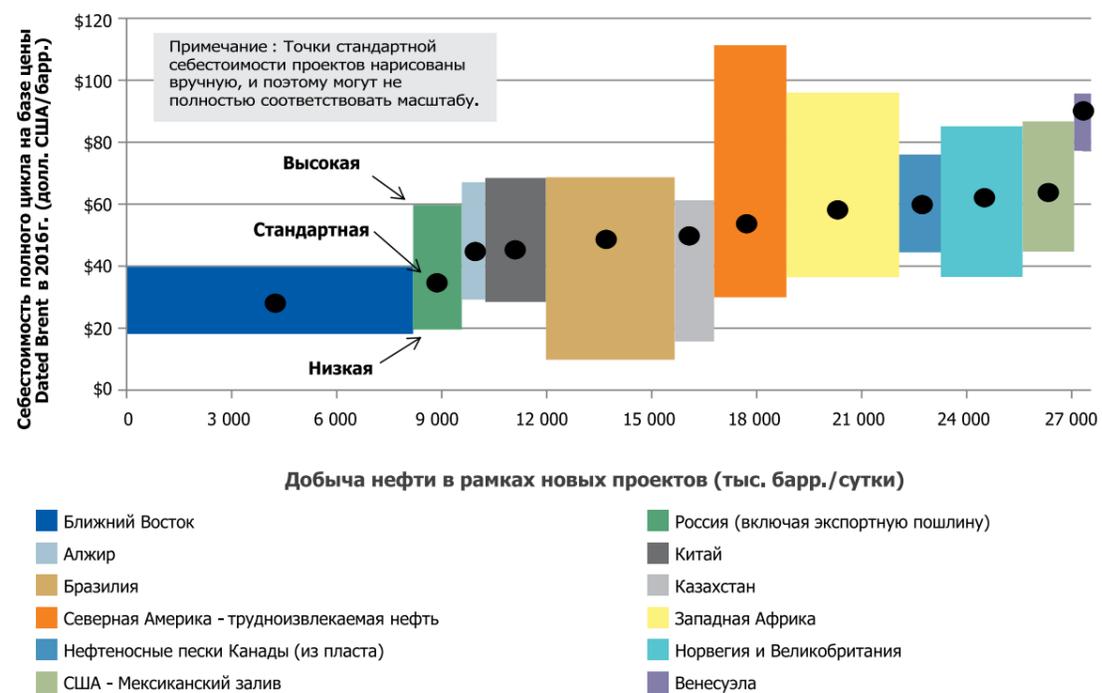
Ключевыми предположениями, лежащими в основе пересмотренного прогноза цен, являются следующие: более низкая инфляция издержек на разведку и добычу и снижение предельных издержек на разведку и добычу за счет повышения эффективности благодаря применению передовых технологий. Если говорить о конкретных цифрах, то ожидается, что к 2025 г. мировой спрос на жидкие углеводороды достигнет уровня порядка 108 млн. барр./сутки, а к 2040 году вырастет до 115 млн.

<sup>9</sup>См. «Мегапроекты: неразрешимая проблема большой нефти» [Megaprojects: The Problem Big Oil Can't Solve], Petroleum Intelligence Weekly, 6 октября 2014 г.

<sup>10</sup>Для сравнения, объем неразбуренных запасов трудноизвлекаемой нефти (низкопроницаемых коллекторов) на суше составляет 15 млрд. барр.

барр./сутки. При этом кривая затрат на разведку и добычу была пересмотрена, и теперь находится на более низком уровне. Ожидается, что для удовлетворения маржинального спроса, цена Brent, позволяющая покрыть затраты полного цикла добычи, должна составлять лишь около 80 долл. США за баррель (что ниже ранее прогнозируемого уровня около 90-100 долл. США/барр.) (см. Рис. 2.8). Ожидается, что в этой более конкурентной среде всего несколько стран, не входящих в ОПЕК (США, Канада, Россия, Казахстан и Бразилия), будут вносить существенный вклад в рост объемов добычи.

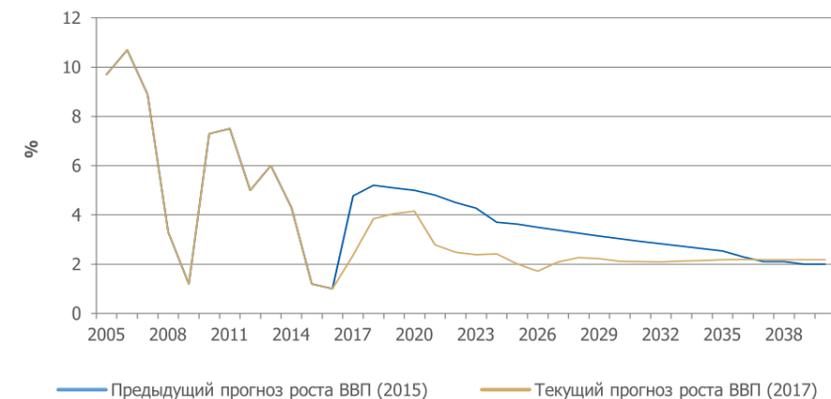
Рисю 2.8. Кривая затрат на добычу нефти в рамках новых проектов в период до 2030 г.



Примечание. Себестоимость нефти представлена на базе цены марки Dated Brent, необходимой для обеспечения безубыточности проектов при внутренней норме доходности (IRR) в размере 10%. Расчет безубыточности выполнен для новых проектов. Проекты с низкой и высокой себестоимостью выбраны из более чем 600 смоделированных IHS проектов или выполненных IHS анализов себестоимости добычи нефти. Для трудноизвлекаемой нефти Северной Америки расчет себестоимости выполнен для отдельных участков. Прогноз в отношении предложения (добычи) соответствует данным Ежегодного стратегического справочника IHS по мировым рынкам сырой нефти 2016 г. [IHS 2016 Global Crude Oil Markets Annual Strategic Workbook], выпущенного в апреле 2016 г. Показатели прироста предложения (добычи) в каждом из представленных регионов – это валовой прирост в 2016-2030 гг. от новых проектов (который рассчитывается как сумма максимального годового объема добычи в рамках утвержденных проектов, неутвержденных проектов и категории неоткрытых запасов для данных регионов). Исключениями являются трудноизвлекаемая нефть Северной Америки и других добывающих регионов, а также нефтяные пески Канады – для всех этих категорий указан простой чистый прирост. Приведенный общемировой объем предложения (добычи) отражает более 70% общемирового объема предложения от новых проектов, рассчитанного вышеуказанным способом. Новые объемы предложения, поступающие на мировой рынок от новых проектов всех добывающих регионов, не показаны (отчасти для того, чтобы не снизить ясность иллюстрации). Оценка безубыточности для нефтеносных песков Канады выполнена для проектов, использующих метод парогравитационного дренажа (SAGD). Категория Ближний Восток включает Саудовскую Аравию, Кувейт, ОАЭ, Ирак, Иран, Оман, Катар и Бахрейн. Категория Западная Африка включает Нигерию и Анголу. Безубыточность по группам стран рассчитывается как показатель, взвешенный по объему. Источник: IHS

Существенным последствием снижения прогнозных показателей средней цены Brent (которая сохранится «на более низком уровне на более длительный срок») для Казахстана является пересмотр прогноза темпов роста ВВП страны также в сторону понижения, а именно: ожидание в долгосрочной перспективе более низкого уровня цен на нефть (и более низких мировых цен на другие основные экспортные сырьевые товары) снижает предполагаемый показатель годового роста ВВП Казахстана в прогнозный период на целый процент – с 3,4% до 2,4% (см. Рис. 2.9).

Рис. 2.9. Снижение прогноза темпов роста ВВП Казахстана



Источник: IHS Markit

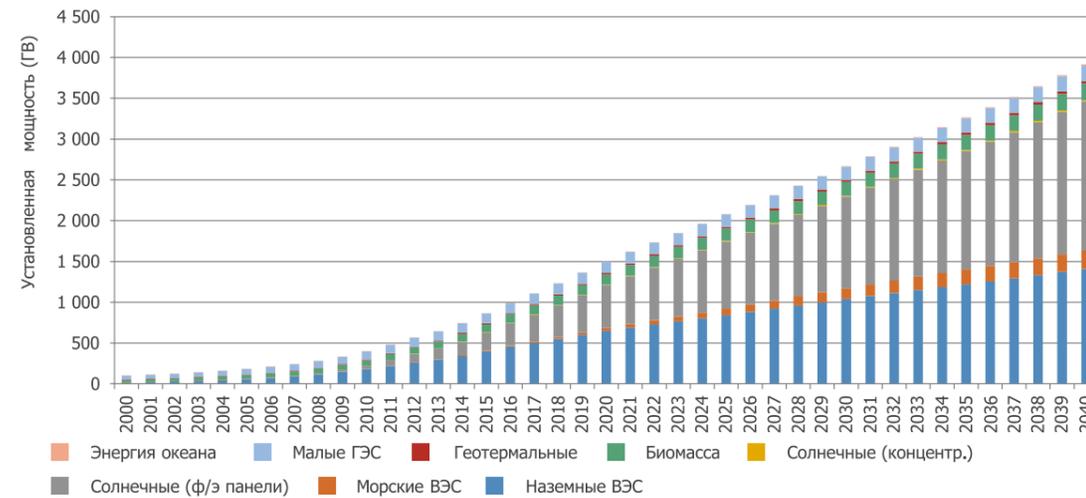
© 2017 IHS

### 2.2.2. Электроэнергетика и роль ВИЭ

Еще одним значимым аспектом глобальных тенденций инвестирования в энергетику является резкий рост мощностей ВИЭ. В 2016 г. произошло их рекордное увеличение (на 150 ГВт за год, причем доля ВЭС и СЭС 87%) в общемировом масштабе, которое превысило аналогичный показатель для всех остальных источников энергии, составив более половины от совокупного объема введенных новых мощностей, вследствие сильной политической поддержки строительства солнечных фотоэлектрических установок и наземных ВЭС и снижения капитальных затрат, особенно для СЭС (см. Рис. 2.10).<sup>11</sup> Ожидается, что данная тенденция сохранится в 2017 г. Внедрению ВИЭ способствует, прежде всего, борьба с изменением климата, однако она не является в данном случае единственным

фактором. Во многих странах, и особенно в развивающихся государствах Азии, не менее важную роль в росте использования низкоуглеродных источников энергии играет борьба с опасным загрязнением воздуха в городах и стремление к диверсификации поставок энергоресурсов в целях повышения энергетической безопасности. Частично этот рост обеспечивается за счет ввода новых мощностей, работающих на природном газе. Но хотя газ обладает существенными преимуществами в том, что касается гибкости, надежности и, на некоторых рынках, цены, новые инвестиции в газовые мощности отстают от инвестиций в ВИЭ. Так, в США в 2016 г. 63% новых мощностей составляли объекты солнечной и ветровой энергетики, а на газ приходилось 29% от совокупного показателя.<sup>12</sup>

Рис. 2.10. Совокупные установленные мощности возобновляемой энергетики в мире по видам технологий (2000-2040 гг.)



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

<sup>11</sup>В предыдущие годы (2015 г. и 2014 г.) также наблюдались рекордные показатели введения в эксплуатацию новых мощностей (147 ГВт и 120 ГВт, соответственно). Снижение затрат связано, в основном, с экономией за счет масштаба (эффектом масштаба), ростом предложения сырьевых товаров и внедрением передовых технологий.

<sup>12</sup>В разрезе новых мощностей генерации, мощности солнечной и ветровой энергетики будут доминировать в среднесрочной перспективе благодаря расширению налоговых кредитов США на ВИЭ. Пик увеличения мощностей газовой генерации ожидается в 2017-18 гг., так как основная часть газовых мощностей, заменяющих угольную генерацию, уже была построена и введена в эксплуатацию.

Во многих странах мира ускоренное развитие ВИЭ сопровождалось изменением механизмов финансирования с отказом от менее экономически эффективных (фиксированных) льготных тарифов на поставку электроэнергии в сеть и проведением аукционов/тендеров по мощности, которые считаются более рентабельным способом развития возобновляемой энергетики (как уже отмечалось в НЭД 2015 г.). Эта тенденция особенно заметна в Азии.<sup>13</sup> Например, в 2016 г. в Индии проводились тендеры на более чем 7 ГВт мощностей солнечной и ветровой энергетики в рамках национальных и региональных программ. В то же самое время, власти Китая снизили размер льготных тарифов на поставку электроэнергии в сеть для континентальных ВЭС и СЭС коммунально-бытового назначения (на 5-15% для ВЭС, начиная с 2018 г., и на 13-19% для солнечных фотоэлектрических установок коммунально-бытового назначения, начиная с 2017 г.), одновременно начав пробные аукционы для солнечных фотоэлектрических установок коммунально-бытового назначения. В конце 2016 г. о планах ежегодного сокращения льготных тарифов на поставку электроэнергии в сеть в течение трехлетнего периода с переходом в 2017 г. на систему закупок через аукцион объявила Япония, а в Австралии был начат ряд крупных тендеров (в отношении мощностей солнечной фотоэлектрической энергетики и средств хранения энергии) в рамках программы, направленной на восстановление доверия к рынку. На Ближнем Востоке можно отметить Иорданию и Дубай, которые повысили целевые показатели по мощностям солнечной энергетики и провели соответствующие тендеры. Помимо этого, новые тендеры были объявлены в Саудовской Аравии, которая тем самым подтвердила свое стремление достичь ранее пересмотренного целевого показателя на 2030 г. в сфере возобновляемой энергетики. В то же самое время, в Латинской Америке прогресс в данном направлении более проблематичен. В 2016 г. Бразилия отменила тендеры в отношении мощностей ветровой и солнечной энергетики, в результате чего разработчики и инвесторы проектов оказались в ситуации неопределенности. Первый аукцион в сфере резервной энергетики (LER) неоднократно откладывался, и в конце 2016 г. был окончательно отменен. Второй подобный аукцион был перенесен, и теперь прием заявок по проектам солнечной и ветровой энергетики в его рамках будет осуществляться начиная с 2019 г. Вместе с тем, в ходе второго тендера по ВИЭ в Мексике наблюдалась ожесточенная

конкуренция за контракты. Национальный центр управления энергетикой Мексики (CENACE) определил 23 победителей тендера, проводившегося в октябре 2016 г., которые получили права на подписание долгосрочных контрактов в сфере энергетики и сертификаты экологически чистой энергетики (CEL). Средняя цена ветровой и солнечной энергии составила 33,47 долл. США/МВт\*ч, что на 30% ниже по сравнению с предыдущим тендером. Ожидается, что в 2017 г. в Мексике будет объявлен третий аукцион по электроэнергии, мощности и CEL. Несмотря на быстрые темпы наращивания мощностей ВИЭ, важно помнить о том, что основная часть мирового потребления энергоресурсов будет еще много лет (по крайней мере, до конца рассматриваемого прогнозного периода) обеспечиваться за счет традиционных источников углеводородов. К 2040 г. на ВИЭ будет приходиться лишь 5% от общемирового объема потребления первичных энергоресурсов, а совокупная доля угля, нефти и газа в этом объеме будет составлять все еще более трех четвертей (см. Рис. 2.11). Однако картина будет широко варьироваться в разных частях мира: в некоторых регионах (например, в Европе) ВИЭ будут играть все более весомую роль, тогда как в других странах ожидается, что рост потребления энергоресурсов будет главным образом обеспечиваться за счет природного газа (США, Казахстан) или природного газа и атомной энергии (Китай) (см. Рис. 12-15). Если рассматривать более узкую область – будущее мировое производство электроэнергии – то можно увидеть более существенный рост использования ВИЭ. Ожидается, что к 2040 г. на долю энергии ветра и солнца будет приходиться 8% и 6% от общего объема генерации, соответственно, поскольку их себестоимость становится все более конкурентоспособной по сравнению с традиционными источниками электроэнергии (см. Рис. 2.16; Рис. 2.17.). Однако при этом все же важно отметить, что: (а) экономика ВИЭ гораздо более сложный вопрос, чем просто сравнение стоимостной составляющей (анализ приведенной стоимости электроэнергии); (б) наращивание мощностей возобновляемой энергетики по-прежнему требует политической поддержки; и (в) непостоянные источники энергии на основе ВИЭ сами по себе не способны обеспечить надежную поставку мощности и электроэнергии потребителям в полном объеме.

Рис. 2.11. Совокупное потребление первичных энергоресурсов по видам топлива в мире

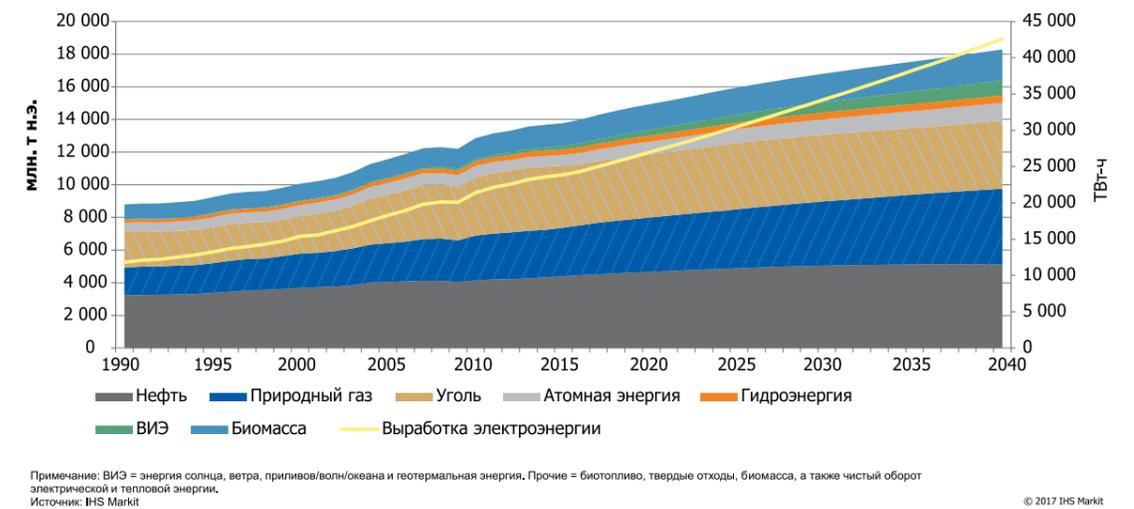


Рис. 2.12. Потребление первичных энергоресурсов по видам топлива в Европе

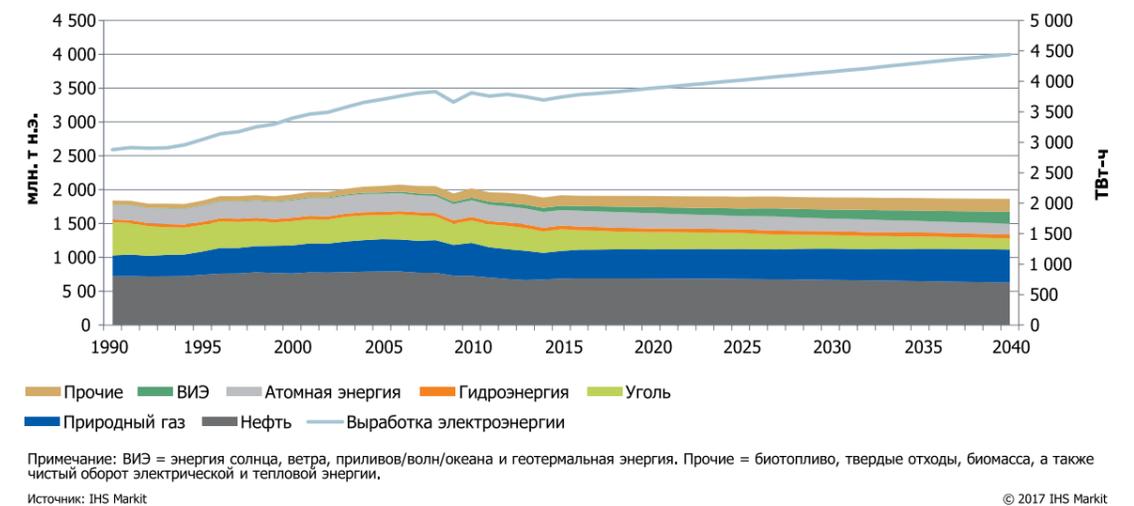
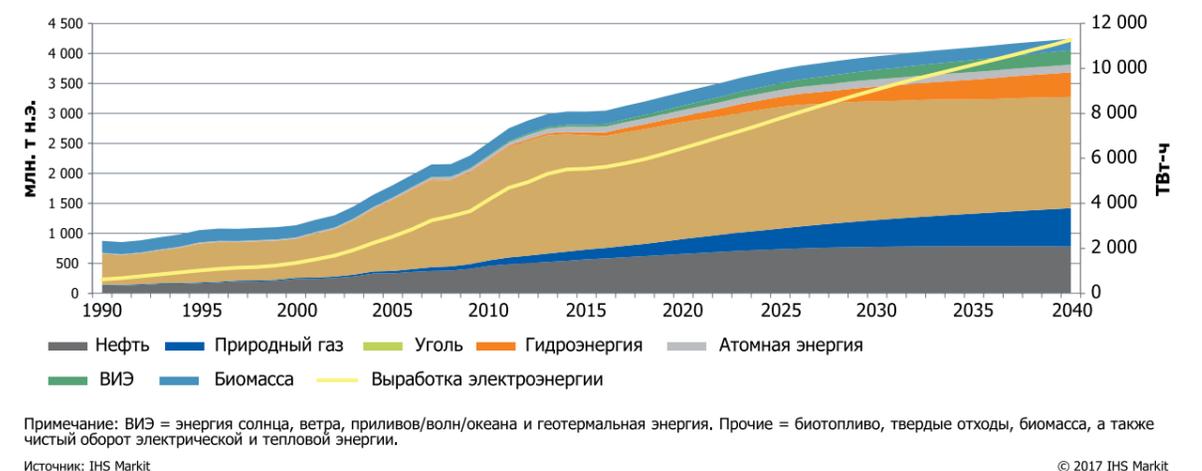


Рис. 2.13. Потребление первичных энергоресурсов в Китае



<sup>13</sup>См. IHS Energy, «Электроэнергетика и ВИЭ: тенденции политики в области возобновляемой энергетики на развивающихся рынках – новые данные», апрель 2017 г. [Power and Renewables, Renewable Policy Trends in Emerging Markets, Market Update, April 2017].

Рис. 2.14. Потребление первичных энергоресурсов в США

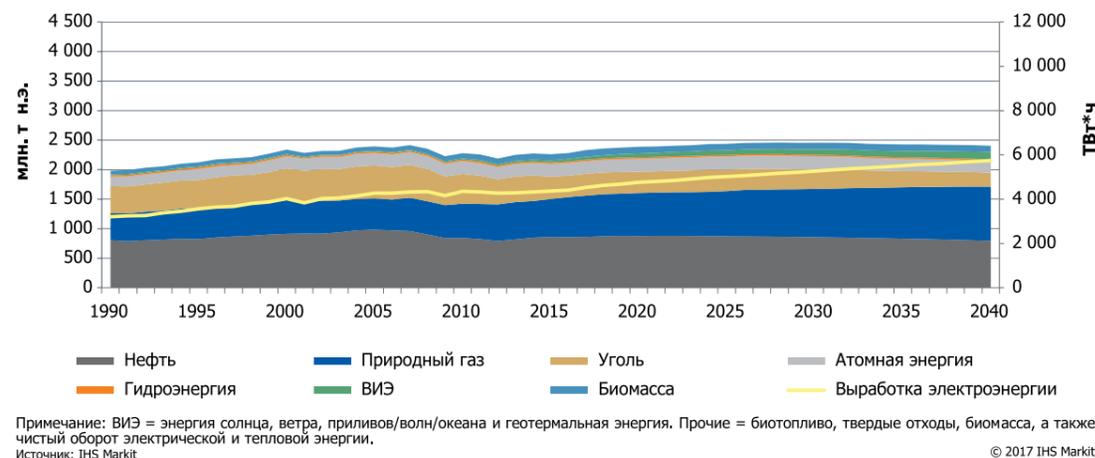


Рис. 2.15. Потребление первичных энергоресурсов по видам топлива в Казахстане

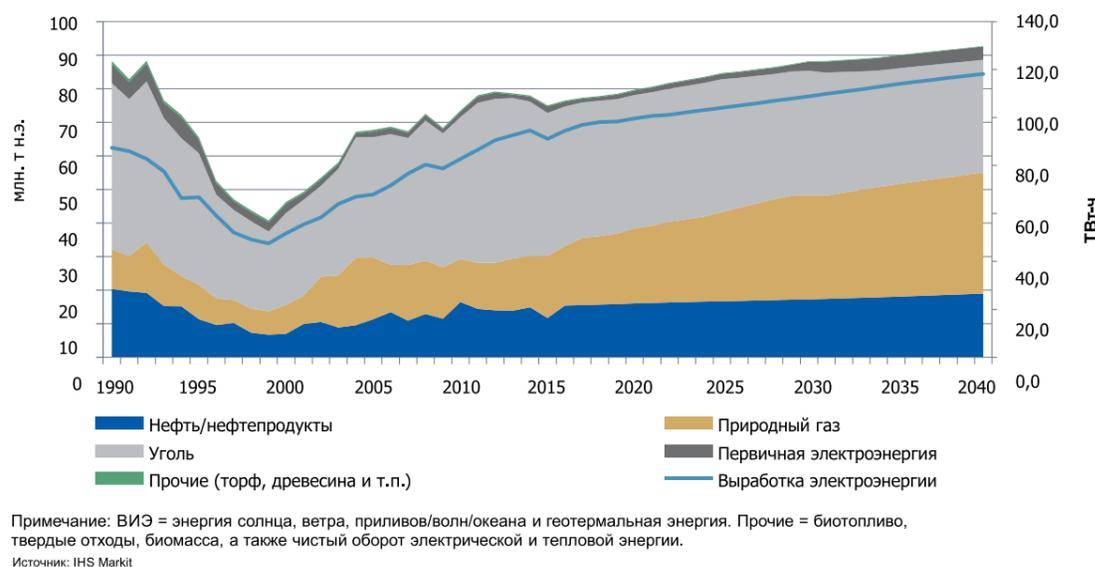


Рис. 2.16. Доля энергии ветра и солнца в общем объеме выработки электроэнергии (2000-2040 гг.)

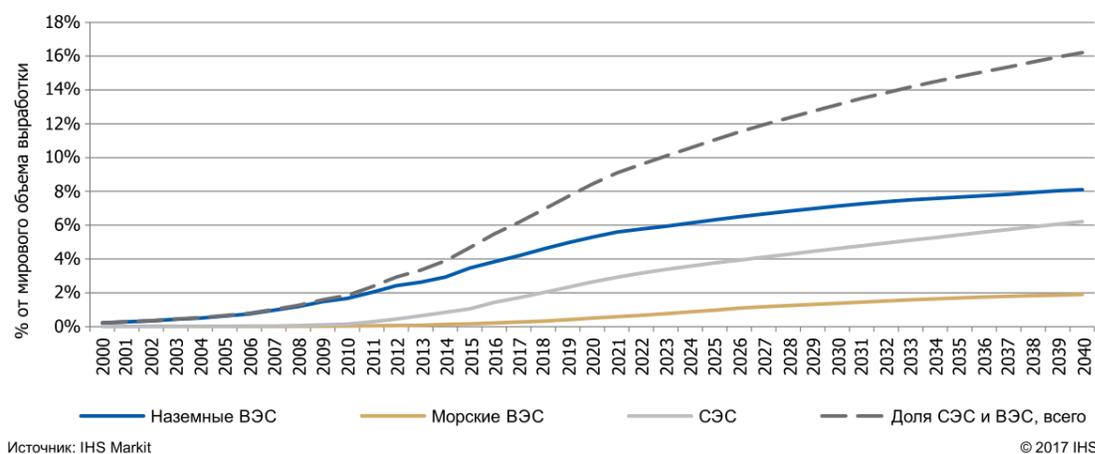
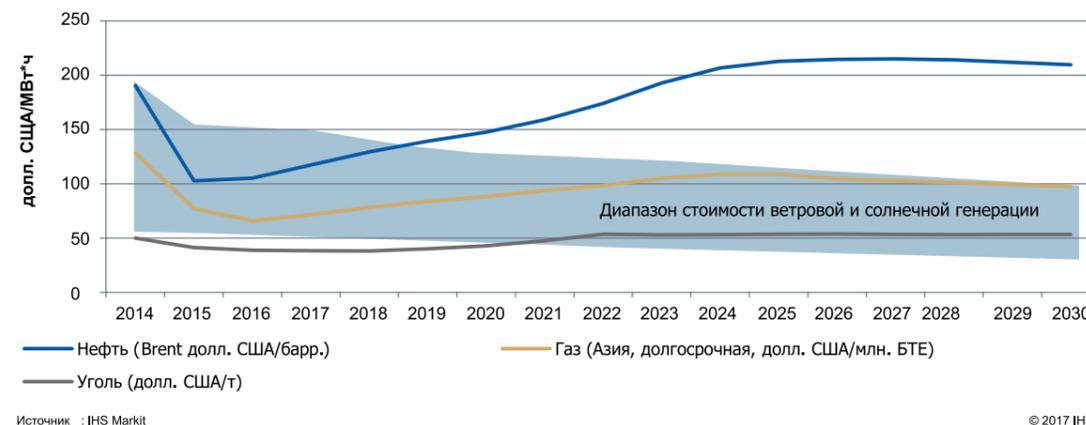


Рис. 2.17. Предельная стоимость генерации с использованием угля, СПГ и мазута в сравнении со стоимостью энергии ветра и солнца



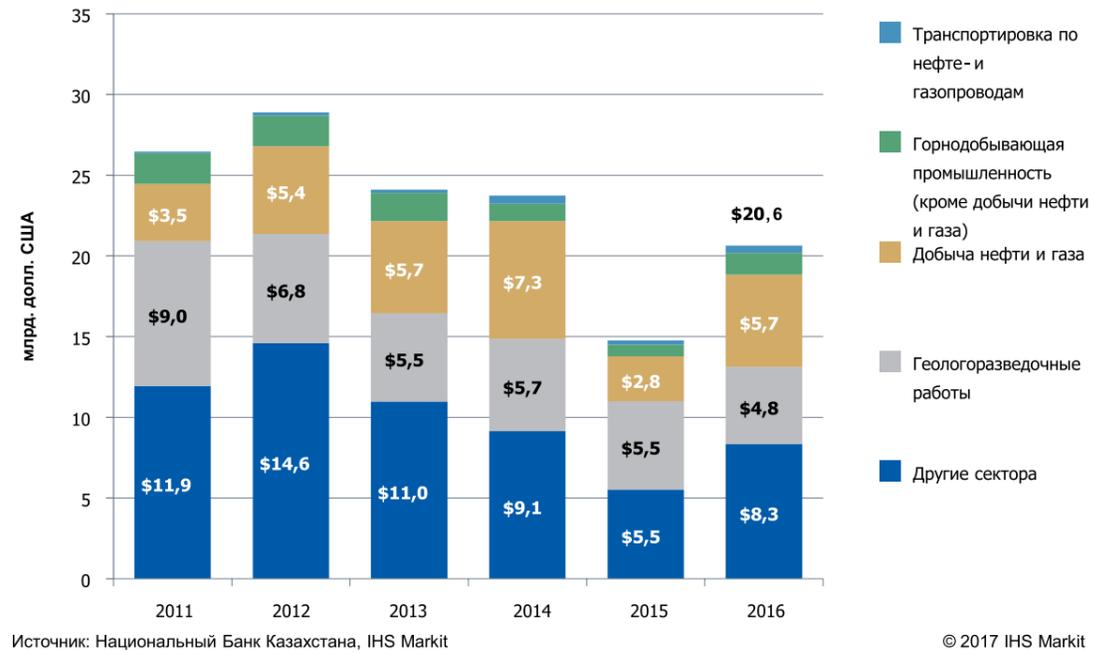
### 2.3. ОБЗОР КЛЮЧЕВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ В ТЭК КАЗАХСТАНА

Иностранные инвестиции вносят огромный вклад в развитие стран с развивающейся экономикой, включая Казахстан. Несмотря на то, что их доля в общем объеме инвестиций, как правило, сравнительно невелика, иностранные инвестиции являются одним из основных источников доступа к технологиям, капиталу, управленческим компетенциям и экспортным рынкам. С момента обретения независимости Казахстан добился успеха в привлечении значительного объема иностранных инвестиций, что способствовало ускорению развития национальной экономики и перехода к рыночным отношениям, особенно в энергетическом секторе. Ранее, в советский период, единственной возможной формой иностранных инвестиций было создание совместных предприятий, однако с тех пор в Казахстане появился целый ряд других схем, включая дочерние предприятия со 100-процентным иностранным участием и инвестиции в акционерный капитал казахстанских компаний. Важность прямых иностранных инвестиций (ПИИ)<sup>14</sup> для ТЭК Казахстана заключается в том, что они позволяют стране использовать свой богатый ресурсный потенциал за счет реализации проектов, которые иначе реализовать было бы просто невозможно либо в силу масштаба, либо в силу технических сложностей. В частности, для таких сложных, с точки зрения реализации и технологий, проектов, как Кашаган, Карачаганак или Тенгиз, требуются технологические и управленческие компетенции, имеющиеся только за пределами Казахстана – прежде всего, у ведущих международных нефтяных компаний (МНК). Вложения в эти проекты внутри 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 – 29 млрд. долл. США в 2012 г., после чего незначительно снизился до 24 млрд. долл. США в 2013-2014 гг. Совокупный объем (накопленная сумма) ПИИ в экономику страны в целом за период с 1993 г. достиг уровня 241,9 млрд. долл. США (по состоянию на конец 2014 г.). Однако, вследствие неблагоприятной ситуации в мировой нефтегазовой отрасли после 2-го квартала 2014 г., валовой приток ПИИ в экономику Казахстана сократился почти вдвое, упав до 14,8 млрд. долл. США в 2015 г. (см. Рис. 2.18). Низкая цена на нефть и траектория спада в инвестиционном цикле особенно серьезно отразились на притоке иностранных инвестиций в два сектора в 2015 г.: инвестиции в добычу нефти и газа снизились на 4,5 млрд. долл. США (до 2,8 млрд. долл. США), а инвестиции в разведку сократились на 0,2 млрд. долл. США. Данный спад составляет половину от общего объема сокращения ПИИ. Другие отрасли экономики, где наблюдался более низкий приток ПИИ, включают обрабатывающую промышленность (прежде всего, металлургию, где сокращение составило 1,2 млрд. долл. США) и сферу торговли (сокращение на 1,3 млрд. долл. США). Стабилизация цен на нефть в 2016 г. развернула тенденцию в обратном направлении: валовой приток ПИИ вырос на 5,8 млрд. долл. США и составил 20,6 млрд. долл. США по большей части благодаря росту ПИИ в добычу нефти и газа (на 2,9 млрд. долл. США) и другие сферы (такие как обрабатывающая промышленность и торговля, где рост составил 2,8 млрд. долл. США).

<sup>14</sup>ПИИ – широко используемый индикатор для оценки притока иностранных инвестиций в национальную экономику. Согласно общепринятой методологии Международного Валютного Фонда, под ПИИ понимают инвестиции компании, являющейся резидентом одной страны, в предприятие, являющееся резидентом другой страны, с целью приобретения доли участия (и получения прибыли) на длительный период. За пороговое значение, отделяющее прямые инвестиции от портфельных, принята доля участия в размере 10 %. Использованные 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.

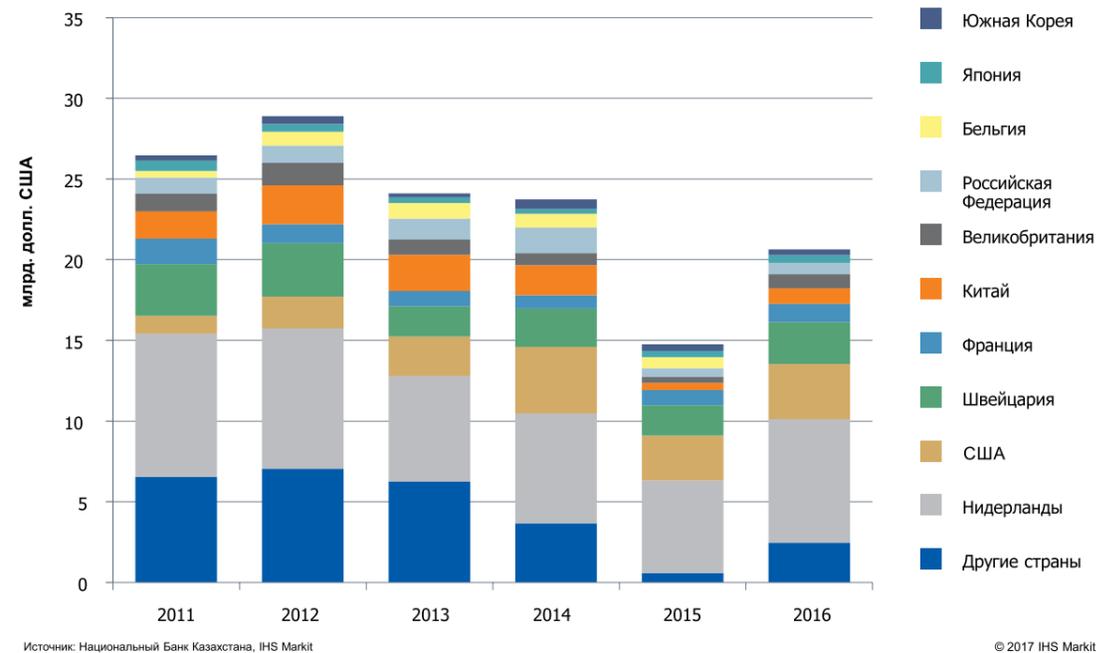
Рис. 2.18. Валовой приток ПИИ в сектор разведки и добычи нефти и газа в Казахстане



Если рассматривать ситуацию с точки зрения отдельных стран-инвесторов, то лидирующая позиция среди инвесторов осталась за Нидерландами, на долю которой пришлось порядка двух третей (7,7 млрд. долл. США) от совокупного притока ПИИ за 2016 г., в то время как аналогичный

показатель за 2014 г. составил 29% или 6,8 млрд. долл. США (см. Рис. 2.19). Это объясняется тем, что операторами таких крупных проектов, как Кашаган и Карачаганак являются компании, зарегистрированные в Нидерландах.

Рис. 2.19. Валовой приток ПИИ в Казахстан по странам-инвесторам



В период с 2014 г. по 2016 гг. инвестиции в основные фонды, т.е. инвестиции в основные средства (активы с длительным сроком службы), такие как здания, машины и оборудование, а также другие виды инфраструктуры или сооружений, которые находятся в собственности фирмы не менее одного года – резко упали в текущих долларах США (примерно на 43%) в результате снижения курса тенге к доллару в 2015 и 2016 годах (см. Рис. 2.20). В то же самое время, в местной валюте (в постоянных ценах)

инвестиции в основные фонды выросли на 25% по сравнению с 2014 г., составив 6 трлн. тенге в 2015 и 2016 годах (см. Рис. 2.21). Около две трети прироста пришлось на три сферы, относящиеся к категории «промышленность»: добыча нефти и газа, сервисные услуги в области разведки и добычи, а также нефтепереработка. Доля инвестиций в основные средства нефтегазовой отрасли выросла с 18,4% от общего объема в экономике в 2013 г. до 23,4% в 2016 г.

Рис. 2.20. Общий объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана (долл. США, в текущих ценах)

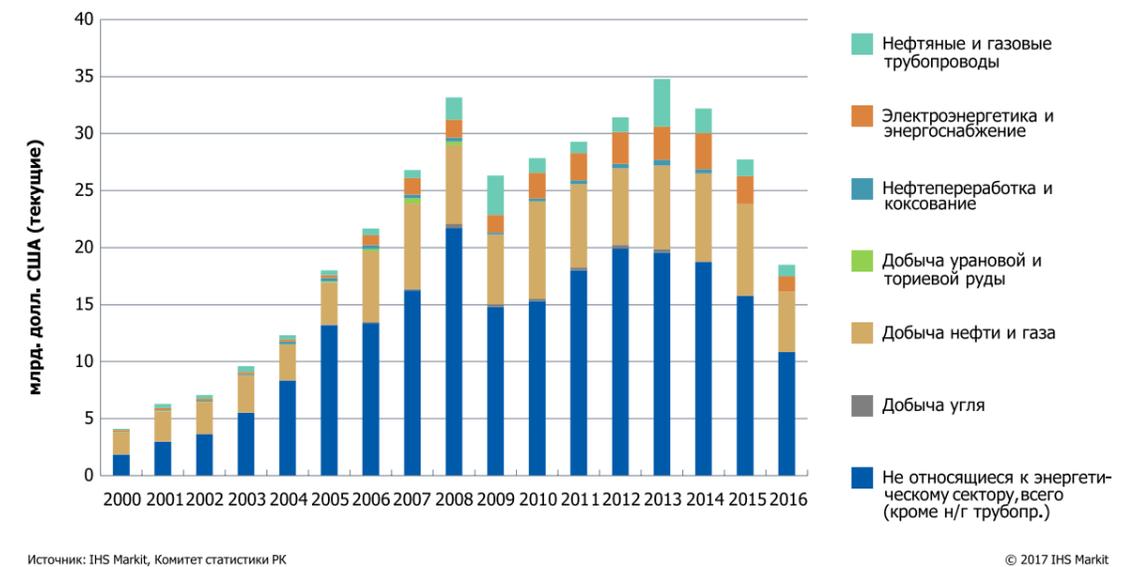
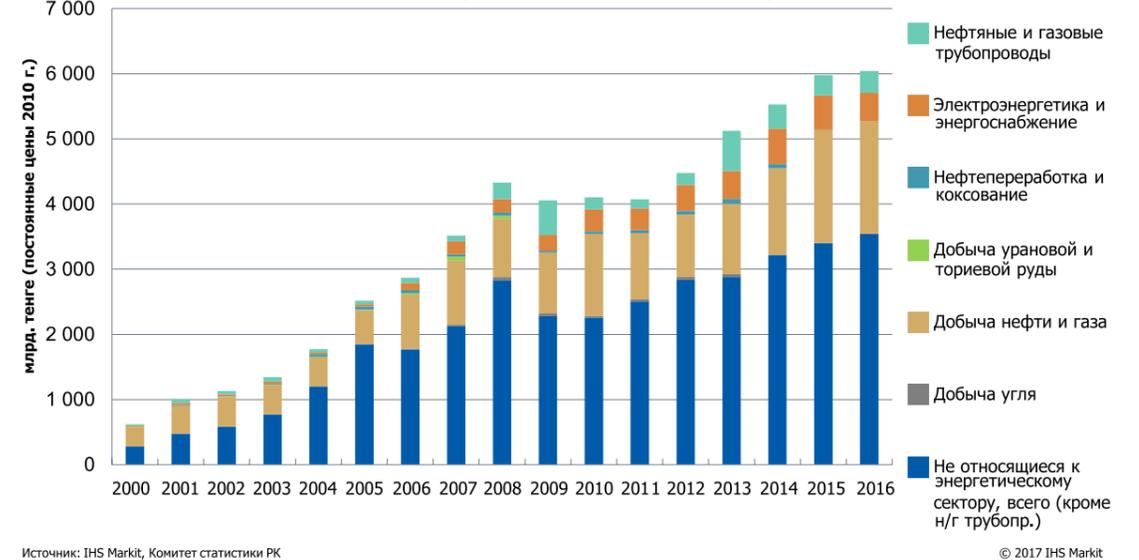


Рис. 2.21. Общий объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана (тенге, в постоянных ценах 2010 г.)



Показатель отношения чистого притока ПИИ к ВВП (используемый Всемирным банком для сравнительного анализа экономик стран мира) в Казахстане вырос с 3,2% в 2014 г. до 3,6% в 2015 г., в то время как в период с 2010 г. по 2013 г. (до падения мировых цен на нефть в 2014 г.) он в среднем составлял 5,7%. Если рассматривать другие страны того же региона, ведущие добычу углеводородов, то приток ПИИ (в процентах от ВВП) за аналогичный период вырос также в Азербайджане (с 5,9% до 7,6%), что обусловлено текущей реализацией крупных проектов разведки и добычи, включая Шах-Дениз 2. В Туркменистане и Узбекистане отношение ПИИ к ВВП выросло на

2,3% и 0,6% (до 11,9% и 1,6%), соответственно, чему способствовала реализация большого количества проектов разведки, добычи и переработки с участием иностранных инвесторов. В то же время, в России данный показатель снизился с 1,1% в 2014 г. до 0,5% в 2015 г., главным образом вследствие международных санкций. Такая динамика иностранных инвестиций показывает, что интерес инвесторов к региону продолжается, хотя несколько более сдержанными темпами и обусловлен, в основном, конкретными и масштабными проектами. Также эта динамика указывает на имеющую место конкуренцию между странами за привлечение ПИИ.

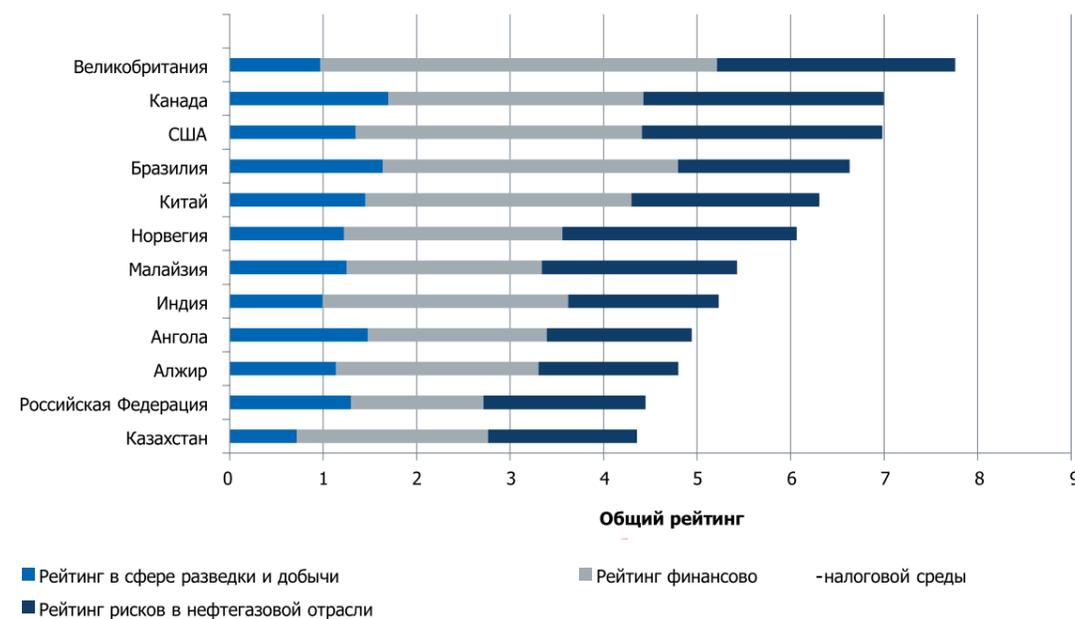
## 2.4. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ТЭК КАЗАХСТАНА – НОВЫЕ ДАННЫЕ

### 2.4.1. Индекс Экономических и Политических Рейтингов Нефтедобывающих Стран (PEPS) IHS Markit

Для оценки динамики инвестиционной привлекательности Казахстана в 2015 и 2016 гг. применялся Индекс Экономических и Политических Рейтингов Нефтедобывающих Стран (PEPS), составляемый IHS Markit, который позволяет оценить общую привлекательность стран мира в области разведки и добычи. В него включены более 50 переменных, разбитых на три

основные категории – «Текущая деятельность в области разведки и добычи», «Привлекательность бюджетно-налоговой среды» и «Риски нефтегазового сектора», удельный вес которых в совокупном показателе составляет 20%, 50% и 30%, соответственно. Рейтинг обновляется ежеквартально (см. Рис. 2.22).

Рис. 2.22. Рейтинг стран PEPS IHS Markit за 1-й квартал 2017 г.



Примечание: Общий рейтинг для каждой из стран выводится из его составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе: 20% - разведка и добыча, 50% финансово-налоговая среда, 30% - риски нефтегазовой отрасли.

Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

Категория «Привлекательность бюджетно-налоговой среды» включает восемь составляющих, каждая из которых моделируется с учетом налогово-бюджетного режима страны для трех групп гипотетических нефтяных месторождений – предельно рентабельных, рентабельных или высокорентабельных. Группы формируются на базе анализа экономических показателей (на валовой основе, т.е. до осуществления выплат государству) шести гипотетических месторождений с заданным объемом запасов – сначала по трем сценариям затрат на разработку, а затем по трем сценариям цен на нефть на мировом рынке.

Категория «Текущая деятельность в области разведки и добычи» оценивает разведывательно-добывающий потенциал страны. Она включает в себя четыре группы факторов: уровень добычи нефти и газа в стране, остаточные запасы нефти и газа, деятельность в области разведки и добычи, а также успешность разведки и добычи (последние два аспекта оцениваются за последние пять лет). Группа факторов, относящихся к деятельности в области разведки и добычи, включает в себя такие аспекты, как количество поисковых скважин, пробуренных на новых месторождениях (ПСНМ), а также новых выданных лицензий и работающих компаний. Успешность разведки и добычи оценивается с учетом четырех аспектов: прирост запасов нефти, прирост запасов газа, коэффициент успеха ПСНМ<sup>15</sup>, а также прирост запасов в расчете на ПСНМ.

Категория «Риски нефтегазового сектора» позволяет оценить, соизмерима ли выгода, которую ожидается получить от нефтегазовых проектов с сопутствующими рисками негеологического характера. Пять входящих в нее групп – политика, экономика, доступ в углеводородный сектор, операции в углеводородном секторе и потрясения в углеводородном секторе – включают 21 фактор риска, большинство из которых измеряются на основании качественной оценки. Общий рейтинг PEPS для Казахстана снизился с 4,6 в 4-м квартале 2014 г. до 4,4 в 1-м квартале 2017 г. В целом Казахстан занимает невысокие позиции (он находится в нижней четверти списка), и его относительный балл со временем снижается. Среди других сопоставимых стран снижение рейтинга за тот же период наблюдается у США (на 0,4 до 7,0), Норвегии (на 0,3 до 6,1), Канады (на 0,2 до 7,0) и Анголы (на 0,2 до 4,9), а рост рейтинга – у Великобритании (на 1 до 7,8), России (на 0,2 до 4,4) и Китая (на 0,1 до 6,3).

• Среди трех основных категорий, используемых для составления PEPS, наиболее резкое снижение Казахстан показал в категории «Текущая деятельность в области разведки и добычи» – с 4,2 в 4-м квартале 2014 г. до 3,6

в 1-м квартале 2017 г. Это было обусловлено, прежде всего, снижением показателей группы факторов «Успешность разведки и добычи» на фоне незначительного прироста запасов в расчете на ПСНМ.

• Показатель категории «Привлекательность бюджетно-налоговой среды» за тот же самый период сохранился на уровне 4,1 – повышение экспортных пошлин (в результате замены в 2016 г. фиксированной ставки новой формулой, привязывающей пошлину к цене на нефть на мировом рынке) сопровождалось снижением налоговой базы, что сгладило финансовую нагрузку в целом.

• Рейтинг Казахстана в категории «Риски нефтегазового сектора» снизился с 5,6 до 5,3. Это было обусловлено макроэкономическими факторами, связанными с ухудшением показателей первичного сальдо бюджета страны при существенном снижении темпов роста реального ВВП на душу населения. При этом улучшились показатели «Неприкосновенности договоров», (отсутствия) «Политического насилия», «Открытости на международном уровне» и (сокращения) «Гражданских и экспортных рисков».

• Хотя категория «Привлекательность бюджетно-налоговой среды» и не стала причиной снижения рейтинга PEPS для Казахстана, проблемным моментом для иностранных участников нефтегазовой отрасли Казахстана остается то, что налоговая система по-прежнему предусматривает относительно высокий уровень сборов со стороны государства и часто претерпевает изменения (иногда «задним числом»), тем самым вызывая неуверенность инвесторов в налоговой стабильности (в Главе 5.3 данные факторы были отмечены в качестве основных моментов, отрицательно сказывающихся на показателях инвестиционной привлекательности согласно индексу, специально разработанному IHS для нефтегазовой отрасли). Помимо этого, причиной обеспокоенности являются некоторые нормативные требования, включая объем технологически неизбежного сжигания газа при установленном (стационарном) режиме работы (с точки зрения иностранных операторов, он должен быть увеличен с нынешнего уровня (0,5%) как минимум до 1-2% – базисной отметки, принятой в международной отраслевой практике). Некоторые опасения связаны также с рядом положений предлагаемого к введению Закона «О валютном регулировании и валютном контроле». Законопроект предусматривает, что филиалы/представительства иностранных компаний будут рассматриваться в качестве

<sup>15</sup>Коэффициент успеха ПСНМ это отношение результативных ПСНМ к общему количеству ПСНМ. ПСНМ считается результативной, если она обнаружила присутствие нефти или газа, и таким образом отражает «технический», нежели чем коммерческий успех.

резидентов для целей валютного контроля, т.е., все операции между ними и предприятиями, зарегистрированными в Казахстане, будут осуществляться исключительно в тенге. Такой подход обусловлен стремлением к дедолларизации экономики, и является вполне обоснованным с точки зрения национальной

экономики. Однако иностранных операторов беспокоит то, что в таком случае филиалы и представительства их компаний будут подпадать под требования о репатриации, распространяющиеся в настоящее время на казахстанских юридических лиц, что затруднит репатриацию прибыли за пределы страны.

**2.4.2. Общие показатели инвестиционной привлекательности**

В дополнение к картине, которая складывается на основании оценок сектора разведки и добычи с точки зрения бюджетно-налоговой привлекательности, а также рисков в нефтегазовой отрасли, выполненных IHS Markit, представляется целесообразным взглянуть и на оценку сложившихся в Казахстане условий ведения бизнеса с точки зрения двух широко применяемых в мировой практике сравнительных показателей. Наиболее известным является «Индекс легкости ведения бизнеса» Всемирного банка, который составляется ежегодно, начиная с 2001 г. и позволяет сделать сравнительную оценку стран с точки зрения благоприятности климата для ведения коммерческой деятельности.<sup>16</sup> Рейтинги ежегодно обновляются, чтобы отразить, в частности, проводимые реформы или изменения, которые упрощают или, наоборот, усложняют ведение бизнеса.<sup>17</sup>

Как видно из показателей Таблицы 2.1, за последние годы Казахстан заметно поднялся в данном рейтинге благодаря росту масштаба и количества реформ в области нормативно-правового регулирования бизнеса, заняв 35 место из 190 стран в 2017 г. (см. Таблицу 2.1), при этом по показателю «Подключение к электрическим сетям» страна оказалась на 75-м месте. Казахстан также вошел в число 10 стран, показавших в этом году самое существенное улучшение ситуации, начав реформы в 7 из 10 областей, входящих в рейтинг, и, более того, за последние 12 лет четыре раза был признан страной с самыми высокими результатами в данной области (кроме Казахстана это удавалось лишь Грузии).<sup>18</sup> Во второй таблице представлено сравнение показателей легкости ведения бизнеса в Казахстане с показателями группы сопоставимых с ним нефтегазодобывающих стран (см. Таблицу 2.2).

**Таб. 2.1.** Влияние реформ, реализованных в Казахстане, на уровень легкости ведения бизнеса (EDB) в стране по оценкам Всемирного банка <sup>a</sup>

Область реформ	Индекс легкости ведения бизнеса по годам				
	2013	2014	2015	2016	2017
Открытие бизнеса (регистрация предприятия)	•	•		•	•
Получение разрешений на строительство				•	•
Подключение к электрическим сетям					•
Регистрация прав на имущество		•	•	•	
Получение кредитов	•			•	
Защита интересов миноритарных инвесторов				•	•
Уплата налогов			–		
Транснациональная торговля			•		•
Обеспечение исполнения условий договоров			•	•	•
Решение вопросов, связанных с неплатежеспособностью	•		•	•	•
<b>-Общий рейтинг Казахстана</b>	49	50	77	41	35
<b>-Количество стран</b>	185	189	189	189	190

<sup>a</sup> • реформы, упрощающие ведение бизнеса; – реформы, усложняющие ведение бизнеса.

Источник: Всемирный Банк

**Таб. 2.2.** Показатели индекса легкости ведения бизнеса (EDB) и индекса глобальной конкурентоспособности (GCI) – Казахстан в сравнении с сопоставимыми странами

Страна	Индекс легкости ведения бизнеса по годам					Индекс глобальной конкурентоспособности по годам	
	2013	2014	2015	2016	2017	2015 – 2016	2016 – 2017
<b>Лидеры</b>							
-США	4	4	7	7	8	3	3
-Великобритания	7	10	8	6	7	10	7
-Норвегия	6	9	6	9	6	11	11
-Малайзия	12	6	18	18	23	18	25
-Канада	17	19	16	14	22	13	15
<b>Реформаторы</b>							
-Казахстан	49	50	77	41	35	42	53
-Россия	112	92	62	51	40	45	43
-Китай	91	96	90	84	78	28	28
<b>Прочие</b>							
-Алжир	152	153	154	163	156	87	87
-Ангола	172	179	181	181	182	–	–
-Бразилия	130	116	120	116	123	75	81
-Индия	163	132	134	142	130	55	39

<sup>16</sup>Индекс представляет собой усредненное суммарное значение процентных баллов, присвоенных стране по десяти входящим в состав индекса показателям, которые оценивают легкость (эффективность организации) следующих аспектов: открытия бизнеса, получения разрешений на строительство, подключения к электрическим сетям, регистрации прав на имущество, получения кредитов, защиты интересов миноритарных инвесторов, уплаты налогов, осуществления международной торговли, обеспечения исполнения условий договоров и решения вопросов, связанных с неплатежеспособностью (см.: <http://www.doingbusiness.org/rankings>).

<sup>17</sup>Рейтинги составляются за год по состоянию на 1 июня предыдущего года: например, показатель 2017 г. охватывает период, начиная со 2 июня 2015 г. и заканчивая 1 июня 2016 г.

<sup>18</sup>Группа Всемирного банка «Ведение бизнеса 2017: Равные возможности для всех» Вашингтон, округ Колумбия: Международный банк реконструкции и развития / Всемирный банк, стр. 29-30. [World Bank Group, Doing Business 2017: Equal Opportunity for All. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, pp. 29–30]. Нетипичный рейтинг в 2015 г. стал следствием разных факторов, включая повышения транспортного налога и экологических платежей, что увеличило налоговое бремя компаний (Группа Всемирного банка «Ведение бизнеса 2017: Равные возможности для всех. Экономические показатели 2017 г. – Казахстан» Вашингтон, округ Колумбия: Международный банк реконструкции и развития / Всемирный банк, стр. 77 [World Bank Group, Doing Business 2017: Equal Opportunity for All. Economy Profile 2017—Kazakhstan. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, p. 77]

Еще один источник, который следует упомянуть – Доклад о глобальной конкурентоспособности Всемирного экономического форума.<sup>19</sup> Хотя этот доклад и не посвящен оценке инвестиционной привлекательности как таковой, его можно рассматривать как своего рода вспомогательный документ, поскольку составляющие, используемые в нем для определения конкурентоспособности – совокупность институтов, политических аспектов и факторов, которые определяют уровень продуктивности экономики – должны также в той или иной мере отражаться на окупаемости инвестиций.<sup>20</sup> Как видно из Таблицы 2.2, в целом показатели рейтинга глобальной конкурентоспособности аналогичны показателям рейтинга легкости ведения бизнеса. США, Великобритания, Норвегия, Канада и Малайзия входят в число 25 лидеров, а Казахстан, Россия и Китай находятся посередине; по итогам 2016-2017 гг. Казахстан занимает 53-е место.

Также в Докладе о глобальной конкурентоспособности приводятся результаты опроса руководителей за 2016 г., согласно которому пятью наиболее проблемными

моментами для ведения бизнеса в Казахстане являются инфляция (что вполне ожидаемо, учитывая влияние на курс тенге низких цен на нефть), налоговые ставки, коррупция, доступ к финансовым ресурсам и налоговый режим. Более глубокое понимание двух из этих моментов (коррупция и нормативно-правовая среда) даёт еще один индекс – «Индекс верховенства закона» (ROLI), составленный организацией «Проект Правосудие во Всем Мире» (World Justice Project). В рейтинге ROLI за 2016 год Казахстан занял 73-е место среди 113 стран (по сравнению с 75-м в 2015 г.). Данный индекс показывает степень соблюдения страной принципов верховенства закона с точки зрения того, как это воспринимается простыми людьми.<sup>21</sup> С точки зрения инвестиционной привлекательности Казахстана следует обратить внимание прежде всего на его заметно высокие позиции в категориях «Порядок и безопасность» (40-е место) и «Правоприменительная практика» (57-е место), а также соответствующие его общему рейтингу позиции в категориях «Отсутствие коррупции» (71-е место) и «Открытость правительства» (73-е место).

## 2.5. ОБЗОР КЛЮЧЕВЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В РЕГУЛИРОВАНИИ И ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В ОБЛАСТИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ

Казахстан продолжает принимать меры по улучшению инвестиционного климата и стимулированию инвестиций как внутренних, так внешних, что уже нашло отражение в повышении рейтинга легкости ведения бизнеса (EDB). В ходе крупной реформы системы государственного управления в августе 2014 г. Министерство индустрии и новых технологий и Министерство транспорта и коммуникаций были объединены в новое Министерство по инвестициям и развитию. Одна из ключевых целей нового министерства – улучшение инвестиционного климата, а также стимулирование инвестиций в новые проекты обрабатывающей и добывающей промышленности с использованием современных технологий. Так, стратегический план Министерства по инвестициям и развитию на период до 2021 г. ставит цели по улучшению инвестиционного

климата, привязанные к позиции Казахстана в рейтинге согласно Докладу о глобальной конкурентоспособности (GCR) Всемирного экономического форума, о котором более подробно рассказывалось выше. В частности, Министерство ставит задачу по улучшению показателей в ряде аспектов, где GCR выявил очевидное отставание Казахстана, включая качество и количество поставщиков на внутреннем рынке, уровень кластерного развития, уровень развития и эффективность производственного процесса, а также охват цепочки создания стоимости (все вышеперечисленное – в составе компонента «Уровень развития и эффективность бизнеса»), ПИИ и освоение новых технологий (компонент «Технологическая оснащенность»), долю иностранной собственности и влияние на бизнес норм и правил в отношении ПИИ (компонент

«Эффективность товарного рынка») и ряд других. Это является очень положительным моментом, поскольку демонстрирует целенаправленное стремление к выработке политического курса, позволяющего устранить недостатки, выявленные в исследованиях, посвященных конкурентоспособности бизнеса.

Помимо этого, Казахстан является партнером ОЭСР в рамках Программы по повышению конкурентоспособности стран Евразии, которая призвана содействовать росту конкурентоспособности экономики стран региона. В апреле 2012 г. ОЭСР выполнила подробный анализ и оценку возможностей для приведения инвестиционной политики Казахстана в более тесное соответствие с общепризнанными международными стандартами, такими как Декларация ОЭСР по международным инвестициям и многонациональным компаниям. После этого была начата реализация программы ОЭСР, разработанной специально для Казахстана. В рамках данной программы в конце 2015 г. началась повторная оценка инвестиционной политики с целью выработки практических рекомендаций по дальнейшему улучшению инвестиционного климата. Индивидуальная программа для страны предусматривает семь основных направлений: (1) государственное управление; (2) фискальная политика; (3) образование; (4) конкурентоспособность и деловой климат; (5) здравоохранение, занятость и социальная интеграция; (6) статистика; (7) окружающая среда.

Достигнутый Казахстаном прогресс позволил ему в апреле 2017 г. стать первым государством Центральной Азии, принятым в Комитет по инвестициям ОЭСР (в качестве ассоциированного члена). В задачи Комитета входит толкование и реализация положений Декларации и Решений по международным инвестициям и многонациональным предприятиям 1976 г., а также обеспечение соблюдения Кодексов либерализации движения капитала и текущих невидимых операций.

В июне 2013 г. правительство страны разработало план инициатив с целью реализации рекомендаций ОЭСР, который в феврале 2016 г. был преобразован в конкретный план по улучшению инвестиционного климата на 2016-2017 годы. План требует от различных министерств и государственных компаний разработать конкретные меры по 12 стратегическим направлениям:

- Внедрение корпоративного управления в акционерных обществах с государственным участием
- Повышение привлекательности инвестиционного климата

- Расширение доступа инвесторов к международному коммерческому арбитражу
- Обеспечение гибкости и реалистичности требований к местному содержанию услуг, товаров и рабочей силы
- Развитие государственно-частного партнерства
- Защита прав интеллектуальной собственности
- Развитие практики ответственного ведения бизнеса
- Расширение доступа инвесторов к земельным ресурсам
- Либерализация торговой политики
- Создание условий для снижения административной нагрузки на инвесторов
- Улучшение налогового и таможенного режима
- Снижение участия государства в экономике

Поставленные планом приоритеты указывают на то, что курс взят в верном направлении, однако пока неясно, насколько успешно намеченные задачи будут реализованы на практике. Подобные инициативы следует подкреплять финансированием и целенаправленными усилиями по организации надлежащей подготовки государственных должностных лиц.

Казахстан продолжает свое членство в Конференции Энергетической Хартии -- организации, реализующей положения Договора между странами-членами от 1994 г., направленного на укрепление правовых норм, продвижение и защиту инвестиций, снижение барьеров во взаимной торговле, повышение энергоэффективности, и урегулирование споров в сфере энергетики. Казахстан подписал договор в 1995 г. В 2015 г. договор был обновлен (он стал называться Договор о Международной Энергетической Хартии) и подписан 80-ю странами, включая Казахстан. В отношении инвестиций, договор призывает к снижению барьеров для инвестиций, к обеспечению прозрачности законодательства, к заключению международных соглашений по защите инвестиций, а также к обеспечению доступа к механизмам урегулирования споров.

Также Казахстан продолжает участвовать в реализации Инициативы прозрачности добывающих отраслей (ИПДО), к которой страна присоединилась в 2013 г. Присоединение к данной инициативе стало важным шагом, поскольку продемонстрировало стремление Казахстана обеспечить подотчетность (ответственность) и прозрачность в процессе ведения деятельности в нефтегазовой отрасли и в сфере добычи полезных ископаемых. В период с 2005 г. по 2015 г. секретариат ИПДО работал с различными министерствами и предприятиями

<sup>19</sup>«Доклад о глобальной конкурентоспособности 2016-2017 гг.» под ред. Клауса Шваба, Женева: Всемирный экономический форум. [Klaus Schwab, ed., Global Competitiveness Report 2016–2017. Geneva: World Economic Forum.]

<sup>20</sup>Конкурентоспособность анализируется в докладе по 12-ти базовым компонентам («слагаемым»): «Институты», «Инфраструктура», «Макроэкономическая среда», «Здравоохранение и начальное образование», «Высшее образование и профессиональная подготовка», «Эффективность товарного рынка», «Эффективность рынка труда», «Уровень развития финансового рынка», «Технологическая оснащенность», «Объем рынка», «Уровень развития и эффективность бизнеса» («Конкурентоспособность компаний»), а также «Инновационный потенциал».

<sup>21</sup>Индекс ROLI включает девять категорий (и 47 более конкретных подкатегорий), рассматривающих такие аспекты как ограничение полномочий институтов власти, отсутствие коррупции, открытость правительства, основополагающие права, порядок и безопасность, правоприменительная практика, гражданское правосудие, уголовное правосудие и неформальное правосудие.

частного сектора в Казахстане в целях выявления несоответствий между данными о социальных расходах, представленными в отчетах компаний, данными, собранными местным правительством, и фактическим объемом финансирования программ. В настоящее время, согласно Закону «О недрах и недропользовании» недропользователи обязаны предоставлять соответствующую информацию в целях реализации ИПДО, и их отчеты публикуются в Интернете через интегрированную информационную платформу «Единая государственная система управления недропользованием Республики Казахстан» ([www.egsu.energo.gov.kz](http://www.egsu.energo.gov.kz)).<sup>22</sup>

Законом «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам совершенствования инвестиционного климата» (Закон «Об инвестициях»), принятым в июне 2014 г., были введены существенные изменения. Одним из самых существенных изменений было введение понятия «инвестиционного приоритетного проекта», определяемого как заново создаваемый проект, связанный с деятельностью или бизнесом, которые правительство считает высокоприоритетными (в энергетическом секторе к приоритетным видам деятельности, в частности, относится нефтепереработка, а также производство, передача и распределение электроэнергии). Хотя на такие проекты не распространяется бюджетное финансирование (за исключением инвестиционной субсидии, покрывающей до 30% стоимости оборудования и услуг по проекту), они освобождаются от уплаты пошлин на импорт оборудования, а также от корпоративного подоходного налога, земельного налога и налога на имущество. И, наконец, закон гарантирует стабильность налогообложения и положений трудового законодательства.

Помимо этого, чтобы повысить эффективность предоставления инвесторам государственных услуг, Законом была введена система «одного окна». Она позволила централизовать широкий спектр государственных услуг в рамках единого специализированного сервиса (Центра обслуживания инвесторов) в целях минимизации бюрократических процедур.

И, наконец, была создана должность «инвестиционного омбудсмена» – должностного лица (министра по инвестициям и развитию), ответственного за защиту прав инвесторов. Омбудсмен принимает от инвесторов жалобы и предложения, после чего дает в их отношении конкретные рекомендации, оказывает необходимую поддержку либо вносит предложения по внесению изменений в законодательство сообразно обстоятельствам.

Однако это далеко не единственная инстанция,

созданная для поддержки иностранных инвесторов. Первым из государственных органов в данной сфере стал Совет иностранных инвесторов при Президенте Республики Казахстан, сформированный в июне 1998 г. Позднее, в марте 2012 г., был создан Совет по улучшению инвестиционного климата при премьер-министре Республики Казахстан. И, наконец, в конце 2015 г. при премьер-министре Республики Казахстан был учрежден еще один совет (Инвестиционный штаб), перед которым был поставлена задача привлечения инвесторов одновременно с созданием аналогичных органов при главах всех регионов страны. Не исключено, что иностранные инвесторы могут запутаться в таком большом количестве инстанций (помимо омбудсмена), в ведении которых находятся вопросы инвестирования. В этой связи, необходимо принять меры по упрощению и консолидации административных полномочий. Например, при регистрации предприятия в Министерстве юстиции должна автоматически происходить его регистрация в таможенных органах (без необходимости проходить ее в отдельном порядке).

Крупные изменения в законодательстве произошли в октябре 2015 г., когда на смену шести отдельным законодательным актам (включая Закон «Об инвестициях») пришел новый Предпринимательский Кодекс. Если сравнивать его с Законом «Об инвестициях», то Кодекс: (а) предоставил Министерству по инвестициям полномочия запрашивать в МИД выдачу иностранным сотрудникам специальных виз для инвесторов; (б) увеличил срок, в течение которого инвестор может подать заявку на предоставление инвестиционных преференций, с одного года до двух лет; а также (в) расширил налоговые преференции, включив в них освобождение от уплаты НДС на импорт. Хотя такие изменения, безусловно, являются позитивными, властям страны также необходимо работать над обеспечением универсального и единообразного понимания, толкования и применения законов.

В настоящее время в правительстве ведется разработка национальной стратегии привлечения инвестиций и устойчивого развития до 2022 года – инициативы, призванной содействовать диверсификации экономики путем привлечения притока инвестиций в отрасли, не связанные с природными ресурсами, на основе рекомендаций Всемирного банка. В частности, стратегия ставит такие цели как привлечение иностранных инвестиций, которые позволят повысить эффективность работы, создание стимулов для новых инвестиций в уже существующие инвестиционные проекты, осуществление приватизации и развитие партнерских отношений

между государственным и частным секторами. Миссия по реализации этой стратегии возложена на компанию «Казахинвест» – подразделение Министерства по инвестициям и развитию, отвечающее за привлечение инвестиций в Казахстан. «Казахинвест» уполномочен

оказывать поддержку инвестиционным проектам на базе «единого окна» в качестве представителя правительства Республики Казахстан.

## 2.6. РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ЦЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ И СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Республика Казахстан достигла существенного прогресса на пути повышения своей инвестиционной привлекательности. Однако, как и в любой другой стране, в Казахстане существуют сферы, требующие дальнейших улучшений. Основываясь на приведенных в настоящей главе аналитических данных, представляется целесообразным дать следующие рекомендации:

- Во-первых, снижение инвестиционной привлекательности в период с 4-го квартала 2014 г. по 1-й квартал 2017 г. согласно рейтингу стран IHS Markit PEPS (в категории «Текущая деятельность в области разведки и добычи») является отражением продолжающихся проблем в области, отнесенной к группе факторов «Успешность разведки и добычи» (прирост запасов нефти и газа, коэффициент результативности ПСНМ, а также прирост запасов в расчете на ПСНМ), что имеет самое непосредственное отношение к нефтегазовой отрасли. В частности, прирост запасов в расчете на ПСНМ за рассматриваемый период был весьма незначительным. Указанные проблемы в области разведки и добычи были также отражены в «Дорожной карте научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана», составленной в 2013 г. компанией Shell (Дорожная карта Shell), краткое содержание которой приводится в следующей главе (см. Раздел 3.3.3). Согласно Дорожной карте Shell, сокращение расходов на бурение и обустройство скважин в сложных геологических условиях за счет использования новых технологий и оборудования является одной из трех основных задач, решение которых принесет самые существенные преимущества отрасли и ее инвесторам в кратчайшие сроки.

- Общий показатель рейтинга инвестиционной привлекательности PEPS упал также в результате роста рисков нефтегазового сектора, что было обусловлено макроэкономическими факторами, связанными с ухудшением показателей первичного сальдо бюджета страны при существенном

снижении темпов роста реального ВВП на душу населения. Таким образом, требуются меры по укреплению финансовой системы и повышению предсказуемости денежно-кредитной политики (что обеспечит рост доверия со стороны как казахстанских, так и иностранных инвесторов). Это также подтверждается данными «Доклада о глобальной конкурентоспособности», согласно которым инфляция (вследствие воздействия на тенге низких цен на нефть) и доступ к финансированию являются одними из наиболее острых проблем, с которыми сталкиваются инвесторы в Казахстане. В этой связи Национальный банк Казахстана объявил о запуске в середине 2017 г. программы рекапитализации банков Казахстана (включая крупнейший банк страны – АО «Казкоммерцбанк»). Фонд проблемных кредитов Национального банка Казахстана примет на себя обязательства по кредитам АО «Казкоммерцбанк» на сумму около 7,6 млрд. долл. США в целях реализации его слияния с АО «Народный банк Казахстана» (Haluk Bank). Новый банк будет контролировать более 35% всего банковского сектора. Идея состоит в том, чтобы через устранение проблемных кредитов обеспечить возобновление банковской деятельности в нормальном режиме для содействия восстановлению экономики. Сообщается, что доля проблемных кредитов упала с пикового показателя (34% по состоянию на май 2014 г.) до 6,7% по состоянию на конец 1-го квартала 2017 года.

- Помимо этого, среди мер общего характера, реализация которых будет выгодна как для нефтегазовой отрасли в частности, так и для экономики страны в целом, следует уделить внимание увеличению расходов на подготовку национальных кадров. Относительно низкий уровень квалификации был отмечен в качестве одного из недостатков среди показателей экономической эффективности деятельности предприятий и становится особенно актуальным в ситуациях, когда иностранным инвесторам необходимо соблюдать требования к местному

<sup>22</sup>Отчеты ИПДО представлены на сайте [www.egsu.energo.gov.kz](http://www.egsu.energo.gov.kz).

содержанию.<sup>23</sup> Цель должна заключаться в увеличении числа работников с минимально необходимым уровнем квалификации, а также в постепенном повышении общего уровня подготовки кадров. В качестве средства развития и повышения качества узкоспециализированной и технической подготовки кадров рекомендуется рассмотреть возможность организации совместных учебных программ с участием иностранных инвесторов и учебных заведений Казахстана.

- Усилия Казахстана по созданию нормативно-правовой базы и системы регулирования, способствующей инвестированию, дают реальный повод для оптимизма и, судя по всему, приносят ощутимые результаты (такие как, например, недавние благоприятные показатели в рейтинге стран согласно индексу легкости ведения бизнеса Всемирного банка). Однако следует отметить, что действия в данном направлении сопровождались расширением бюрократического аппарата, в ведении которого находятся вопросы инвестирования. Такие шаги, как централизация предоставления инвесторам государственных услуг в рамках системы «одного окна» или единого специализированного сервиса (Центра обслуживания инвесторов) и введение должности «инвестиционного омбудсмена» представляются позитивными преобразованиями, позволяющими минимизировать бюрократические проволочки, с которыми сталкиваются инвесторы. Однако наличие большого количества других ведомств, занимающихся вопросами инвестирования (Совет иностранных инвесторов, Совет по улучшению инвестиционного климата, Инвестиционный штаб, инвестиционные советы под руководством глав регионов страны и компания «Казахинвест», обеспечивающая систему «одного окна»), может ввести иностранных инвесторов в заблуждение. Зачастую полномочия различных ведомств пересекаются и дублируются, а необходимость получения огромного количества государственных одобрений на осуществление деятельности значительно увеличивают время и объем организационно-административных мероприятий, обязательных для ведения бизнеса. Рекомендуется уделить внимание тщательному разграничению полномочий между вышеперечисленными органами, предотвращению дублирования обязанностей, а также, возможно, рассмотреть вопрос их консолидации (в той или иной мере).

- В настоящее время в Казахстане ведется разработка нового Налогового кодекса. В этой связи рекомендуется предусмотреть в нем снижение высокого уровня доли государства, взимаемой в самых разнообразных формах, а также обеспечение более надежных гарантий стабильности. Здесь следует еще раз подчеркнуть, что налоговая система является одним из ключевых компонентов общей привлекательности страны для международных инвесторов. Учитывая ограниченность средств для капиталовложений в общемировом масштабе, инвестиции будут тщательно выверяться и идти, прежде всего, в страны с более привлекательной налоговой и нормативно-правовой средой.

- В отношении введения Кодекса «О недрах и недропользовании» в рамках процесса реформирования остаются в силе рекомендации, изложенные в НЭД 2015 г.

- Следует продолжить реализацию плана по повышению эффективности взимания НДС путем введения системы электронного выставления счетов. Сокращение сумм банковских сборов, содействие использованию кассовых аппаратов и электронных методов оплаты поможет повысить прозрачность и эффективность финансового управления при ведении бизнеса в Казахстане.

- Политика требований к местному содержанию представляется чрезвычайно значимым и эффективным подходом к ведению деятельности, который может и должен применяться в отношении всех будущих зарубежных инвестиционных проектов в Казахстане. Однако такая политика должна быть направлена на содействие долгосрочному развитию внутреннего потенциала, а не на сиюминутный эффект. В январе 2016 г. правительством были введены новые правила расчета «казахстанского содержания» для подрядчиков, нанимаемых нефтяными компаниями, которые осуществляют реализацию проектов. Согласно новому определению компания, в штате которой численность сотрудников, являющихся гражданами Республики Казахстан, составляет менее 95%, имеет нулевое казахстанское содержание, вне зависимости от других критериев. В то время как ранее действовавшими правилами предусматривались различные подходы к определению местного содержания, такие как процент фонда заработной платы, отработанных часов и стоимости произведенной продукции, текущие

правила ориентируются исключительно на моментальное создание рабочих мест. В этой связи рекомендуется пересмотреть требования к местному содержанию в Республике Казахстан, сделав их более гибкими и приняв в расчет косвенные выгоды (такие как обучение с приобретением необходимых навыков, а также передача технологий и ноу-хау), которые

приносят стране иностранные инвестиции и специалисты.

- Аналогичным образом, более строгие ограничения на выдачу разрешений на работу иностранным сотрудникам лишь усложняют деятельность иностранных компаний в Казахстане, а иногда и уменьшают их желание вести бизнес в стране.

<sup>23</sup>В этом контексте следует отметить, что «экономическое чудо» Восточной Азии в значительной степени связано, в частности, с постоянным инвестированием стран данного региона в человеческий капитал на протяжении длительного периода. Иными словами, «за экономическим чудом стоит чудо образования», см. Джандхайла Б. Г. Тилак, «Строительство человеческого капитала в Восточной Азии: чему могут научиться другие?», Вашингтон, округ Колумбия: Международный банк реконструкции и развития, 2002 г. [Jandhyala B.G. Tilak, Building Human Capital in East Asia: What Others Can Learn, Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development, 2002]



## 3. ДОБЫЧА СЫРОЙ НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА

- 3.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 3.2. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И  
ГАЗОКОНДЕНСАТА – НОВЫЕ ДАННЫЕ
- 3.3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ТЕХНОЛОГИИ
- 3.4. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА И  
РЕГУЛИРОВАНИЕ СЕКТОРА РАЗВЕДКИ  
И ДОБЫЧИ В КАЗАХСТАНЕ

## 3. ДОБЫЧА СЫРОЙ НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА

### 3.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- В 2016 году добыча нефти в Казахстане снижалась третий год подряд – ее объемы сократились на 1,2% в 2014 г., на 1,6% в 2015 г. и на 1,9% в 2016 г. до уровня 78 млн. т (1,66 млн. барр./сутки). Спад в основном пришелся на месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки (прежде всего, в Актюбинской и Кызылординской областях). Однако с конца 2016 г. он компенсируется ростом добычи на месторождении Кашаган после возобновления его эксплуатации, поэтому совокупный объем добычи в стране в целом вышел на траекторию роста.
- Хотя объемы добычи в Казахстане в 2017 г. могут в какой-то мере целенаправленно ограничиваться в рамках договоренности об их сокращении для предотвращения падения цен на нефть (см. ниже), текущая ситуация с двумя из трех крупнейших («мега») проектов страны закладывает основу для устойчивого роста в будущем: благодаря расширению мощностей на месторождении Кашаган (проект Центр Компрессии 1, или ЦК-01), добыча должна увеличиться на 80 000 барр./сутки, что позволит выйти на плановый уровень стабильного дебита первого этапа около 17 млн. т в год (370 000 барр./сутки), а решение приступить к реализации проекта будущего расширения на месторождении Тенгиз создает предпосылки для прироста добычи в размере 12 млн. т в год (260 000 барр./сутки) в начале 2020-х годов.
- В конце 2016 г. Казахстан согласился принять участие в реализации плана ОПЕК и других крупных добывающих государств по ограничению объемов добычи для предотвращения падения цен на нефть в 1-м полугодии 2017 г., пообещав обеспечить

символическое снижение объемов на 20 000 барр./сутки. Впоследствии действие этого плана было продлено еще на девять месяцев – до марта 2018 г.

- В связи с пересмотром прогнозов по инвестициям в сторону понижения с учетом текущего низкого уровня мировых цен на нефть, эксперты IHS Markit скорректировали (также в сторону понижения) базовые сценарии объемов добычи и экспорта нефти для Казахстана на период до 2040 г. Тем не менее, ожидается, что в долгосрочной перспективе добыча в Казахстане будет расти, и страна сохранит за собой второе место по объемам добычи и экспорта нефти в регионе СНГ.
- В последние два года вырос экспорт казахстанской сырой нефти по нефтепроводу КТК, поскольку экспортеры перенаправили туда значительные объемы с других (более дорогостоящих) маршрутов, загружая расширяющуюся пропускную способность КТК. В 2016 г. на КТК пришлось 68% общего объема экспорта сырой нефти из Казахстана (что выше показателя 2015 г., который составлял 63%). В настоящее время нефть месторождения Кашаган (как и многих других добывающих предприятий Казахстана) поступает на экспортные рынки по КТК, а также через российскую сеть нефтепроводов.
- Запланированное изменение направления потока (реверсная схема) на отрезке нефтепровода Атырау-Кенкияк, которое несколько лет откладывалось, возможно, будет реализовано в 2017 г. Как только это произойдет, появится возможность для увеличения объемов экспортных поставок из Казахстана в Китай, но для этого необходимо обеспечить поступление нефти с запада Казахстана. Однако чтобы

сырая нефть с запада страны пошла на восток, цена «нетбэк» (фактически вырученная цена за вычетом расходов на транспортировку) должна быть не ниже или даже выше цены при экспорте в западном направлении.

- Серьезной проблемой является отсутствие роста ресурсной базы: в последние годы наблюдается значительное снижение объемов геологоразведочной деятельности и открытия новых запасов в Прикаспийском бассейне и в Казахстане в целом, как со стороны

КМГ, так и со стороны международных нефтяных компаний. Ключевыми факторами, приводящими к снижению уровня активности и успеха разведки, стали общее сокращение расходов на геологоразведочную деятельность в условиях низких цен на нефть, а также снижение относительной привлекательности Казахстана как объекта инвестиций в сферу разведки и добычи на международном уровне.

### 3.2. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА – НОВЫЕ ДАННЫЕ

#### 3.2.1. Запасы жидких углеводородов

Согласно данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), по состоянию на 1 января 2016 г. запасы жидких углеводородов (нефти и газоконденсата) в Казахстане (на государственном балансе) составляли 5,3 млрд. т.<sup>1</sup> Из них 4,85 млрд. т приходится на запасы нефти, а остальная часть (445 млн. т) – на газоконденсат (см. Таблицу 3.1). В официальный государственный баланс занесены запасы нефти и газоконденсата на 332 месторождениях (271 нефтяное месторождение

и 61 газоконденсатное месторождение). С 1 января 2014 г. объем запасов на балансе государства немного вырос (на 2,1%), при этом запасы в категориях A+B+C1 увеличились примерно на 1,9%, а в категории C2 – на 2,6%. Значительная часть этого прироста, судя по всему, является результатом пересчета запасов на существующих месторождениях, так как было открыто мало новых месторождений, и они в основном были небольшими.

Таб. 3.1. Доказанные и вероятные запасы нефти и конденсата в Казахстане в 2016 г. (тыс. т)

	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Сырая нефть	3 158 812	1 688 728	4 847 540
Конденсат	359 153	86 396	445 549
Всего	3 517 965	1 775 124	5 293 089

Источник: Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан

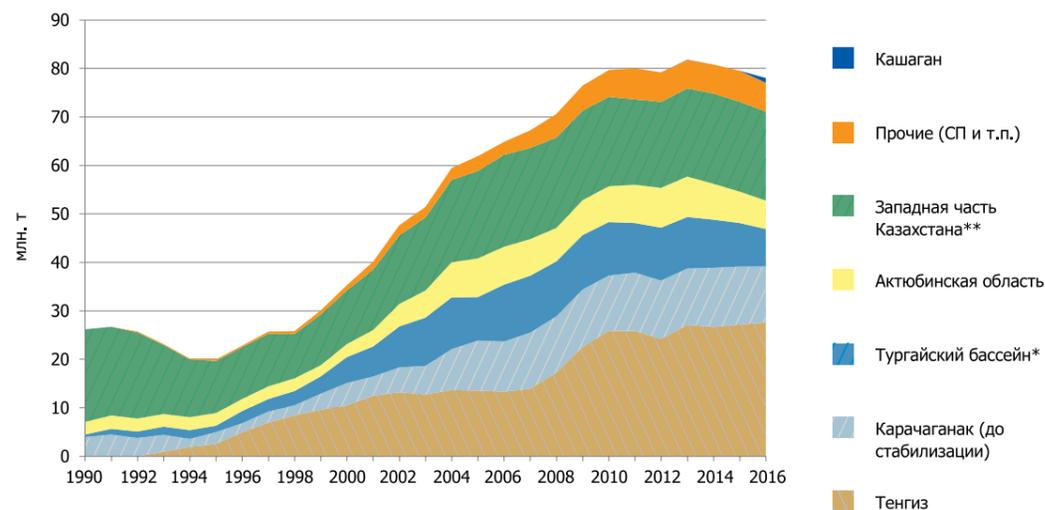
#### 3.2.2. Основные текущие тенденции добычи

На протяжении последних трех лет в сфере добычи нефти в Казахстане наблюдалась тенденция к снижению, однако возобновление добычи на месторождении Кашаган в 2017 г. начало разворачивать ее в обратном направлении (см. Рис. 3.1). Начиная с 2014 г., объемы добычи сырой нефти и конденсата в стране ежегодно снижались: на 1,2% – до 80,8 млн. т (1,7 млн. барр./сутки) в 2014 г., на 1,6% – до 79,5 млн. т (1,67 млн. барр./сутки) в 2015 г., и еще на 1,9% в годовом исчислении – до 78 млн. т (1,66 млн. барр./

сутки) в 2016 г (см. Таблицу 3.2.) Вышеуказанные объемы снижения в основном приходились на Кызылординскую область (Тургайский бассейн) и Актюбинскую область, что было обусловлено постепенным естественным спадом объемов добычи на зрелых месторождениях этих двух регионов. Среднегодовые темпы спада совокупного объема добычи нефти и конденсата в период с 2014 г. по 2016 г. составляли 8,3% в Кызылординской области и 12% в Актюбинской области.

<sup>1</sup>Данные приведены в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (категории A+B+C1+C2). Текущий объем доказанных и вероятных запасов (2P) Казахстана (международный показатель, который приблизительно соответствует казахстанским категориям A+B+C1) составляет 3,16 млрд. т (или около 23 млрд. барр.). По оценке IHS Markit объем доказанных и вероятных (2P) запасов в стране по состоянию на 2016 г. немного выше: 43 млрд. барр. При этом, согласно оценкам BP, доказанные и вероятные запасы Казахстана составляют около 30 млрд. барр.

Рис. 3.1. Добыча нефти в Казахстане в 1990-2016 гг.



Примечания: Включает сырую нефть + конденсат;

\* Включает месторождение Амангельды в Жамбылской области

\*\* Добыча в западной части Казахстана (которую не следует путать с добычей в ЗКО) включает объемы пяти компаний, традиционно осуществляющих добычу в данном регионе: «Озенмунайгаз», «Мангистаумунайгаз», «Эмбаумунайгаз», CNPC International / Buzachi Operating и «Каражанбасмунай». Эти добывающие компании отнесены к одной группе по местоположению, сходному качеству нефти и общей динамике добычи, характерной для месторождений на поздней стадии разработки

Источник: IHS Markit; Комитет по статистике РК; Министерство энергетики РК

© 2017 IHS

Таб. 3.2. Баланс сырой нефти в Казахстане (млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Изменение в % 2015-2016
Добыча сырой нефти	79,7	80,0	79,2	81,8	80,8	79,5	78,0	(1,78)
Видимое внутренне потребление сырой нефти	19,7	17,5	17,2	16,7	18,3	14,7	15,8	7,14
Переработка на НПЗ	13,7	13,7	15,1	15,3	16,4	15,0	14,9	(0,40)
Непосредственное использование сырой нефти/прочее*	6,0	3,8	2,1	1,4	2,0	(0,3)	0,8	(409,54)
Экспорт сырой нефти	67,5	69,6	68,1	72,2	63,0	64,8	62,3	(3,87)
Кроме стран бывшего СССР	65,8	67,9	67,4	71,4	61,6	62,0	61,5	(0,72)
по российской трубопроводной системе (кроме Махачкалы)	15,5	15,4	15,4	15,4	14,6	13,5	15,0	11,08
по КТК	28,5	28,3	25,3	28,7	35,2	39,0	42,4	8,82
по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу	10,1	10,8	10,4	11,8	4,8	4,4	2,8	(37,51)
по железной дороге	5,7	7,3	6,1	8,7	1,8	0,3	0,5	58,28
по железным дорогам России (в Финляндию и т.п.)	5,7	7,3	6,1	8,7	1,8	0,3	0,5	58,28
по железным дорогам Казахстана в Китай	-	-	-	-	-	-	-	-
по Каспию	9,3	5,8	7,6	6,0	5,2	3,2	2,2	(30,75)
через Азербайджан/Грузию	5,2	2,3	3,8	3,2	3,5	1,6	0,6	(62,70)
в Баку-Тбилиси-Джейхан	-	-	-	0,6	2,4	1,1	-	(100,00)
в Иран (включая прямые поставки по железной дороге)	0,5	0,0	-	-	-	-	-	-
в Новороссийск (через Махачкалу)	3,6	3,4	3,8	2,8	1,7	1,6	1,6	0,63
Бывшие советские республики*	1,7	1,7	0,7	0,9	1,4	2,8	0,8	(73,22)
Россия	1,2	1,2	0,7	0,9	1,4	2,8	0,8	(72,86)
по трубопроводу Карачаганак-Оренбург	1,2	1,2	0,7	0,9	0,7	0,7	0,8	12,10
Импорт сырой нефти	7,4	7,1	6,1	7,2	0,5	0,1	0,0	(59,66)
Кроме стран бывшего СССР	-	-	-	-	-	-	-	-
Бывшие советские республики	7,4	7,1	6,1	7,2	7,0	7,0	7,0	(0,28)
Россия	7,4	7,1	6,1	7,2	7,0	7,0	7,0	(0,28)
в нефтепровод Казахстан-Китай (официальные поставки)	2,6	0,2	-	-	7,0	7,0	7,0	(0,28)
* Остаток, включающий уменьшение объема и потери на промысле, использование и потери в системе трубопроводов, а также изменения в запасах.								
** Не включает поставки по морю через Черное море в Украину.								
Прим.: 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.)								
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: IHS Markit; Комитет по статистике РК; Министерство энергетики РК

© 2017 IHS

Если говорить о трех мега-проектах, то консорциум «Карачаганак Петролиум Оперейтинг»<sup>2</sup> (КПО) в Западно-Казахстанской области показал стабильный уровень добычи около 11,6 млн. т (256 млн. барр./сутки) в 2016 году, в течение которого имел место масштабный плановый останов для проведения техобслуживания, что привело к снижению объемов добычи примерно на 3,1% по сравнению с 2015 годом. Консорциум «Тенгизшевройл» (ТШО), напротив, увеличил объемы добычи – на 1,8% в 2015 г. и на 1,5% в 2016 г. до уровня 27,6 млн. т. На долю ТШО в 2016 г. пришлось около 36% совокупного объема добычи нефти в Казахстане. Важным достижением в 2016 г. стало возобновление эксплуатации месторождения Кашаган. Общий объем добычи на месторождении за последние три месяца года составил 1 млн. т (в среднем 81 000 барр./сутки), и в 2017 г. этот показатель постепенно продолжает расти.

При более подробном рассмотрении деятельности ведущих нефтедобывающих компаний Казахстана прослеживается следующая динамика:

### ТШО (Тенгиз)

В 2016 г. добыча достигла рекордного максимума – 27,6 млн. т (600 000 барр./сутки), увеличившись на 1,5% в годовом исчислении. В ближайшей перспективе динамика добычи на месторождении будет в существенной мере зависеть от графиков техобслуживания и капитального ремонта ТШО. Так, например, более месяца было выделено на техобслуживание объектов завода второго поколения и закачки сырого газа (ЗВП/ЗСГ), начиная с августа 2016 г. (45 дней для ЗВП и 35 дней для ЗСГ).

Согласно прогнозам IHS Markit, в ближайшие несколько лет объемы добычи на месторождении Тенгиз будут оставаться в целом неизменными. Однако утверждение в июле 2016 г. окончательного инвестиционного решения (ОИР) по Проекту будущего расширения (ПБР) - Проекту управления устьевым давлением (ПУУД) создаст предпосылки для прироста добычи на месторождении в размере 12 млн. т в год (260 000 барр./сутки). Участники консорциума ожидают поступления первой нефти от реализации проекта в 2022 г. Стоимость расширения составляет 36,8 млрд. долл. США, из которых 27,1 млрд. долл. пойдет на сооружения и оборудование, а 3,5 млрд. долл. – на скважины.<sup>3</sup> Примечательно, что еще до принятия ОИР более 50% рабочего проектирования уже было завершено – это существенно превышает стандартный объем работ, выполняемый до утверждения проекта. Согласно имеющимся

планам, ключевыми составляющими проекта ПБР-ПУУД (при реализации которого в период пика строительных работ будет создано около 20 000 рабочих мест) станут следующие новые объекты:

- 106 добывающих и 15 газонагнетательных скважин
- Система улавливания углеводорода и установка для обратной закачки сернистого природного газа
- Пять газотурбинных генераторов (турбины Frame 9 компании GE, мощностью 130 МВт каждая).

### КПО (Карачаганак)

Ожидается, что в ближайшей и среднесрочной перспективе объемы добычи КПО будут сохраняться на стабильном уровне (так называемой «полке добычи»). Проекты, направленные на продление полки добычи, которые в настоящее время находятся на стадии формулирования концепции, уверенно продвигаются в направлении принятия ОИР. Помимо этого, на стадии выбора концепции находится проект масштабного расширения, предполагающий обратную закачку сырого газа и стабилизацию извлечения попутных жидких углеводородов, и КПО активно работает над выводом его на стадию формулирования концепции. Совсем недавно, в июне 2017 г., было объявлено, что расходы на расширение в рамках проекта планируются поэтапно и одновременно ведется работа над оптимизацией общих затрат. Однако третий этап может быть отложен даже в случае сокращения расходов, поскольку консорциум испытывает сложности ввиду текущего разбирательства с Правительством Республики Казахстан относительно методики расчета и распределения прибыли по проекту.<sup>4</sup> В декабре 2016 г. Правительство Казахстана и консорциум по проекту Карачаганак подписали меморандум, согласно которому в 2017 г. консорциум КПО должен будет предложить конкретные меры по урегулированию имеющихся разногласий. При этом Правительство Казахстана обратилось в международный арбитражный суд на случай, если переговоры потерпят неудачу, но все же обе стороны выразили намерение разрешить спор во внесудебном порядке.

### КазМунайГаз (КМГ)

Национальной компании (НК) КМГ принадлежат доли участия почти во всех значимых нефтяных и газовых активах Казахстана. Компания также исполняет интересы государства, которое имеет приоритетное право на приобретение стратегических активов, реализуемых

<sup>2</sup>Акционерами КПО являются Eni (29,25%), Shell (29,25%), Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и АО НК «КазМунайГаз» (КМГ; 10%).

<sup>3</sup>Далее по тексту под долларом понимается доллар США.

<sup>4</sup> 77 апреля 2016 г. Министерство энергетики Республики Казахстан заявило, что правительство страны не согласно с выполненным КПО расчетом доли государства в прибыли от деятельности в рамках СРП (по данным компании ЛУКОЙЛ, государство предъявляет требования на сумму 1,6 млрд. долл.).

(отчуждаемых) существующими держателями контрактов. В соответствии с законодательством доля участия компании при оформлении всех новых контрактов на разработку шельфовых месторождений Казахстана должна составлять 50%.<sup>5</sup> Суммарный вклад НК КМГ (с учетом долевой собственности) в общий объем добычи по стране в 2016 г. составил 29%.

Совокупный объем добычи РД КМГ (дочерней компании НК КМГ, осуществляющей деятельность в сфере разведки и добычи) в 2015 г. оставался на прежнем уровне – 12,3 млн. т, однако в 2016 г. снизился на 2%, составив 12,2 млн. т.<sup>6</sup> Находящиеся в полной собственности РД КМГ дочерние предприятия АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбаунайгаз» в 2015 г. в совокупности увеличили добычу на 2,2% до 8,3 млн. т (167 000 барр./сутки), а в 2016 г. – на 0,6% до 8,4 млн. т (168 000 барр./сутки). Весь объем прироста пришелся на месторождения АО «Озенмунайгаз», добыча на которых в 2016 г. составила 5,6 млн. т (112 000 барр./сутки), увеличившись на 1% в годовом исчислении, а объемы добычи АО «Эмбаунайгаз» сохранились на том же уровне, что и в 2015 г. (2,8 млн. т или 57 000 барр./сутки).

В 2015 г. РД КМГ удалось повысить объемы добычи на своих основных объектах, несмотря на снижение капитальных расходов (CAPEX) на 38% в долларовом исчислении до уровня около 443 млн. долл. (в связи с девальвацией, снижение было менее значительным – на 23% до 98 млрд. тенге). Снижение капитальных расходов произошло в результате сокращения расходов на техобслуживание, объемов бурения и затрат на бурение (согласно имеющейся информации, компания получила 15%-ю скидку от бурового подрядчика). В 2016 г. капитальные расходы РД КМГ в совокупности выросли на 17%, составив 115 млрд. тенге (337 млн. долл.). В 2017 г. они вновь повысились – до 133 млрд. тенге (369 млн. долл.).

РД КМГ реализует программу внутренних преобразований, направленную на оптимизацию деятельности и расходов на основных объектах компании за счет внедрения концепции «Smartfield» («умное/интеллектуальное месторождение»)<sup>7</sup>. В частности, эта концепция

предполагает установку оборудования для сбора данных и передачи их в режиме реального времени в центр управления и визуализации, что позволяет оперативно принимать решения. В настоящее время концепция реализуется на месторождении Уз, эксплуатацию которого осуществляет АО «Эмбаунайгаз», и проходит испытания в АО «Озенмунайгаз». По данным КМГ, внедрение подобной технологии способно увеличить добычу на месторождении Уз примерно на 3% и сократить время, необходимое для ремонта скважин, на 15-20%.

Несмотря на то, что компания РД КМГ сохранила рентабельность в текущих условиях низких цен на нефть, ее материнская компания НК КМГ испытывает значительные финансовые затруднения, начиная с 2014 г. В этой связи КМГ пришлось прибегать к различным мерам привлечения внешнего финансирования, чтобы обеспечить поступление дополнительных средств для достижения целевых показателей капитальных затрат и погашения существующих долговых обязательств. Одной из таких мер стал выпуск трех траншей еврооблигаций на общую сумму 10,5 млрд. долл. в апреле 2017 г. Помимо этого, в конце 2015 г. КМГ завершила сделку по продаже доли в размере 8,4% в консорциуме Кашаган (половины от принадлежащей КМГ доли – 16,8%) держателю контрольного пакета акций КМГ – казахстанскому Фонду государственного благосостояния «Самрук-Казына» – за 4,7 млрд. долл. При этом первоначально сообщалось, что, согласно условиям сделки, за КМГ сохраняется право обратного выкупа акций в период с 2018 г. по 2020 г. КМГ также подписала авансовое соглашение с международной компанией по торговле энергоресурсами и сырьевыми товарами Vitol. Оно предусматривает поставку сырой нефти со стороны КМГ в размере 7,5 млн. т в год (около 163 000 барр./сутки) из ее доли в объемах добычи в рамках проекта ТШО в течение четырех лет на условиях внесения Vitol предоплаты в размере 3 млрд. долл. в несколько траншей при финансировании со стороны коммерческих банков (сторонами сделки являются шесть международных банков). В то же самое время, согласно еще одной имеющейся договоренности, объемы

нефти с месторождения Кашаган, которые КМГ будет поставлять Vitol согласно авансовому соглашению, подписанному в августе 2016 г., как сообщается, будут зависеть от фактической цены (общая стоимость экспортных поставок ограничена суммой в размере 1 млрд. долл.).

### Кашаган (НКОК)

Возобновление эксплуатации месторождения Кашаган в конце сентября 2016 г. стало историческим моментом для нефтяной промышленности Казахстана<sup>8</sup>. Оно произошло почти ровно через три года после обнаружения утечек из газопровода в октябре 2013 г. (что привело к закрытию месторождения всего через несколько недель с момента его первого ввода в эксплуатацию) – по завершении работ по

замене газопроводных труб. В начале ноября 2016 г. месторождение вышло на коммерческий уровень добычи (75 000 барр./сутки). Объем добычи за последние три месяца 2016 г. составил 0,966 млн. т (в среднем 81 000 барр./сутки). В первой половине 2017 г. добыча составила 3,54 млн. т (в среднем 151 000 барр./сутки, причём добыча в июне выросла до 192 000 барр./сутки). С началом обратной закачки, которое намечено на вторую половину 2017 г., добыча должна достигнуть планового уровня стабильного дебита первого этапа в размере от 365 000 барр./сутки до 370 000 барр./сутки возможно даже к концу года. Договоренность Казахстана с ОПЕК о символическом сокращении добычи на 20 000 барр./сутки не затрагивает наращивания объемов на месторождении Кашаган.

### 3.2.3. Прогноз добычи нефти в Казахстане

Несмотря на серьезные трудности, с которыми сталкивается казахстанский сектор разведки и добычи из-за снижения мировых цен на нефть, его общие перспективы далеко не являются мрачными. Казахстан по-прежнему располагает существенным объемом запасов и значительным потенциалом в области разведки и добычи, однако нуждается в пересмотре политики в целях более эффективного стимулирования геологоразведочных работ, а также инвестирования и расширения деятельности в стране со стороны добывающих предприятий – особенно малых и средних. При этом основным фактором роста объемов добычи в среднесрочной перспективе станет месторождение Кашаган.

Согласно базовому сценарию IHS Markit, в Казахстане прогнозируется рост добычи сырой нефти: с 78 млн. т (1,66 млн. барр./сутки) в 2016 г. до 93,7 млн. т (1,97 млн. барр./сутки) в 2020 г. и до 148,3 млн. т (3,13 млн. барр./сутки) в 2040 г. Это означает, что в прогнозный период 2016-2040 гг. среднегодовые темпы роста будут составлять 2,7% (см. Рис. 3.2). Согласно оптимистическому сценарию, объем добычи в целом по стране в 2040 г. составит 179,2 млн. т (3,79 млн. барр./сутки). В то же самое время, согласно пессимистическому сценарию, на более поздних этапах прогнозного периода добыча снизится: в 2030 г. она достигнет пика на отметке 94,7 млн. т (2 млн. барр./сутки), а затем начнет медленно падать и в 2040 г. составит 88 млн. т (1,86 млн. барр./сутки). Пессимистический прогноз IHS Markit по добыче

сырой нефти в Казахстане не включает второй этап разработки месторождения Кашаган, тогда как базовый и оптимистический прогнозы предполагают его реализацию.

Предположение о том, что второй этап освоения месторождения Кашаган будет в итоге реализован, согласуется с ранее выполненной оценкой объема капиталовложений: ожидаемый уровень прироста добычи на втором этапе (увеличение совокупного объема добычи до уровня около 1 млн. барр./сутки) потребует значительно более низкого объема капиталовложений в расчете на баррель, чем капиталовложения в достижение добычи на первом этапе, целевой уровень которой был первоначально установлен в 450 000 барр./сутки, а впоследствии был понижен до 350 000-370 000 барр./сутки. Учитывая важность проекта Кашаган как для правительства, так и для самого консорциума, обеспечение условий для продолжения разработки месторождения (в частности, продление контракта по проекту) и реализация второго этапа представляются вполне вероятными. Проект расширения ЦК-01, утвержденный в ноябре 2016 г., позволит вывести мощность добычи на первоначальный целевой уровень (450 000 барр./сутки). Этот проект, по-видимому, отражает меняющуюся перспективу будущего развития проекта Кашаган, даже в рамках первого этапа, и направлен на постепенное повышение производительности уже ведущихся операций, аналогичное по смыслу инвестициям в зрелое месторождение.

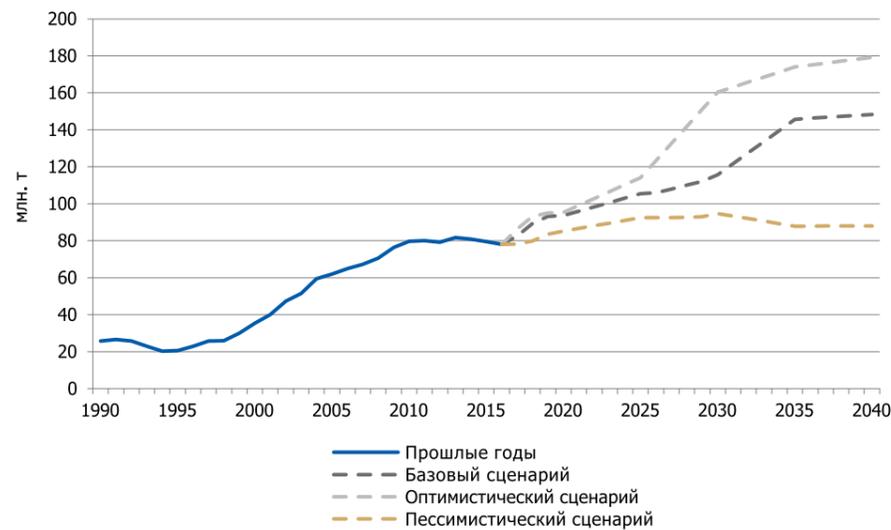
<sup>5</sup> КМГ принадлежит доля в размере 20% в проекте разработки месторождения Тенгиз, 16,9% – в проекте разработки месторождения Кашаган и 10% – в проекте разработки месторождения Карачаганак. Через свою дочернюю организацию – АО «РД КМГ» – компания также ведет добычу на нескольких действующих месторождениях, крупнейшими из которых являются Эмба, Жетыбай и Узень (в рамках филиалов по разведке и добыче АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбаунайгаз», полностью принадлежащих РД КМГ). РД КМГ также принадлежат доли в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ) [50%], АО «Каражанбасмунай» (CCEC) [50%] и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) [33%].

<sup>6</sup> Этот показатель включает объемы добычи от долей РД КМГ в совместных предприятиях разведки и добычи КГМ, CCEC и ПКИ. Добыча нефти этими дочерними предприятиями, находящимися в частичной собственности компании, составила 3,8 млн. т (75 360 барр./сутки), что на 6% меньше, чем в 2015 г. – в основном из-за естественного спада поступления нефти от ПКИ.

<sup>7</sup> Технология Smartfield («умная» или «интеллектуальная» скважина), также известная как «цифровая скважина», заключается в оснащении ключевой промысловой инфраструктуры (в частности, клапанов и насосов) датчиками, которые измеряют и передают актуальные данные о температуре, давлении и прочих параметрах, позволяя оперативно оптимизировать режим работы скважины.

<sup>8</sup> Кашаган – крупнейшее нефтяное месторождение из открытых в мире за последние полвека со времен Прадхо-Бей (Прадхо-Бей) в штате Аляска (1968 г.). Согласно оценкам IHS Markit, извлекаемые запасы месторождения составляют 11 млрд. барр. нефти и 52 трлн. куб. футов (1,58 трлн. м<sup>3</sup>) газа. Оно также является одним из самых дорогостоящих проектов разведки и добычи энергоресурсов из когда-либо осуществлявшихся (объем капиталовложений на настоящий момент достиг уровня 55 млрд. долл.).

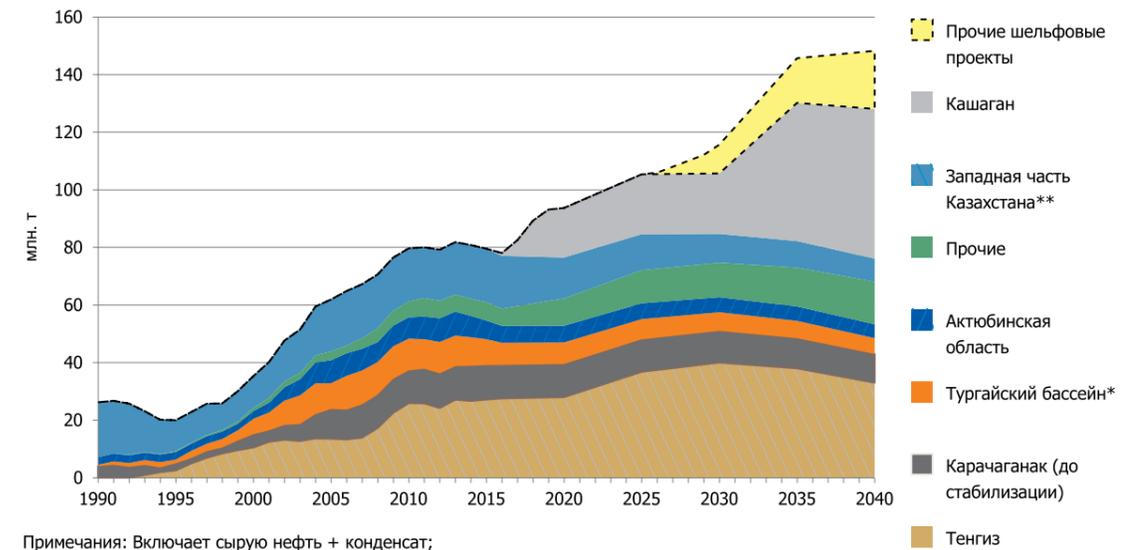
**Рис. 3.2.** Обзор и прогноз добычи нефти и газоконденсата в Казахстане при разных сценариях



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

**Рис. 3.3.** Обзор и прогноз добычи нефти в Казахстане - базовый сценарий



Примечания: Включает сырую нефть + конденсат;

\* Включает месторождение Амангельды в Жамбылской области

\*\* Добыча в западной части Казахстана (которую не следует путать с добычей в ЗКО) включает объемы пяти компаний, традиционно осуществляющих добычу в данном регионе: «Озенмунайгаз», «Мангистаунайгаз», «Эмбаунайгаз», CNPC International / Buzachi Operating и «Каражанбасмунай». Эти добывающие компании отнесены к одной группе по местоположению, сходному качеству нефти и общей динамике добычи, характерной для месторождений на поздней стадии разработки.

Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

Базовый сценарий IHS Markit соответствует к так называемому прогнозу «P50»: фактические результаты имеют равную вероятность оказаться выше или ниже прогнозируемых показателей. Оптимистический сценарий приближен к прогнозу «P90»: вероятность того, что фактические результаты окажутся ниже прогнозируемых показателей, составляет 90%. И, в свою очередь, пессимистический сценарий приближен к прогнозу «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.<sup>9</sup> Как и следовало ожидать, общая динамика добычи нефти в Казахстане будет по-прежнему в существенной мере зависеть от трех крупномасштабных проектов («мега-проектов»): Тенгиз, Карачаганак и Кашаган (см. Рис. 3.3).<sup>10</sup> Главным фактором возврата Казахстана на траекторию роста добычи и экспорта, начиная с 2017 г., является Кашаган, а после 2020 г. основной импульс роста обеспечит старт реализации проекта расширения месторождения Тенгиз. Существенными факторами неопределенности

при прогнозировании в данном случае являются вопросы о том, будет ли реализован второй этап разработки месторождения Кашаган и принесет ли ожидаемые результаты проект по поддержанию уровня добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак. В реализации долгосрочного потенциала этих крупных проектов заинтересованы как компании, осуществляющие их эксплуатацию, так и правительство Казахстана, однако это требует проведения грамотной политики, направленной на создание стимулов для дальнейшего инвестирования и обеспечение эффективной работы. В этой связи немаловажным является то обстоятельство, что контракты по трем мега-проектам истекают в 2033, 2037 и 2041 гг., соответственно, и примером грамотной политики в данном отношении стало бы их продление в целях обеспечения достаточных сроков окупаемости или внесения в них иных корректив. Помимо трех мега-проектов, вклад в дальнейшее развитие нефтедобывающей отрасли Казахстана будут вносить и несколько менее крупных проектов, хотя их роль будет менее заметной. Следует отметить, что прогноз IHS Markit предполагает рост количества новых проектов сравнительно небольшого масштаба в течение прогнозного периода, а также относительно

медленный (а не быстрый) спад добычи на старых действующих месторождениях Казахстана, благодаря более широкому применению новых технологий и методов работы. Недавно пересмотренные официальные прогнозы Министерства энергетики по добыче нефти в Казахстане в целом менее оптимистичны в связи с изменившейся за последние несколько лет ситуацией на мировых рынках нефти. Согласно текущему прогнозу Министерства, добыча в целом по стране в 2017 г. вырастет почти на 4% и составит 81 млн. т (1,74 млн. барр./сутки), однако при этом в 2030 г. совокупный объем добычи в Казахстане выйдет на максимальный показатель на отметке всего 113 млн. т (2,43 млн. барр./сутки), а в 2040 г. составит 91,5 млн. т (1,83 барр./сутки). (см. Рис 3.4). Основная причина расхождения в прогнозах заключается в ожиданиях относительно старых месторождений: IHS Markit предполагает в целом

гораздо более низкие темпы снижения добычи благодаря внедрению новых технологий, которые успешно зарекомендовали себя на старых месторождениях других стран мира, тогда как Министерство энергетики предполагает более быстрый спад.<sup>11</sup> Еще одно различие заключается в перспективах добычи на шельфе. Согласно прогнозам Министерства энергетики, добыча в рамках «прочих шельфовых проектов» (т.е., всех шельфовых проектов, кроме месторождения Кашаган) начнется довольно быстро – уже в 2019 г., после чего – в период до 2025 г. – будет расти весьма активными темпами, а затем начнет снижаться. В свою очередь, IHS Markit прогнозирует, что добыча в рамках «прочих шельфовых проектов» начнется значительно позже (около 2026 г.) и будет расти гораздо более медленными темпами до уровня 20,2 млн. т (429 000 барр./сутки) к 2040 г. (см. Рис. 3.5).<sup>12</sup> При этом

<sup>9</sup> Подробнее см. НЭД 2015, глава 7.2., стр. 162-164 [в английской версии стр. 140-141]

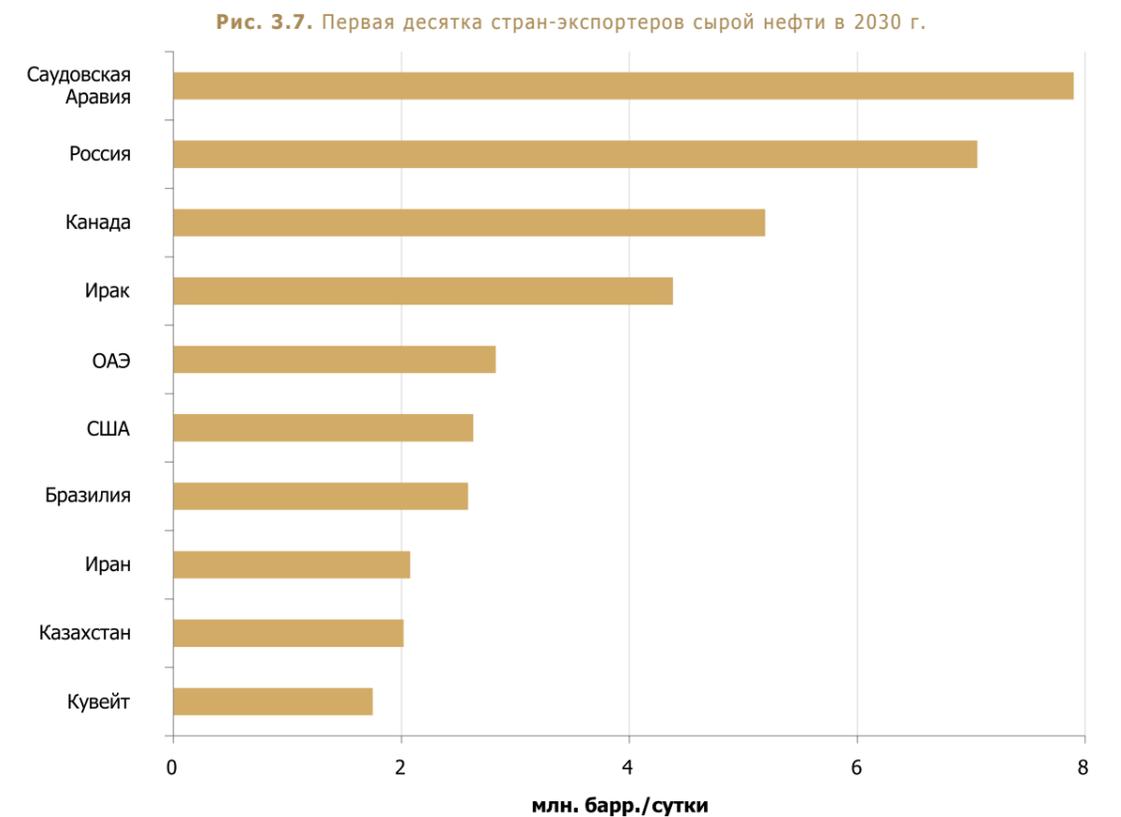
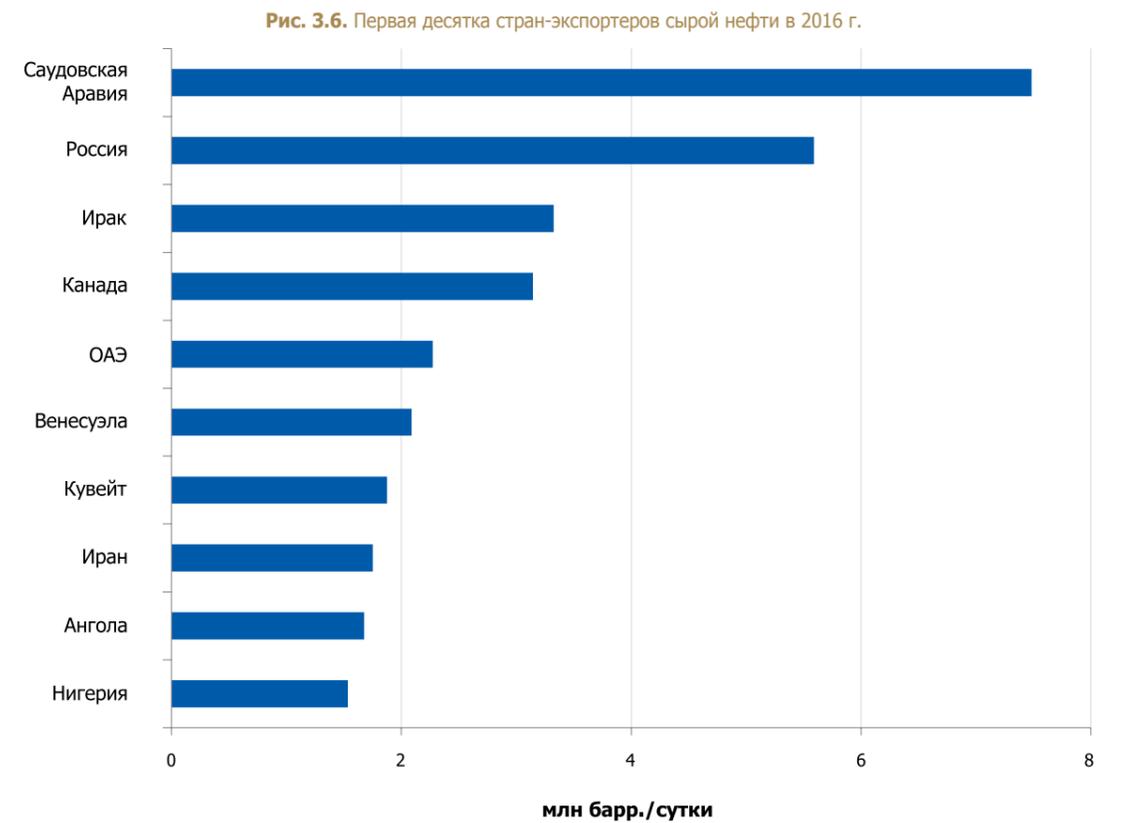
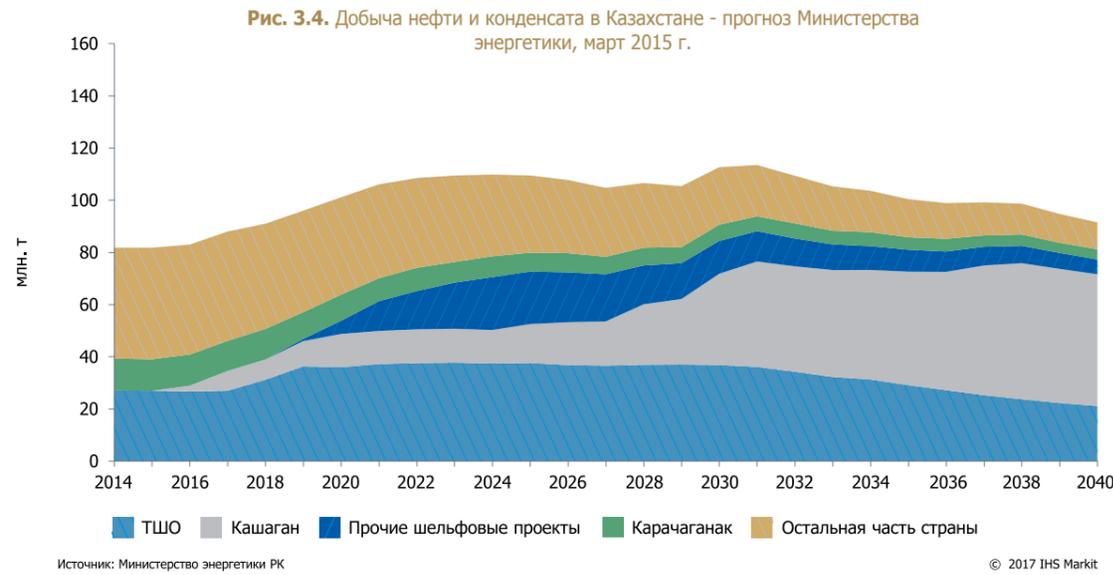
<sup>10</sup> Общий прогноз IHS Markit составляется, исходя из развития событий для восьми основных категорий (групп) добывающих компаний, которые либо сами реализуют крупные проекты, либо сгруппированы по местоположению, качеству нефти или виду деятельности. Их более подробное описание приводится в НЭД 2015.

<sup>11</sup> Проблемы, стоящие перед менее крупными добывающими предприятиями Казахстана, которые обычно ведут добычу на небольших месторождениях (часто находящихся на поздней стадии разработки), подробнее рассматриваются в Разделе 7.2 НЭД 2015, посвященном нефти.

<sup>12</sup> В категорию «прочие шельфовые проекты» входят три типа шельфовых проектов: (1) уже открытые месторождения на лицензионном участке «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (например, Каламкас-море, Актоты, Кайран); в настоящее время наблюдаются подвижки в разработке как минимум одного из этих месторождений, однако очевидно, что на сроки и темпы разработки будут в существенной мере влиять более масштабные вопросы, связанные с проектом Кашаган (такие как продление соглашения о разделе продукции); (2) совместные (50/50) шельфовые проекты России и Казахстана (например, Центральное, Курмангазы); а также (3) прочие проекты на перспективных шельфовых участках, которые обычно реализуются в рамках СП с участием КМГ и международных инвесторов (например, Нурсултан, Абай, Сатпаев, Исатай).

предполагается наличие серьезных сложностей ввиду высокого уровня затрат и рисков, связанных с реализацией шельфовых проектов (см. текстовую вставку «Повышение гибкости межпроектных операций для совместного использования инфраструктуры»). IHS Markit предполагает, что к 2030 г. у Казахстана есть все шансы войти в число десяти крупнейших экспортеров нефти (в то время как сейчас он находится в первой двадцатке). Данный

прогноз основан на целом ряде предположений, включая реализацию второго этапа разработки месторождения Кашаган и применение новых технологий на старых месторождениях. (Рис. 3.6. и Рис. 3.7). При этом будущий успех Казахстана в качестве экспортера нефти во многом зависит от способности создать в стране конкурентоспособный и благоприятный инвестиционный климат.



## Повышение гибкости межпроектных операций для совместного использования инфраструктуры

С учетом прогноза мировых цен на нефть, предполагающего, что они сохранятся «на более низком уровне на более длительный срок», а также активной конкуренции за привлечение инвестиций в разведку и добычу во всем мире, в основе стратегии нефтегазовых компаний в настоящее время лежит сокращение затрат и эффективная реализация проектов. Компании прибегают к самым разнообразным способам снижения издержек: они вносят коррективы в проектные решения, делают выбор в пользу более простых и менее дорогостоящих концепций, принимают меры к повышению эффективности рабочего процесса (включая оптимизацию конструкции скважин и сокращение количества дней, затрачиваемых на их бурение), а также делают упор на реализацию наиболее выгодных проектов из имеющегося портфеля. Сокращение затрат особенно важно для новых или создаваемых «с нуля» проектов, поскольку для них характерен более высокий уровень неопределенности и рисков.

Одним из эффективных механизмов снижения издержек является внесение корректив в план реализации, позволяющих совместно осуществлять разработку и использование ключевых объектов инфраструктуры в рамках сразу нескольких проектов. Особенно целесообразным такой подход является для небольших проектов разработки абсолютно новых месторождений в сложных условиях эксплуатации, таких как Каламкас-море и Хазар на лицензионных участках «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК) и «Каспий Меруерты Оперейтинг Компани» (КМОК). Оба этих проекта реализуются в рамках соглашений о разделе продукции (СРП).<sup>13</sup> Сокращение затрат за счет совместного осуществления разработки и использования инфраструктуры (такой как нефтепроводы, хранилища и перерабатывающие мощности) способно обеспечить рентабельность разработки этих месторождений легкой малосернистой нефти, при том, что их раздельная разработка в нынешних экономических условиях коммерчески не оправдана. Однако текущий Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»

не предусматривает возможность совместной разработки лицензионных активов и создания общей инфраструктуры. Данная проблема усугубляется «обособлением для целей налогообложения» (ring fencing), которое определяет сферу ведения деятельности в рамках обоих СРП. Однако, судя по всему, условия СРП по двум вышеуказанным проектам не содержат прямого запрета на такие схемы работы.

В мире имеется немало прецедентов совместного использования инфраструктуры в рамках реализации разных проектов. Общая инфраструктура стала ключевым фактором, обеспечившим возможность реализации проектов по производству СПГ компании Qatar Petroleum (QP). Дочерние компании QP – Rasgas и Qatar-gas – вошли в состав отдельных совместных предприятий с различными международными нефтяными компаниями, которые осуществляют добычу, а также располагают мощностями сжижения газа. Заводы по производству СПГ являются отдельными объектами, принадлежащими разным СП, но хранилища, морские сооружения, инфраструктура и внешезаводские/внеплощадочные объекты используются совместно несколькими СП. Аналогичным образом, на предприятии по производству СПГ в Египте (ELNG) (которое в настоящее время бездействует) объекты общего назначения находятся в собственности консорциума ELNG, а мощности сжижения природного газа принадлежат по отдельности разным холдинговым компаниям.

При этом власти разных стран не только дают разрешение на совместное использование инфраструктуры, но и вносят изменения в условия СРП, чтобы обеспечить возможность коммерциализации новых проектов с повышенным уровнем риска. Так, в 2011 г. правительство Республики Экваториальная Гвинея внесло поправки в контракт с компанией Ophir с включением в Блок R участков, на которые лицензия ранее не распространялась. Эта поправка открыла компании Ophir путь для дальнейшего инвестирования, и теперь

планируется, что газ с Блока R будет поступать на объект по производству СПГ Fortuna (FLNG), первая линия которого должна быть введена в эксплуатацию в 2020 г.

Таким образом, с учетом сложностей и затрат, связанных с реализацией проектов на шельфе Каспийского моря, в целях повышения инвестиционной привлекательности и создания стимулов для разработки месторождений

углеводородов Правительству Республики Казахстан целесообразно будет последовать примеру руководства других стран и внести соответствующие коррективы в нормативно-правовой и налоговый режимы, чтобы обеспечить рост инвестиций в проведение геологоразведочных работ и привлечение дополнительных инвестиций за счет совместного осуществления разработки.

Следует отметить ключевые моменты в отношении перспектив добычи нефти в Казахстане, которые представляются важными с точки зрения выработки дальнейшей политики в данном направлении, а именно:

- В будущем основная часть объемов добычи нефти в Казахстане будет обеспечиваться тремя мега-проектами, в связи с чем политические решения должны предусматривать меры, направленные на поддержание стабильного уровня (или роста объемов) добычи в рамках этих проектов.
- Казахстану не следует недооценивать потенциал месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Международный опыт показывает, что срок эксплуатации зрелых месторождений можно значительно продлить за счет проведения грамотной

политики, способствующей внедрению соответствующих технологий.

- Казахстану необходимо инвестировать в геологоразведочную деятельность в целях поддержания необходимого уровня запасов (их восполнения) и объемов добычи в будущем.
- Любые существенные подвижки в разработке шельфовых месторождений, помимо месторождения Кашаган, будут в значительной мере зависеть от инвестиционной среды – проще говоря, от того, насколько привлекательно ситуация в Казахстане будет выглядеть в сравнении с инвестиционным климатом в других странах мира. В этой связи Правительству Республики Казахстан необходимо проводить грамотную политику, способствующую разработке таких месторождений.

### 3.2.4 Экспорт и транспортировка нефти

#### Экспорт нефти

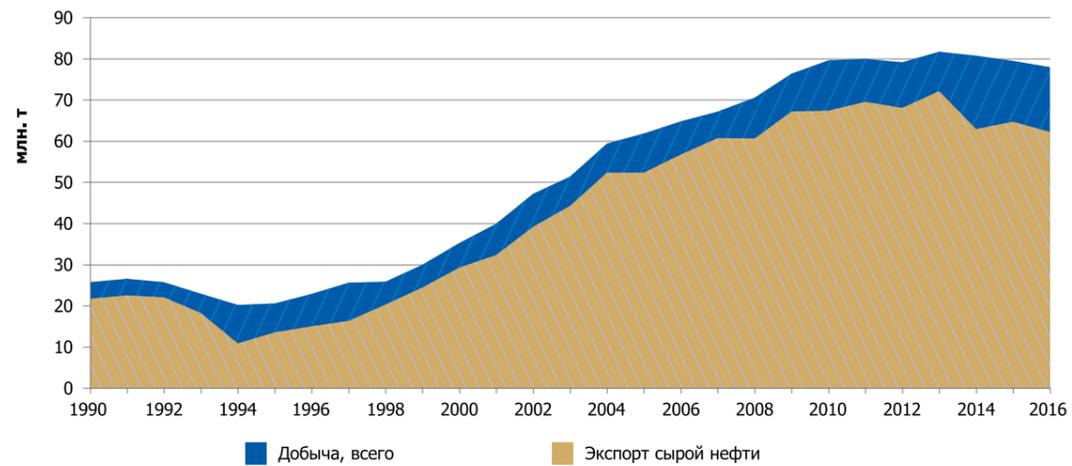
Казахстан всегда направлял основную часть добываемой нефти на экспорт (80% в 2016 г.). В период с 1992 г. по 2016 г. совокупный объем экспорта сырой нефти из страны вырос более чем втрое – с 20,3 млн. т (425 000 барр./сутки) до 62,3 млн. т (1,25 млн. барр./сутки) (см. Рис. 3.8). Из этих 62,3 млн. т нефти в 2016 г. 61,5 млн. т ушло на международные рынки (не включая СНГ). Традиционно практически вся добываемая в Казахстане нефть поставлялась через территорию России, и в прошлом году более 94% экспортируемой Казахстаном сырой

нефти также шло транзитом через территорию Российской Федерации по нефтепроводу или железнодорожным транспортом. И такие взаимоотношения остаются чрезвычайно важными как для Казахстана, так и для России. Нефть из Казахстана, поставляемая по нефтепроводу на экспорт через Россию, в основном идет по КТК или по системе Атырау-Самара, оператором которой является КТО, и по российской нефтепроводной системе, оператором которой является ПАО «Транснефть».<sup>14</sup>

<sup>13</sup>Компания КМОК была создана в 2005 г. Ее акционерами являются: Shell (55%), дочерняя компания КМГ – ТОО МНК «КазМунайТенгиз» (25%) и Oman Pearls Company Ltd. (20%). На лицензионном участке КМОК расположены два открытых месторождения – Ауэзов и Хазар.

<sup>14</sup> Нефть из Казахстана поступает в систему ПАО «Транснефть» напрямую через нефтепровод Атырау-Самара или в Махачкале после доставки из Актау по Каспийскому морю танкерами.

Рис. 3.8. Экспорт сырой нефти и конденсата из Казахстана в 1990-2016 гг.



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

Страна придерживается «многовекторной» стратегии экспорта и задействует сразу несколько маршрутов, идущих на север, юг, восток и запад

(см. Рис. 3.9). Основные маршруты экспорта сырой нефти (и конденсата) из Казахстана в 2016 г. представлены на Рис. 3.10.

Рис. 3.9. Нефтегазовый комплекс Казахстана

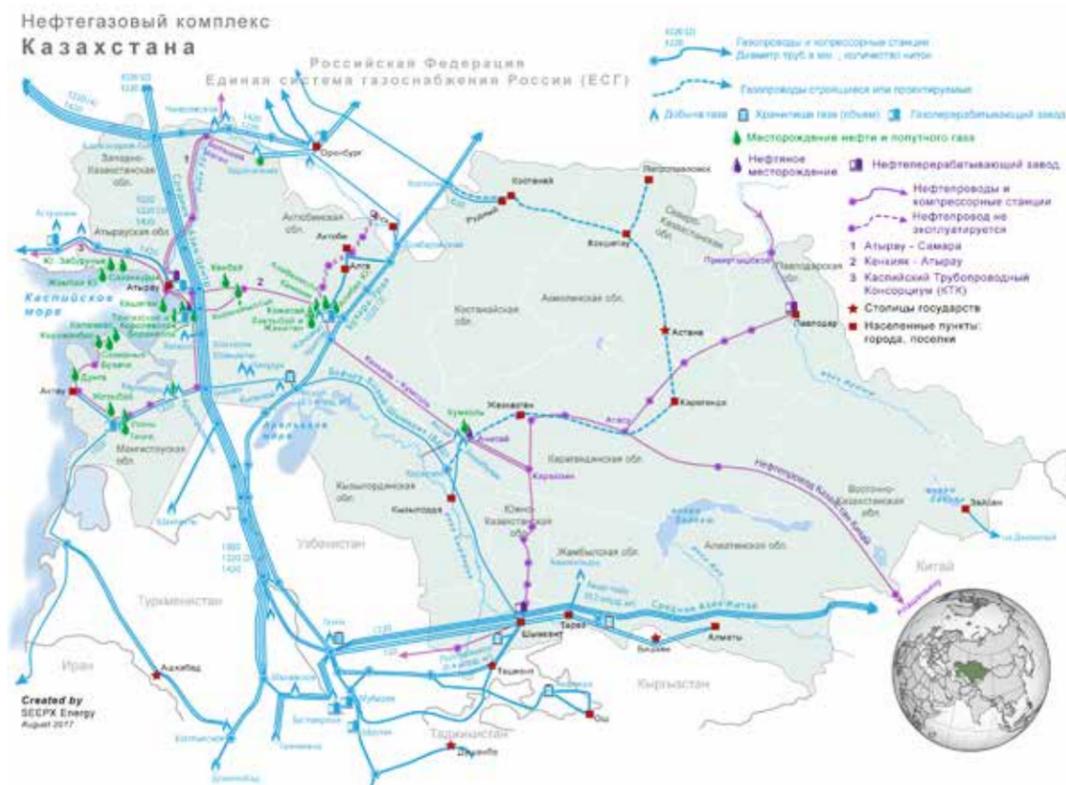
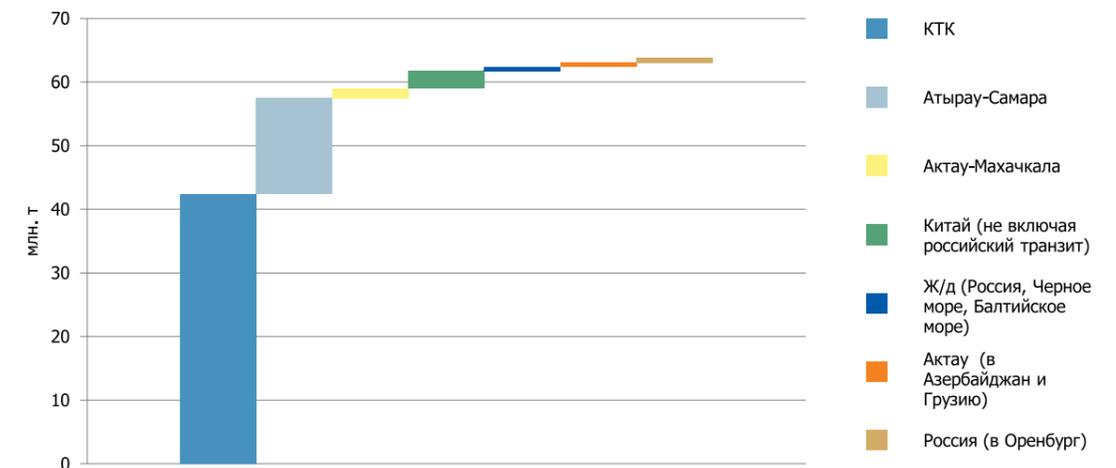


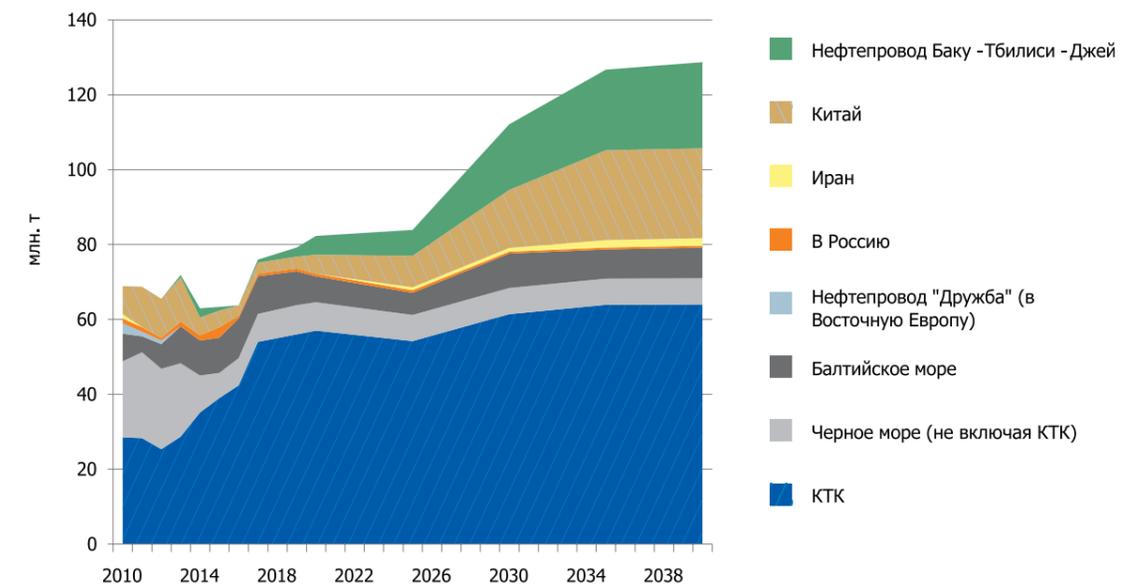
Рис. 3.10. Экспорт сырой нефти из Казахстана по разным маршрутам в 2016 г.



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

Рис. 3.11. Прогноз экспорта сырой нефти из Казахстана по маршрутам до 2040 г.



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

**Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)**

Рост экспорта сырой нефти из Казахстана по нефтепроводу КТК за последние два года превысил общий показатель роста экспорта из страны, поскольку экспортеры перенаправили в него значительные объемы с других маршрутов, загружая расширяющуюся пропускную способность КТК. В 2016 г. на КТК пришлось 68%

объема экспорта сырой нефти из Казахстана (в 2015 г. - 63%). В совокупности казахстанский экспорт через КТК в 2016 г. вырос на 9% – с 39 млн. т в 2015 г. до 42,4 млн. т в год (891 000 барр./сутки). Ожидается, что в 2017 г. экспорт выйдет на уровень около 55 млн. т. (см. текстовую вставку «Расширение КТК»).

## Расширение КТК

Вопрос расширения КТК начал обсуждаться практически сразу после его ввода в эксплуатацию в 2001 г. В декабре 2008 г. акционеры КТК подписали соглашение о расширении существующей на тот момент номинальной пропускной способности трубопровода с 28 млн. т в год (560 000 барр./сутки) до 67 млн. т в год (1,3 млн. барр./сутки) (хотя при использовании антифрикционных присадок ее можно было бы расширить еще больше – до 76 млн. т в год). Строительные работы в рамках программы расширения были начаты в июле 2011 г., но шли медленнее, чем ожидалось. Завершение проекта расширения, реализацию которого планируется осуществлять в три этапа, в настоящее время намечено на конец 2017 г.

Основная задача начального этапа расширения заключалась в капитальном ремонте существующих объектов КТК,

включая модернизацию пяти существующих нефтеперекачивающих станций и замену около 88 км нефтепровода на территории Казахстана, а также строительство третьего выносного причального устройства для налива нефти в танкеры на Черноморском терминале в поселке Южная Озереевка и трех дополнительных резервуаров для хранения нефти емкостью 100 000 м<sup>3</sup> каждый (в дополнение к ранее существовавшим четырем резервуарам). Второй этап предполагал строительство пяти новых нефтеперекачивающих станций, а третий – строительство еще пяти нефтеперекачивающих станций и трех дополнительных резервуаров-хранилищ по 100 000 м<sup>3</sup> каждый (емкость резервуаров на терминале Южная Озереевка должна вырасти с 400 000 м<sup>3</sup> до 1 000 000 м<sup>3</sup>). Общая стоимость проекта расширения оценивается в 5,4 млрд. долл.

### Казахстанско-Китайский трубопровод (ККТ)

Объем поставок казахстанской сырой нефти в Китай по ККТ (т.е. по отрезку Атасу-Алашанькоу протяженностью 963 км) в 2015 г. упал до 4,4 млн. т. В 2016 г. темпы спада экспорта из Казахстана по ККТ ускорились – его объемы снизились на 37,5%, составив 2,8 млн. т. В 2015-2016 гг., как и в 2014 г., основная часть объема поставок по ККТ рассматривалась как российская нефть в рамках соглашения о встречных поставках (обменно-транзитной схемы) с «Роснефтью», которые начались в январе 2014 г.: объемы российской нефти, поставляемые к границам Казахстана с дальнейшей передачей на Павлодарский НПЗ, которые до 2014 г. классифицировались как «поставки в Казахстан», впоследствии стали учитываться как «экспорт в Китай». Транспортировка казахстанской нефти по данному трубопроводу складывается из объемов добычи Кызылординской (Тургай/Кумколь) и Актюбинской областей, которые в настоящее время снижаются. Ожидается, что постоянно откладываемая смена направления потока на отрезке ККТ, соединяющем Кенкияк и Атырау (по которому нефть по-прежнему поступает на запад – в Атырау), должна произойти в 2017-2018 гг., учитывая необходимость удовлетворения совокупного спроса на сырую нефть на востоке Казахстана для поставок на экспорт в Китай и на два НПЗ.

В то же самое время, для добывающих компаний, ведущих деятельность на северо-западе Казахстана, цена «нетбэк» при поставках по экспортному маршруту в Китай все же, в целом, остается гораздо более низкой, чем при поставках в

западном направлении с учетом существующих тарифов на транспортировку и цен. При этом существенная протяженность маршрута в Китай в значительной степени ограничивает возможности для снижения тарифов на транспортировку, хотя в итоге планируется ввести специальный «удельный тариф», распространяющийся на весь маршрут. Признаком возможных будущих перемен стало достигнутое в конце 2016 г. соглашение между КТО и КННК (СНПС) о внесении поправок в формулу расчета цены на условиях поставки в место назначения DAP-Алашанькоу (которая привязана к цене на нефть марки Brent минус 5,83 долл./барр.).<sup>15</sup> В долгосрочной перспективе пересмотренная цена DAP при поставках в Китай должна стать более конкурентоспособной, чем ранее, по сравнению с другими ценами, которые казахстанские добывающие предприятия получают при поставках на экспорт (что должно повысить выручку «нетбэк»).

В декабре 2016 г. «Роснефть» и CNPC продлили действие и расширили объем соглашения о поставках российской нефти в Китай по маршруту ККТ. Исходное соглашение было подписано в 2013 г. и предполагало поставки в объеме 7 млн. т в год. В декабре 2016 г. срок действия соглашения был продлен до 2023 г. с увеличением объема поставок до 10 млн. т в год.

С учетом ожидаемой реализации реверсной схемы участка Атырау – Кенкияк (поставка нефти с нефтеперекачивающей станции (НПС) «663 км» до НПС «Кенкияк» и далее по ККТ) и расширения нефтепроводов «Атырау-Кенкияк» и «Кенкияк-

Кумколь», пропускная способность нефтепровода в Китай может составить до 20 млн. т в год, однако основными препятствиями на пути поставок нефти с запада Казахстана на восток является цена, предлагаемая Китаем на границе с Казахстаном и достаточность ресурсной базы.

### Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД)

В июле 2015 г. экспорт казахстанской сырой нефти по маршруту БТД прекратился, с ростом свободной пропускной способности КТК. Общий объем экспорта из Казахстана через БТД в 2015 г. (до июльского прекращения поставок) составил 1 млн. т (21 000 барр./сутки), снизившись на 58,3% в годовом исчислении.<sup>17</sup> В 2016 г. поставок сырой нефти из Казахстана по нефтепроводу БТД не осуществлялось. При этом продолжающейся спад экспорта нефти из Азербайджана привел к еще большему увеличению избыточной пропускной способности нефтепровода. Загрузка БТД в 2016 г. составила 54,4%. В апреле 2017 г. министры энергетики Азербайджана и Казахстана на встрече в Баку обсудили возможность транспортировки по нефтепроводу БТД нефти месторождения Кашаган. Казахстан также возобновил переговоры по ранее отложенному проекту экспортного маршрута Казахстанской Каспийской системы транспортировки (ККСТ) – по Каспийскому морю до БТД.<sup>18</sup>

### Атырау-Самара

Объем поставок по нефтепроводу Атырау-Самара в 2015 г. вырос на 1,9%, составив 15,6 млн. т (330 000 барр./сутки), что было в существенной мере связано с увеличением компенсационных поставок нефти в Россию, однако в 2016 г. он снизился до 15 млн. т (300 000 барр./сутки). Казахстанская нефть по нефтепроводу Атырау-Самара и по другим нефтепроводам компании «Транснефть» все так же идет на международные рынки через российский экспортный терминал в порту Усть-Луга на Балтийском море или через Новороссийск.<sup>19</sup> В октябре 2016 г. компания КТО начала транспортировку нефти с месторождения Кашаган по участку нефтепровода Атырау-Самара в Усть-Лугу. Первоначально поставки осуществлялись по системе «Транснефти» и смешивались с российской

нефтью марки Urals Blend. Однако с начала 2017 г. поставки с месторождения Кашаган осуществляются с сохранением исходных качеств сырой нефти, которая затем соединяется с потоком малосернистой сибирской легкой нефти (Siberian Light), идущей в Новороссийск.

Необходимо отметить, что нефтепровод Узень-Атырау-Самара – это «горячий» магистральный нефтепровод, где нефть подогревается на протяжении всего нефтепровода, из-за существенного количества высоковязкой (тяжелой) нефти из нефтедобывающих регионов Мангышлака и Бузачи в Мангистауской области. После реверса нефтепровода Кенкияк-Атырау, ожидается, что более легкая нефть, которая в настоящее время поступает из месторождений Актюбинской области в Атырау, пойдет на экспорт в Китай, и качество нефти в нефтепроводе Узень-Атырау-Самара может ухудшиться, в случае если такое же количество легкой нефти не будет поставлено в нефтепровод из месторождений Атырау. При этом, существенное снижение качества нефти транспортируемой по данному нефтепроводу приведет к необходимости установки дополнительных печей подогрева нефти, а также реконструкции нефтепровода. Кроме того, вопрос значительной разницы в качестве сырой нефти поставляемой в Самару должен быть урегулирован с Россией.

### Омск-Павлодар-Шымкент-Узбекистан

23 марта 2017 г. Правительства Казахстана и Узбекистана подписали соглашение об использовании существующего нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент для экспорта российской и казахстанской сырой нефти в Узбекистан. Соглашение было подписано компаниями КМГ и НХК «Узбекнефтегаз». Существующий отрезок нефтепровода, идущий из Шымкента в Бухару, в настоящее время находится в неисправном состоянии, и нефть планируется поставлять из Шымкента в Узбекистан по железной дороге. По словам Министра энергетики Республики Казахстан, первоначально объем экспорта будет составлять около 1 млн. т в год (20 000 барр./сутки), но в дальнейшем возможно его увеличение.

<sup>17</sup>Акционерами Трубопроводной компании «Баку-Тбилиси-Джейхан» являются BP (30,1%), ГНКАР (25%), Chevron (8,9%), Statoil (8,71%), TP (6,53%), Eni (5%), Total (5%), ITOCHU (3,4%), ConocoPhillips (2,5%), INPEX (2,5%) и ONGC Videsh Limited (2,36%).

<sup>18</sup>Проект ККСТ был изначально задуман в 2007 г. Он предполагает строительство нефтепровода из Ескене (Искене) на западе Казахстана, куда поступает нефть с месторождения Кашаган, до нового порта Курык на побережье Каспийского моря. Оттуда танкеры должны перевозить сырую нефть в порты в Баку для ее последующей транспортировки по нефтепроводу БТД. В июле 2010 г. компания КМГ объявила о том, что реализация проекта ККСТ откладывается до 2018-2019 гг., поскольку, учитывая задержку реализации второго этапа проекта Кашаган, необходимость в дополнительных экспортных мощностях объемом 25 млн. т в год (500 000 барр./сутки) пока отсутствует.

<sup>15</sup>Информация о динамике цен в Алашанькоу более подробно раскрыта в Главе 7.2 НЭД 2015.

<sup>16</sup>Тарифы на экспорт и транзит нефти не попадают под государственное регулирование.

### 3.2.5. Регулирование тарифов на транспортировку по нефтепроводам

Изменения и дополнения, внесенные в Закон РК «О естественных монополиях и регулируемых рынках» в мае 2015 г., исключили услуги по транспортировке нефти транзитом через Казахстан и на экспорт из Казахстана из нормативно-правовой сферы естественных монополий. Это означает, что такие тарифы устанавливаются КТО самостоятельно. Тариф на транспортировку нефти для внутренних поставок по-прежнему регулируется Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМиЗК).

Основная часть выручки КТО обеспечивается объемами экспорта, к которым применяется экспортный тариф. Решение о предоставлении КТО возможности самостоятельно определять тарифы было принято в ситуации сильной конкуренции со стороны КТК за экспортные объемы. В этой связи КТО принимает меры для повышения эффективности, конкурентоспособности и качества предоставляемых услуг. В 2016 г. объемы транспортировки КТО составили 43,8 млн. т сырой нефти (включая транзит российской нефти объемом 7 млн. т). Компания обеспечивает около 47% транспортировки казахстанской сырой нефти (за исключением объемов российского транзита). Тарифы для внутреннего рынка рассчитываются методом «издержки плюс», где в тариф включаются расходы на эксплуатацию нефтепроводов и небольшая надбавка, дающая достаточный уровень выручки для обеспечения всех функций предприятия. Максимально допустимые (предельные) уровни тарифов устанавливаются регулирующим органом (КРЕМиЗК). Методику расчета тарифов на внутренние поставки сырой нефти по магистральным трубопроводам также утверждает КРЕМиЗК. Применяемая в настоящее время методика была утверждена в 2014 г. Тарифы устанавливаются из расчета транспортировки 1

### 3.2.6. Прогноз экспорта нефти

Ожидается, что в период до 2040 г. экспорт сырой нефти из Казахстана будет расти за счет увеличения добычи нефти при незначительном росте ее внутреннего потребления. Согласно базовому сценарию IHS Markit, к 2030 г. экспорт казахстанской нефти вырастет до 112 млн. т (2,2 млн. барр./сутки),

тонны нефти на 1000 км. Действующие предельные уровни внутренних тарифов были утверждены в 2015 г. на период с 2015 г. по 2019 г. Такой общий подход к формированию тарифов в целом обеспечивал довольно стабильную и прозрачную систему тарифообразования на протяжении многих лет.

Для транспортировки по нефтепроводам, эксплуатация которых осуществляется в рамках совместных предприятий (таким как Атасу-Алашанькоу, Кенкияк-Атырау), действуют индивидуальные тарифы, которые регулируются КРЕМиЗК, хотя в некоторых случаях в формировании тарифов участвует также и Министерство энергетики, как в случае с тарифом на транзит российской нефти в Китай. Тарифы для КТК определяются по особой методике, установленной в рамках консорциума на базе общего операционного соглашения.

В целях привлечения более существенных объемов транзита российской нефти в Китай в сентябре 2012 г. был установлен удельный тариф для всего маршрута от российской границы до пункта пересечения китайской границы, который включает транспортировку по нефтепроводам КТО и участку нефтепровода СП. Первоначально тариф был установлен в тенге на тонну (1499,15 тенге/т), однако впоследствии, в ноябре 2014 г., было принято решение перевести его в доллары (с обратной силой, предполагающей применение нового тарифа ко всем поставкам, начиная с января 2014 г.), что фактически означало повышение тарифа для российских поставщиков, учитывая девальвацию тенге. Действующий в настоящее время тариф для данного маршрута был утвержден Министерством энергетики 1 марта 2017 г. на период с 2017 г. по 2018 г. на уровне 11,36 долл. за тонну без учета НДС для годового объема до 10 млн. т.<sup>20</sup>

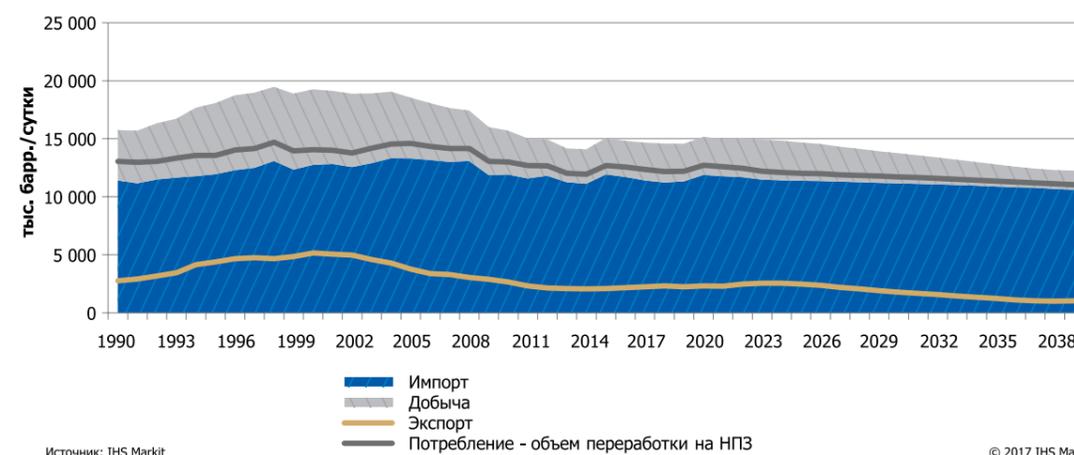
а к 2040 г. достигнет уровня 129 млн. т (2,6 млн. барр./сутки) (см. Рис. 3.11). Наиболее существенный рост экспорта ожидается по нефтепроводам КТК, ККТ и БТД, а экспорт через российскую систему нефтепроводов ПАО «Транснефть» должен расти более медленными темпами.<sup>21</sup>

### 3.2.7. Направления развития и основные тенденции на мировом рынке нефти

Ключевым моментом для Казахстана с точки зрения стратегии экспорта нефти в долгосрочной перспективе является изменение мировой географии спроса на нефть, особенно на рынках регионов, куда Казахстан традиционно осуществлял поставки (Европа), и регионов, где он стремится закрепить за собой прочные позиции (Китай). В Европе, которая является традиционным

рынком экспорта сырой нефти из Казахстана (на который в последние годы приходилось 78% от общего объема казахстанской нефти, идущей на экспорт не в страны СНГ), в долгосрочной перспективе ожидается медленное снижение спроса на нефть (см. Рис. 3.12). Из-за сочетания целого ряда факторов, таких как медленный экономический рост, политика сокращения

Рис. 3.12. Прогноз баланса добычи и потребления сырой нефти и выделенного конденсата в Европе



выбросов углекислого газа и повышения энергоэффективности, внедрение передовых технологий в транспортной сфере, социальные перемены и реструктуризация экономики, рост спроса на нефтепродукты в последние годы был весьма незначительным. По имеющимся прогнозам, спрос на продукты нефтепереработки в Европе в долгосрочной перспективе – в период до 2040 г. – будет постепенно сокращаться (примерно на 0,4% в год), и их импорт также будет падать (см. Рис. 3.13). Импорт нефтепродуктов из удаленных регионов, в частности, из России, Ближнего Востока и Северной Америки, неизменно играл важную роль в удовлетворении спроса на нефтепродукты в Европе, но ожидается, что будет становиться все менее существенной по мере роста доли продуктов нефтепереработки, поступающих с европейских НПЗ. До 2014 г. объемы нефтепереработки в Европе

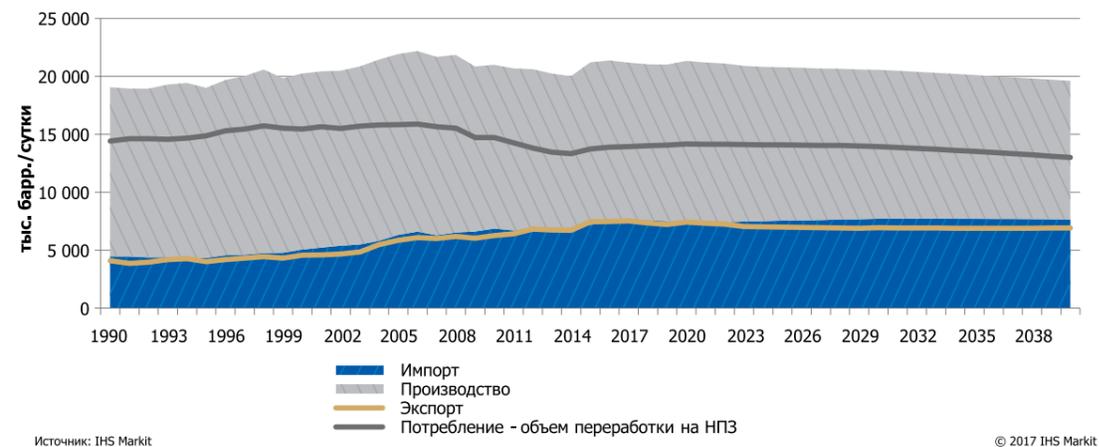
снижались, а импорт нефтепродуктов рос. Однако с 2014 г. переработка начала восстанавливаться: в 2016 г. общий объем переработки сырой нефти и конденсата составил 12,6 млн. барр./сутки (625 млн. т) по сравнению с 11,95 млн. барр./сутки (595 млн. т) в 2014 г. В более долгосрочной перспективе IHS Markit прогнозирует медленное снижение спроса на сырую нефть и объемов ее добычи в Европе. (см. Рис. 3.12). Учитывая снижение объемов добычи нефти в Европе при более медленном сокращении спроса на нефть (в среднем на 0,6% в год в период до 2040 г.), предполагается, что европейский рынок будет оставаться относительно открытым для казахстанского экспорта сырой нефти на протяжении прогнозного периода и обеспечит возможность для некоторого (хотя бы небольшого) наращивания экспортных объемов.

<sup>19</sup>Соединение в Самаре позволяет экспортным объемам из Казахстана достигать любого из западных пунктов поставок, которые обслуживаются системой нефтепроводов компании «Транснефть». На протяжении многих лет казахстанская нефть экспортируется через морские терминалы Черного моря, и особенно через порт Новороссийск, по нефтепроводу «Дружба» в Восточную Европу и через морские терминалы Балтийского моря.

<sup>20</sup>Тариф представляет собой сумму сборов, рассчитанных для отдельных участков маршрута, в том числе для участка, оператором которого является КТО (Прииртышск-Атасу) – в размере 3,11 долл. за тонну (без учета НДС) и для участка, оператором которого является СП (Атасу (Казахстан) - Алашанькоу (Китай)) – в размере 8,25 долл. за тонну (без учета НДС).

<sup>21</sup>Смена направления потока на участке нефтепровода Кенкияк-Атырау позволит увеличить объемы экспортных поставок из Казахстана в Китай, но для этого потребуются поставки нефти с запада Казахстана. В целях обеспечения поставок нефти в восточном направлении необходимо, чтобы цена «нетбэк» нефти с запада Казахстана (фактически вырученная цена за вычетом расходов на транспортировку) была не ниже или даже выше цены при экспорте в западном направлении.

Рис. 3.13. Прогноз и обзор баланса спроса и предложения нефтепродуктов в Европе

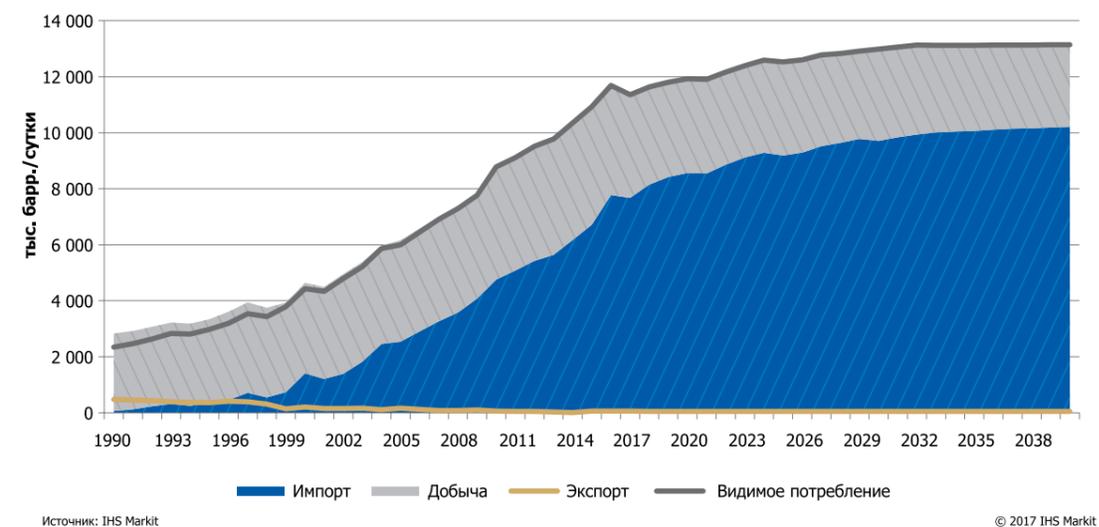


Китай, наряду с Индией и США, считается одним из ключевых источников повышения спроса на жидкие углеводороды в мире, в связи с чем он останется важным рынком экспорта сырой нефти из Казахстана. При этом, по мере развития экономики Китая, рост спроса на нефть будет, естественно, замедляться. Рост спроса со стороны транспортного сектора в конечном итоге замедлится в связи с распространением альтернативных видов топлива и автомобильных двигателей, но спрос на продукты нефтехимии, вероятнее всего, останется более стабильным. В результате ожидается, что в период до 2020 г. спрос на сырую нефть в Китае будет повышаться в среднем на 0,75% в год, а ее добыча внутри страны – снижаться в среднем примерно на

1,2% в год. Таким образом, в течение прогнозного периода будет наблюдаться значительный рост импорта сырой нефти в Китай (на 1,1% в год) (см. Рис. 3.14).

В настоящее время Казахстан не экспортирует больших объемов сырой нефти в Китай – в 2016 г. экспорт составил всего 2,8 млн. т (56 000 барр./сутки). Однако в долгосрочной перспективе ожидается значительный рост экспорта в данном направлении. Согласно прогнозам IHS Markit, к 2020 г. поставки сырой нефти по Казахстанско-Китайскому трубопроводу достигнут показателя 15 млн. т (301 000 барр./сутки), а к 2040 году вырастут более чем вдвое – до 34 млн. т (683 000 барр./сутки) (см. Рис. 3.11).

Рис. 3.14. Обзор и прогноз баланса добычи и потребления сырой нефти и выделенного конденсата в Китае



### 3.3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ТЕХНОЛОГИИ

#### 3.3.1 Спад геологоразведочной активности

Одной из ключевых проблем, стоящих перед нефтяной промышленностью Казахстана, является практическое отсутствие роста ресурсной базы и, соответственно, открытия новых месторождений. В последние годы наблюдаются значительное снижение активности геологоразведочной деятельности и успешности ее результатов в Прикаспийском бассейне и в целом по Казахстану, как со стороны КМГ, так и со стороны международных компаний.<sup>22</sup> Несмотря на очевидный богатый потенциал страны, в последнее время было обнаружено не так много новых крупных запасов.

В 2016 г. снизились до минимума не только расходы на геологоразведку и объемы разведочного бурения (см. ниже), но и результативность разведочных работ: ежегодный прирост запасов нефти в прошлом году упал до показателя 22% от годового объема добычи (т. е. около 17 млн. т). Еще одним аспектом низкого уровня успеха в открытии новых месторождений является отсутствие роста количества предприятий добывающей отрасли Казахстана, которая привлекает все меньше и меньше новых участников (общее количество зарегистрированных нефтедобывающих компаний по состоянию на 2016 г. составило 90, в то время как в 2015 г. их было 89, а в 2014 г. – 87). Для сравнения, за период с 2005 г. по 2010 г. число зарегистрированных добывающих компаний выросло с 45 до 81.

В целом в эпоху «после Кашагана» (т. е. после чрезвычайно успешных результатов программы разведки шельфовых месторождений, реализованной консорциумом по проекту Кашаган в 2003 г.), результаты геологоразведочной деятельности в Казахстане были довольно скромными. В число немногих значимых открытий, сделанных за этот период, входят месторождения Северная Трува (с запасами нефти в объеме 500 млн. барр. [68,5 млн. т]), Ансаган (с запасами газа в объеме 17,5 млрд. м<sup>3</sup>), Рожковское (с запасами газа в объеме 17 млрд. м<sup>3</sup>) и Ровное (с запасами нефти в объеме 112 млн. барр. [41 млн. т] и газа в объеме 80 млрд. м<sup>3</sup>). Продолжающиеся разведочные работы на шельфе Каспийского моря часто оканчивались неудачей (к ним можно отнести

бурение разведочных скважин на участках Курмангазы, Тюб-Караган и Аташ), а вопрос коммерческой рентабельности нескольких из открытых месторождений (Жамбыл, Жемчужины и Блок «Н») остается неопределенным в текущих экономических условиях.

Более того, все эти месторождения были открыты иностранными инвесторами, в то время как программа геологоразведочных работ национальной нефтегазовой компании Казахстана не принесла желаемых результатов. КМГ удалось добавить на баланс государства лишь несколько надсолевых (неглубоких) месторождений в Прикаспийском бассейне, а программа более глубокого бурения, направленного на поиск подсолевых запасов, пока не увенчалась успехом. Некоторые из глубоких скважин (в частности, на блоках Восточный Жаркамыс и Каратон-Сарыкамыс) оказались сухими, в ряде случаев бурение не удалось завершить из-за технических проблем (например, в девонских отложениях месторождения в Урихтау), а от идеи освоения нескольких блоков решено было отказаться еще до начала бурения (Р9 и Темир).

Такая низкая результативность имеет несколько причин. К геологическим причинам относятся хорошо известные трудности проведения разведочных работ в Прикаспийском бассейне (самом перспективном в стране): глубокое залегание пластов под толстым слоем солевых отложений, чрезвычайно высокое пластовое давление, непредсказуемость свойств коллекторов в подсолевых карбонатных отложениях и наличие высокосернистого газа. Геологоразведка этого бассейна требует применения относительно сложных технологий бурения, является дорогостоящей и сопряжена с высоким уровнем риска.

Однако более весомыми причинами снижения масштабов и результативности геологоразведочной деятельности являются такие проблемы, как недостаточный объем инвестирования в разведку в целом при относительно небольшом объеме внешних инвестиций вследствие сочетания целого ряда факторов негеологического характера, включая сравнительно неблагоприятную

<sup>22</sup> Существенный спад активности геологоразведки и успешности ее результатов в Казахстане был отмечен в качестве одного из основных недостатков при анализе составляющих разработанного IHS Markit индекса инвестиционной привлекательности REPS, который более подробно рассматривается в Главе 2 (группы факторов «деятельность в области разведки и добычи» и «успешность разведки и добычи»). Одним из недавних показательных примеров такой ситуации стал обратный выкуп в июле 2017 г. компанией РД КМГ доли в размере 49% в блоке «Карповский Северный» площадью 1670 км<sup>2</sup> у венгерской компании MOL за символическую сумму (1 доллар США). MOL приобрела у РД КМГ долю в этом блоке, расположенном к северо-западу от города Уральск близ российской границы, в 2012 г. Впоследствии, ввиду отсутствия коммерческого обнаружения, MOL решила продать актив. Однако покупателей на долю в блоке не нашлось, и РД КМГ приняла ее обратно.

нормативно-правовую среду. К таким факторам законодательного и коммерческого характера относятся следующие:

- решение правительства больше не заключать новых стабилизированных контрактов в качестве механизма инвестирования в разведку и добычу
- растущая тенденция к расширению государственного контроля над нефтегазовыми активами и государственной собственности на них
- сложный и затянутый процесс переговоров с Министерством по инвестициям и развитию и Министерством энергетики, а также с другими государственными органами (особенно в отношении шельфовых объектов) и НК КМГ
- сложные условия ведения бизнеса и отсутствие прозрачности.

Свою роль в данной ситуации сыграли и технологические ограничения, включая наблюдавшийся до недавнего времени постоянный дефицит буровых установок для проведения работ на мелководье Каспийского моря (спрос на которые практически пропал после падения мировых цен на нефть).<sup>23</sup> Нехватка буровых установок замедляла не только бурение поисковых скважин, но и оценку уже открытых запасов. Еще одно препятствие на пути

### 3.3.1.1. Перспективы обнаружения углеводородов в Прикаспийском бассейне: проект «Евразия»

Прикаспийский бассейн остается главным перспективным регионом страны с точки зрения традиционных запасов углеводородов. По имеющимся в Казахстане оценкам, бассейн содержит около 80% неоткрытых запасов страны и наиболее перспективным его участком является зона подсолевых отложений. Считается, что подсолевые карбонатные платформы бассейна по-прежнему обеспечивают значительный потенциал обнаружения месторождений крупного и среднего масштаба. Тем не менее, проведение геологоразведочных работ в подсолевых отложениях сопряжено с существенными сложностями, такими как большая глубина залегания, непредсказуемость свойств коллекторов, чрезвычайно высокое пластовое давление и наличие высокосернистого газа, что усложняет разработку и увеличивает затраты. Предполагается, что частично ответить на вопрос об имеющемся потенциале Прикаспийского бассейна поможет проект «Евразия». Данная инициатива была одобрена Правительством Казахстана, и о начале

реализации новых проектов – ограниченность доступа к геологической информации, как для потенциальных инвесторов, так и для компаний, уже ведущих деятельность в стране. Не менее значимой является проблема высокого уровня затрат на разведку и разработку месторождений. Несмотря на то, что власти Казахстана, судя по всему, осознают наличие определенных законодательных и административных препятствий на пути инвестиций в нефтегазовую промышленность, намеченные меры по улучшению ситуации реализуются медленно. Принятие пересмотренного нового Кодекса «О недрах и недропользовании» перенесено с 2016 г. на конец 2017 г. с предполагаемым введением в действие с 1 января 2018 г. Хотя мораторий на проведение конкурсов для месторождений на суше был отменен в 2013 г., с тех пор состоялось всего два конкурса, и пока до конца неясно, когда состоится следующий и с какой частотой они будут проходить. В рамках двух тендеров, которые были проведены, заинтересованным инвесторам был предоставлен всего один месяц на то, чтобы получить право на участие, оценить пакеты геологической информации и принять решение о подаче заявки. Неудивительно, что оба тендера не смогли вызвать интерес ни у одной из крупных компаний отрасли.

работы над ней было официально объявлено президентами Казахстана и России в октябре 2014 г. Проект направлен на исследование глубинного потенциала Прикаспийской впадины на территориях Казахстана и России путем бурения разведочной скважины глубиной до 15 км. Расчетная стоимость проекта составляет 500 млн. долл. и ожидается, что он продлится до 2020 г. Реализация проекта будет осуществляться консорциумом казахстанских и международных компаний, о формировании которого в настоящее время ведутся переговоры. Старт проекта был первоначально намечен на 2016 г. В феврале 2017 г. Министерство энергетики провело первое совещание за круглым столом о юридических и договорных аспектах консорциума по проекту «Евразия» с участием компаний Eni, «Роснефть», CNPC, SOCAR и NEOS GeoSolutions, и в июне 2017 г. был подписан меморандум о взаимопонимании. Реализация проекта будет осуществляться в три этапа. Первый из них будет посвящен сбору и обработке существующих данных. Вторым этапом станут исследования по серии региональных

сейсмических профилей. На третьем этапе предусмотрено бурение новой глубокой опорно-параметрической разведочной скважины. По оценкам президента Казахстанского Общества

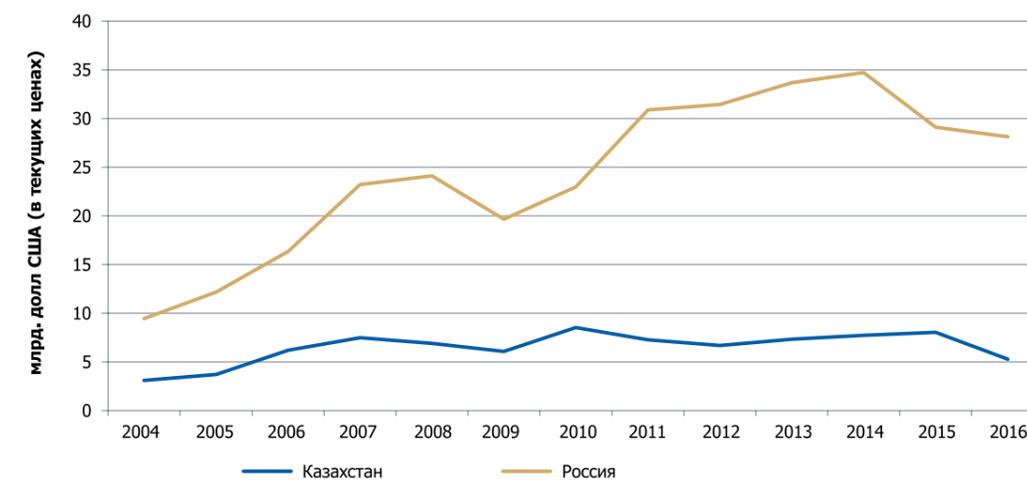
Нефтяников-Геологов Б.М. Куандыкова, который также выполняет функции координатора проекта, глубинные запасы бассейна составляют около 40 млрд. т н.э. примерно на 20-ти месторождениях.

### 3.3.2. Нефтесервисные услуги и динамика бурения в Казахстане

В Казахстане наблюдается поступательный рост сферы нефтесервисных услуг в ответ на все более сложные в техническом отношении задачи. При этом ключевым сегментом таких услуг является бурение, включая сопутствующие монтажно-строительные работы и оснащение. Бурение является одной из составляющих работ по разведке и добыче, и хотя оценка масштаба бурения (с точки зрения вклада в общий объем работ) представляется важным фактором, который нужно учитывать, она далеко не всегда равнозначна достижению фактических результатов. Сектор нефтесервисных услуг в Казахстане относительно небольшой, но он неуклонно растет как в финансовом выражении, так и с точки зрения масштаба. Начиная с 2000 г. инвестиции в основные фонды нефтегазодобывающей отрасли Казахстана (что приблизительно соответствует расходам на услуги в сфере разведки и добычи) достигли максимального (на сегодняшний момент) значения на уровне 8,6 млрд. долл. в 2010 г., но в 2016 г. упали до 5,3 млрд. долл. (см. Рис. 3.15).<sup>24</sup> По сравнению с Россией, масштабы рынка услуг в сфере разведки и

добычи в Казахстане гораздо менее велики. Так, в 2016 г. инвестиции в нефтедобывающую отрасль в России составили порядка 28,1 млрд. долл. Аналогично, в 2016 г. в России проходка по бурению в секторе нефтедобычи достигла 25,6 млн. м, что почти более чем в 23 раза превышает этот же показатель в Казахстане (1,1 млн. м). Объем буровых работ в Казахстане быстро восстановился после рецессии 2009 г. и в 2014 г. составил порядка 2,5 млн. м, что более чем в два раза превысило показатель 2009 г. (1,2 млн. м), однако впоследствии – в 2015-2016 гг. – началось резкое сокращение (см. Рис. 3.16). Самый существенный спад пришелся на разведочное бурение, масштабы которого снизились всего до 16% от общего объема буровых работ. Соответственно, количество эксплуатационных скважин в Казахстане после 2010 г. сначала несколько выросло, но в последние несколько лет практически не менялось и составляло примерно 21 500 единиц (см. Рис. 3.17).

Рис. 3.15. Инвестиции в добычу нефти и газа в Казахстане и в России



Источник: IHS Markit; Росстат; Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

<sup>23</sup>Например, из-за отсутствия подходящей буровой установки для бурения на крайнем мелководье консорциум компаний ЛУКОЙЛ и Repsol вынужден был отказаться от блока Жамбай, не пробуриив ни одной скважины. Первая собранная в Казахстане самоподъемная буровая установка была введена в эксплуатацию только в 2017 г. Имеется также полупогружная установка «Каспиан Эксплорер».

<sup>24</sup>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. 3.16. Разведочное и эксплуатационное бурение в Казахстане в 2009-2016 гг.

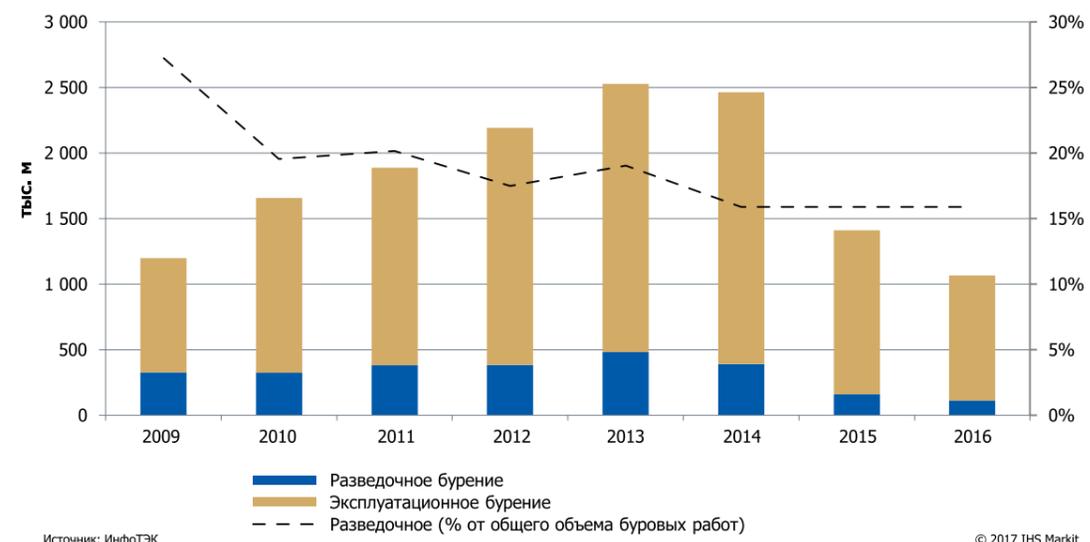
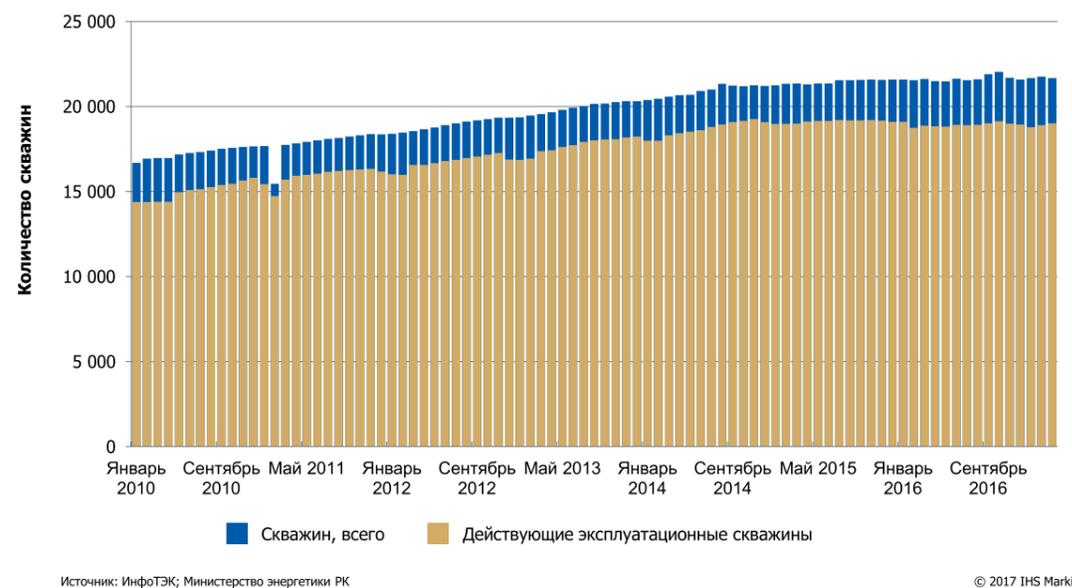


Рис. 3.17. Фонд эксплуатационных скважин в Казахстане по состоянию на конец месяца



### Расходы международных компаний на геологоразведку падают на фоне сокращения затрат в добывающей отрасли в ситуации падения цен на нефть в мире

Одним из подходов к оценке уровня расходов на проведение геологоразведочных работ в Казахстане является рассмотрение отношения затрат на разведку так называемых глобальных интегрированных компаний (группы

международных компаний, включающей BP, Chevron, ExxonMobil, Shell и Total), а также ENI и Statoil, начиная с 2000 г. Здесь просматриваются следующие основные тенденции:

- Совокупные расходы на разведку всех этих

крупных компаний в период с 2000 г. по 2013 г. во всем мире росли в среднем на 11,9% в год, выйдя с показателя 6,8 млрд. долл. на пиковую отметку в размере 29,4 млрд. долл. (в номинальных долларах) (см. Рис. 3.18). Затем совокупный объем расходов резко упал вследствие снижения мировых цен на нефть и общего сокращения затрат на разведку и добычу в мире, в результате чего в 2016 г. на геологоразведку было потрачено всего 11,8 млрд. долл. При этом годовые расходы на геологоразведку отдельных компаний в 2016 г. варьировались в диапазоне от 0,7 млрд. долл. (ENI) до 3,6 млрд. долл. (Royal Dutch Shell).

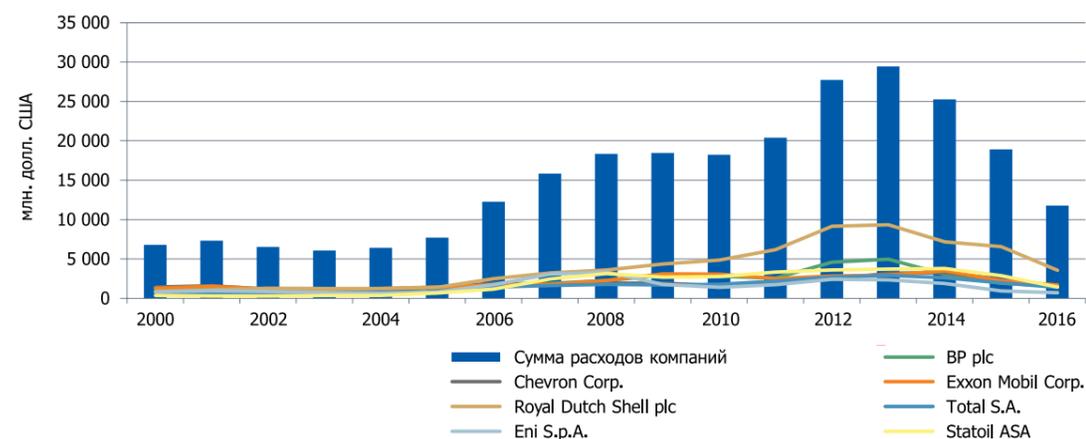
- В то же самое время, совокупный объем добычи углеводородов этих компаний во всем мире варьировался в диапазоне от 18,3 млн. барр. нефтяного эквивалента (н.э.) до 20,2 млн. барр. н.э., в среднем составив 19,2 млн. барр. н.э. за этот период (см. Рис. 3.18).

Таким образом, если соотнести расходы на разведку с объемом добычи углеводородов, получится, что расходы рассматриваемых компаний на геологоразведочные работы в мире выросли с 1024 долл. на тысячу баррелей нефтяного эквивалента (долл./тыс. барр. н.э.) добычи в 2000 г. до пикового показателя на уровне 4282 долл./тыс. барр. н.э. в 2013 г. (самая низкая отметка при этом составила 860 долл./тыс. барр. н.э. в 2003 г.), но затем снизились до 1640 долл./тыс. барр. н.э. в 2016 г. (см. Рис. 3.20).

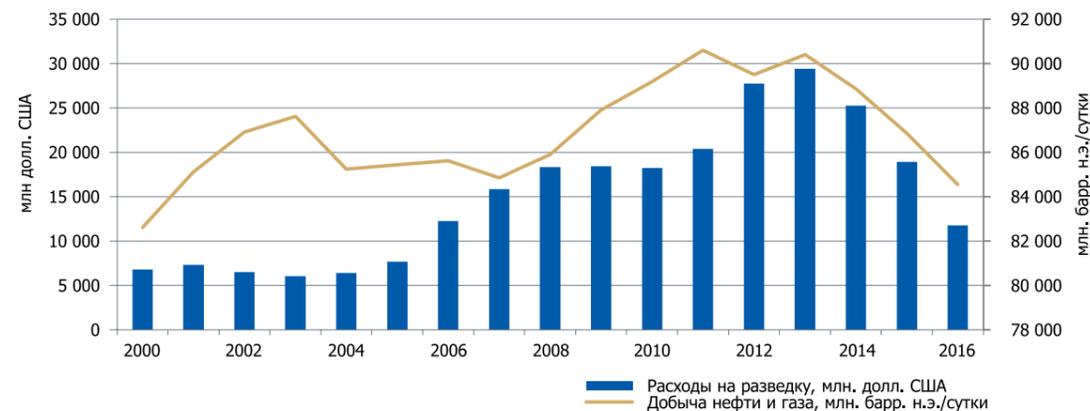
Средний показатель за этот период составил 2161 долл./тыс. барр. н.э.

В то же самое время, компания РД КМГ в 2016 г. потратила около 5 млрд. тенге (15 млн. долл. по среднегодовому обменному курсу) на геологоразведочные работы на своих основных объектах, которые в совокупности вышли на объем добычи около 64,4 млн. барр. н.э. Таким образом, рассматриваемый коэффициент для этой компании составляет около 233 долл./тыс. барр. н.э., что значительно ниже, чем у большинства международных компаний. Возможны два подхода к оценке необходимого Казахстану масштаба геологоразведочных работ. Один из них заключается в применении международного показателя 2016 г. (1640 долл./тыс. барр. н.э.) к объему добычи углеводородов в Казахстане (745,9 млн. барр. н.э.), на основании чего можно сделать вывод, что стране требуется тратить порядка 1,2 млрд. долл. в год на разведку углеводородов, чтобы выйти (по затратам) на уровень крупных международных добывающих компаний. Второй подход заключается в применении среднего значения за период (2161 долл./тыс. барр. н.э.), на основании чего можно сделать вывод, что Казахстану необходимо тратить около 1,6 млрд. долл. в год на разведку углеводородов, чтобы выйти по масштабу на уровень международных компаний. Очевидно, что оба подхода дают примерно одинаковый результат.

Рис. 3.18. Расходы на геологоразведку ряда крупных международных компаний



**Рис. 3.19.** Данные по расходам на геологоразведку и добыче нефти и газа в мире для ряда крупных международных компаний

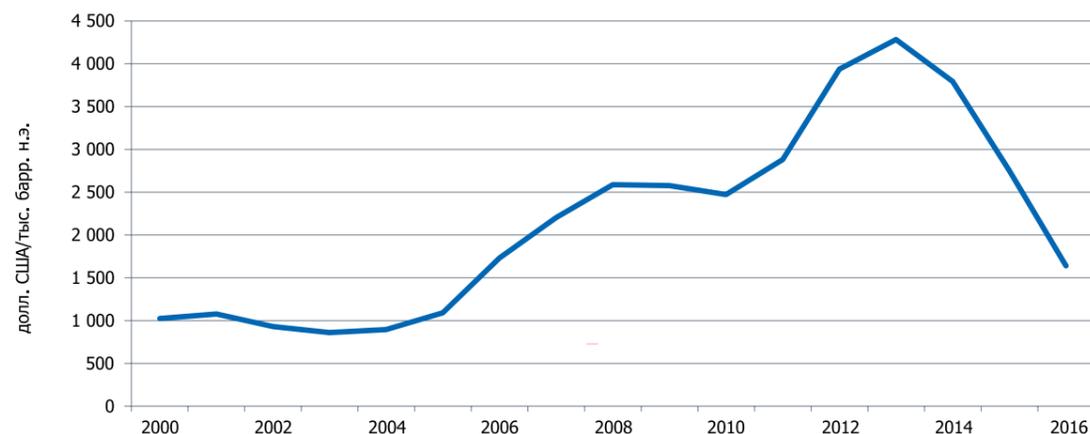


Примечание: Включает глобальные интегрированные компании (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell и TOTAL), а также ENI и Statoil.

Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

**Рис. 3.20.** Данные по расходам на геологоразведку в расчете на единицу добычи углеводородов для крупных международных компаний



Примечание: Включает глобальные интегрированные компании (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell и TOTAL), а также ENI и Statoil.

Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 3.3.3 Технологии для сектора разведки и добычи: общая цифровизация, интеллектуальные скважины, горизонтальное бурение, многостадийный гидроразрыв пласта

Поскольку добыча нефти и газа является одной из самых капиталоемких отраслей и требует применения большого количества самых разнообразных технологий, технологические инновации имеют чрезвычайно важное значение для открытия рентабельных месторождений новых запасов и повышения эффективности добычи. Например, международный опыт показывает, что за счет применения продвинутых, но довольно простых, технологий добычи и инновационных методов разведки можно приостановить (а в некоторых случаях даже повернуть вспять) спад на действующих старых месторождениях, добываясь поразительных результатов.<sup>25</sup> Помимо

этого, эффективное проведение трехмерной или даже четырехмерной сейсморазведки способно значительно расширить ресурсную базу, освоение которой возможно с применением передовых методов добычи. К основным новым технологиям, связанным с деятельностью по разведке, разработке и добыче на нефтегазовых месторождениях, относятся общая цифровизация, интеллектуальные скважины, горизонтальное бурение, многостадийный гидроразрыв пласта, сейсморазведка, базовое моделирование пластов-коллекторов и тщательно выверенное размещение новых скважин для интенсификации добычи нефти и снижения объема попутно добываемой

воды. Вышеперечисленные методы, помимо прочего, успешно применялись для максимизации эффективности добычи на абсолютно новых месторождениях.

Служба по вопросам затрат и технологий в области разведки и добычи IHS Markit занимается изучением технологических разработок организаций сферы разведки и добычи всего мира, чтобы быть в курсе меняющихся приоритетов в области технологий, а также получать заблаговременное представление об отраслевых стратегиях. К организациям сферы разведки и добычи относятся: коммерческие и государственные нефтедобывающие компании; нефтесервисные компании; компании в области проектирования, материально-технического обеспечения и строительства (EPC); университеты; а также независимые исследовательские организации. Первое исследование в данной области было проведено IHS Markit в 2012-2013 гг. и охватывало 45 организаций сферы разведки и добычи. Следует отметить, что результаты таких исследований не являются исчерпывающими ввиду следующих ограничений: они сосредоточены в основном на организациях, по которым в публичном доступе имеется больше информации; они в недостаточной степени охватывают сопутствующие сферы, имеющие отношение к разведке и добыче, такие как информационные технологии или технологии автоматизации и контроля; в них отсутствует прямая корреляция с тем, как организации сферы разведки и добычи распределяют бюджетные средства или персонал. Тем не менее, охват (масштаб и разноплановый характер) исследования позволяет компенсировать эти ограничивающие аспекты и с достаточной степенью точности отразить приоритетные направления и тенденции отрасли.

Компания IHS Markit обобщила результаты выполненного анализа в виде схемы классификации технологий в области разведки и добычи IHS Markit, на которой представлены направления развития технологий в пяти основных областях (см. Таблицу 3.3).

Изменения в приоритетных направлениях развития технологий в области разведки и добычи в период между исследованиями, выполненными в 2012-2013 гг. и в 2014-2015 гг., указывают на сдвиг от роста к сокращению в связи с падением цен на нефть: организации сферы разведки и добычи отказываются от долгосрочных капиталоемких проектов с неясными перспективами и отдают предпочтение технологиям, которые в короткие сроки и с наименьшими затратами обеспечивают получение прибыли и необходимый масштаб производства.

В частности, в условиях низких цен на нефть снизилось внимание компаний к всевозможным технологиям строительства скважин и внутрискважинных работ (таких как бурение, заканчивание, воздействие на пласт). Резкое сокращение геологоразведочной деятельности, очевидно, способствовало снижению интереса к технологиям сбора сейсмических данных, однако при этом продолжается рост инвестиций в экономически эффективные технологии обработки и интерпретации сейсмических данных, полученных с применением старых методов сейсморазведки.

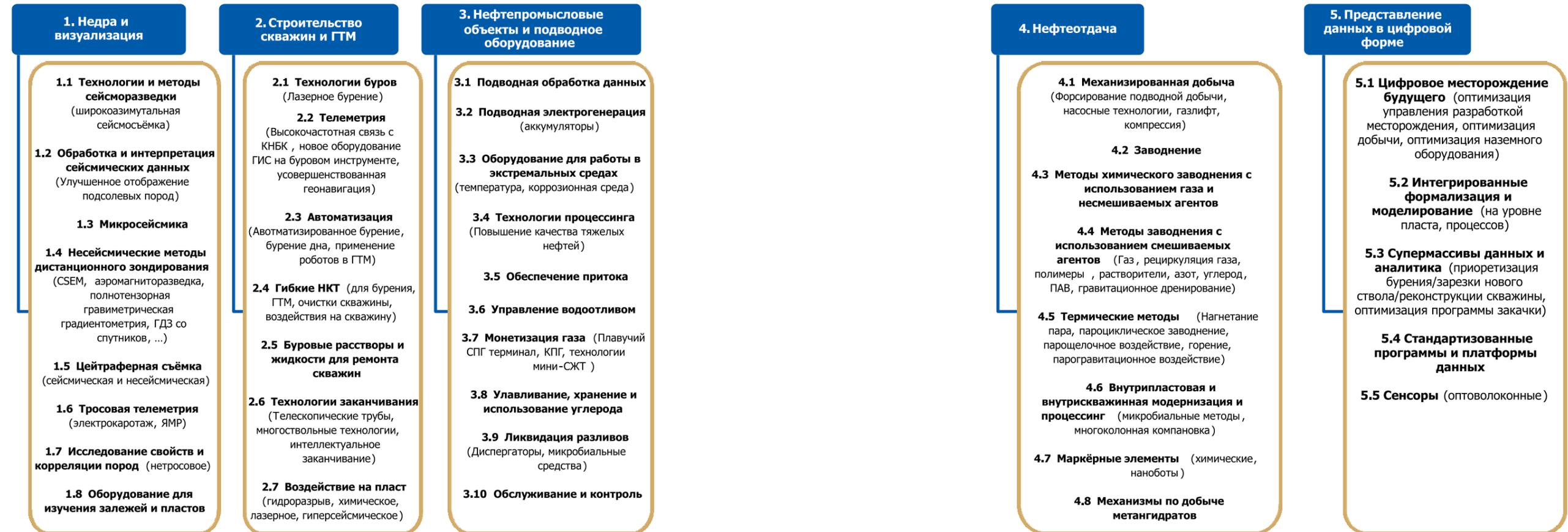
Поскольку компании делают акцент на эффективность в целях оптимизации капитальных и операционных затрат, а также в целях поддержания базового уровня добычи, они уделяют серьезное внимание цифровым технологиям и технологиям автоматизации, таким как технологии обеспечения мобильности и связи на нефтяных месторождениях, роботы и дроны, а также установка автоматических датчиков и устройств сбора данных, позволяющих анализировать информацию в режиме реального времени и, возможно, искусственный интеллект (см. также Главу 2.2, посвященную глобальным тенденциям инвестирования). Помимо этого, акцент делается на технологиях, обеспечивающих быструю оптимизацию оборудования и инфраструктуры, включая электрифицированные и двухтопливные двигатели для повышения энергоэффективности, применение усовершенствованных материалов и миниатюризации для снижения веса установок, а также интеллектуальные покрытия и средства обеспечения бесперебойного и эффективного режима подачи потока для снижения затрат на техобслуживание.

В связи с тем, что отрасль очевидно уделяет первоочередное внимание повышению объемов извлечения нефти из разрабатываемых пластов, приоритет имеют технологии МУН/МИДН (такие как заводнение или нагнетание в пласт смешивающихся с нефтью жидкостей), а также технологии оптимизации коллектора и добычи. Однако эффективность применения этих технологий можно еще более существенно повысить за счет широкого использования инструментов цифрового контроля и сбора данных (так как, согласно имеющейся информации, на ряде старых месторождений заводнение осуществляется на основании ограниченного объема данных, вероятность неточности которых довольно высока).

Если говорить о технологиях по видам ресурсов, то организации сферы разведки и добычи продолжают уделять серьезное внимание двум недавно обнаруженным источникам роста объемов добычи – нетрадиционным (хотя последнее

<sup>25</sup> Представляется, что объемы добычи на месторождениях Казахстана, вышедших на более позднюю стадию разработки, в настоящее время находятся на уровне ниже предельного потенциала. Средний коэффициент извлечения составляет менее 25%, тогда как, согласно расчетам экспертов в области геологии, при проведении ряда несложных преобразований этот показатель может достичь 30-40%.

Таб. 3.3. «Схема классификации технологий IHS Markit»



Признавая, что каждый актив в сфере разведки и добычи уникален, стратегия развития казахстанских технологий должна быть направлена на модернизацию фундаментальной нефтепромысловой инфраструктуры, процессов и методов сбора данных до лучших мировых стандартов. Для этого требуются инвестиции во все пять категорий, а также обучение рабочей силы.

исследование показало некоторое снижение интереса к технологиям добычи сланцевого газа) и глубоководным месторождениям – и постепенно отходят от технологических разработок в области освоения других запасов, разработка которых сопряжена с высокими затратами и техническими сложностями (прежде всего, это запасы тяжелой нефти, но также и арктические месторождения, добыча в условиях высоких температур и высокого давления, газовые гидраты и высокосернистый газ). При том, что Казахстан находится под влиянием вышеуказанных общемировых тенденций, в стране также существуют специфические, индивидуальные проблемы, формирующие внутренний спрос на технологии. С геологической точки зрения к таким проблемам относятся сложные коллекторы (подсольевые карбонатные отложения или терригенные отложения с высокой степенью неоднородности), высокие температуры и давления, а также высокое содержание сероводорода. Проблемы негеологического характера включают

в себя суровые климатические условия (резкие перепады температур, мелководность шельфа, льдообразование и низкие придонные температуры), а также неблагоприятную логистику (отсутствие выхода к морю, которое усложняет ввоз оборудования и оперативную отправку чувствительных к задержкам материалов (таких как керн) для лабораторных испытаний). Точка зрения в отношении необходимых для Казахстана технологий была представлена в «Дорожной карте научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана», составленной по результатам исследования, выполненного компанией Royal Dutch Shell в период с 2010 г. по 2013 г. (см. текстовую вставку «Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана»). Исследование позволило определить и классифицировать конкретные задачи, стоящие перед казахстанским сектором разведки и добычи, а также способы и пути решения этих задач.

### Дорожная карта научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана

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, компания Shell при участии более 300 представителей всей нефтегазовой отрасли (включая как добывающие компании, так и научно-исследовательские организации) с 2010 по 2013 г. работала над созданием «Дорожной карты научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана». Основной целью проекта было обеспечить логически согласованную и ясную картину, дающую представление о наиболее актуальных

задачах, которые стоят перед нефтегазовой отраслью страны, чтобы помочь в расстановке приоритетов при принятии решений на самом высоком уровне. В процессе семинаров, бесед и совещаний экспертных групп, проходивших в рамках реализации проекта, удалось выявить, проанализировать и классифицировать основные задачи в области технологий и предлагаемые варианты их решения. На первом этапе реализации проекта было намечено 15 приоритетных технологических задач, разбитых на 5 категорий (целевых направлений технологического развития), и 50 основных путей их решения, которые были представлены в мае 2011 г. К пяти целевым

категориям относятся следующие:

**Категория «Определение характеристик коллектора»** включает 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; а также (1.5) анализ свойств флюидов. Было выявлено, что Казахстан обладает умеренным общим потенциалом в данной категории: 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 в НИОКР уделяется недостаточно внимания получению данных сейсморазведки и наблюдается низкая информированность в вопросах, касающихся работы с флюидами с высоким содержанием сероводорода.

**Категория «Промысловое оборудование»** включает 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; а также (2.3) утилизация серы. Результаты исследования при составлении Дорожной карты выявили в целом благоприятную ситуацию в Казахстане в данной области. Страна располагает хорошим потенциалом в том, что касается утилизации серы и операций в условиях льдообразования, а также высоким качеством 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.

**Категория «Динамика флюидов и их обработка»** включает задачи в следующих областях: (3.1) обеспечение динамики потоков и контроль пескопроявления; а также (3.2) водопользование / борьба с обводнением. При оценке были выявлены технические недочеты в данной области в части разведки и добычи. Однако в сфере нефтепереработки наблюдается более солидный потенциал в том, что касается гидродинамических расчетов и систем водоподготовки.

**Категория «Управление эксплуатацией скважин и разработкой промысла»** включает задачи в следующих областях: (4.1) расходы на бурение и обустройство

скважин; а также (4.2) контроль за разработкой месторождения: оптимизация нефтеотдачи, в том числе с использованием МУН/МИДН (методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти). 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, применение методов заводнения и МУН для оптимизации нефтеизвлечения, динамическое моделирование).

**Категория «Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды»** включает 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; а также (5.3) воздействие на окружающую среду. Оценка, выполненная в ходе составления «Дорожной карты», показала, что очень мало работы ведется над такими сферами, как реагирование и ликвидация последствий ЧС, а также снижение рисков при работе в условиях сернистых сред. При этом в ряде институтов и лабораторий была отмечена активная и плодотворная работа в сфере экологии, что позволяет этим организациям предоставлять конкурентоспособные услуги по оценке воздействия на окружающую среду.

На втором этапе работы над «Дорожной картой» подробный анализ результатов первого этапа был дополнен исследованием технологической готовности (оснащенности), направленным на оценку целесообразности реализации тех или иных решений в Казахстане. Помимо этого, эксперты посетили университеты и исследовательские компании, чтобы оценить потенциал страны в области НИОКР.

Третий этап включал проведение семинара (в июне 2012 г.), который позволил определить перспективы (дальнейшие шаги) развития отрасли с учетом результатов первых двух этапов. Эксперты также определили инструменты реализации (примеры передового практического опыта) путем анализа политических мер, применяемых в Норвегии, Бразилии, Китае и Малайзии.

На четвертом этапе была составлена «Дорожная карта» и сформулированы аргументированные рекомендации для лиц, ответственных за принятие решений в Казахстане, при содействии консультантов из Кембриджского университета.

При этом все задачи были ранжированы специалистами в области технологий в соответствии с тем, какими потенциалом обладает их решение с точки зрения обеспечения максимальной финансовой выгоды (т.е., сокращения затрат и увеличения добычи/производства), а также с точки зрения снижения риска и повышения уровня безопасности. Самыми неотложными были признаны следующие задачи: увеличение нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти (4.2), оборудование и материалы для эксплуатации в сернистых средах (2.1), расходы на бурение и обустройство скважин (4.1) и водопользование / борьба с обводнением (3.2). Решение каждой из них потенциально может сэкономить более 5 млрд. долл. На втором месте по актуальности стоят такие задачи, как ведение операций в условиях льдообразования и низких температур (2.2), снижение рисков ПБ, ОТ и ООС при работе в условиях сернистых сред (5.2) и утилизация серы (2.3). Решение каждой из этих задач способно обеспечить экономию в размере от 3 млрд. до 4 млрд. долл. Совокупный экономический эффект от успешного решения всех 15-ти задач оценивается в десятки миллиардов долларов. 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.

Затем эксперты определили более 230 решений, которые впоследствии были

объединены в группу из 75 решений. Они были ранжированы с точки зрения затрат и времени, необходимых для реализации; обеспечения возможности задействовать местные ресурсы («казахстанское содержание»), включая научно-исследовательский потенциал; а также требуемого уровня квалификации кадров. В частности, результаты проекта показали, что наиболее реалистичные возможности для использования местных ресурсов («казахстанского содержания») предоставляют такие области, как проектирование и изготовление стальных и бетонных конструкций, поставка химреагентов для сферы разведки и добычи, а также производство противопесочных фильтров для скважин. К областям, где имеются возможности для дальнейшего совершенствования, были отнесены производство коррозионно-стойких сплавов, специальные услуги по анализу керн, самоподъемные буровые установки для эксплуатации в холодном климате, конструкции устойчивые к воздействию льда, а также хранение, транспортировка и производство серосодержащих продуктов.

И, наконец, решения были классифицированы в зависимости от возможностей их реализации с разбивкой на три сценария: простое перенесение в Казахстан уже существующих технологий, перенесение существующих технологий со значительной степенью адаптации и разработка новых технологий.

Приоритеты, обозначенные как в «Схеме классификации технологий в области разведки и добычи IHS Markit», так и в «Дорожной карте» Shell, были в целом подтверждены в беседах, которые специалисты IHS Markit проводили на протяжении 2017 года. Участники добывающей отрасли Казахстана выделили несколько конкретных технологий, реализация которых представляется возможной в относительно короткие сроки. Грамотное применение этих технологий способно помочь справиться с проблемами, решение которых представляется наиболее доступным на данный момент. К таким технологиям относятся:

**Решения автоматизации и цифровизации сбора данных.** Установка датчиков на клапанах и насосах, а также цифровизация ГИС, обеспечивают возможность сбора в режиме

реального времени данных о температуре, давлении и других характеристиках для проведения анализа. Интерпретация данных, собранных с применением технологий «интеллектуального месторождения», способна помочь недропользователям заранее предвидеть и предотвратить осложнения в эксплуатации, улучшить условия ПБ, ОТ и ООС, исключить непродуктивные временные затраты и определить новые перспективные области для бурения. Помимо этого, решения автоматизации и цифровизации сбора данных способны помочь в решении таких задач как: визуализация, мониторинг и анализ коллекторов; мониторинг и оценка эффективности (дебита) скважин; оптимизация механизированной добычи (эксплуатации скважины); управление заводнением; получение

данных ГИС; сейсмо моделирование; а также системы управления целостностью объектов. Более точные данные помогут повысить эффективность работы и использования ценных ресурсов, таких как вода. При этом следует отметить, что переход к цифровизации сбора данных должен обязательно сопровождаться соответствующей подготовкой персонала для обеспечения их грамотной интерпретации.

**Системы обнаружения утечек в трубах.** Утечки в трубопроводах – как на поверхности, так и в забое – являются серьезной проблемой для нефтяной промышленности Казахстана. Установка систем обнаружения утечек (так называемых «внутренних» инструментов обнаружения, также известных как системы мониторинга трубопроводов) позволит снизить потери и повысить эффективность эксплуатации. В таких системах используются датчики быстрого сканирования для контроля давления, потока и температуры, а также для определения контрольных (характерных) индикаторов утечек. Перспективно также использование оптоволоконных кабелей датчиков для нефте- и газопроводов.

**Установка распределенных датчиков температуры и давления через интервалы заканчивания** поможет контролировать приток, а данные пассивных датчиков – определять оптимальную скорость потока и выявлять механические проблемы.

**Системы защиты от коррозии.** Особую важность подобные системы имеют для крупных месторождений, таких как Тенгиз и Кашаган, ввиду наблюдающихся на них экстремальных погодных условий, высокого давления, а также повышенного уровня сероводорода и углекислого газа. В настоящее время имеются и разрабатываются новые технологии защиты от коррозии, которые дешевле используемых в настоящее время коррозионно-стойких сплавов и подходят для применения в Казахстане. Например, Mesocoat – дочернее предприятие американской компании Abakan, Inc., специализирующееся на инженерно-технических решениях для освоения недр – разработало высокоскоростную технологию CermaClad, которая использует источник светового излучения высокой интенсивности для наплавления антикоррозионных материалов на большие полосы стали. Применение этого инновационного метода при изготовлении покрытия труб способно решить проблему обеспечения более доступных по цене коррозионно-стойких насосов в Казахстане.

При работе на шельфе **технологии дистанционного обслуживания** (такие как ASSIST компании Hitachi) позволяют

осуществлять обмен информацией между рабочими на буровой установке или на промысле и центральным офисом посредством видеосвязи в режиме реального времени. Такие технологии могут пригодиться в ситуациях, требующих оперативного принятия решений при возникновении непредвиденных (чрезвычайных) ситуаций. Наличие подобных систем удаленной связи приобретает особую актуальность в случае общего пользования объектами при совместной разработке шельфовых месторождений. Помимо этого, для КМГ представляется целесообразным использование **платформ, обеспечивающих взаимодействие (интероперабельность) систем и средств связи** (например, реализуемых Motorola Solutions), поскольку это будет способствовать более эффективному и скоординированному обмену сообщениями, информацией и указаниями между штаб-квартирой в Астане и руководством на объектах, а также в процессе обучения работников и подрядчиков на промысле.

**Пассивный мониторинг на действующих нефтяных месторождениях** не является концептуально новой технологией, но относительно недавно стал применяться в качестве аналитического инструмента в сфере разведки и добычи, в частности, в управлении разработкой месторождения (коллектора). Концепция, лежащая в основе данной технологии, заключается в том, что коллектор не является статическим объектом, и добыча нефти со временем влияет на вмещающие породы. В этой связи, более глубокое понимание потенциала коллектора в режиме реального времени можно обеспечить с помощью пассивного мониторинга вмещающих пород с применением различных технологий, которые не активируют источник сейсмических сигналов, но используют уже установленные датчики (геофоны) для отслеживания изменений в недрах. Пассивный сейсмический мониторинг часто используется для отслеживания, оценки и смягчения риска землетрясений, деформации пласта и утечки жидкости, а также для оптимизации операций на действующих проектах. Несмотря на то, что пассивный сейсмический мониторинг пока не очень активно используется в рамках стандартного подхода к разработке пластов, в будущем он может найти более широкое применение по мере совершенствования методологии и появления возможности использования данных, полученных таким образом, для других целей. Грамотное применение подобных технологий и аналитических инструментов в Казахстане в надлежащем контексте в долгосрочной

перспективе должно способствовать обнаружению новых запасов на действующих месторождениях и более эффективной разработке уже обнаруженных ресурсов. При этом следует отметить, что независимо от типа оборудования, технология – это всего лишь инструмент, и его эффективность зависит

от грамотного применения. Должностным лицам и руководителям энергетических компаний Казахстана не следует забывать о том, что импорт технологий должен идти рука об руку с обучением и повышением квалификации кадрового состава.

## 3.4. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА И РЕГУЛИРОВАНИЕ СЕКТОРА РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ В КАЗАХСТАНЕ

### 3.4.1. Регулирование недропользования

Помимо низкой активности геологоразведочных работ, проблемой, стоящей перед нефтяной промышленностью Казахстана, является определение правильного подхода к регулированию недропользования и налогообложения в целях обеспечения стабильного успеха отрасли. В Национальном энергетическом докладе 2015 г. были подробно раскрыты вопросы развития и текущего состояния законодательной базы, регулирующей вышеуказанные аспекты в применении к нефтегазовой промышленности, а также отражены ее положительные моменты и недочеты. Финансовые аспекты работы нефтегазовой промышленности, прежде всего, регулируются Налоговым кодексом, который устанавливает правила налогообложения недропользования. В свою очередь, Закон «О недрах и недропользовании» закладывает нормативно-правовые основы, регулирующие порядок

предоставления, осуществления, переуступки и прекращения прав недропользователей, а также осуществления операций по недропользованию.<sup>26</sup> Осознавая всю остроту глобальной конкуренции за привлечение инвестиций в нефтегазовый сектор, правительство Казахстана инициировало пересмотр Налогового кодекса и Закона «О недрах и недропользовании» (см. ниже). Это должно обеспечить возможности для создания здоровой инвестиционной среды и эффективного освоения ресурсов, а также создать более привлекательную и стабильную систему инвестирования на долгосрочную перспективу. Мы настоятельно рекомендуем правительству Республики Казахстан предпринять решительные шаги в данном направлении в целях содействия долгосрочному развитию нефтегазовой промышленности страны.

#### 3.4.1.1. Налоговый Кодекс

Налоговый кодекс Республики Казахстан (введенный в действие в январе 2009 г.) предусматривает несколько (а не один или два) налоговых инструментов, а также сборы с продаж и прибыли. Такое сочетание позволяет эффективнее балансировать интересы добывающих предприятий и властей в течение всего срока реализации того или иного проекта. Принятие Налогового кодекса Республики Казахстан стало существенным шагом на пути к более понятному режиму взимания налогов в энергетическом секторе, повысившим уровень определенности и прозрачности структуры налогообложения в стране. Однако время для его введения в действие оказалось неудачным – во время глубокого мирового экономического спада и финансового кризиса, когда цены на

нефть упали с верхней отметки на уровне 130 долл./барр. в середине 2008 г. лишь до 40 долл./барр. в начале 2009 г. Казахстан, как правило, с осторожностью относится к внесению существенных поправок в Налоговый кодекс. Однако действующий в Казахстане режим налогообложения имеет ряд проблемных моментов, в связи с чем возникает необходимость проведения налоговой реформы в целях придания более весомой силы изменениям, вносимым в разрабатываемый Кодекс «О недрах и недропользовании». Главный из них заключается в относительно высоком (по международным стандартам) совокупном налоговом бремени, а также в особенно большом размере авансовой доли государства. Иными словами, налоговое

<sup>26</sup> Имеется в виду Закон Республики Казахстан № 291-IV «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 г. Действовавший ранее Закон Республики Казахстан № 2350 «О нефти» от 28 июня 1995 г. был упразднен.

бремя не соразмерно рискам, которые несут инвесторы – особенно на некоторых этапах реализации проектов. Помимо этого, Налоговый кодекс в недостаточной степени способствует внедрению новых технологий, позволяющих затормозить спад добычи на действующих месторождениях. И наконец, текущая редакция Налогового кодекса не обеспечивает стабильной системы долгосрочных договоров применительно к крупным высокорисковым проектам с продолжительным сроком окупаемости капиталовложений (таким, как блоки на шельфе).

После начавшегося в 2014 г. падения мировых цен на нефть, политика Казахстана в отношении нефтяной промышленности в целом продвигалась в позитивном направлении. Одним из самых важных благоприятных изменений на данный момент стала реформа экспортных пошлин на сырую нефть. С 1 марта 2016 г. в Республике Казахстан введена новая формула расчета экспортной пошлины на нефть по прогрессивной шкале с привязкой к средней цене нефтяных смесей марок Urals и Brent на основе ежемесячного мониторинга. Первая ставка экспортной пошлины, рассчитанная по новой системе, составила 40 долл. за тонну. Экспортная пошлина налагается, когда цены на сырую нефть превышают 25 долл./барр., при этом, начиная с уровня цен свыше 105 долл./барр., ставки пошлины растут быстрее. На практике новая формула сразу не привела к изменению пошлин на сырую нефть, поскольку экспортная пошлина, установленная государством, на тот момент уже составляла 40 долл./т после ее снижения с уровня 60 долл./т 1 января 2016 г. Тем не менее, эта новая политика является долгожданным благоприятным изменением для нефтяных компаний, ведущих деятельность в Казахстане. Ранее, с момента введения экспортной пошлины на нефть в 2008 г., правительство придерживалось несистематического подхода к корректировке уровня ее ставок. С введением новой формулы государственная политика в отношении экспортной пошлины на нефть становится более прозрачной и предсказуемой. Активный рост инвестирования является одним из ключевых показателей уровня добычи нефти в будущем. Учитывая, что при принятии инвестиционных решений важную роль играют экономические аспекты и рентабельность, можно сказать, что государственная политика самым непосредственным образом влияет на развитие отрасли. До настоящего момента в Казахстане в недостаточной степени поощрялись инициативы по инвестированию в месторождения, разрабатываемые на пределе

рентабельности или вышедшие на позднюю стадию разработки. В то же самое время, Налоговый кодекс предусматривает право государства в административном порядке снижать ставку налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) применительно к отдельным высокочувствительным либо трудноизвлекаемым запасам или проектам в индивидуальном порядке. Изначально заявки на предоставление подобных льгот принимались исключительно от компаний, добыча которых была явно нерентабельной. Для рассмотрения таких заявок была учреждена специальная комиссия. В частности, после того как месторождение Каражанбас (Мангистауская область) было переведено в разряд низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодебитных и выработанных, постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июня 2014 г. ставка НДПИ для него была установлена на уровне 0,5%.<sup>27</sup>

Помимо этого, в марте 2016 г. АО «Озенмунайгаз» в очередной раз подало заявку на включение своих месторождений Узень и Карамандыбас (в Мангистауской области) в категорию нерентабельных или низкорентабельных месторождений с правом на получение льготной ставки НДПИ. В сентябре правительство одобрило предоставление налоговых льгот по обоим месторождениям, снизив ставку НДПИ с 13% (уровня 2015 г.) до 9% на весь 2016 г. при условии, что месторождения окажутся нерентабельными.<sup>28</sup>

В рамках нового законодательства о недрах и недропользовании (см. ниже) предлагается установить нормы, согласно которым недропользователи, отвечающие соответствующим критериям, будут автоматически получать право на льготы по НДПИ без необходимости проходить связанные с этим бюрократические процедуры. Такие нормы станут частью скоординированной системы, включающей как Кодекс «О недрах и недропользовании», так и новый Налоговый кодекс. Реализация существующих предложений сначала приведет к снижению объема поступлений в бюджет, но в итоге будет стимулировать недропользователей к разработке месторождений, находящихся на пределе рентабельности, вышедших на позднюю стадию разработки или содержащих трудноизвлекаемые запасы, что приведет к повышению или сохранению уровня добычи, расширив тем самым налогооблагаемую базу в нефтедобывающей отрасли. В целях стимулирования добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, возможно, потребуется дополнительная

корректировка норм, регулирующих порог рентабельности, чтобы обеспечить достаточный уровень прибыли для инвестора.

Руководствуясь Посланием Президента Республики Казахстан Нурсултана Назарбаева народу Казахстана в январе 2017 г., правительство в настоящее время разрабатывает проект нового Налогового кодекса. Основным изменением является введение налога на финансовый результат для технологически сложных проектов при одновременном упрощении налогообложения в рамках контрактов на разведку и добычу:

- В отношении **шельфовых и глубоководных проектов** с глубиной скважин более 6 км проект предусматривает переход от текущего механизма налогообложения, основанного на доходах, к налогу на финансовый результат (прибыль), а также отмену «специальных платежей», включая бонус коммерческого обнаружения и платеж по возмещению исторических затрат.
- В отношении **глубоководных проектов с глубиной скважин от 2 км до 4 км** проект предусматривает сохранение существующего механизма налогообложения с введением дополнительных льгот для низкорентабельных месторождений.
- В отношении **существующих**

**контрактов на разведку** проект предусматривает отмену требований, связанных с подготовкой кадров и НИОКР.

- В отношении **новых контрактов на разведку** проект предполагает размывание границ между корпоративным подоходным налогом и налогом на сверхприбыль, позволяя предприятиям рассматривать (учитывать) расходы по контрактам на разведку как расходы компании, а не как расходы отдельных дочерних предприятий. Добывающие компании смогут ежегодно относить на такие расходы 25% от общих затрат на геологоразведку.
- В отношении **новых контрактов на добычу** проект предусматривает сохранение существующего механизма налогообложения с введением дополнительных льгот для низкорентабельных месторождений.
- Льготы для **низкорентабельных месторождений** включают более низкие ставки НДПИ для истощенных и обводненных месторождений, а также для месторождений высоковязкой нефти. Предполагается, что на подобные месторождения будет автоматически распространяться более низкая ставка налога без необходимости прохождения сложных административных процедур.

#### 3.4.1.2. Кодекс «О недрах и недропользовании»

Основным законом, закладывающим основу для правового регулирования добывающей отрасли Казахстана, является Закон «О недрах и недропользовании» (2010 г.), который пришел на смену Закону «О нефти» 1995 г. и Закону «О недрах и недропользовании» 1996 г. Закон «О недрах и недропользовании» устанавливает права и обязанности государственных органов, задействованных в сфере разведки и добычи, определяет права недропользования и правила их предоставления, прописывает права и обязанности недропользователей, фиксирует условия деятельности в области разведки и добычи (в том числе на шельфе) и закладывает нормативную базу для охраны окружающей среды. Ключевыми недостатками существующего Закона «О недрах и недропользовании» являются большое количество подзаконных актов (в настоящее время их более 60), многократные изменения (с даты принятия в 2010 г. Закон был изменён 36 раз), а также обилие других применимых нормативных актов из иных правовых сфер, что усложняет регулирование

отрасли.

Послание Президента Республики Казахстан Нурсултана Назарбаева народу Казахстана в январе 2017 г., ускорило скоординированные действия по разработке нового законодательства в сфере недропользования. Предполагается, что новый Кодекс «О недрах и недропользовании» будет принят обеими палатами парламента к концу 2017 г. Важно отметить, что разрабатывается именно кодекс, а не закон. В правовой системе Казахстана кодексы обладают более высоким статусом, чем обычные законы, и поэтому при возникновении противоречий имеют преимущественную силу. Кодексы, по сути, более подробно прописывают правила регулирования и требуют меньше подзаконных актов, что должно способствовать созданию более эффективной правовой базы. При этом внести поправки в кодекс сложнее, чем изменить закон, в связи с чем регулирование недропользования на базе кодекса должно быть более стабильным.<sup>29</sup>

<sup>27</sup> В Казахстане применяются адвалорные ставки НДПИ, которые увеличиваются по мере роста годового объема добычи недропользователя, варьируясь в диапазоне от 5% до 18% выручки от реализации.

<sup>28</sup> В 2015 г. АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) также подавало заявку на получение временной льготной ставки НДПИ для месторождений Узень и Карамандыбас, но она была отклонена.

<sup>29</sup> В действующий Закон «О недрах и недропользовании» с момента его принятия было внесено более 300 изменений и дополнений.

Ведущая в настоящее время разработка Кодекса «О недрах и недропользовании» дает представителям законодательной власти Казахстана возможность решить проблемы добывающей отрасли, связанные с нехваткой инвестиций, недостаточным масштабом геологоразведочных работ и спадом добычи на старых месторождениях. По состоянию на июль 2017 г., проект Кодекса предполагает реализацию нескольких целей, основными из которых являются:

- Повышение инвестиционной привлекательности нефтегазового сектора Казахстана в условиях снижения цен на нефть;
- Создание условий для устойчивого развития нефтегазовой отрасли с учетом ее вклада в обеспечение занятости населения, социальной стабильности и экономической активности в стране;
- Сохранение адекватной степени государственного регулирования и контроля в целях обеспечения рационального использования недр, а также экологической и промышленной безопасности (охраны здоровья);
- Обеспечение предсказуемости и справедливости правового регулирования.

Проект Кодекса предполагает несколько значимых изменений, направленных на оптимизацию регулирования сферы разведки и добычи, в том числе в контексте ряда рекомендаций, содержащихся в НЭД 2015:

- Проект Кодекса предусматривает контракты на совмещенную разведку и добычу с четкими условиями окончания периода разведки и перехода к периоду добычи, а также определяет условия для заключения контрактов на добычу на ранее открытых месторождениях. В соответствии с новым Кодексом инвесторы автоматически получают право на разработку открытых запасов в случае успеха геологоразведки. Действующим Законом «О недрах и недропользовании» такое условие не предусмотрено. Это изменение устраняет основное препятствие для фактического проведения разведки и должно стимулировать продолжение разработки месторождений после успешной разведки.
- Согласно новому Кодексу, на стадии разведки инвесторы не будут обязаны расходовать средства на социальные нужды, а также на проведение местных НИОКР и обучение местного персонала.
- Проект Кодекса предусматривает предоставление инвесторам открытого доступа к геологической информации, за исключением случаев, когда она попадает под действие законодательства о государственных секретах.

• Кодекс предусматривает предоставление прав на недропользование по углеводородам на базе аукционов. В нем также указаны критерии, которым должен отвечать потенциальный недропользователь, включая требования по платежеспособности и опыту ведения деятельности. Кодекс предусматривает проведение конкурсов (аукционов) в случае получения заявки от заинтересованного инвестора и упрощает процедуры конкурса.

• В контексте рекомендации, содержащейся в НЭД 2015 года, в кодексе ясно (простым и понятным языком) прописаны процедуры и административные обязанности держателей недр, а также приведен четкий график прохождения административных формальностей, предусмотренных для компаний, участвующих в аукционах.

• Проектом кодекса предусмотрен типовой контракт на недропользование. Кодекс упорядочивает разработку и утверждение проектных документов (техническую документацию не обязательно будет предоставлять до подписания контракта – ее разработка, экспертиза и утверждение могут быть выполнены впоследствии).

• Кодекс предполагает проведение государственной экспертизы запасов по принципу «одного окна» одновременно с рассмотрением проектной документации на добычу. Несмотря на наличие целого ряда административных процедур с жесткими ограничениями по срокам, Кодекс четко прописывает все связанные с этим шаги на простом и понятном языке.

• Проект Кодекса устанавливает новые правовые механизмы для геологических исследований недр за счет частных средств. По сути, он закладывает правовую основу для реализации проекта «Евразия», определяя параметры международного сотрудничества в области разработки недр.

• Контракты подписываются в течение двадцати рабочих дней с момента объявления победителя аукциона (которое должно происходить непосредственно в день аукциона) без необходимости проведения других правовых и/или экономических экспертиз со стороны властей. Согласно действующему Закону «О недрах и недропользовании» контракты должны проходить обе экспертизы, каждая из которых способна продлить процесс подписания на 30 дней.

• Проект Кодекса отменяет требование о включении инвестором в контракт подробной рабочей программы (приложения к контракту с указанием соответствующих обязательств), поскольку она дублирует предусмотренную

проектную документацию. Вместо этого в контракте предполагается указывать только минимальные объемы работ (принятые на себя победителем конкурса). Объемы добычи указываются только в проектной документации, но не в контракте.

• Кодекс предполагает поэтапный переход (с промежуточным периодом, необходимым для тщательной подготовки государственных органов, экспертного сообщества и компаний отрасли) на международную систему классификации запасов и ресурсов углеводородов SPE-PRMS (Шаг 74).<sup>31</sup>

• Статус национальной нефтегазовой компании сохраняется, особенно в части управления участками недр, имеющими стратегическое значение.

• В проекте Кодекса также совершенствуются и уточняются аспекты государственного регулирования финансовых отчислений (подлежащих размещению на специальном депозитном счете) на ликвидацию последствий недропользования по окончании периода добычи (в целях минимизации рисков и издержек для государства).

• Базовая проектная документация по разработке месторождений углеводородов подлежит экспертизе со стороны государственных органов на предмет обеспечения эффективного, рационального и экологически ответственного использования недр.

• Проект Кодекса устанавливает штрафные санкции за нарушение критических показателей проектной документации (вплоть до расторжения контракта). Кодекс устраняет пробелы в государственном контроле за выполнением контрактных обязательств.

Однако в Кодексе по-прежнему сохраняются некоторые положения, ранее вызывавшие беспокойство инвесторов, а также содержится ряд новых норм, которые представляются проблематичными:

- Как и действующий Закон о недропользовании, Кодекс предусматривает оплату инвестором подписного бонуса, размер которого является основным фактором, на основании которого государство будет предоставлять права на недропользование по результатам аукциона. Учитывая формат аукциона, подписной бонус фактически является «ценой» нового актива. Их преимущество заключается в том, что они являются наглядным и легко

сопоставимым показателем качества заявки на получение контракта на разведку и добычу. Помимо этого, они позволяют государству получить авансированную прибыль и могут стимулировать компании активной вести поисково-разведочные работы и освоение контрактных участков. Однако в целом бонусы на значительную сумму, подлежащие уплате авансом, оправданы исключительно тогда, когда речь идет о наиболее перспективных участках, где наблюдается высокая конкуренция среди инвесторов за приобретение прав недропользования, а геология хорошо известна. Хотя конкурентные способы для предоставления прав на недропользование (тендеры и аукционы) широко используются для разведки и добычи углеводородов во всем мире, сумма бонусов почти никогда не является основным критерием для определения победителя. Другие факторы почти всегда считаются одинаково важными при определении выигравшей ставки, а во многих странах бонус не является фактором вообще.<sup>30</sup> К этим другим факторам относятся: техническая компетентность и финансовые возможности заявителя, планы разведки и добычи на участке, для которого заключается контракт на разведку / добычу, и объем обещанных инвестиций. Хотя эти факторы более сложны для администрирования и управления по сравнению с системой основанной только на бонусах, Казахстан, безусловно, способен и должен учитывать такой многофакторный механизм предоставления права на недропользование из-за сложной геологии как на шельфе, так и на суше.

Дополнительная проблема с бонусами, особенно если они велики, заключается в том, что из-за выплаты перед началом работ они могут иметь пагубное влияние на экономику проекта. IHS Markit повторяет свою рекомендацию, что правительству Казахстана следует рассмотреть возможность отмены подписного бонуса, поскольку он существенно увеличивает расходы на реализацию проектов с высоким уровнем риска и зачатую с длительным сроком реализации (до начала фактической добычи). Отмена подписного бонуса не означает, что система конкурсного недропользования должна быть отменена, но она должна быть сосредоточена на качестве, возможностях и потенциале заявителя.

- В Кодексе сохраняется концепция стратегического участка недр, согласно

<sup>30</sup> Факторы, используемые в Норвегии для выдачи лицензий на производство, включают «техническую компетентность и финансовые возможности заявителя» и «план заявителя на разведку и добычу в районе, для которого запрашивается лицензия на производство»; подписной бонус или другой финансовый фактор конкретно не упоминается. В более общем плане в Европе такие факторы, как «технические и финансовые возможности» участников торгов и «способ, которым они предлагают разведывать, исследовать и / или начать добычу», также влияют на принятие решений о предоставлении прав на недропользование (см. Директиву 94/22/ЕС). В Бразилии бонус подписи сопровождается двумя другими факторами - минимальной программой исследования и процентом местного содержания - при принятии решения о предоставлении концессий. В Австралии каждый штат имеет собственное законодательство, и хотя оно использует конкурсные процедуры предоставления недр, только несколько штатов используют финансовый фактор в конкурсном процессе.

которой государство имеет приоритетное право на приобретение отчуждаемого права собственности на такой участок. В отличие от Закона «О недрах и недропользовании», в Кодексе указаны критерии стратегического участка недр: участок, содержащий «геологические» запасы нефти в объеме более 50 млн. т или природного газа более 15 млрд.м<sup>3</sup> либо расположенный в казахстанском секторе Каспийского моря. При этом, как и действующий Закон «О недрах и недропользовании», проект нового Кодекса предусматривает, что правительство имеет приоритетное право на приобретение любых активов, право недропользования по которым отчуждается. Государство назначает национальную компанию в качестве представителя интересов государства. Обязательным условием предоставления прав недропользования для разработки шельфовых месторождений углеводородов является доля участия национальной компании в качестве недропользователя в размере не менее 50%. Такие ограничения могут снизить интерес со стороны крупных иностранных инвесторов к разработке масштабных и сложных проектов.

- Кодекс сохраняет жесткое регулирование закупочной деятельности недропользователей (закупки оборудования, услуг и т.п.) в рамках нефтегазовых проектов (хотя он также предполагает усовершенствовать порядок реализации этих требований в целях минимизации рисков, связанных с коррупцией). Также, хотя новый Кодекс не требует от инвесторов расходования средств на социальные нужды, а также на проведение местных НИОКР и обучение местного персонала на стадии разведки, на стадии добычи эти требования сохраняются (наряду с требованиями к казахстанскому содержанию).

- Статья 29 пересмотренного проекта Кодекса ссылается на законодательство о занятости и миграции населения, предписывая, что количество иностранных сотрудников в общей численности менеджеров предприятия должно составлять не более 50%, и количество иностранных сотрудников в общей численности рабочей силы также должно составлять не более 50% – при проведении операций как по

разведке, так и по добыче полезных ископаемых.

- Проект Кодекса в его текущей форме ограничивает сроки геологоразведочной и добывающей деятельности. Для разведки предельный срок составляет шесть лет, за исключением разведочных работ на шельфе или в рамках сложных проектов, требующих бурения скважин глубиной более 6 км, а также с высоким содержанием сероводорода либо аномально высоким пластовым давлением (в этом случае он продлевается до девяти лет). Данный срок может быть продлен только один раз (на три года или на шесть лет для проектов, требующих бурения глубоких скважин) для проведения оценки и один раз (на три года) – для пробной эксплуатации. Добывающую деятельность Кодекс ограничивает максимальным сроком в 25 лет для обычных проектов и 45 лет для крупных и уникальных проектов. По истечении этих сроков правительство имеет право устанавливать дополнительные условия для продления действия контрактов, помимо изначально прописанных. Такие условия могут предъявлять новые требования к инвесторам, включая создание новых объектов, модернизацию существующих мощностей или реализацию продукции исключительно отечественным потребителям.

Проект Кодекса вносит ряд усовершенствований в текущее регулирование недропользования, в том числе в контексте рекомендаций НЭД 2015 года, а также значительно упрощает процедуры проведения аукционов и подробно прописывает различные требования к ведению деятельности. Однако при этом государственный надзор за деятельностью в данной сфере. И хотя такой аспект законодательства вполне объясним, он все же склоняется в сторону общей тенденции к чрезмерному регулированию и контролю в экономике со стороны государства, создавая дополнительные препятствия для новых инвестиций. В частности, предложения, связанные с продлением контрактов по проектам национального значения, могут существенно повысить нормативно-правовую нагрузку на три «мегапроекта» и в итоге привести к необходимости дополнительных расходов.

сектора – способствовать разведке и разработке богатых природных ресурсов страны путем внедрения передовых технологий и расширения доли местного содержания. При этом в своем выступлении в 2012 г. Президент Республики Казахстан подчеркнул важность нефтегазового комплекса, назвав его «локомотивом для всей экономики».

- В том же Послании народу 2012 года Нурсултан Назарбаев поставил перед Казахстаном задачу к 2050 г. войти в число 30-ти самых развитых государств мира. Он подчеркнул, что природные ресурсы необходимо использовать в качестве стратегического преимущества для обеспечения экономического роста, а также широкомасштабного политического и экономического развития. В Послании также было подчеркнуто, насколько важно мудро распоряжаться ресурсами страны, максимально увеличивая объемы экспорта в периоды высоких цен и сберегая часть полученной от этого выручки, чтобы помочь стране пережить периоды экономического спада. Отмечалось, что Казахстан должен остаться крупным игроком на мировом рынке углеводородного сырья, одновременно развивая производство и реальное применение альтернативных видов энергии внутри страны. Нурсултан Назарбаев также призвал к созданию стратегического «резерва» углеводородного сырья, который мог бы послужить фундаментом энергетической безопасности Казахстана на случай возможных в будущем экономических потрясений. Очень важным моментом стала поставленная Президентом высоко амбициозная цель: к 2050 году в стране на альтернативные и возобновляемые виды энергии должно приходиться не менее половины всего совокупного энергопотребления.

- Послание к народу 2012 г. послужило основой для создания стратегического плана – Концепции по вхождению Казахстана в число 30-ти самых развитых государств мира к 2050 г., утвержденной в январе 2014 г., где также была подчеркнута необходимость повышения эффективности традиционных добывающих отраслей. Определив нефтегазовую отрасль как обладающую естественным конкурентным преимуществом, Концепция указала на необходимость разработки новых подходов к освоению, добыче и переработке углеводородов при сохранении экспортного потенциала нефтегазовой отрасли. Документ поставил задачу составления возможных сценариев добычи нефти и газа. Была также подчеркнута важность дальнейшего развития геологоразведочной отрасли страны, в том числе путем создания стимулов для

иностраных инвестиций.

- В ноябре 2014 г. Президент Республики Казахстан выступил с Посланием «Нурлы Жол» («Путь в будущее»), в котором подчеркивалась важность инвестиций в транспортную и прочую инфраструктуру для того, чтобы сгладить воздействие сложной ситуации, сложившейся на мировом рынке, на экономику страны. Среди прочих мер по оптимизации инициатива предполагает обеспечение благоприятных условий для разработки нефтегазовых месторождений и экспорта за счет усовершенствования общей транспортной и прочей инфраструктуры.

- В мае 2015 г. Президент представил План нации «100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ» в целях вхождения Казахстана в ряды 30 наиболее развитых стран мира. Шаги 74 и 75 Плана нации имеют самое непосредственное отношение к сектору разведки и добычи: Шаг 74 предполагает внедрение в Казахстане международной системы стандартов отчетности по запасам полезных ископаемых, а Шаг 75 – введение упрощенного метода заключения контрактов на недропользование.

- В самом недавнем Послании народу, в январе 2017 г., были изложены новые направления развития и поставлена задача ускоренной технологической модернизации экономики. Президент отметил происходящую «четвертую промышленную революцию», характерной чертой которой является цифровизация, подчеркнув, что она охватывает весь мир и влияет на все отрасли и виды экономической деятельности. Было упомянуто, что энергетический сектор уже характеризуется высоким уровнем проникновения и использования технологий, но при этом неизменно существуют возможности для совершенствования в данном направлении. Среди ключевых приоритетов Президент отметил необходимость создания стимулов для поощрения технологических инноваций и привлечения новых технологий в Казахстан, а также повышения инвестиционной привлекательности путем принятия нового Кодекса о недрах и Налогового кодекса. Он также указал на то, что горно-металлургический и нефтегазовый комплекс страны должны сохранить свое стратегическое значение для обеспечения устойчивости экономического роста.

Основными концепциями, разработанными правительством для сектора разведки и добычи на основании намеченного Президентом курса, являются следующие:

### 3.4.2 Обзор программных документов, имеющих отношение к сектору разведки и добычи

Согласно Конституции Республики Казахстан, основные стратегические направления внутренней и внешней политики государства определяются Президентом, а правительство соответствующим

образом учитывает их в экономической, социальной и прочей политике. Общая цель, которая ставится документами, устанавливающими политическую стратегию Казахстана в отношении добывающего

**Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года**<sup>31</sup>

Концепция развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) до 2030 г., разработанная в июне 2014 г., является ключевым документом, определяющим стратегические цели сектора разведки и добычи, включая интенсификацию геологоразведочной деятельности путем привлечения инвестиций, а также разработку ресурсов, освоение которых не представляется целесообразным с финансовой и/или технической точки зрения при существующем налоговом режиме, путем создания налоговых стимулов, позволяющих компаниям применять различные технологии извлечения запасов. Помимо этого, концепция поставила задачу корректировки текущей отраслевой политики. Среди конкретных мер были предусмотрены следующие: информирование инвесторов о предстоящих изменениях в регулировании недропользования и налогообложения до 2030 г.; оценка возможности гармонизации фискальных условий (изъятий) с Россией в рамках единого экономического пространства (ЕАЭС); установление экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты для стимулирования нефтепереработки внутри страны; создание системы фискальных льгот для привлечения инвестиций в геологоразведку (в том числе путем распределения издержек по различным центрам затрат, обеспечения инвесторам приоритетных прав на разработку месторождения в случае успеха геологоразведки и освобождения инвесторов от социальных обязательств на этапе геологоразведки), введение нормативно-правовых механизмов для содействия рациональной реализации проектов в сфере разведки и добычи, обновление строительных нормативов, а также включение ежегодных технологических планов и планов добычи для проектов разработки месторождений в условия конкурса на получение контрактов на недропользование.

**Концепция развития геологической отрасли Республики Казахстан до 2030 года**

Концепция развития геологической отрасли, утвержденная в августе 2012 г., определила ряд проблем, с которыми сталкивается геологический сектор Казахстана, включая дефицит квалифицированных местных специалистов; недостаточный уровень активности местных организаций научно-исследовательской

и промышленной сферы, неэффективную организацию геологоразведочной деятельности; а также отсутствие доступа к геологической информации. Хотя предполагалось, что реализация концепции будет осуществляться на основании разрабатываемых правительством пятилетних программ освоения минерально-сырьевых ресурсов (разработки месторождений полезных ископаемых), на данный момент была составлена только одна такая программа (на период 2010-2014 гг.).

**Стратегические планы Министерства энергетики Республики Казахстан**

Стратегические планы, разрабатываемые Министерством энергетики Республики Казахстан, содержат более конкретные целевые показатели для каждой составляющей ТЭК. Эти документы включают прогнозы добычи нефти и газа на перспективу и периодически корректируются в свете изменения ситуации. Текущим Стратегическим планом на период до 2021 г. (опубликованным в декабре 2016 г.) для нефтяной промышленности предусматривается следующее:

- Добыча сырой нефти на уровне 86 млн. т (включая Кашаган) в 2018 г. и 87 млн. т в 2021 г. Долгосрочный прогноз в настоящее время пересматривается с учетом прогноза сохранения цен «на более низком уровне на более длительный срок». При этом долгосрочный прогноз по состоянию на апрель 2014 г. предполагал, что в 2030 г. добыча нефти выйдет на уровень 118 млн. т (см. Таблицу 3.4)
- Документ предполагает, что истощение запасов нефти и газа после 2050 г. может привести к тому, что среднегодовой объем добычи жидких углеводородов в Казахстане будет составлять лишь около 55 млн. т. Во избежание такой ситуации концепция развития ТЭК ставит задачу активизации геологоразведочной деятельности путем привлечения инвестиций, а также обеспечения в будущем возможности разработки ресурсов, освоение которых не представляется привлекательным с финансовой точки зрения при существующем налоговом режиме. Помимо этого, предусматривается, что доля ПИИ в нефтяном секторе к 2020 г. превысит 30% и останется на этом уровне до 2030 г.
- Концепция развития ТЭК до 2030 г. предполагает, что экспорт сырой нефти из Казахстана в Европу будет расти очень медленно – на 0,8% в год. Однако при этом в

период до 2030 г. ожидаются более высокие темпы роста спроса на казахстанскую нефть на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона, включая Китай и Индию – на 2,1% в год. Стратегия на период до 2030 г.

подчеркивает, что в этом контексте особую важность приобретает создание единого трубопровода Казахстан-Китай, источником сырой нефти для которого являются месторождения Каспия.<sup>32</sup>

**Таб. 3.4. «Государственные прогнозы добычи нефти и газа (за разные годы)»**

Документ	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2030
Нефть (млн. т)	Концепция развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года (апрель 2014 г.)											
			83	84	85	91	96	99	101,5		111,5	118,1
	Стратегический план Министерства энергетики РК на период до 2018 г. (октябрь 2014 г.)	79	82	82	79	76	79	82				
Стратегический план Министерства энергетики РК на период до 2021 г. (декабрь 2016 г.)				79	76	81	86	87	87	87		
Газ (млрд. м <sup>3</sup> )	Концепция развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года (апрель 2014 г.)											
				44,2					62			59,8
	Стратегический план Министерства энергетики РК на период до 2018 г. (октябрь 2014 г.)	40	42	41	44	44	45	48				
Стратегический план Министерства энергетики РК на период до 2021 г. (декабрь 2016 г.)				45	44	44	45	47	48	49		

Источник: Министерство энергетики РК

**3.4.3. Рекомендации по целям развития и регулированию**

Реформирование политики в сфере добычи углеводородов совсем не означает, что власти Казахстана должны необоснованно пренебречь разумными соображениями обеспечения национальной безопасности, исполнения бюджета и выполнения прочих важных задач – оно подразумевает общий пересмотр баланса между государственными интересами и интересами нефтяной промышленности. Целью преобразований должно стать стимулирование

роста в отрасли, приносящего выгоду всем ее участникам, способствующего повышению как государственных доходов, так и окупаемости инвестиций компаний. Чтобы придать дальнейший импульс инвестициям со стороны нефтяных компаний разного масштаба, следует внести ряд промежуточных корректировок, охватывающих несколько основных направлений политики. Некоторые из подобных корректировок в настоящее время уже рассматриваются в

<sup>31</sup> Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, 28 июня 2014, № 724, [http://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=31581132#pos=1;-169](http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31581132#pos=1;-169). В сентябре 2014 г. Правительство разработало проект Концепции эффективного управления природными ресурсами. Проект был представлен на рассмотрение Нурсултану Назарбаеву, но так и не был подписан. В отношении сектора разведки и добычи, Концепция ставила такие задачи, как расширение геологоразведочной деятельности, увеличение объемов добычи и экспорта природных ресурсов (учитывая высокий спрос на мировом рынке), привлечение иностранных инвестиций, обеспечивающих внедрение современных технологий и/или развитие внутреннего производства, а также предотвращение негативного воздействия добывающей деятельности на окружающую среду.

<sup>32</sup> Еще одна стратегическая цель, обозначенная в Концепции развития ТЭК до 2030 г. – модернизация НПЗ.

рамках внесения изменений в законодательство. Ниже приводятся приоритетные задачи в области политики по ряду направлений.

### Переход на принятые в международной практике системы лицензирования и классификации запасов

Законодательство Республики Казахстан должно отражать важность отрасли для экономики страны и рост глобальной конкуренции в сфере разведки и добычи, а также учитывать то обстоятельство, что внешние инвесторы привыкли к общепринятой международной практике выдачи лицензий, классификации запасов и прочих административных отношений. Такая практика подразумевает:

- Упрощение заключения контрактов на недропользование (Шаг 75 Плана «100 конкретных шагов»)
- Повышение прозрачности/доступности геологических данных
- Обеспечение более действенных стимулов для имеющих лицензии/ подписавших контракты компаний, способствующих их готовности брать на себя риск разведки; введение совмещенных лицензий/контрактов на разведку/добычу
- Обеспечение надежных гарантий предсказуемости контрактов
- Внедрение международной системы классификации запасов полезных ископаемых, отражающей как экономические, так и геологические аспекты (Шаг 74 Плана «100 конкретных шагов»)
- Сокращение количества административных барьеров, излишних процедур и необоснованных сроков.

Иными словами, чтобы оживить интерес международных компаний к сфере геологоразведки, Казахстану следует применять признанные во всем мире оптимальные 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, ответственной за сбор и ведение геологической информации. Некоторые из приведенных рекомендаций и практик уже включены в проект нового Кодекса «О недрах и недропользовании». Следующим шагом после обеспечения успешной разведки должно стать введение в Казахстане общепринятой международной практики классификации запасов. Существующая в Казахстане система классификации запасов рассчитывает их исходя из того объема, который можно извлечь в самых наилучших условиях.

В отличие от этого, международный подход учитывает запасы, извлечение которых является экономически целесообразным. Существующая разница в концептуальном подходе отражается в Кодексе «О недрах и недропользовании», согласно которому частичная разработка месторождения не допускается, если при ней повреждается структура резервуара месторождения нерентабельной части запасов. Такой подход не учитывает потенциал будущих технологических достижений, которые могут сделать возможным извлечение запасов из низкорентабельных «поврежденных» месторождений.

Таким образом, Казахстану следует продвигаться по пути реализации плана перехода (в умеренном темпе в течение нескольких лет) с принятой в настоящий момент системы учета запасов к имеющей широкое применение международной системе классификации запасов углеводородов (SPE-PRMS), поскольку сохранение существующей системы, унаследованной с советских времен, не принесет существенных (или же вообще никаких) преимуществ. Это освободит компании (а также государство) от необходимости ведения учета по двум системам, которые, помимо прочего, несовместимы между собой.

### Повышение инвестиционной привлекательности и налоговой стабильности

Повышение привлекательности для инвесторов (как внутренних, так и внешних) и обеспечение налоговой стабильности – два ключевых фактора, способных помочь обратить вспять сокращение масштабов геологоразведочной деятельности и спада добычи на старых месторождениях.

- Предоставление компаниям большего контроля, и ограничение участия правительства, в принятии решений по ключевым экономическим аспектам и оперативным решениям о разработке проектов
- Поскольку высокие бонусы (подписания / открытия) являются основным препятствием для проведения разведки и сопутствующих инвестиций, рекомендуется изучение возможности привязки условий аукционов к техническим и финансовым факторам и предложениям участников, а также устранение или, по крайней мере, уменьшение акцента на размер подписного бонуса; положительное движение в этом направлении уже намечается в том, что проект Кодекса «О недрах и недропользовании» предполагает отмену бонусов коммерческого обнаружения.
- Следует сократить объем и количество форм взимания доли государства (таких как экспортная пошлина и рентный налог на экспорт)

- Необходимо обеспечить стабилизацию налогов в новом Налоговом кодексе, чтобы уменьшить степень неопределенности

В более долгосрочной перспективе меры налогового стимулирования могут включать снижение бремени 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. Одним из шагов в данном направлении является внесение изменений в режим взимания экспортной пошлины на сырую нефть в марте 2016 г. с привязкой ставок к среднему уровню мировых цен на нефть на основе ежемесячного мониторинга.

Правительству Казахстана рекомендуется также рассмотреть возможность корректировки налогового режима для месторождений, находящихся на более поздней стадии разработки, что в первую очередь должно помочь НК КМГ в свете ее подготовки к первичному публичному размещению акций (IPO). КМГ является одной среди нескольких энергетических компаний мира, готовящихся к проведению IPO до 2020 г., наряду с Saudi Aramco (Саудовская Аравия) и Kuwait Energy (Кувейт), в связи с чем конкуренция за привлечение иностранных инвесторов будет жесткой. Следует отметить, что правительство двух вышеупомянутых стран принимает активные меры, направленные на повышение привлекательности своих крупнейших компаний для внешних инвесторов. Так, в марте 2017 г. правительство Саудовской Аравии снизило ставку налога на прибыль для Aramco с 85% до 50%.

### Оптимизация условий ведения деятельности

Необходимо рассмотреть широкий спектр мер в целях создания более благоприятных условий для ведения нефтегазовыми компаниями своей повседневной деятельности. Типичной проблемой в данной сфере для компаний всего мира являются бюрократические барьеры. В этой связи Казахстану следует прилагать дальнейшие усилия к рационализации и систематизации регулирующего аппарата в тех случаях, когда необходимость прохождения многочисленных уровней государственных бюрократических процедур и оформления чрезмерного количества документов осложняют нормальный режим работы компаний. Следует пересмотреть требования в отношении трудовых ресурсов и местного содержания, особенно когда это препятствует привлечению капитала на ранних

стадиях разведки и добычи или ставит под угрозу соблюдение графиков реализации добывающих проектов.

Еще одной областью, имеющей отношение к оптимизации условий ведения деятельности, является повышение уровня НИОКР и подготовки трудовых ресурсов в Казахстане. Компании «КазМунайГаз» следует рассматривать развитие кадрового потенциала в качестве стратегического приоритета, а также осуществлять инвестирование в расширение возможностей внутри страны для проведения исследовательских работ, внедрения новых технологий и реализации программ повышения квалификации персонала (таких как производственная практика, стажировка и краткосрочные курсы). Инвестирование в исследования важно для развития производственного потенциала КМГ и достижения долгосрочных целей национального развития, поставленных Президентом Республики Казахстан.

Соблюдение экологических норм также является фактором, который руководители предприятий отрасли часто относят к препятствиям на пути к повышению эффективности работы. В этой связи в Казахстане требуется внедрение каких-либо стимулов, уравновешивающих существующую в экологической политике тенденцию к применению мер взыскания. Одним из таких стимулов может стать компенсация затрат нефтяных компаний на переработку попутного газа (согласно положениям действующего законодательства). Кроме того, в настоящее время Казахстан изучает возможность предоставления интегрированных разрешений на выбросы (IEP) вместо нынешнего довольно сложного режима индивидуальных разрешений на выбросы, которые требуют сложного мониторинга и частого продления. Хотя IEP широко используются на международном уровне и санкционированы в Статье 79 Экологического кодекса РК, IEP еще не реализованы в Казахстане. IEP представляет собой единый документ, удостоверяющий право на выбросы в окружающую среду до тех пор, пока используются наилучшие имеющиеся технологии (указанные в приказе Министерства энергетики N 37 от 23 января 2015 года), и удовлетворяются целевые ориентиры (коэффициенты выбросов на тонну продукции). IEP значительно сокращают документооборот, связанный с соблюдением экологических норм.<sup>33</sup> IEP оказались одним из наиболее эффективных способов достижения контроля за загрязнением, поскольку разрешения связаны с конкретными технологиями, которые являются эффективными для снижения выбросов. Помимо этого, следует принять меры для декриминализации (исключения из числа уголовно наказуемых) деятельности, которая считается общепринятой в нефтегазовой отрасли

– такой как технически неизбежное сжигание газа (см. текстовую вставку «Сжигание попутного газа» в Главе 5). Применение чрезмерно суровых мер взыскания в случае умеренного уровня факельного сжигания не только вызывает недовольство у компаний, но и, что более важно, ощущение неопределенности и неуверенности у работников на промысле, поскольку они начинают опасаться возможности тюремного заключения за выполнение своих обязанностей. Случаи несоблюдения природоохранных норм следует по большей части рассматривать как административные правонарушения, а не как уголовные преступления, и ответные меры со стороны правительства необходимо соответствующим образом скорректировать с учетом данного обстоятельства.

#### **Поправки к законодательству о недропользовании**

Помимо рекомендуемых изменений, связанных с переходом на международные стандарты, повышением инвестиционной привлекательности и усовершенствованием налогового режима отрасли, а также с оптимизацией условий работы, представителям законодательной власти Казахстана следует стремиться к прозрачности при разработке и внесении изменений и дополнений в законодательство. Для достижения данной цели необходимо увеличить период приема комментариев по законопроектам. Часто в распоряжении участников отрасли имеется

менее недели на рассмотрение законопроектов и представление комментариев в их отношении. Увеличение периода приема комментариев обеспечит более существенный вклад со стороны профессионалов отрасли, что поможет устранить непредвиденные негативные последствия при введении в действие новых законов и повысить уровень доверия инвесторов к законодательству Республики Казахстан.

В дополнение к этим изменениям, важно рассмотреть внесение поправок в законодательство о недрах и связанные с ним нормативно-правовые акты в отношении СРП.<sup>34</sup> Учитывая, что контракты по трем крупнейшим проектам – Тенгиз, Карачаганак и Кашаган – истекают в 2033 г., 2037 г. и 2041 г., соответственно, в целях реализации их долгосрочного потенциала добычи в законодательстве и политике следует предусмотреть меры, способствующие дальнейшему инвестированию и эффективной работе этих и прочих проектов с высоким уровнем риска. К таким мерам можно отнести продление контрактов в целях обеспечения достаточного периода окупаемости или внесение в них иных поправок (в частности, таких, как изменение схемы работы в рамках проектов, предполагающее их реализацию в форме так называемых совместных СРП [с совместным использованием инфраструктуры], а также внесение поправок, которые позволили бы включить в существующие СРП участки, на которые лицензия ранее не распространялась).

<sup>33</sup>См. ОЭСР, Многомерный страновой обзор Казахстана, том 2, стр. 180.

<sup>34</sup>СРП закладывает основу для правовых отношений, в рамках которых принимающее государство, являющееся собственником недр, привлекает компании (в качестве подрядчиков) к разведке, разработке и (в конечном итоге) монетизации объектов добычи. СРП позволяет принимающему государству сохранить за собой собственность на активы, обеспечивая при этом предсказуемость налоговых ставок, возможность возмещения затрат и особый нормативно-правовой режим для инвесторов. Компании-инвесторы почти полностью принимают на себя все риски, связанные с разведкой – они несут все потери в случае необнаружения запасов, добыча которых является коммерчески целесообразной. СРП обеспечивают компаниям стабильный и предсказуемый режим, благодаря чему они готовы взять на себя риск разработки месторождений, предполагающих высокий уровень затрат и технологические сложности. Первые СРП были реализованы в Индонезии в 1966 г., и с тех пор по всему миру были подписаны сотни таких соглашений.



## 4. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА

- 4.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 4.2. НЕФТЕПРОДУКТЫ:  
СПРОС И ПРЕДЛОЖЕНИЕ
- 4.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ:  
ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ

## 4. НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА

### 4.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- **В Казахстане существует три крупных НПЗ, а также ряд небольших заводов. Совокупная заявленная мощность по первичной переработке трех крупных заводов Казахстана на настоящий момент составляет 15,35 млн. т в год (307 000 барр./сутки).** Хотя на этих НПЗ в той или иной мере присутствуют мощности глубокой переработки нефти, в целом в Казахстане применяются относительно простые технологии. Как следствие, в нефтеперерабатывающей отрасли наблюдается явно выраженный перекос в сторону производства мазута (остаточного нефтяного топлива), что более не соответствует структуре внутреннего спроса на нефтепродукты.
- **НПЗ Казахстана на данный момент в совокупности покрывают лишь около 85% внутреннего спроса на нефтепродукты,** а около 15% спроса удовлетворяется за счет импорта.<sup>1</sup> Это связано с тем, что Казахстан экспортирует значительную часть собственного производства (в основном темные нефтепродукты, такие как мазут), и вынужден импортировать светлые нефтепродукты (моторные топлива) – в основном из России – для удовлетворения внутреннего спроса.
- **В настоящее время реализуется крупная программа модернизации НПЗ,** после завершения которой ассортимент производимой продукции существенно изменится – более весомая доля в нем будет принадлежать светлым нефтепродуктам (моторному топливу). По мере модернизации экономики, начавшейся с момента обретения

страной независимости, все более активно растет спрос на светлые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо и авиационный керосин). Создавшийся в результате этого дисбаланс между производством и потреблением привел к росту зависимости от импорта нефтепродуктов, особенно высокооктанового бензина и авиационного керосина. Устранить существующий дисбаланс и значительно сократить потребность в импорте светлых нефтепродуктов призвана осуществляемая модернизация НПЗ. Согласно нашим прогнозам, в результате модернизации НПЗ совокупный объем нефтепереработки в Казахстане к 2030 г. вырастет примерно до 17 млн. т в год, и этого объема будет достаточно для покрытия спроса на бензин и дизельное топливо. На существующих НПЗ ожидается существенное увеличение объемов производства бензина и дизельного топлива, и снижение производства мазута. Из-за относительно скромного предполагаемого роста совокупного потребления светлых нефтепродуктов, строительство еще одного крупного НПЗ в Казахстане приведет к значительному избытку мощностей с учетом внутренних потребностей. При этом, учитывая удаленность страны от основных потребителей, возможности экспорта нефтепродуктов весьма ограничены.

- **Правительство продвинулось на пути либерализации внутреннего рынка нефтепродуктов, отменив регулирование розничных цен на бензин и дизельное топливо;** в настоящее время сохраняется

регулирование цен на бензин марки АИ-80 и СУГ, но ожидается, что в 2017-2018 гг. оно тоже будет снято. Однако НПЗ все же остаются изолированными от влияния рыночных сил. Они не являются реальными участниками рынка, которые покупают нефть и продают нефтепродукты, вместо этого они получают толлинговое вознаграждение за переработку сырой нефти, размер которого определяется государственной компанией. Таким образом, в

нефтеперерабатывающей отрасли сохраняется высокая степень регулирования.

- Ожидается приватизация НПЗ. Нефтеперерабатывающие заводы были включены в программу планируемой приватизации ряда государственных активов сроком до 2020 г. Однако ситуация с реализацией данной программы пока остается неопределенной.

### 4.2. НЕФТЕПРОДУКТЫ: СПРОС И ПРЕДЛОЖЕНИЕ

#### 4.2.1. Структура нефтеперерабатывающей отрасли

В Казахстане имеется три крупных НПЗ (Атырауский, Павлодарский и Шымкентский), специализированный завод по производству битума и более 30 мини-НПЗ.<sup>2</sup> Заявленная мощность трех основных заводов по переработке сырой нефти в настоящее время составляет 15,35 млн. т в год (307 000 барр./сутки). Два из крупных заводов – Атырауский НПЗ и Павлодарский НХЗ – полностью находятся в собственности национальной компании «КазМунайГаз» (КМГ), а Шымкентский НПЗ равными долями принадлежит КМГ и Китайской национальной нефтегазовой корпорации (КННК/СНПК).<sup>3</sup> В свою очередь, собственность на завод по производству битума распределяется равными долями между КМГ и Международной китайской инвестиционной корпорацией по управлению имуществом (СІТІС). С коммерческой точки зрения казахстанские НПЗ работают по схеме процессинга, и, таким образом, остаются изолированными от влияния рыночных сил. До отмены регулирования в январе 2017 г., тарифы на процессинг устанавливались регулирующим органом – КРЕМЗК.<sup>4</sup> С 2017 г. тариф на процессинг для Атырауского НПЗ и Павлодарского НХЗ устанавливается Советом директоров КМГ, а для Шымкентского НПЗ тариф устанавливается Советом директоров управляющей компании ПетроКазахстан. Существенное повышение тарифа на процессинг

в 2017 г. связано с включением инвестиционной составляющей для компенсации модернизации заводов.

С НПЗ работают десятки больших и малых давальцев (поставщиков) нефти: они приобретают нефть у недропользователей, поставляют ее на НПЗ, где происходит ее переработка, а затем продают полученные нефтепродукты. РД КМГ является самым крупным поставщиком нефти на казахстанские НПЗ (2,9 млн. тонн в 2016 г.). В соответствии с соглашением между КМГ и РД КМГ, заключенным во время первичного размещения акций РД КМГ в сентябре 2006 г. (и действовавшим до 2015 г. включительно), РД КМГ была обязана поставлять определенное количество сырой нефти дочерней организации КМГ, осуществлявшей переработку и маркетинг (КМГ ПМ). С апреля 2016 г. изменился характер коммерческих отношений между РД КМГ и КМГ ПМ. Если раньше нефть приобреталась для заводов у добывающей компании по фиксированным ценам компанией КМГ ПМ, то теперь РД КМГ перешла на толлинговую схему, при которой она является поставщиком сырой нефти и собственником полученных нефтепродуктов, которые впоследствии продает. Изменения в схеме сотрудничества произошли из-за разногласий в цене на нефть. По истечению соглашения между РД КМГ и КМГ ПМ в 2015 г., КМГ ПМ предложила закупать

<sup>2</sup>По данным Министерства энергетики, в Казахстане имеется 32 малых НПЗ мощностью менее 800 000 т в год каждый. Совокупная мощность малых НПЗ составляет 6,5 млн. т в год, однако, по имеющимся данным, в 2016 г. на них было переработано лишь около 450 000 т сырья. Доля мини-НПЗ в общем объеме предложения готовой продукции на внутреннем рынке невелика. Судя по имеющимся сведениям, единственным среди них заводом, оснащенным мощностями вторичной переработки, является НПЗ АО «Конденсат» в г. Аксай, где недавно была введена в эксплуатацию секция вакуумной перегонки (в рамках реализации инвестиционной программы на сумму 170 млн. долл. США с целью модернизации завода). В декабре 2016 г. на нем началось производство бензина марки Евро-5. Введение в действие в апреле 2016 г. поправок в Закон «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» привело к закрытию многих из этих мини-заводов из-за запрета на продажу полуфабрикатов, однако в апреле 2017 г. Министерство энергетики выпустило постановление, сократившее круг запрещенных продуктов, что юридически позволило малым НПЗ возобновить работу.

<sup>3</sup>В собственности КМГ находится 99,5% Атырауского НПЗ, 100% Павлодарского НХЗ и 49,8% Шымкентского НПЗ.

<sup>4</sup>В последний раз это произошло в октябре 2015 г., когда тарифы были утверждены в размере 20 501 тенге (74 долл. США) за тонну для АНПЗ, 14 895 тенге (54 долл. США) за тонну для ПНХЗ и 11 453 тенге (42 долл. США) за тонну для Шымкентского НПЗ.

<sup>1</sup>В 2016 г. общий объем переработки (эквивалентный валовому объему производства) составил 14,9 млн. т, объем экспорта нефтепродуктов – 3,9 млн. т, а объем импорта – 1,8 млн. т. Таким образом, видимое потребление (включая потери при переработке и потребление топлива) составило 12,9 млн. т. Из них 11,1 млн. (86%) было обеспечено за счет внутреннего производства.

нефть на Атырауский и Павлодарский НПЗ по ценам значительно более низкого уровня, чем в предыдущие годы, что оказалось неприемлемо для РД КМГ. Важно отметить, что неудовлетворение обязательств РД КМГ по поставкам нефти на внутренние НПЗ может лишить компанию экспортной лицензии. В связи с разногласием по цене, РД КМГ приняла решение о переходе на схему процессинга нефти, где компания поставляет нефть на НПЗ и далее реализует нефтепродукты на внутреннем рынке через КМГ ПМ.<sup>5</sup> Организационная структура сегмента розничной

торговли более разнообразна: по состоянию на конец 2016 г. доля рынка четырех крупнейших игроков (по объемам реализации) составляла лишь 32%. При этом доля самого крупного участника рынка – дочерней организации «КазМунайГаз» – ТОО «КазМунайГаз Өнімдері» составляла 17% (компания осуществляет продажи нефтепродуктов через 325 АЗС), за которым следовала компания Helios (360 АЗС и 9% рынка), SI-NOOIL (105 АЗС и с 5% рынка) и «Газпром нефть» (30 АЗС и 1% рынка).

#### 4.2.2. Потребление сырой нефти в Казахстане

В последние годы видимое потребление сырой нефти в Казахстане в целом находилось на уровне около 17 млн. т в год, и в 2016 г. составило 15,8 млн. т<sup>6</sup> или около 20% от совокупного объема добычи нефти в стране. Основная часть добываемой в Казахстане нефти (более 80%) традиционно поставляется на экспорт.

Дочерние компании КМГ (в т.ч. РД КМГ) являются основными поставщиками сырой нефти на казахстанские НПЗ.<sup>7</sup> Однако основной ряд добывающих активов этих дочерних компаний, представлен месторождениями на поздней стадии разработки, объемы добычи на которых в настоящее время снижаются (за последнее десятилетие добыча на предприятиях, находящихся в 100%-й собственности КМГ упала примерно на 12% и в 2016 г. составила около 8,4 млн. т).<sup>8</sup> Ожидается, что в более долгосрочной перспективе естественное снижение добычи в рамках этих предприятий продолжится, в связи с чем возникает беспокойство в отношении достаточности объемов поставок сырой нефти для удовлетворения спроса на нефть в стране в 2020-х годах. Основными центрами добычи сырой нефти, помимо вышеупомянутых месторождений, являются три «мегапроекта», эксплуатацию которых осуществляют компании ТШО, КПО и НКОК, и эти

же международные проекты, по сути, являются главными источниками роста добычи нефти в Казахстане.

Принимая во внимание тенденцию спада, наметившуюся на ключевых добывающих предприятиях, обеспечивающих поставки на внутренний рынок, НПЗ Казахстана в долгосрочной перспективе, возможно, потребуются поставки нефти с других (упомянутых выше) добывающих предприятий. В свою очередь, эти предприятия будут заинтересованы осуществлять поставки на внутренний рынок, только если им будут предложены цены, соизмеримые с теми, которые они получают при поставке добываемой ими сырой нефти на экспорт. Иными словами, цена на внутреннем рынке должна находиться на уровне экспортного паритета (т.е., цены на международном рынке за вычетом стоимости транспортировки по морю [фрахта танкера], по трубопроводу и других транспортных расходов, а также всех применимых экспортных пошлин).

Однако установившиеся в настоящее время цены, по которым сырая нефть поставляется на НПЗ Казахстана, находятся на уровне гораздо ниже экспортных, и этот разрыв за последние два года даже несколько вырос, несмотря на снижение

международных цен на нефть (см. Таблицу 4.1). Внутренние цены на сырую нефть (т.е. фактические цены продаж добывающими предприятиями на внутреннем рынке) в 2013-2014 гг. составляли около 40% от среднего уровня цен марки Urals (Средиземное море), по которым добывающие предприятия осуществляли поставки на экспорт, но впоследствии внутренние цены упали – примерно до 33% в 2015 г. и 25-29% в 2016 г. Средние цены продаж, выручаемые добывающими предприятиями при реализации на внутреннем рынке, снизились с уровня около 50% от экспортного паритета («нетбэк») в 2013-2014 гг. до уровня лишь около 43% в 2015 г. и 32-37% в 2016 г.<sup>9</sup> В этой связи большинство нефтедобывающих компаний Казахстана предпочитают экспортировать свою продукцию, а не продавать ее на НПЗ внутри страны. Тем не менее, летом 2017 г. для давальцев нефти на внутренний рынок сложилась благоприятная ситуация, где нетбэк от поставки нефти на НПЗ Казахстана и реализации продуктов даже несколько превысили нетбэк получаемый от экспорта нефти зарубеж. В то же самое время, Министерство энергетики, в рамках вверенных ему обязанностей по регулированию нефтегазовой отрасли, определяет объемы сырой нефти, которые

недропользователям (за исключением крупных проектов со стабилизированными контрактами) необходимо поставить на внутренний рынок для покрытия спроса на ГСМ. В этой связи такие недропользователи в приоритетном порядке осуществляют поставки своей сырой нефти на казахстанские НПЗ и могут экспортировать только объемы, оставшиеся после выполнения этих обязательств.<sup>10</sup> Например, в 2016 году РД КМГ поставила 1,0 млн. т сырой нефти на ПНХЗ и 1,9 млн. т на АНПЗ, что составило 22% и 40% от общего объема переработки сырой нефти на этих НПЗ, соответственно.

Несмотря на отказ от регулирования внутренних цен на основные светлые нефтепродукты (за исключением бензина АИ-80), государственное регулирование рынка всё же остается. Учитывая проблематичность поставок нефти традиционными поставщиками и возможную необходимость обеспечения поставок нефти на НПЗ Казахстана из других источников, внутренним ценам на сырую нефть будет нужно вырасти до уровня экспортного паритета («нетбэк»), что осуществимо через введение большего количества рыночных механизмов и либерализацию.

Таб. 4.1. Сравнение цен на сырую нефть на внутреннем рынках и экспортный нетбэк (долл. США/тонну)

	Июнь 2012	Июнь 2013	Июнь 2014	Июнь 2015	Июнь 2016	Декабрь 2016
Марка "Юралс" (Средиземное море)	680,7	806,4	780,2	449,5	335,5	386,2
Транспортные расходы из Атырау	38,3	56,7	51,7	51,2	36,1	37,4
Нефтепровод КТО (Атырау-Самара)	10,8	16,8	14,1	16,7	9,2	9,3
Нефтепровод Транснефть (Самара-Новороссийск)	17,2	27,7	24,6	17,5	14,6	15,3
Портовый сбор в порту Новороссийск	2,6	2,6	3,2	3,2	3,2	3,2
Морская транспортировка	7,7	9,7	9,8	13,7	9,1	9,6
Экспортная пошлина	0,0	60,0	80,0	60,0	40,0	40,0
<b>Нетбэк в Атырау</b>	<b>642,4</b>	<b>689,7</b>	<b>648,5</b>	<b>338,3</b>	<b>259,4</b>	<b>308,8</b>
Средняя цена на внутреннем рынке (без НДС и акциза)	436,8	324,2	328,2	146,9	82,2	112,7
Внутренняя цена в процентном отношении к цене на международном рынке	64,2	40,2	42,1	32,7	24,5	29,2
Внутренняя цена в процентном отношении к экспортной цене "нетбэк"	68,0	47,0	50,6	43,4	31,7	36,5

Источник: IHS Markit, Комитет статистики РК

<sup>5</sup>В результате расформирования КМГ ПМ в 2017 функции исполнителя агентского соглашения с РД КМГ скорее всего лягут на ТОО «КазМунайГаз Өнімдері» или на соответствующий управленческий отдел внутри АО НК КМГ.

<sup>6</sup>Расчет производится по формуле: объемы добычи сырой нефти (и конденсата) минус экспорт плюс импорт. При этом учитываются потери на месторождениях и изменения в запасах. См. Таблицу 3.2. Из 15,8 млн. т видимого потребления сырой нефти в Казахстане в 2016 г. 14,9 млн. т были поставлены на НПЗ, а оставшиеся 0.8 млн. т составили потери на месторождениях, изменения в запасах и использование на собственные нужды.

<sup>7</sup>Фактически, Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ) перерабатывает западно-сибирскую нефть, поставляемую по нефтепроводу Омск-Павлодар-Шымкент из Российской Федерации. Но поскольку она поставляется через своп-соглашения, то коммерчески, поставляемая на ПНХЗ нефть по факту закупается у казахстанских поставщиков. Небольшое количество сырой нефти, поставляемое из России, официально считается казахстанской нефтью из РД КМГ (Эмбаунайгаз), которая проходит через российскую трубопроводную систему (ТОН из Самары), но основная часть поставок просто компенсируется российскому поставщику (Роснефти) за счет предоставления ему того же количества нефти на казахстанско-китайской границе, которое он предоставил на казахстанско-российской границе. Согласно годовому отчету КМГ РД, в 2016 г. компания поставила на ПНХЗ 22% от всего объема нефти.

<sup>8</sup>Показатели объемов 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. Согласно расчетам в 2016 г. они составили 22,1 млн. т или 28,3% от общего объема добываемой в Казахстане нефти.

<sup>9</sup>«Нетбэк» рассчитывается как объявленные цены на средиземноморском рынке за вычетом транспортных расходов (как по нефтепроводу, так и морским транспортом) на экспортном маршруте Атырау-Самара и экспортных пошлин.

<sup>10</sup>Источники поставок сырой нефти для Шымкентского НПЗ – это в основном добывающие компании Кызылординской области, которые являются совместными предприятиями с участием КМГ и китайских компаний, в связи с чем действует несколько иная коммерческая схема.

### 4.2.3. Процессы и объемы нефтепереработки

Согласно отчетным данным, совокупный объем производства нефтепродуктов в Казахстане в 2016 г. снизился до 12,9 млн. т, хотя объем переработки сырой нефти остался примерно таким же, как и в 2015 г. (14,9 млн. т) (см. Таблицу 4.2). Ассортимент продукции трех основных НПЗ довольно существенно различается, что обусловлено разницей в их конфигурации (применяемых технологиях и оборудовании) и типах сырой нефти, которую они перерабатывают (см. Таблицу 4.3). При этом следует отметить, что в последние годы произошла некоторая оптимизация выпускаемого ассортимента продукции НПЗ страны, хотя программа их модернизации во многом еще не

реализована. Доля светлых и средних дистиллятов в объеме переработки несколько выросла: для бензина – с 20,9% в 2014 г. до 22,8% в 2016 г., а для дизельного топлива – с 34,9% до 36,3%. При этом доля мазута снизилась с уровня около 29,0% до 24,8% (см. Таблицу 4.2). На всех трех основных НПЗ наблюдается рост глубины переработки (степени конверсии): в 2016 г. Атырауский НПЗ улучшил данный показатель на 6,04%, выйдя на уровень 65,2%, а два других НПЗ – лишь на 1-4% (при этом глубина переработки на Павлодарском НХЗ увеличилась до 76,6%, а на Шымкентском НПЗ – до 75,4%).<sup>11</sup>

Таб. 4.2. Баланс нефтепродуктов в Казахстане, 2010-16 (млн.т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Производство</b>							
Объем переработки	13,7	13,7	15,1	15,3	16,4	15,0	14,9
Производство основных нефтепродуктов (согласно отчетным данным)	12,8	13,4	13,7	13,8	14,5	13,5	12,9
Бензин	2,9	2,8	2,9	2,7	3,0	2,9	3,0
Керосин	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Дизельное топливо	4,4	4,6	4,1	5,1	5,0	4,6	4,7
Мазут	4,5	4,3	3,9	4,0	4,2	4,1	3,2
Топливо для транспортировки	-	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Топочный мазут	4,5	4,3	3,6	3,7	3,9	3,8	3,0
Смазочные масла	-	-	-	-	-	-	-
Другие (включая СУГ, Вакуумный газойль, итд)	0,5	1,3	2,4	1,5	1,8	1,7	1,8
Кокс нефтяной, битум нефтяной и остатки от переработки нефти или нефтепродуктов прочие, тонн	0,4	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0
<b>Видимое потребление</b>							
Нефтепродукты, всего	10,3	10,8	12,3	12,5	13,4	12,0	12,9
Бензин	3,7	3,5	4,0	4,0	4,2	4,3	4,1
Дизельное топливо	3,2	4,1	3,9	5,5	5,3	4,6	5,1
Мазут	1,4	0,7	-0,4	-0,7	-0,6	-0,6	-0,4
Другие	2,0	2,4	4,8	3,7	4,5	3,8	4,1
<b>Экспорт (нетто)</b>							
Нефтепродукты, всего	-3,3	-3,0	-2,8	-2,7	-3,0	-3,0	-2,1
Бензин	0,8	0,8	1,2	1,3	1,2	1,4	1,1
Дизельное топливо	-1,2	-0,6	-0,2	0,4	0,3	0,0	0,4
Мазут (включая Вакуумный газойль и другие жидкое топливо)	-3,0	-3,5	-4,3	-4,7	-4,8	-4,7	-3,6
Другие	0,1	0,4	0,5	0,3	0,3	0,3	0,1
<b>Экспорт</b>							
Нефтепродукты, всего*	5,1	4,4	4,8	5,3	5,1	4,9	3,9
Бензин	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дизельное топливо	1,6	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0
Мазут (включая Вакуумный газойль и другие жидкое топливо)	3,0	3,6	4,5	5,0	4,8	4,7	3,6
Другие	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2
<b>Импорт</b>							
Нефтепродукты, всего	1,8	1,5	2,1	2,5	2,1	1,9	1,8
Бензин	0,9	0,8	1,2	1,3	1,2	1,4	1,1
Дизельное топливо	0,4	0,2	0,1	0,6	0,5	0,2	0,4
Мазут (включая Вакуумный газойль и другие жидкое топливо)	0,0	0,1	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0
Другие	0,5	0,4	0,6	0,4	0,4	0,3	0,2

\* Общий объем экспорта и импорта исключает СУГ; объем экспорта тяжелых жидких топлив (согласно отчетным данным) предусматривает целый ряд продуктов, включая ВГО, и поэтому расчетное видимое потребление стало отрицательным с 2012 года.

Источник: Комитет статистики РК, IHS Markit

Таб. 4.3. Производство нефтепродуктов на основных НПЗ в Казахстане (тыс.т)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Атырауский НПЗ</b>						
Объем переработки сырья	4 423	4 430	4 920	4 868	4 761	4 650
Автобензин	506	505	614	605	643	771
Дизельное топливо	1 218	1 222	1 344	1 207	1 391	1 351
Авиакеросин	57	38	23	21	20	22
Бензол	-	-	-	1	7	8
Печное топливо	143	124	166	160	68	81
Мазут	1 543	1 512	1 510	1 650	1 362	1 374
Вакуумный газойль	606	652	779	739	842	518
Кокс	75	95	137	111	121	116
СУГ	14	20	28	29	36	34
Сера	1	1	2	3	3	3
<b>Павлодарский НПЗ</b>						
Объем переработки сырья	5 037	5 010	4 926	4 810	4 590	4 790
Автобензин	1 332	1 117	1 259	1 249	1 225	1 291
Дизельное топливо	1 514	1 473	1 509	1 457	1 524	1 577
Авиакеросин	100	133	125	11	-	-
Мазут	810	763	668	822	560	732
Вакуумный газойль	123	400	192	123	29	27
Кокс	147	146	152	126	224	201
СУГ	244	215	239	263	244	274
Сера	24	23	25	30	28	31
Битум	186	219	244	246	202	132
<b>Шымкентский НПЗ</b>						
Объем переработки сырья	4 754	4 857	5 065	4 493	4 501	4 360
Автобензин	1 046	1 038	1 126	988	1 032	948
Дизельное топливо	1 336	1 376	1 346	1 192	1 203	1 145
Авиакеросин	275	231	279	254	236	220
Мазут	902	968	1 013	889	869	872
Вакуумный газойль	798	827	884	827	811	782
Кокс	146	148	142	113	120	106
СУГ	-	-	-	-	1	0
Сера	-	-	-	-	-	-

Сноска: Данные за 2017 г. из прогноза Министерства Энергетики РК.

Источник: Министерство энергетики РК

<sup>11</sup>Для российских НПЗ данный показатель, который определяется как доля «нефтепродуктов высокого качества» (в основном светлых/легких нефтепродуктов и смазочных материалов) в общем ассортименте выпускаемой продукции, в 2015 г. в совокупности составил 74,2%, а в 2016 г. вырос до 79,1% (с 71% в 2000-2002 гг.). Однако это все же гораздо ниже уровня развитых стран Запада, таких как США и Германия, где он составляет 85-90%.

#### 4.2.4. Потребление нефтепродуктов на внутреннем рынке

Видимое потребление нефтепродуктов в Казахстане выросло с 12,0 млн. т в 2015 г. до 12,9 млн. т в 2016 г.<sup>12</sup> Основной рост пришелся на потребление дизельного топлива и «других нефтепродуктов» (см. Таблицу 4.2). Видимое потребление автомобильного бензина было менее активным и даже немного снизилось. Заявленный объем фактического потребления

всех нефтепродуктов в Казахстане (без учета СУГ) в 2015 г. составил 9,8 млн. т, из которых 62% – дизельное топливо (которое используется в основном в транспортном секторе для автомобильных и железнодорожных перевозок, а также в сельском хозяйстве), 14,9% – автомобильный бензин, 13,4% – мазут, 4,3% – керосин и 4% – битум.

#### 4.2.5 Экспорт и импорт нефтепродуктов

Казахстан экспортирует продукцию с низкой добавленной стоимостью (темные нефтепродукты) и импортирует продукцию высокого качества, что является следствием устаревшего ассортимента выпуска НПЗ, на оптимизацию которого направлена текущая программа модернизации. Совокупный объем экспорта нефтепродуктов (по данным таможенной статистики) упал с 5,1 млн. т в 2014 г. до 3,9 млн. т в 2016 г. – самого низкого уровня с 2008 г. Основным экспортируемым нефтепродуктом остается мазут (вместе с вакуумным газойлем и другими темными

нефтепродуктами): в 2016 г. его доля в общем объеме экспорта продуктов нефтепереработки составила 92% (по сравнению с 94% в 2014 г.). Светлые нефтепродукты Казахстаном не экспортируются за пределы территории Таможенного союза в связи с действующим запретом по договоренности с РФ.<sup>13</sup> Совокупный объем импорта нефтепродуктов в 2016 г. упал до 1,8 млн. т., при этом импорт бензина снизился до 1,1 млн. т. Основным импортируемым нефтепродуктом остается высокооктановый автомобильный бензин.

#### 4.2.6. Прогноз потребления нефтепродуктов

Согласно базовому сценарию IHS Markit, в период до 2030 г. прогнозируется незначительный рост спроса на бензин и дизельное топливо, что приведет к повышению совокупного показателя спроса на нефтепродукты. Видимое потребление бензина вырастет с 4,1 млн. т в 2016 г. до 4,5 млн. т в 2030 г., а потребление дизельного топлива вырастет с 5,1 млн. т в 2016 г. до 6,5 млн. т в 2030 г. Ожидается, что в 2030 г. совокупный видимый спрос на нефтепродукты составит около 14,1 млн. т (см. Таблицу 4.4). Фактическое потребление мазута продолжит снижаться, хотя и медленно, поскольку мазут является важным продуктом для электроэнергетики, горнодобывающей и тяжелой промышленности Казахстана<sup>14</sup> (ожидается, что

спрос со стороны этих отраслей будет оставаться относительно стабильным и составит около 1 млн. т в 2030 г.).<sup>15</sup> С учетом конъюнктуры спроса, ожидается, что объем переработки нефти на НПЗ в 2030 г. вырастет примерно лишь до 17 млн. т (см. Таблицу 4.4). Такого объема переработки сырой нефти более чем достаточно для удовлетворения внутреннего спроса на бензин с учетом изменений в ассортименте продукции после завершения модернизации НПЗ. Прогноз IHS Markit предполагает, что на НПЗ будет перерабатываться достаточное количество сырой нефти для покрытия спроса на бензин без потребности в импорте, хотя страна все же будет экспортировать и импортировать

некоторые виды нефтепродуктов, поскольку спрос на весь их ассортимент в точности удовлетворить выпускаемой НПЗ продукцией невозможно. Принимая во внимание относительно скромный прогнозируемый рост внутреннего спроса на нефтепродукты, строительство еще одного крупного НПЗ приведет к совокупному

перенасыщению рынка и низкой загрузке нефтеперерабатывающих мощностей Казахстана. При этом, учитывая удаленность страны от основных потребителей, возможности экспорта нефтепродуктов весьма ограничены.

Таб. 4.4. Прогноз баланса потребления нефтепродуктов в Казахстане (млн.т)

	2010	2015	2020	2025	2030	Среднегодовые темпы изменений (%) 2015-30
<b>Производство</b>						
Объем переработки сырья	13,7	14,5	16,0	16,3	17,0	1,1
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)	12,8	13,5	15,2	15,6	16,5	1,3
Бензин	2,9	2,9	4,0	4,4	4,8	3,5
Керосин	0,5	0,3	0,5	0,7	0,9	7,7
Дизельное топливо	4,4	4,6	6,2	6,6	7,3	3,2
Мазут	4,5	4,1	2,9	2,4	1,7	-5,7
Другие (включая СУГ, ВГО, итд)	1,4	2,6	2,5	2,2	2,2	-1,1
Кокс/битум/другие остатки	0,4	0,8	1,0	1,5	1,8	5,4
<b>Видимое потребление</b>						
Нефтепродукты, всего	10,3	11,5	13,0	13,5	14,1	1,4
Бензин	3,7	4,3	4,3	4,4	4,5	0,4
Дизельное топливо	3,2	4,6	5,6	6,0	6,5	2,4
Мазут	1,4	-0,6	1,1	1,1	1,0	
Другие	2,0	3,2	2,1	2,0	2,0	-3,2
<b>Экспорт (нетто)</b>						
Нефтепродукты, всего	3,3	3,0	3,0	2,8	2,9	
Бензин	-0,8	-1,4	-0,3	0,0	0,3	
Дизельное топливо	1,2	0,0	0,6	0,6	0,8	
Мазут (включая ВГО и другие жидкие топлива)	3,0	4,7	1,8	1,4	0,7	
Другие	-0,1	-0,3	0,9	0,8	1,2	

Источник: Прогноз IHS Markit, Комитет статистики РК, Министерство энергетики РК

<sup>12</sup>Видимое потребление рассчитывается как производство минус экспорт плюс импорт (без точного совпадения категорий), поэтому включает изменения в запасах.

<sup>13</sup>Еще одним инструментом, широко применяемым 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 способствовать удовлетворению спроса в сельском хозяйстве в периоды пикового спроса (посев весной и сбор урожая осенью), эти запреты применялись из года в год; последний такой запрет был введен приказом Министра энергетики РК от 26 июня 2015 г. № 437 сроком на 6 месяцев. На экспорт разрешается поставлять лишь небольшие объемы дизельного топлива в периоды низкого спроса.

<sup>14</sup>По данным за 2015 год потребление мазута электростанциями и крупными котельными составило 443 тыс. тонн.

<sup>15</sup>Данный прогноз основан на базовом сценарии макроэкономического развития IHS Markit, в соответствии с которым среднегодовые темпы роста ВВП в Казахстане в период до 2030 г. будут составлять 2,6%, исходя из общего предположения, что с течением времени они будут постепенно замедляться в силу расширения экономической базы.

### 4.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ

#### 4.3.1 Программа модернизации НПЗ Казахстана

В 2010 г. в Казахстане была официально утверждена программа модернизации НПЗ стоимостью 6 млрд. долл. США.<sup>16</sup> При этом было поставлено три ключевые цели: оптимизация

ассортимента выпускаемой продукции за счет увеличения производства светлых нефтепродуктов (высокооктанового бензина и дизельного топлива) с устранением необходимости их

<sup>16</sup>Далее по тексту под долларом понимается доллар США.

импорта из России; повышение качества топлива с приведением его в соответствие с принципами и правилами технического регулирования в рамках Евразийского экономического союза; а также расширение перерабатывающих мощностей

НПЗ. Завершение программы модернизации на Павлодарском НХЗ и на Атырауском НПЗ ожидается к концу 2017 г., а на Шымкентском НПЗ – к концу 2018 г. (см. Таблицу 4.5).

**Таб. 4.5. Установленная мощность вторичной переработки на основных НПЗ в Казахстане (тыс. тон/год)**

	Атырауский НПЗ		Павлодарский НПЗ		Шымкентский НПЗ		Всего по Казахстану	
	До модернизации	После модернизации	До модернизации	После модернизации	До модернизации	После модернизации	До модернизации	После модернизации
Мощность НПЗ по дистилляции нефти, в млн.	5,00	5,50	5,10	5,10	5,25	6,00	15,35	16,6
Вакуумная дистилляция	3 000	3 000	4 000	4 000	1 440	1 440	8 440	8 440
Каталитический крекинг	-	2 389	2 000	2 000	-	2 000	2 000	6 389
Висбрекинг	-	-	1 500	1 500	1 000	1 000	2 500	2 500
Коксование	720	720	640	640	-	-	1 360	1 360
Каталитический рифоринг	420	1 420	1 000	1 000	1 000	1 000	2 420	3 420
Гидроочистка	1 300	5 218	5 000	5 000	2 430	5 378	8 730	15 596
Изомеризация-C5/C6	-	-	-	570	-	600	-	1 170
Производство битума	-	-	367	367	-	-	367	367
Производство серы	-	-	-	59,4	-	4 000	-	4 059
Алкилирование (и трансалкилирование)	-	1 050	-	-	-	-	-	1 050
Сплиттер нефти	-	-	-	1 961	-	-	-	1 961
Регенерация амина	-	-	-	2 890	-	1 345	-	4 235
Производство окисления - МТБЭ	-	-	0	0	0	244,8	-	245

Источник: КМГ

По завершении модернизации три основных НПЗ будут способны полностью удовлетворить внутренний спрос в Казахстане как минимум до 2025 года включительно. По словам заместителя Министра энергетики Асета Магауова, модернизация позволит увеличить объем производства бензина с 20% до 32% на тонну сырой нефти, дизельного топлива – до 29%, а

авиационного керосина – с 2% до 5%. Объем производства бензина и дизельного топлива в совокупности может превысить 10 млн. т в год, и, возможно, образование некоторого излишка для экспорта. Однако до завершения программы модернизации Казахстан будет продолжать импортировать светлые нефтепродукты из России. Модернизация может помочь устранить некоторые

проблемы потребления и потерь топлива на НПЗ, в частности, связанные с износом теплоизоляции паропроводов и с обеспечением оптимизации работы печей и котлоагрегатов. Однако можно ожидать, что внедрение технологий более глубокой переработки нефти и увеличение мощности переработки в результате модернизации приведет к увеличению объемов потребления топлива на собственные нужды. В 2016 г. потребление топлива и потери при переработке на трех основных НПЗ и заводе по производству битума в совокупности составили 7,3% от объема переработанной сырой нефти: данный показатель варьировался от 11,2% на Павлодарском НХЗ до 1,8% на заводе по производству битума (на Атырауском НПЗ и Шымкентском НПЗ он составил 6,2% в и 5,3%, соответственно). Такой процент не представляется чрезмерно высоким на фоне международных показателей. Так, средние потери и потребление на собственные нужды при переработке, а также расход топлива в России в 2015 г. в совокупности составили 6,3%, при этом они варьировались от уровня около 2-4% для простых НПЗ (где применяется технология гидроочистки) до 6-8% для НПЗ с полным циклом глубокой переработки (где использование соответствующих нефтехимических технологий естественным образом приводит к увеличению данного показателя). В Европе на НПЗ глубокой переработки с применением технологий каталитического крекинга и гидрокрекинга расход топлива и потери находятся в пределах 7,5-8,5%, а на НПЗ, использующих технологию гидроочистки – в диапазоне 4,5-4,7%.

Потенциал повышения энергоэффективности на трех НПЗ достаточно высокий (до 10%). Однако реализация энергосберегающих мероприятий сталкивается с проблемой отсутствия стимулов для НПЗ, поскольку затраты, связанные с потреблением нефти и нефтепродуктов на нужды переработки, а также с потерями, несут поставщики (давальцы) нефти, а не сами НПЗ. При толлинговой схеме потребляемый на НПЗ мазут и нефтезаводской газ не имеют реальной стоимости для НПЗ, поэтому нет стимулов для экономии и сокращения потерь этих энергоресурсов. Стимул

к снижению потерь и повышению эффективности возникнет в случае, если это отразится на финансовых доходах НПЗ, например, если НПЗ будут покупать сырье и реализовывать продукты переработки, т.е. функционировать как независимая рыночная компания. В такой ситуации увеличение эффективности НПЗ становится стратегической задачей в области повышения доходности.

#### Павлодарский НХЗ

Павлодарский НХЗ (ПНХЗ) был построен в 1978 г. для переработки нефти из Западной Сибири. В Казахстане он является самым передовым из всех НПЗ в технологическом отношении. Степень конверсии (глубина переработки) на ПНХЗ составляет 76,6%, а индекс сложности Нельсона, согласно расчетам IHS Markit, находится на уровне 7,4. В 2016 г. доля бензина и дизельного топлива в общем объеме производства нефтепродуктов составила 68%, а доля мазута – 14% (см. Таблицу 4.3).

В 2011 г. был дан старт модернизации ПНХЗ, завершение которой намечено на конец 2017 г., а начало производства топлива классов К4 и К5 – на 2018 г. (см. текстовую вставку «Введение более строгих топливных стандартов в Казахстане»). До 2015 г. программа модернизации ПНХЗ предусматривала увеличение производительности (мощности по переработке нефти) с текущего уровня (5,1 млн. т) до 7 млн. т в год, переоснащение завода с его переориентацией на переработку казахстанской нефти, а также повышение качества выпускаемой продукции (с производством топлива К4 и К5). Однако в 2015 г. программа модернизации была сокращена: теперь она направлена только на улучшение качества продукции, не предусматривая расширения перерабатывающих мощностей и переоснащения НПЗ для переработки другого типа сырой нефти. Общий объем капиталовложений в модернизацию ПНХЗ составляет 831 млн. долл., из которых 409 млн. долл. было обеспечено в форме краткосрочного займа со стороны НК КМГ и долгосрочного займа от государственного Банка развития Казахстана.

#### Введение более строгих топливных стандартов в Казахстане

Казахстан постепенно продвигается по пути введения более строгих требований к топливу в целях улучшения качества воздуха через поэтапное внедрение стандартов, аналогичных принятым в Европейском Союзе

(ЕС). В настоящее время требования к качеству топлива в Казахстане определяются соглашениями в рамках Евразийского экономического союза. После заключения Соглашения о единых принципах и правилах

технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации, Комиссия Таможенного союза в октябре 2011 г. приняла технический регламент о требованиях к автомобильному топливу. Однако эти документы предусматривают менее жесткий график для Казахстана с учетом задержки реализации в стране программы модернизации НПЗ (ужесточение требований в Казахстане предполагается значительно позднее, чем в России и Беларуси). Указанные

в них характеристики топлива соответствуют российской классификации, которая в целом аналогична европейским стандартам (разница заключается в том, что российские и казахстанские аналоги предусматривают возможность использования топлива с более низким октановым числом) (см. Таблицу 4.6). Значение октанового числа в бензинах классов K4 и K5 регулируется, а в бензинах класса Евро-4 и Евро-5 – нет.

**Таб. 4.6.** «Технические спецификации бензина и дизельного топлива»

Бензин									
Типа	EURO 2	EURO 3	EURO 4/ EURO 5	EURO 5	K2	K3	K4	K5	
	EU 228 (1993)	Dir 98/70 (2000)	Dir 2003/17 (2005)	Dir 2009/30 (2009)	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011	
<b>Стандарт</b>									
Содержание серы (миллионные доли масс.), не более	500	150	50 (10)	10	500	150	50	10	
Бензин (% об.), не более	5	1	1	1	5	1	1	1	
Кислород (% масс), не более		2,7	2,7	3,7		2,7	2,7	2,7	
Ароматика (% об.), не более		42	35	35		42	35	35	
Олефины (% об.), не более		18	18	18		18	18	18	
Содержание свинца (мг/дм <sup>3</sup> ), не более	13	None	None	None					
Октановое число, не менее		91	91	91	80	80	80	80	
Дизельное топливо									
Типа	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4/ EURO 5	EURO 5	K2	K3	K4	K5
	EN 590 (1993)	EN 590 (1996)	Dir 98/70 (2000)	Dir 2003/17 (2005)	Dir 2009/30 (2009)	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011	ТР ТС 013/2011
<b>Стандарт</b>									
Содержание серы (миллионные доли масс.), не более	2 000	500	350	50 (10)	10	500	350	50	10
Содержание полиароматических углеводородов (% об.), не более			11	11	8		11	11	8
Цетановое число, не менее	49	49	51	51	51	45	51	51	51
Температура вспышки (°C), не менее	55	55	55	55	55	40	40	55	55

Источник: IHS Markit

Стандарт Евро-3 (или K3) начал действовать в Казахстане с 1 января 2012 г., придя на смену стандарту Евро-2, который, в свою очередь, был введен 15 июля 2009 г. Введение стандарта Евро-4 для НПЗ, изначально намеченное на 1 января 2014 г., было перенесено на 2016 г. При этом требование о соответствии ввозимых в Казахстан автомобилей иностранного производства и автомобилей, выпускаемых на территории Казахстана, стандарту Евро-4 действует с 1 июля 2013 г.<sup>17</sup>

Следует отметить, что введение стандартов качества производства нефтепродуктов само по себе полностью не решило проблемы качества топлива, реализуемого потребителям. Были нередки случаи, когда проверки качества топлива, реализуемого с АЗС, обнаруживали его несоответствие нормативам. Основной причиной была фальсификация топлива владельцами АЗС, включая смешивание топлива с топливом худшего качества и применение присадок для увеличения октанового числа.

<sup>17</sup>Начиная с января 2016 г., казахстанские автомобили должны соответствовать стандарту K5 (Евро-5). При этом планируется, что производство бензина АИ-80 («Нормаль») будет постепенно полностью прекращено. Российские НПЗ перешли на стандарт Евро-5 в январе 2016 г., однако точные сроки перехода НПЗ Казахстана на производство топлива, соответствующего исключительно стандарту K5 (Евро-5), все еще не определены.

Введение моратория на проверки субъектов малого и среднего бизнеса с февраля 2014 г. ограничило контрольные функции государства. Целью моратория было улучшение условий для предпринимательской деятельности. Однако, в связи с необходимостью контроля качества топлива по всей цепочке создания стоимости, в марте 2016 г. были введены новые правила и требования по оснащению резервуаров НПЗ, баз нефтепродуктов и АЗС контрольными приборами учета,

изменяющими количественные и качественные характеристики нефтепродуктов. Требования предусматривают установку приборов учета на АЗС и нефтебазах Казахстана в срок до 1 января 2018 г. Однако ввиду отсутствия технического регламента к приборам и процедуре учета, а также связанных с этим значительных затрат, необходима дальнейшая работа над совершенствованием соответствующей нормативно-правовой базы.

Модернизация существующих мощностей Павлодарского НХЗ предполагает установку новых труб и приборов. Помимо этого, предусматривается строительство новой установки изомеризации (мощностью 570 000 т в год), сплиттера нефти (мощностью 1 961 000 т в год), установки производства серы с утилизацией газа и грануляцией серы, а также установки регенерации амина (см. Таблицу 4.5). Для осуществления модернизации компания КМГ остановила свой выбор на следующих технологиях: технология удаления серы Honeywell UOP RCD Unionfining, каталитический процесс PENEX для использования в существующей установке каталитического риформинга, технология Mercox для удаления меркаптанов из СУГ и разработанная компанией ExxonMobil технология MIDW для увеличения выхода дизельного топлива. В целях реализации проекта КМГ привлекла в качестве подрядчиков компании Rominserv (Румыния) и NFC (Китай). Завершение строительства намечено на середину 2017 г., а ввод в эксплуатацию должен начаться в конце 2017 г. Производство моторного топлива класса K4 планируется начать в 2017 г., а класса K5 – в 2018 г. При этом ожидается, что производство высокооктанового бензина вырастет с 1,2 млн. т в год (на настоящий момент) примерно до 1,5 млн. т.

**Атырауский НПЗ**

Построенный в 1945 г. Атырауский НПЗ (АНПЗ) является старейшим в Казахстане, и на нем используются самые простые технологии переработки (согласно расчетам IHS Markit, текущий индекс сложности Нельсона данного НПЗ составляет 4,1). В 2016 г. доля бензина, дизельного топлива и авиационного керосина в общем объеме производства нефтепродуктов составляла всего 46%, а доля мазута (нефтяного топлива) и топочного мазута (это единственный НПЗ, производящий топочный мазут) составляла 32% (см. Таблицу 4.3).

Программа модернизации АНПЗ является наиболее технически амбициозной и дорогостоящей: объем капиталовложений составляет 3,38 млрд. долл., из которых 2,05 млрд. долл. уйдут исключительно на строительство комплекса глубокой переработки нефти (КГПН) и 1,33 млрд. долл. – на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов. По завершении модернизации, которое намечено на начало 2018 г., мощность нефтепереработки АНПЗ должна вырасти с 5 млн. т в год до 11,3 млн. т в год, а индекс сложности Нельсона – до 11,3. В 2015 году осуществлён ввод в эксплуатацию установки каталитического риформинга (CCR) мощностью - 1,0 млн. т в год Фазы 1 Проекта «Комплекс по производству ароматических углеводородов» (КПА). Гарантийные показатели лицензиара по установке CCR были достигнуты. Пуск установки CCR позволил:

- получить компонент автобензина с октановым числом 103 (исследовательский метод),
- увеличить производство высокооктанового автобензина с 264 тыс. до 604 до тыс. тонн в год,
- снизить содержание бензола в автобензинах 1%,
- получить бензол с чистотой 99,9.

А также с появлением дополнительного количества водорода от CCR обеспечено 100% производство экологически чистого дизельного топлива, а также с 13% до 28% увеличена доля дизельного топлива с низкой (-35°C) температурой застывания. В 2016 году осуществлён ввод в эксплуатацию Установок по производству бензола -133 тыс. т/год и параксилола – 496 тыс. т/год (PX) Фазы 2 Проекта КПА. Работы осуществлялись компаниями Sinoprec Engineering и «КазСтройСервис» при финансировании Банка развития Казахстана и Экспортно-Импортного Банка Китая. Установка производства ароматических углеводородов позволяет выпускать продукт нефтехимии с высокой добавленной стоимостью.

На комплексе по производству ароматических углеводородов применяется пакет технологий ParanaX ВТХ компании Axens (Франция), включая технологии риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (НРК), Morphylane (экстракция ароматических углеводородов), Eluxyl (выделение параксилола), ХуМах (изомеризация ксилолов) и TransPlus (трансалкилирование ароматических углеводородов) (см. Таблицу 4.5). С учетом первоочередной задачи обеспечения внутреннего рынка бензинами, выход на режим эксплуатации всего комплекса КПА по нефтехимическому варианту с максимальным производством бензола и параксилола возможен после ввода в эксплуатацию объектов КГПН. В настоящее время комплекс работает по топливному варианту.

Реализация проекта КГПН, которая началась в 2011 г., осуществляется с участием компаний Sinopec Engineering (Китай), Marubeni (Япония) и «КазСтройСервис» (Казахстан). Проект получил внешнее финансирование от Банка развития Казахстана, Экспортно-Импортного Банка Китая и японского банка JBIC. Проект КГПН предусматривает строительство 12 новых технологических установок, позволяющих производить топливо классов К4 и К5.

На объектах проекта КГПН используются технологии компании Axens (Франция). На установке каталитического крекинга (мощностью 2,4 млн. т в год) применяется ее фирменная технология R2R, а на установке удаления серы из СУГ – технология Sulfrex. Разработанная компанией Axens технология Alkyfining используется для оптимизации содержания СУГ, а технология Oligomerization – для преобразования олефиновых фракций в бензин. При этом обеспечивается возможность работы с самыми разнообразными видами тяжелых продуктов в качестве сырья, включая остаток атмосферной перегонки, тяжелый газойль и вакуумный газойль, с преобразованием их в более легкие, обеспечивающие более высокую прибыль, продукты – такие как СУГ, легкий газойль и бензин. Завершение реализации проекта КГПН намечено на конец 2017 г., а начало производства дизельного топлива классов К4 и К5 – на 2018 г. Планируется, что по завершении модернизации на НПЗ будет производиться 1,745 млн. т бензина, 1,64 млн. т дизельного топлива и 0,244 млн. т авиационного керосина.

#### Шымкентский НПЗ

На Шымкентском НПЗ (ПКОП) в 2016 г. доля бензина, дизельного топлива и авиационного керосина в общем объеме производства нефтепродуктов составляла 58%, а доля мазута – 32% (см. Таблицу 4.3). Основной целью

модернизации Шымкентского НПЗ является увеличение проектной мощности завода (6 млн. т в год), а также повышение качества топлива и увеличение производства светлых нефтепродуктов. Проект модернизации, стоимость которого составляет 1,85 млрд. долл., финансируется и реализуется владельцами завода (КМГ и CNPC), а основным подрядчиком является китайская компания CRECC. По завершении модернизации установленная мощность Шымкентского НПЗ по переработке нефти составит 6 млн. т, а индекс сложности Нельсона увеличится до 8,2. На НПЗ предполагается производство автомобильного топлива классов К4 и К5. Ожидается, что Шымкентский НПЗ выйдет на полную мощность в 4-м квартале 2018 г., после завершения строительства комплекса каталитического крекинга.

Модернизация Шымкентского НПЗ осуществляется в два этапа. Первый этап направлен на повышение качества продукции и производство топлива классов К-4 и К-5 и предусматривает монтаж установок изомеризации, гидроочистки дизельного топлива и производства серы. Второй этап направлен на увеличение объемов нефтепереработки и предусматривает монтаж установок каталитического крекинга, гидроочистки бензина, производства серы, демеркаптанизация СУГ и очистки водорода.

При реализации проекта используются технологии нефтепереработки от компаний-лицензиаров – UOP (США) и Axens (Франция). Технология изомеризации PENEХ, технология Meгох для удаления меркаптанов из СУГ, технология каталитического крекинга тяжелых остатков (RFCC) для производства высокооктанового бензина, а также технология гидроочистки бензина каталитического крекинга (Prime-G).

В рамках первого этапа проекта в сентябре 2015 г. была введена в эксплуатацию реконструированная установка гидроочистки дизельного топлива, в декабре 2015 г. введена в эксплуатацию установка производства серы, а в июне 2017 г. введена установка изомеризации легкой нефти. Эта установка особенно важна, так как она позволит повысить октановое число при одновременном снижении доли бензола в бензине.

В настоящее время в активной фазе находится реализация второго этапа проекта. Данный этап является наиболее сложным в технологическом плане и включает в себя строительство комплекса установок каталитического крекинга для глубокой переработки нефти, мощностью 2,0 млн. тонн в год с получением высококачественных и экологически более безопасных моторных топлив, авиационного керосина и сжиженного нефтяного газа.

#### 4.3.2. Либерализация рынка нефтепродуктов

В целом, в секторе переработки и сбыта в Казахстане сохраняется высокая степень регулирования с жестким планированием спроса. Текущая система регулирования рынка нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов Казахстана является отражением имеющихся в отрасли проблем с удовлетворением спроса на светлые нефтепродукты. Она предполагает прямой контроль и регулирование различных сегментов отрасли со стороны большого количества органов государственной власти, включая Министерство энергетики, Министерство финансов (контролирует торговлю нефтепродуктами), Министерство по инвестициям и развитию (отвечает за технические стандарты и безопасность) и Министерство сельского хозяйства (регулирует поставки нефтепродуктов для нужд сельскохозяйственного сектора).

В настоящее время государство регулирует:

- Графики поставок сырой нефти добывающими компаниями на НПЗ
  - Годовые объемы и ежемесячные графики переработки нефти
  - Годовые объемы и ежемесячные графики поставок нефтепродуктов, розничные цены которых регулируются государством, в регионы Казахстана добывающими компаниями
  - Розничные цены на определенные нефтепродукты
  - Процедуру доступа добывающих компаний к перерабатывающим мощностям
- Государство утверждает:
- График технического обслуживания нефтеперерабатывающих заводов
  - Инвестиционные программы нефтеперерабатывающих компаний

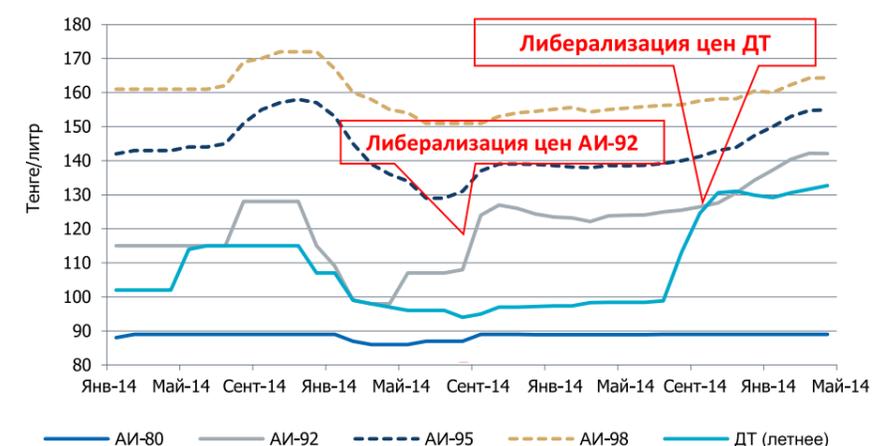
Импорт и экспорт также жестко контролируются. В соответствии с Соглашением между Правительством

РФ и Правительством Республики Казахстан о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан от 9 декабря 2010 г., объемы импорта устанавливаются государством, а экспорт легких и средних дистиллятов за пределы таможенной территории Таможенного Союза запрещен с 1 января 2014 г.

Однако необходимо отметить продвижение Казахстана по пути либерализации рынка. Во-первых, количество нефтепродуктов, цены на которые подлежат регулированию, было сокращено. По состоянию на декабрь 2014 г. регулированию подлежали бензины марок А-80, А-92 и А-93, а также дизельное топливо и СУГ. При этом в сентябре 2015 г. было отменено регулирование цен на бензины марки А-92 и А-93, а в июле 2016 г. – на дизельное топливо. Таким образом, регулирование розничных цен в настоящее время распространяется только на бензин марки А-80 и СУГ.

Отмена регулирования предельных розничных цен на бензины марок А-92, А-93 и дизельное топливо привела к небольшому повышению цен. В частности, средние розничные цены на бензин марок А-92 и А-93 выросли со 108 тенге (0,36 долл.) за литр в сентябре 2015 г. до 124 тенге (0,38 долл.) в октябре, а цены на дизельное топливо – с 99 тенге (0,29 долл.) за литр в июле 2016 г. до 113 тенге (0,34 долл.) в августе 2016 г. и 131 тенге (0,39 долл.) за литр в октябре 2016 г. (см. Рис. 4.1). Однако сдерживающим фактором для значительного роста цен на нерегулируемые виды топлива является опасение участников рынка в отношении возможного инициирования расследования со стороны регулирующего органа (КРЕМИЗК) и связанных с этим последствий.

Рис. 4.1. Розничные цены на нефтепродукты в Казахстане



Примечание: Цены на бензин марки AI-95 и AI-98 никогда не были регулированы.

Источник: Комитет статистики РК, IHS Markit

© 2017 IHS Markit

Во-вторых, было отменено государственное регулирование процессинговых тарифов НПЗ. В частности, шаг 53 программы «Сто шагов», объявленной Президентом Республики Казахстан Нурсултаном Назарбаевым в 2015 г., изменил концепцию работы антимонопольной службы с целью соответствия стандартам ОЭСР. В январе 2017 г. произошла официальная отмена находящегося в ведении КРЕМиЗК Государственного реестра субъектов рынка, занимающих доминирующее или монопольное положение (на которых распространяется ценовое регулирование), куда входили три крупнейших НПЗ страны. Таким образом, тарифы на процессинг нефти были освобождены от прямого государственного регулирования, и теперь устанавливаются правлением компаний (см. выше).

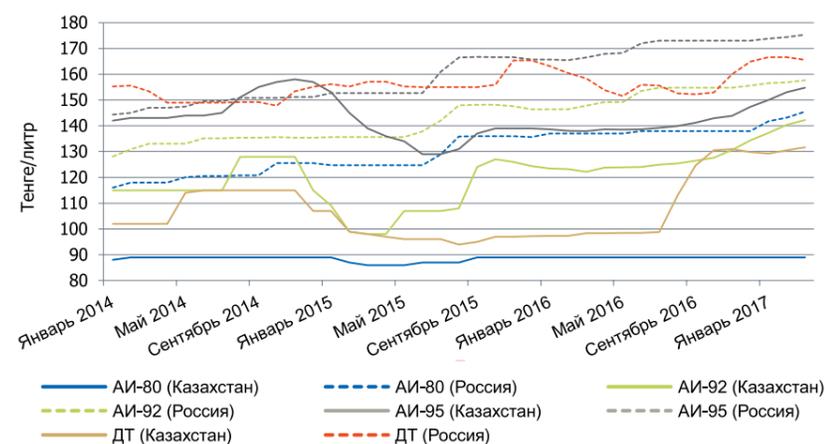
Правительство будет продолжать административно влиять на цены на определенные виды нефтепродуктов, особенно до завершения модернизации НПЗ. После модернизации ожидается отмена регулирования розничных цен (А-80 и СУГ) и отмена ограничений экспорта и импорта нефтепродуктов. При этом цены на нефтепродукты на внутреннем рынке будут стремиться к паритету с ценами на нефтепродукты в РФ (в т.ч. с учетом разницы в налогах) в рамках единого экономического пространства.

Для компенсации значительных объемов инвестиций в модернизацию, ставки процессинга НПЗ возросли, и ожидается, что они вырастут еще больше. По состоянию на 1 апреля 2016 г. ставки процессинга были утверждены Советом директоров КМГ на уровне 20 501 тенге (59,9 долл.) за тонну для АНПЗ и 14 895 тенге (43,5 долл.) за тонну для ПНХЗ. С апреля 2017 г. они были увеличены до 24 512 тенге (81,7 долл.) за тонну для АНПЗ и 16 417 тенге (52,6 долл.) за

тонну для ПНХЗ. Эти тарифы на переработку, (11,2 долл./барр. и 7,2 долл./барр.), которые, по сути, определяют операционную прибыль НПЗ, довольно высоки по сравнению с уровнем на международных рынках, включая Россию (см. текстовую вставку «Маржа нефтепереработки на мировом рынке»). В последующие несколько лет ожидается дальнейшее повышение ставок процессинга НПЗ Казахстана до уровня 115 долл. за тонну (15,8 долл./барр). Возврат инвестиций путём повышения процессингового тарифа является очевидным решением как с точки зрения операционной деятельности НПЗ, так и с точки зрения стратегии государства в отрасли нефтепереработки. Однако поддержание процессинговых тарифов на таком высоком уровне в долгосрочной перспективе не представляется возможным. В первую очередь, высокие тарифы НПЗ означают, что либерализация цен или даже существенное повышение цен на сырую нефть на внутреннем рынке страны усложняется, так как потолок цен на нефтепродукты по сути ограничен уровнем паритета с российскими (импортируемыми) продуктами нефтепереработки, и, следовательно, более высокую стоимость приобретения сырой нефти просто невозможно включить в цену на нефтепродукты (см. Рис. 4.2.). В этой связи рекомендуется внимательное отношение не только к финансовым обязательствам НПЗ, но и к интересам добывающих компаний, снабжающих заводы.

Потенциал роста цен на сырую нефть гораздо выше потенциала роста цен на нефтепродукты при интеграции рынка с РФ. Казахстанским НПЗ будет все сложнее приобретать нефть без снижения тарифов на процессинг.

Рис. 4.2. Цены на нефтепродукты в Казахстане и России



Заметка: Для России мелкие оптовые цены на Омскую область пересчитаны в тенге по среднему месячному обменному курсу Центрального банка Казахстана. Для Казахстана цены являются средними по стране.

Источник: Комитет статистики РК, IHS Markit, Росстат

© 2017 IHS Markit

## Маржа нефтепереработки на мировом рынке

Для понимания того, насколько высоки тарифы на переработку, их можно сравнить с широко используемым в мире параметром оценки рентабельности нефтеперерабатывающего бизнеса - маржой переработки. Маржа нефтепереработки - это разница между стоимостью нефтепродуктов, производимых на НПЗ за данный период, и расходами на сырье (сырую нефть), а также прямыми затратами НПЗ на переработку (энергозатраты и транспортировка), отнесенными на единицу выпуска. По определению, на рынке, работающем в условиях свободной конкуренции, тариф на переработку не может быть выше, чем маржа переработки. Иными словами, НПЗ не может брать за свои услуги сумму,

превышающую разницу между ценой нефти и ценой нефтепродуктов. Маржа нефтепереработки во всем мире резко падала с 2015 г. из-за глобального переизбытка сырой нефти, низких цен на сырую нефть и высоких объемов установленных мощностей нефтепереработки (см. Рис. 4.3). Сокращение маржи может привести к полному закрытию менее конкурентоспособных НПЗ (как правило, небольших с заводов, применяющих простые технологии). В период с 2009 г. по 2016 г. глобальная рационализация работы НПЗ привела к выводу из эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов мощностью почти 8 млн. барр./сутки (400 млн. т в год).

Рис. 4.3. Маржа переработки в Северо-западной Европе



Маржа нефтепереработки в Северо-Западной Европе упала с 5 долл./барр. в 2015 г. до менее 2 долл./барр. в 2016 г. При этом в России в результате налогового маневра исчезли значительные субсидии, которые получали предприятия нефтеперерабатывающей отрасли при экспорте темных нефтепродуктов, и маржа сократилась с уровня около 8 долл./барр. в 2014 г. до менее 2 долл./барр. в 2016 г. В настоящее время средняя маржа нефтепереработки в Северо-Западной Европе составляет около 1,4 долл./барр., и ожидается, что в ближайшие несколько лет

она будет сохраняться на низком уровне - от 1 до 1,5 долл./барр. При этом прогнозируется, что в Северо-Западной Европе средняя маржа нефтепереработки при применении флюид-каталитического крекинга с учетом всех издержек в 2017 г. и 2018 г. составит 1,8 долл./барр. и 1,67 долл./барр., соответственно, а аналогичный показатель для гидрокрекинга в вышеуказанные годы должен составить 2,2 долл./барр. и 2,17 долл./барр. В краткосрочной перспективе маржа нефтепереработки на мировом рынке в целом не изменится, поскольку уровень

запасов продолжит оставаться высоким. В среднесрочной перспективе (2019-2025 гг.) ожидается небольшой рост маржи в связи с изменениями в требованиях к бункерному топливу со стороны Международной морской организации. Разрыв цен между светлыми нефтепродуктами и высокосернистым мазутом (тяжелым нефтяным топливом с высоким содержанием серы – HSFO) будет расти, поскольку цены на высокосернистый мазут будут устанавливаться по тепловому паритету (по теплотворности) с углем и тяжелыми нефтепродуктами.

Маржа ряда вторичных процессов нефтепереработки, особенно коксования и гидрокрекинга, будут расти быстрее, чем маржа флюид-каталитического крекинга, так как эти технологии играют важную роль

в преобразовании высокосернистого мазута в более светлые нефтепродукты. Напротив, предприятия, применяющие технологии крекинга сернистых соединений и простой переработки тяжелых сернистых соединений столкнутся с серьезными сложностями и рискуют прекратить существование около 2020 г., так как их чистая маржа будет едва достигать уровня безубыточности. В более долгосрочной перспективе (после 2025 г.) маржа нефтепереработки будет оставаться в целом на одном уровне, и, возможно, даже войдет в стадию необратимого спада, поскольку рост эффективности транспортных средств и объемов потребления альтернативных видов топлива приведет к снижению темпов роста спроса на нефтепродукты.

### 4.3.3. Налогообложение нефтепродуктов

Помимо НДС, который распространяется на все виды товаров и услуг, продаваемых в Казахстане, в отношении нефтепродуктов действуют два других вида сборов: экспортные пошлины и акцизы. Экспортными пошлинами в Казахстане облагаются многие виды товаров, в том числе сырая нефть, а также нефтепродукты, которые можно экспортировать (например, мазут). С 2014 г. государство устанавливало фиксированную экспортную пошлину на нефтепродукты в долларах за тонну, которая изначально составляла 169 долл. на бензин, 169 долл. или 113 долл. на дизельное топливо (в зависимости от конкретного вида топлива) и 113 долл. на мазут. Впоследствии, в марте 2015 г. экспортные пошлины на дизельное топливо и мазут были снижены до 60 долл. за тонну. Также в марте 2015 г. Казахстан привязал ставку экспортной пошлины на нефтепродукты к международной цене на

нефть, однако эта схема работала недолго – в мае 2015 г. она была отменена. В феврале 2016 г. правительство ввело новую подобную формулу, но она пока остается нереализованной, а экспортные пошлины продолжают взиматься просто в виде фиксированной суммы за тонну. Исторически сложилось так, что экспортные пошлины на нефтепродукты в Казахстане всегда были намного ниже, чем в России. Однако эта ситуация изменилась с недавними преобразованиями в рамках поэтапного налогового маневра России и со снижением мировых цен на нефть (в России пошлины устанавливаются в процентах от экспортных цен на сырую нефть): хотя экспортные пошлины на темные нефтепродукты остаются выше, уровень пошлин на светлые нефтепродукты в России теперь намного ниже, чем в Казахстане (см. текстовую вставку «Экспортные пошлины на нефтепродукты в России»).

### Экспортные пошлины на нефтепродукты в России

Одной из основных причин недавней налоговой реформы в России стала необходимость снижения экономических стимулов для экспортно-ориентированной «конъюнктурной» нефтепереработки с производством продукции невысокого или совсем низкого качества [с низкой добавленной стоимостью или вообще без нее]. Такая ситуация возникла из-за того, что с 2004 года на нефтепродукты налагались гораздо более низкие экспортные

пошлины, чем на сырую нефть. При этом в нефтепереработке, как правило, используются простые технологии (первичная атмосферная перегонка) и производятся полуфабрикаты, такие как бензин прямой перегонки, базовые средние дистилляты и, главное, большие объемы мазута, который в России не пользуется высоким спросом. Основной целью такой экспортно-ориентированной нефтепереработки является обеспечение

выгоды за счет щедрого субсидирования экспорта нефтепродуктов (особенно мазута) со стороны российского государства в виде относительно высоких пошлин на экспорт нефти по сравнению с экспортом нефтепродуктов. Однако в последние годы такое субсидирование, способствующее экспортно-ориентированному производству нефтепродуктов, становится все менее целесообразным для правительства России по ряду причин (одной из которых является необходимость получения более высокого дохода), а также идет вразрез с долгосрочной политикой модернизации российских НПЗ.

Первым из относительно недавних серьезных разворотов в подходе российского правительства к налогообложению экспорта нефти и нефтепродуктов стала так называемая налоговая реформа «60-66», реализация которой началась в октябре 2011 г. Она стала важным первым шагом на пути сокращения льготной ставки экспортных пошлин для низкокачественных нефтепродуктов. С введением в конце 2011 г. системы «60-66», которая действовала до 2014 г., предельная ставка экспортной пошлины на сырую нефть снизилась с 65% до 60% от цены нефти марки Urals, а экспортные пошлины на большинство нефтепродуктов были зафиксированы на уровне 66% от размера экспортной пошлины на сырую нефть (экспортная пошлина на бензин была установлена на более высоком уровне (90%) в целях предотвращения внутреннего дефицита бензина). Ставка на уровне 66% означала небольшое снижение налогового бремени на экспортные поставки более качественных нефтепродуктов, к которым она применялась, но в то же время – существенное увеличение экспортной пошлины на мазут. Тем не менее, экспорт мазута остался прибыльным и при новом режиме – просто он стал немного менее выгодным, чем раньше. В целом, в результате этой реформы размер субсидирования экспортных пошлин на нефтепродукты для нефтеперерабатывающих предприятий России установился на уровне около 17 долл./барр. (при среднемировой цене на сырую нефть

100 долл./барр.), а также появились стимулы для дальнейшего роста объемов первичной переработки в целях увеличения экспорта дизельного топлива и мазута.

С последним раундом налогового маневра, а именно с уравниванием экспортных пошлин на мазут и сырую нефть, – льготные ставки пошлин для большинства темных нефтепродуктов были отменены в целях обеспечения стимулов к повышению доли более светлых нефтепродуктов в ассортименте продукции российских НПЗ и сокращения существенного объема государственного субсидирования нефтеперерабатывающей промышленности России. Государственная поддержка нефтепереработки будет продолжаться и после налогового маневра, но в значительно меньшем объеме и в основном в отношении более светлых нефтепродуктов (в частности, в форме более низких ставок экспортных пошлин на бензин и дизельное топливо по сравнению с сырой нефтью). С января 2017 г. действуют следующие ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты:

- Предельная ставка пошлины на сырую нефть установлена на уровне 30% (в 2016 г. она составляла 42%)
  - Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты (в процентах от ставки пошлины на сырую нефть) установлены на уровне 30% для бензина и 55% для нафты (по сравнению с 61% в 2016 г.), на уровне 30% для средних дистиллятов (по сравнению с 40% в 2016 г.) и на уровне 100% для темных нефтепродуктов (по сравнению с 82% в 2016 г.).
- Таким образом, в настоящее время (по состоянию на август 2017 г.) стандартная ставка экспортной пошлины на сырую нефть стала составлять 74,4 долл. за тонну, на темные нефтепродукты – также 74,4 долл./т, а на большинство светлых нефтепродуктов – 22,3 долл./т. В свою очередь, ставка экспортной пошлины на бензин прямой перегонки (нафту) стала составлять 40,9 долл./т, на автомобильный бензин – 22,3 долл./т, а на СУГ (пропан, бутан) – осталась нулевой.

Еще одной актуальной задачей для Казахстана является гармонизация (унификация) акцизных ставок с Россией ввиду важности импорта бензина для покрытия нужд внутреннего потребления. В определенной степени это касается и НДС, поскольку его ставки между странами также различаются. Следует отметить, что гармонизация

налогообложения неизменно представляет одну из основных сложностей в работе систем региональной интеграции, таких как ЕАЭС. Различия в ставках акцизных пошлин (которые, помимо прочего, являются одним из основных источников государственных доходов) между странами могут существенно отражаться на

конкурентоспособности их нефтепродуктов в рамках единого экономического пространства. Например, в Европейском союзе к соглашению о гармонизации акцизов на нефтепродукты удалось прийти лишь в июне 1991 г. Из-за спорного характера данного вопроса несколько ранее предпринятых попыток гармонизации на определенном уровне, а затем и

в определенном диапазоне, окончились неудачей. В результате было достигнуто соглашение, вводящее минимальные ставки, не ниже уровня которых страны-члены ЕС могут свободно устанавливать собственные акцизы (см. текстовую вставку «Гармонизация акцизного налогообложения нефтепродуктов»).

### Гармонизация акцизного налогообложения нефтепродуктов

К видам топлива, которые в Казахстане облагаются акцизом, относятся моторный бензин (за исключением авиационного бензина), дизельное топливо и сырая нефть/газоконденсат. Прочие нефтепродукты акцизом не облагаются. В настоящее время в отношении сырой нефти и газоконденсата действует нулевая ставка акциза. Акцизы были введены Налоговым кодексом 2009 г., но с 2015 г. их ставки устанавливаются правительством в отдельном порядке. В течение некоторого времени, после включения акцизов в новый Налоговый кодекс в январе 2009 г., их ставки оставались на уровне 5000 тенге за тонну бензина и 600 тенге за тонну дизельного топлива. Это была полная сумма акциза, взимаемого с розничных цен. НПЗ (или оптовые предприятия) при всех продажах на внутреннем рынке выплачивали акцизы в размере 4500 тенге за тонну бензина и 540 тенге за тонну дизельного топлива. Оплата остальной части – 500 тенге за тонну при продаже бензина и 60 тенге за тонну при продаже дизельного топлива – лежала на розничных предприятиях. При этом если НПЗ (или оптовые предприятия) реализуют товар напрямую потребителям, они выплачивают сумму акциза в полном объеме.

В ноябре 2015 г. акциз на бензин был повышен до 11 000 тенге за тонну (10 500 тенге при оптовой реализации и 500 тенге при розничной реализации), в то время как акциз на дизельное топливо остался на прежнем уровне – 600 тенге за тонну (540 тенге при оптовой реализации и 60 тенге при розничной реализации) (см. Таблицу 4.7). Однако, начиная с октября

2016 г., для дизельного топлива были введены сезонные ставки акцизов: в период с ноября по март они снижаются до 600 тенге за тонну (540 тенге при оптовой реализации и 60 тенге при розничной реализации), а в период с апреля по октябрь применяется ставка в размере 9360 тенге за тонну (9300 тенге при оптовой реализации и 60 тенге при розничной реализации). В марте 2017 года правительство увеличило период снижения акцизов на дизельное топливо, который теперь длится с ноября по май.

Начиная с 2011 г. в России действуют дифференцированные ставки акцизов с целью обеспечения стимулов для производства более высококачественных продуктов нефтепереработки за счет применения более низких ставок и инструментов взыскания, в случае производства низкокачественных нефтепродуктов за счет применения более высоких ставок.

Следует отметить, что ставки акцизов в Казахстане остаются намного ниже, чем в России. В течение 2014 г. ставка акциза на бензин составляла чуть более 10%, а на дизельное топливо – всего 1-2% от ее уровня в России (см. Таблицу 4.7). В 2015 г. эти показатели подскочили до уровня 24% для бензина и 6% для дизельного топлива (в связи со снижением акциза на дизельное топливо в России в 2015 г.). К 2017 г. данное соотношение упало до 15% для бензина (по причине роста акцизов в России), однако резко выросло до 25% для дизельного топлива (после сезонного увеличения акциза в Казахстане).

#### 4.3.4. Приватизация

В январе 2016 г. Министерство национальной экономики Республики Казахстан опубликовало список, в который вошли более 360-ти государственных и муниципальных компаний, предусмотренных к приватизации в 2016-2020 гг. Эта амбициозная программа, которая является частью антикризисного плана правительства, ставит целью приватизацию 5% всех муниципальных предприятий и 15% всех государственных предприятий страны, что снизит степень влияния государства на

экономику. Роль НПЗ в этой программе на данный момент до конца неясна. Они присутствуют в списке как часть ключевых энергетических активов, из участия в которых государство планирует выйти. Однако впоследствии было решено, что НПЗ следует приватизировать только после завершения программы модернизации. Также пока неясно, будут ли они приватизированы как группа (с продажей значительной доли участия в капитале) или проданы по отдельности.

#### 4.3.5. Основные рекомендации

- При том, что государство постепенно ослабляет административный контроль над сектором переработки и сбыта, Казахстану необходимо продолжать продвигаться вперед по пути либерализации рынка. Следует поставить цель дальнейшего снятия существующих механизмов административного регулирования, включая полную либерализацию цен на все виды нефтепродуктов (в том числе бензина марки А-80 и СУГ), отмену контроля над экспортом и импортом, а также прекращение планирования объемов переработки нефти, объемов поставок нефти на НПЗ и графиков поставок нефтепродуктов на внутренний рынок.
- Необходимо обеспечить повышение внутренних цен на сырую нефть до уровня экспортного паритета («нетбэк»). Со временем это обеспечит необходимый стимул для поставок добывающими компаниями сырой нефти на НПЗ страны.
- Учитывая ожидаемый ограниченный рост внутреннего спроса на нефтепродукты, строительство еще одного крупного НПЗ в Казахстане в период до 2030 г. приведет к совокупному избытку предложения и низкой загрузке нефтеперерабатывающих мощностей страны. При этом возможности для экспорта нефтепродуктов весьма ограничены.
- По целому ряду причин, включая запланированную программу приватизации и создание стимулов для повышения энергоэффективности НПЗ, рекомендуется отказаться от существующей толлинговой схемы и перевести деятельность НПЗ на реальную коммерческую основу, предполагающую покупку нефти и последующую продажу нефтепродуктов.
- Механизм субсидирования сельхозпроизводителей за счет других субъектов рынка нефтепродуктов, для которых нефтепродукты (в основном, дизельное топливо) поставляются по специальным заниженным

ценам в период посевной и уборочной кампаний, должен быть отменен, и сельскохозяйственные предприятия должны оплачивать поставки топлива по реальным рыночным ценам.

• Как показывает исторический пример развития Европейского Союза, региональная интеграция наиболее эффективна тогда, когда государства-члены либерализуют внутреннюю политику и трансграничные договоренности. Поэтому, как члену Евразийского экономического союза, в долгосрочной перспективе Казахстану следует внедрять рыночные механизмы и воздерживаться от установления ограничительных административных механизмов в отношении производства, распределения и продажи нефтепродуктов. На либерализованном рынке любая компания должна иметь возможность реализовывать нефтепродукты в любой части страны.

• В более долгосрочной перспективе ставки экспортных таможенных пошлин и акцизов должны быть уравнены с российскими в рамках единого экономического пространства.

• Несмотря на существующее стремление к организации пересмотра железнодорожных тарифов с отменой перекрестного субсидирования перевозок прочих товаров за счет нефтепродуктов, данную задачу едва ли можно отнести к первоочередным. Полученная от этого выгода для участников нефтяной отрасли будет несоизмеримо менее значительной, чем серьезные последствия для бизнеса, вызванные повышением тарифов на железнодорожные перевозки других товаров, таких как уголь.<sup>18</sup>

• Рекомендуется разработать механизм гармонизации ставок акциза на нефтепродукты между государствами-участниками ЕАЭС. Это особенно важно обеспечить для Казахстана и России, учитывая большую протяженность границы и значительный объем торговли нефтепродуктами между двумя странами.

Таб. 4.7. «Акцизные налоги на нефтепродукты в Казахстане и России»

	Январь 2012		Январь 2013			
	%		%			
Ставки акцизных налогов в Казахстане в процентах от ставок акцизных налогов в России*						
Автомобильный бензин	14,3		10,3			
Дизельное топливо	3,1		2,1			
* В расчете на сравнимые российские виды топлива (т.е., Класс 3 в 2012-2015 гг., Класс 4 в 2016-2017 гг.)						
	Январь 2012			Январь 2013		
	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)
<b>Россия:</b>						
Бензин прямой перегонки (нафта)	7 824	250,4	31,24	9 617	318,1	30,23
Низкооктановый автомобильный бензин						
Классы 1 и 2	7 725	247,3		10 100	334,1	
Высокооктановый автомобильный бензин						
Класс 3	7 382	236,3		9 750	322,5	
Класс 4	6 822	218,4		8 560	283,2	
Класс 5	5 143	164,6		5 143	170,1	
Дизельное топливо						
Классы 1 и 2	4 098	131,2		5 860	193,8	
Класс 3	3 814	122,1		5 860	193,8	
Класс 4	3 562	114,0		4 934	163,2	
Класс 5	3 562	114,0		4 334	143,4	
Топочный мазут	-			-		
Авиационный керосин	-			-		
Примечание: дифференциация акцизного налога по классам в России началась в 2011 г.						
	Январь 2012			Январь 2013		
	(тенге/т)	(долл. США)	курс (к доллару)	(тенге/т)	(долл. США)	курс (к доллару)
<b>Казахстан:</b>						
Автомобильный бензин (все марки)	5 000	33,7	148,38	5 000	33,2	150,73
Оптовый	4 500			4 500		
Розничный	500			500		
Акцизный налог на импортируемый из России бензин	4 500			4 500		
Дизельное топливо (все марки)	600	4,0		600	4,0	
Оптовый	540			540		
Розничный	60			60		
Акцизный налог на импортируемое из России дизельное топливо	540			540		

Примечание: Новые (измененные) ставки акцизных налогов вводились в действие в декабре 2015 г. и в апреле 2017 г. Ставки акцизов на дизельное топливо стали сезонными: в период с июня по октябрь

	Январь 2014		Январь 2015		Январь 2016		Январь 2017					
	%		%		%		%					
	10,2		53,4		22,3		15,1					
	2,0		6,2		48,0		24,8					
	Январь 2014			Январь 2015			Январь 2016			Январь 2017		
	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)	(руб./т)	(долл. США /т)	Обменный курс (к доллару)
11 252	333,1	33,78	11 300	173,4	65,15	10 500	134,7	77,93	13 100	219,7	59,63	
11 110	328,9		7 300	112,0		10 500	134,7		13 100	219,7		
10 725	317,5		7 300	112,0		10 500	134,7		13 100	219,7		
9 916	293,5		7 300	112,0		10 500	134,7		13 100	219,7		
6 450	190,9		5 530	84,9		7 530	96,6		10 130	169,9		
6 446	190,8		3 450	53,0		4 150	53,3		6 800	114,0		
6 446	190,8		3 450	53,0		4 150	53,3		6 800	114,0		
5 427	160,7		3 450	53,0		4 150	53,3		6 800	114,0		
4 767	141,1		3 450	53,0		4 150	53,3		6 800	114,0		
6 446	190,8		3 000	46,0		3 000	38,5		7 800	130,8		
-			2 300	35,3		3 000	38,5		2 800	47,0		
5 000	32,3	154,96	11 000	59,9	183,7	11 000	30,1	365,83	11 000	33,2	331,14	
4 500			10 500			10 500			10 500			
500			500			500			500			
4 500			4 500			4 500			4 500			
600	3,9		600	3,3		9 360	25,6		9 360	28,3		
540			540			9 300			9 300			
60			60			60			60			
540			540			540			540			



## 5. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

- 5.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 5.2. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ – НОВЫЕ ДАННЫЕ
- 5.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ:  
ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ
- 5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО СЕКТОРА  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## 5. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

### 5.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

Казахстан располагает значительными запасами природного газа, но основную их часть составляет высокосернистый попутный газ, отличающийся высокой стоимостью переработки, добыча которого, по сути, зависит от добычи жидких углеводородов. В этой связи освоение запасов и использование такого газа остается проблематичным. Ситуация осложняется низким уровнем оплаты, которую получают добывающие компании, ограниченными возможностями потребителей покупать газ по более высокой цене, необходимостью транспортировки на дальние расстояния на большое количество рынков в Казахстане, а также ограниченными (на сегодняшний день) экспортными возможностями. Сравнительно большая доля от общего объема добычи природного газа (36% валовой добычи в 2016 г.) продолжает использоваться для обратной закачки в целях поддержания уровня нефтеотдачи. Однако при этом доля газа в структуре потребления первичных энергоресурсов растет. В настоящее время природный газ рассматривается как основной «промежуточный» вид топлива в электроэнергетике – своего рода «мост» на пути перехода с обеспечивающего базовую нагрузку угля на использование непостоянных источников энергии (ВИЭ), который позволяет решить проблему растущей потребности в дополнительных маневренных мощностях с менее существенным объемом выбросов парниковых газов, чем при использовании угля.

Для того чтобы природный газ стал играть действительно заметную роль в экономике Казахстана, необходимо повышение цен на него – как закупочных у предприятий разведки и добычи, так и для конечных потребителей. Это обеспечит стимулы к увеличению добывающими компаниями поставок газа и позволит покрыть дополнительные расходы на его транспортировку потребителям отдаленных регионов. Однако, учитывая проблемы, связанные с конкурентоспособностью природного газа – особенно в электроэнергетике (в связи с очень низкой стоимостью угля на внутреннем рынке Казахстана) – может также потребоваться та или иная форма государственной поддержки в данной области (аналогично механизмам, действующим

в отношении ВИЭ). Еще одним важным аспектом политики формирования цен на газ является необходимость гармонизации цен для конечных потребителей Казахстана с российскими в процессе создания единого экономического пространства в рамках Евразийского экономического союза.

В целях увеличения объема внутреннего потребления газа, развития экологически чистой энергетики и повышения конкурентоспособности экономики страны на международном рынке Правительство Республики Казахстан возложило обязанности по развитию внутреннего рынка газа на «национального оператора» в рамках модели «единого покупателя» согласно Закону «О газе и газоснабжении» 2012 г. Стехпорвэтойролив выступало АО «КазТрансГаз» (КТГ), специализированное дочернее предприятие национальной нефтяной компании АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ), в состав которого входили различные компании, которые осуществляли эксплуатацию централизованной инфраструктуры магистральных газопроводов и газораспределительных сетей, операции купли-продажи газа на внутреннем рынке, а также экспорт и импорт газа. В соответствии с Законом «О газе и газоснабжении», национальный оператор также имеет преимущественное право на покупку переработанного попутного газа у добывающих компаний. Однако с решением о расформировании КТГ как централизованного холдинга (см. ниже) роль национального оператора предположительно перейдет непосредственно КМГ либо специализированным газовым компаниям в составе КТГ.

Среди других новых ключевых моментов необходимо также отметить следующие:

- *Добыча.* Валовая добыча газа в 2016 г. выросла на 2,4%, составив 46,4 млрд. м<sup>3</sup>, продолжив трехлетнюю траекторию роста, несмотря на спад добычи жидких углеводородов в этот период. Общие коммерческие объемы добычи в Казахстане также росли, выйдя на показатель 29,5 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г., что на 6,4% больше по сравнению с 2015 г. Более трех четвертей добычи газа в Казахстане обеспечивают проекты Карачаганак и Тенгиз (при

этом валовой объем добычи на Карачаганак на протяжении четырех лет оставался практически неизменным, а на Тенгизе в течение трех лет постепенно увеличивался). Основным фактором роста добычи газа в Казахстане в 2015-2016 гг. было совокупное увеличение объемов, поступающих от других газодобывающих компаний, однако ожидается, что в 2017 г. основной прирост добычи будет обеспечивать месторождение Кашаган.

- *Ситуация в сфере разведки и добычи.* В настоящее время обсуждается третий этап разработки месторождения Карачаганак, предполагающий реализацию менее масштабного проекта. Ожидается, что решение будет объявлено к концу 2017 г., а старт реализации намечен на 2022 г. В июле 2016 г. консорциум ТШО, являющийся оператором проекта Тенгиз, утвердил ОИР по Проекту будущего расширения (ПБР)/Проекту управления устьевым давлением (ПУУД). И хотя основной причиной решения о расширении операций было увеличение добычи нефти (начиная с 2022 г.), валовая добыча газа также должна вырасти, хотя основную часть дополнительных объемов планируется использовать для повторной закачки.

- *Прогноз добычи.* Согласно базовому сценарию IHS Markit, валовые объемы добычи выйдут на показатель около 48 млрд. м<sup>3</sup> в год

в 2020 г., 72 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 77 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г., а коммерческие объемы добычи газа вырастут до уровня около 27 млрд. м<sup>3</sup> в год в 2020 г., 35 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 47 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г. Ключевым фактором при прогнозировании совокупного объема добычи газа в Казахстане является прогноз совокупного объема добычи нефти в стране, поскольку именно с ней в первую очередь связана добыча газа.

- *Переработка и транспортировка.* Учитывая запуск мощностей переработки газа месторождения Кашаган (установка «Болашак»), в Казахстане в настоящее время имеется четыре крупных газоперерабатывающих завода общей мощностью 23,8 млрд. м<sup>3</sup> в год. В совокупности, вместе с имеющимися в распоряжении российскими мощностями в Оренбурге, это представляется достаточным для переработки основной части объемов коммерческой добычи газа в стране, ожидаемых на протяжении примерно десяти ближайших лет. Одним из основных событий в сфере транспортировки газа в Казахстане стало завершение в 2015 г. строительства оставшегося участка (Бейнеу-Бозой) газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (ББШ), который позволяет поставлять газ, добываемый в западной части Казахстана, на юг страны и прокладывает путь для крупномасштабного экспорта газа в Китай.

### 5.2. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ – НОВЫЕ ДАННЫЕ

Несмотря на рост добычи природного газа (как попутного, так и свободного) в Казахстане на протяжении последних нескольких лет, вопросы наличия объемов и возможностей использования газа не теряют актуальности, и обеспокоенность по этому поводу сохраняется. КТГ, государственная компания, которая в целом отвечает за внутренний рынок газа (см. ниже), активно работает над расширением масштабов газификации, обеспечивая соединение между добывающими и потребляющими газ регионами страны, а также над созданием технической базы для реализации крупномасштабного экспорта в Китай. Помимо этого, природный газ в настоящее время рассматривается как основной промежуточный вид топлива в электроэнергетике – своего рода «мост» на пути перехода с обеспечивающего базовую нагрузку угля на использование непостоянных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), который позволяет решить проблему растущей потребности в дополнительных маневренных мощностях с менее существенным объемом выбросов парниковых газов, чем при использовании угля. Часто возникающий ключевой вопрос заключается в том,

располагает ли Казахстан достаточным количеством газа для обеспечения как растущего внутреннего потребления, так и существующих экспортных обязательств.

Как мы уже упомянули выше, Казахстан располагает богатыми запасами газа, но основную их часть составляет высокосернистый попутный газ с высокой стоимостью переработки, добыча которого зависит от добычи жидких углеводородов. Следует отметить, что важную роль в будущем развитии отрасли будет играть ценовая политика. В настоящее время цены добывающих компаний довольно низкие, что помогает сдерживать рост цен на газ для конечных потребителей, хотя для регионов, потребляющих импортируемый газ (на севере и, особенно, на юге страны), он, как правило, обходится дороже. При этом рост объемов добычи (поставок) внутри страны потребует увеличения переработки, что приведет к повышению стоимости, а для расширения использования газа его необходимо будет транспортировать на дальние расстояния, что снова повысит стоимость. В этой связи очевидно, что стимулирование роста потребления природного газа будет требовать роста цен на него.

### 5.2.1. Структура и общие перспективы отрасли

В своем выступлении в октябре 2014 г. Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев дал старт процессу широкомасштабных корпоративных преобразований в 13 дочерних компаниях Фонда национального благосостояния «Самрук-Казына», подчеркнув необходимость увеличения стоимости фонда и повышения общего экономического благосостояния Казахстана. В состав самой важной из этих дочерних компаний – национальной нефтяной компании «КазМунайГаз» (КМГ) – входит КТГ. При этом для КМГ ключевой целью трансформации является повышение производительности, эффективности и денежной стоимости. Для достижения этих целей в ноябре 2016 г. Председатель Правления КМГ Сауат Мынбаев объявил, что КТГ будет упразднена как административная управляющая компания, а ее ключевые дочерние организации, такие как АО «КазТрансГаз Аймак» и АО «Интергаз Центральная Азия», перейдут в прямое подчинение КМГ.

#### Закон «О газе и газоснабжении»

После принятия Закона «О газе и газоснабжении» в январе 2012 г. внутренний рынок газа в Казахстане постепенно перешел под управление государственной компании КТГ, которой отводилась роль «национального оператора» в рамках действующей в стране модели единого покупателя. КТГ является оператором основной части газовой инфраструктуры Казахстана, и в соответствии с законодательством обладает преимущественным правом на приобретение попутного газа у добывающих компаний. КТГ также продает газ на внутреннем рынке и экспортирует его за рубеж.

Основываясь на положениях Закона «О газе и газоснабжении», сфера добычи газа в Казахстане в административном порядке переводится в ведение единого национального оператора, который наделяется прямыми полномочиями в области развития внутреннего рынка и инфраструктуры газопроводной сети. Такой подход объясняется тем, что основная часть добываемого в Казахстане газа представляет собой побочный продукт добычи жидких углеводородов (попутный газ или газоконденсат), и считается, что поставки газа (предложение) не зависят напрямую от конъюнктуры газового рынка. Помимо этого, политика государства очевидно

направлена на извлечение государственным предприятием выгоды из повышения цен для конечных потребителей на внутреннем рынке и экспортных цен с сохранением единого канала экспорта, чтобы уравновесить практически монопольную ситуацию в двух соседних странах-покупателях газа (России и Китае).

Хотя такая структура рынка жизнеспособна в Казахстане, где совокупный объем предложения (добыча попутного газа) не сильно привязан к реальному спросу на природный газ, что, по всей вероятности, означает, что компании в стране не будут сильно заинтересованы в разработке месторождений сухого природного газа, при отсутствии рыночных сигналов. Однако при этом, безусловно, вполне возможно обеспечить целевое стимулирование при возникновении необходимости в разработке газовых месторождений в тех регионах страны, где есть потребность в данном энергоносителе или где преобладают месторождения сухого газа.<sup>1</sup>

КТГ и ее дочерние компании поставляли почти 100% от всего объема сетевого газа, поступающего потребителям Казахстана. При этом более 95% всех поставок внутренним потребителям шло по магистральным газопроводам КТГ. КТГ осуществляла поставки сетевого газа потребителям через свои распределительные (дочерние) компании. Ранее эти распределительные компании поставляли газ только в семь из десяти регионов, получающих его по газопроводу, но потом стали охватывать все десять.<sup>2</sup> КТГ вытеснила с рынка частные торговые компании, которые ранее работали в разных регионах Казахстана, покупая газ у добывающих предприятий и реализуя его потребителям.

Несмотря на амбициозные цели Казахстана в отношении газа и особенно отводимую ему роль в устойчивой энергетике, государственная политика в данной сфере (и, прежде всего, политика формирования цен на газ) зачастую нерациональна, что находит проявление в довольно неустойчивом финансовом положении КТГ в результате выполнения компанией самых разнообразных ролей и обязанностей в качестве центральной структуры отрасли. Так, в 2014-2015 гг. компания понесла крупные финансовые потери, хотя в 2016 г. ей все же удалось вернуться на уровень рентабельности. Консолидированные

финансовые результаты КТГ за 2013-2016 гг. отражают воздействие на валовую выручку компании общего снижения цен на нефть и газ, которое не удалось компенсировать на других этапах цепочки создания стоимости (См. Рис. 5.1. и Таблицу 5.1.). Одной из основных

причин неблагоприятной финансовой ситуации стала девальвация тенге и ее влияние на финансирование расходов, учитывая, что значительная часть непогашенных кредитов компании была выражена в долларах.

Таб. 5.1. Консолидированные финансовые показатели АО «КазТрансГаз»

тыс. тенге	2013	2014	2015	2016
Выручка	288 317 189	328 972 045	374 319 323	501 958 495
Себестоимость реализованной продукции	-209 677 956	-242 473 336	-277 605 060	-348 453 622
Чистые операционные расходы	-24 598 896	-29 083 332	-24 815 259	-30 333 883
<b>Операционная прибыль</b>	<b>54 040 337</b>	<b>57 415 377</b>	<b>71 899 004</b>	<b>123 170 990</b>
Финансовые расходы	12 166 124	-64 458 397	-179 848 856	-15 244 294
Подоходный налог	-15 753 117	-13 124 799	-1 534 705	-26 531 702
<b>Чистая прибыль</b>	<b>50 453 344</b>	<b>-20 167 819</b>	<b>-109 484 557</b>	<b>81 394 994</b>
Обменный курс на конец года (тенге/доллар)	152,13	179,19	221,73	342,16
млн. долл.	2013	2014	2015	2016
Выручка	1 895	1 836	1 688	1 467
Себестоимость реализованной продукции	-1 378	-1 353	-1 252	-1 018
Чистые операционные расходы	-162	-162	-112	-89
<b>Операционная прибыль</b>	<b>355</b>	<b>320</b>	<b>324</b>	<b>360</b>
Финансовые расходы	80	-360	-811	-45
Подоходный налог	-104	-73	-7	-78
<b>Чистая прибыль</b>	<b>332</b>	<b>-113</b>	<b>-494</b>	<b>238</b>

Источник: АО «КазТрансГаз»

Консолидированные финансовые показатели АО «КазТрансГаз» включают показатели следующих дочерних организаций:

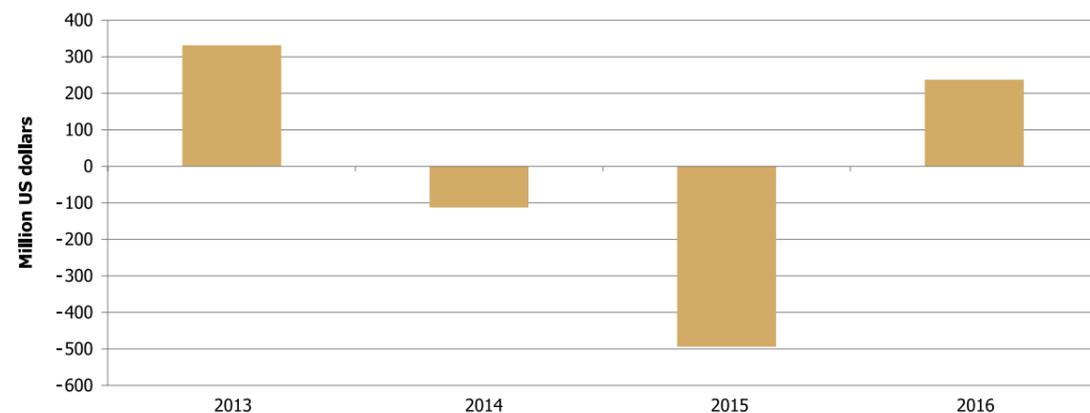
Дочерняя организация	Доля КТГ		Сфера деятельности
	2016	2015	
АО «Интергаз Центральная Азия»	100%	100%	Транспортировка по магистральным газопроводам
АО «КазТрансГаз Аймак»	100%	100%	Продажа и распределение газа
ООО «КазТрансГаз-Тбилиси» (Грузия)*	100%	100%	Продажа и распределение газа
ТОО «КазТрансГаз Өнімдері»	100%	100%	Транспортировка
ЗАО «Амангельды Газ»	100%	100%	Добыча газа (и газового конденсата)
АО «АстанаГаз КМГ»	100%	100%	Строительство магистрального газопровода, идущего в Астану (Запад-Север-Центр)
ТОО «КМГ-Кансу Оперейтинг»	100%	100%	Разведка и добыча газа
Intergas Finance BV (Нидерланды)	100%	100%	Выпуск еврооблигаций
ОсОО «КазТрансГаз-Бишкек» (Кыргызстан)	100%	100%	Ремонт/реконструкция/модернизация газопровода Ташкент-Бишкек-Алматы
АО «КазТрансГаз Алматы»	--	100%	Продажа и распределение газа
ТОО «Азиатский Газопровод»	50%	50%	Строительство и эксплуатация газопровода Казахстан-Китай
ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент»	50%	50%	Строительство и эксплуатация газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент
ТОО «Автогаз»	50%	50%	Строительство, эксплуатация и обслуживание АЭС

\* Компания КТГ фактически утратила контроль над грузинской дочерней организацией после решения грузинского суда в 2009 году.

<sup>1</sup>Примером является договор на гарантированный сбыт готовой продукции, заключенный КТГ с Tethys Petroleum в отношении проекта по добыче сухого газа с небольшой глубиной залегания в Актюбинской области. В декабре 2014 г. было объявлено о заключении КТГ нового договора купли-продажи газа с увеличением цены покупки на 42% до 75 долл./тыс. м<sup>3</sup>, что на тот момент более чем вдвое превышало среднюю цену по стране, выплачиваемую за газ добывающим компаниям.

<sup>2</sup>Ранее газ поставлялся по трубопроводам только в девять областей, но в 2015 г. – после начала поставок в Восточно-Казахстанскую область – их число увеличилось до десяти.

Рис. 5.1. Чистая прибыль АО «КазТрансГаз»



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 5.2.2. Запасы газа

По данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ), по состоянию на 1 января 2016 г. запасы газа в стране (на государственном балансе) составляли 4,01 трлн. м<sup>3</sup>. Данный показатель сохранялся приблизительно на одном уровне на протяжении последних нескольких лет.<sup>3</sup> При этом 2,27 трлн. м<sup>3</sup> от общего объема приходится на «растворенный» газ (в жидких углеводородах коллектора) и 1,74 трлн. м<sup>3</sup> – на свободный газ.<sup>4</sup> Основная часть запасов в стране (3,72 трлн. м<sup>3</sup>) сосредоточена в Северо-Каспийском бассейне. Около 98% запасов газа расположено на западе Казахстана (в Мангистауской, Атырауской,

Западно-Казахстанской и Актюбинской областях). При этом приблизительно 85% запасов находится на территории всего нескольких крупных месторождений (включая Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Жанажол и Имашевское), в основном в глубоко залегающих подсолевых отложениях (глубиной до 5 км), отличающихся многокомпонентным составом и высоким содержанием серы, что существенно затрудняет разработку и добычу. В официальный государственный баланс за 2015 г. занесены запасы газа на 228 месторождениях, на 68 из которых, согласно имеющейся информации, ведется добыча.

### 5.2.3. Тенденции добычи за прошедший период

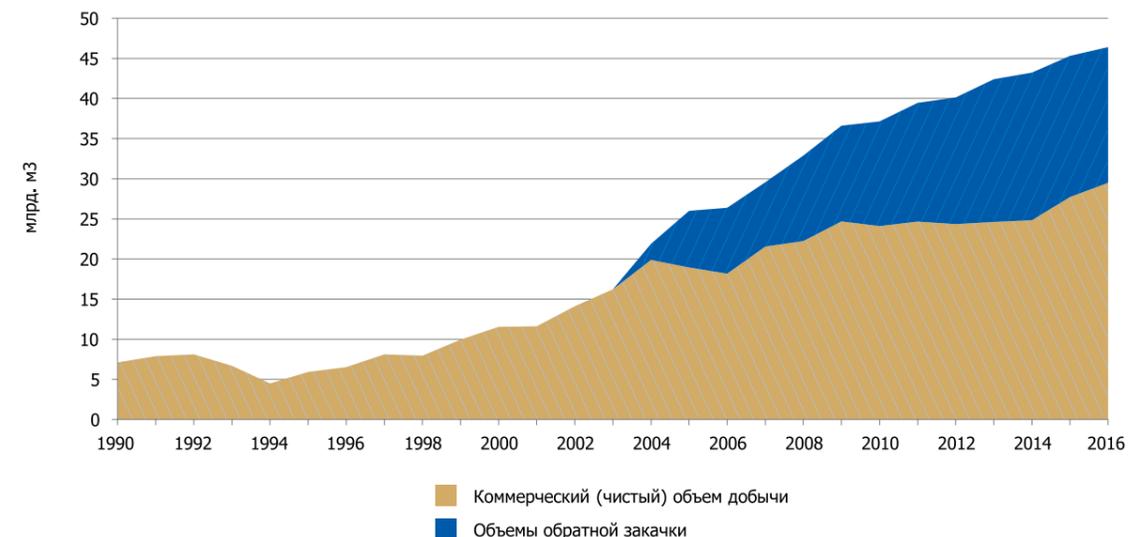
В 2016 г. динамика валовой добычи газа в Казахстане (включая объемы обратной закачки) третий год подряд шла вразрез с тенденциями добычи жидких углеводородов, несмотря на то, что большая часть добываемого в Казахстане газа – это попутный газ нефтяных месторождений (см. Рис. 5.2).<sup>5</sup> В 2016 г. валовой объем добычи газа вырос на 2,4%, составив 46,4 млрд. м<sup>3</sup>, в то время как добыча нефти (включая конденсат) снизилась на 1,9%. В 2017 г. (по состоянию на настоящий момент) добыча газа стабильно увеличивается: в первом полугодии рост составил 15,4%.

Коммерческие объемы добычи (валовая добыча за вычетом обратной закачки) в Казахстане также растут. В 2016 г. «коммерческие» объемы добычи (в которые органы государственной статистики включают также использование на промысле) достигли показателя 26,8 млрд. м<sup>3</sup>, из которых 11,4 млрд. м<sup>3</sup> пошло на обратную закачку для поддержания уровня добычи жидких углеводородов (см. Таблицу 5.2).

#### Карачаганак

Основную часть объемов добычи газа в Казахстане

Рис. 5.2. Валовые и коммерческие объемы добычи газа в Казахстане - данные прошедших периодов



Примечание: Валовая добыча включает объемы обратной закачки. Показатели по официальным данным государственной отчетности. Источник: Комитет по статистике РК; Министерство энергетики

© 2017 IHS Markit

Таб. 5.2. Баланс спроса и предложения газа в Казахстане (млрд. м<sup>3</sup>)

	2015	2016	2017**
<i>Добыча, всего</i>	45,3	46,4	48,1
Использование сырого газа на месторождении на собственные нужды	20,5	19,6	21,2
Собственные нужды (включая производство электроэнергии на объекте)	8,3	8,2	7,8
Обратная закачка в пласт	12,3	11,4	13,4
Коммерческие объемы газа, доступные для реализации	24,8	26,8	26,9
Внутреннее конечное потребление	12,1	13,1	13,2
Экспорт газа*	12,7	13,7	13,7

\*Включая встречные поставки (свопы)

\*\* 2017 г. - расчетный показатель

Источник: Комитет по статистике РК

<sup>3</sup>Данные приведены в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (категории A+B+C1+C2). Текущий объем доказанных и вероятных запасов (2P) Казахстана (международный показатель, который приблизительно соответствует казахстанским категориям A+B+C1) составляет 2,7 трлн. м<sup>3</sup>. По оценкам IHS Markit, доказанные и вероятные (2P) остаточные запасы газа в Казахстане составляют 134 трлн. куб. футов (3,8 трлн. м<sup>3</sup>).

<sup>4</sup>В соответствии с международным подходом к оценке и классификации запасов, по состоянию на конец 2016 г. в Казахстане предположительно имелось 1 трлн. м<sup>3</sup> только доказанных (1P) запасов газа или 0,5% от общемирового объема (по данным Статистического обзора мировой энергетики компании BP за июнь 2017 г.). По данному показателю Казахстан занимает пятое место среди стран СНГ (после России, Туркменистана, Узбекистана и Азербайджана) и 26-е место в мире.

<sup>5</sup>Валовая добыча – это весь объем добычи из коллектора, включая все не относящиеся к метану компоненты (такие как сероводород, углекислый газ, азот и т. п.). В нее также включаются объемы обратной закачки. 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.

обеспечивают проекты Карачаганак и Тенгиз, на долю которых в совокупности приходится более 75% общего объема добычи в стране (см. Рис. 5.3).<sup>6</sup> Лидером по добыче является месторождение Карачаганак (в Западно-Казахстанской области) (см. Рис. 5.4).

Однако валовые объемы добычи консорциума «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО) в течение последних четырех лет практически не менялись.<sup>7</sup> Они выросли с 17,5 млрд. м<sup>3</sup> в 2013 г. до 18,2 в 2014-2015 гг., а затем сократились до 17,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г. Около половины валовой добычи использовалось для обратной закачки, объемы которой немного снизились: в 2013 г. доля обратной закачки газа составляла 53%, но к 2016 г. она упала до 46%. При этом коммерческие объемы добычи на месторождении в 2015-2016 гг. в целом оставались на одном уровне (около 9,6 млрд. м<sup>3</sup>). Почти весь сырой (высокосернистый) газ с месторождения Карачаганак идет за рубеж – в Россию – для переработки на крупном Оренбургском ГПЗ ПАО «Газпром» по долгосрочному соглашению с ТОО «КазРосГаз» (совместным предприятием с участием КМГ и российской компании «Газпром»), которое было подписано в 2007 г. В июне 2015 г. КПО и ТОО «КазРосГаз» продлили его действие до 2038 г., обеспечив таким образом рынок для поставок основной части текущих объемов добычи газа КПО на оставшийся срок действия СРП в отношении данного месторождения.<sup>8</sup>

Планируемый следующий этап разработки месторождения Карачаганак пока находится на обсуждении, однако его масштабы в настоящее время существенно сужаются. В июне 2017 г. было объявлено о сокращении расходов до 4,5 млрд. долл. В сентябре 2016 г. Министерство энергетики Республики Казахстан, КМГ, КТГ и Shell (новый участник консорциума КПО после приобретения BG) подписали меморандум о сотрудничестве в области исследований рынка переработки газа и нефтегазохимии.<sup>9</sup> Министр энергетики Канат Бозумбаев отметил, что будет вновь рассмотрен

вопрос переработки газа непосредственно на месторождении Карачаганак.<sup>10</sup>

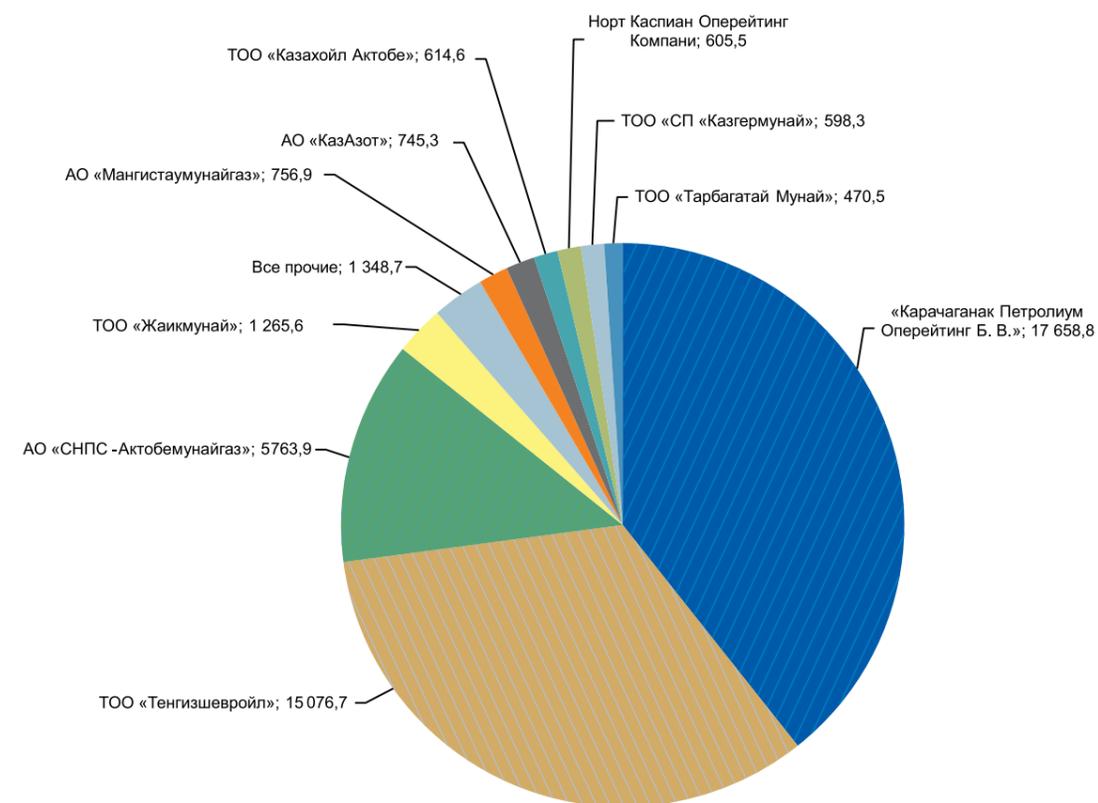
### Тенгизшевройл (ТШО)

В последние три года валовая добыча газа в рамках проекта ТШО росла и в 2016 г. вышла на рекордный уровень – 15,1 млрд. м<sup>3</sup>.<sup>11</sup> При этом около 52% (или 7,8 млрд. м<sup>3</sup>) валовых объемов добычи в 2016 г. закачивалось обратно в пласт, в результате чего объем газа для фактического потребления составил 7,2 млрд. м<sup>3</sup>. Ожидается, что валовая добыча газа на месторождении Тенгиз будет оставаться на текущем уровне до 2022 г., когда будет завершен следующий этап расширения (ПБР-ПУУД).<sup>12</sup> Однако, хотя это приведет к увеличению добычи газа, основную часть прироста планируется использовать для нужд обратной закачки, поэтому ожидается лишь небольшое увеличение коммерческих объемов добычи.

### Добыча газа другими компаниями

Основным фактором роста добычи газа в целом по Казахстану в 2015-2016 гг. стало совокупное увеличение объемов добычи со стороны других газодобывающих компаний: они выросли на 16,8% в годовом исчислении до уровня около 12,2 млрд. м<sup>3</sup> в 2015 г. и на 11,8% в годовом исчислении до 13,6 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г. (см. Рис. 5.4). Самой крупной среди этих компаний является АО «СНПС-Актобемунгаз», которая занимает третье место по добыче газа в Казахстане. Рост объемов добычи со стороны данной компании был обеспечен благодаря завершению строительства третьей очереди Жанажольского ГПЗ, что позволило увеличить общую мощность по переработке до 7 млрд. м<sup>3</sup> в год.

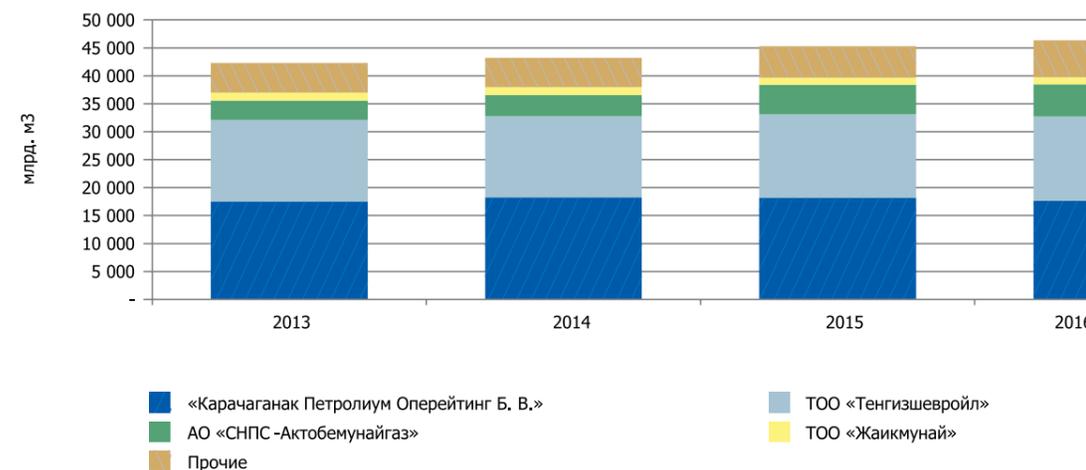
Рис. 5.3. Валовые объемы добычи природного газа в Казахстане крупнейшими компаниями в 2016 г. (млн. м<sup>3</sup>)



Источник: IHS Markit; Министерство энергетики

© 2017 IHS Markit

Рис. 5.4. «Валовые объемы добычи природного газа в Казахстане крупными добывающими компаниями в 2013-2016 гг.»



Источник: IHS Markit; Министерство энергетики

© 2017 IHS Markit

<sup>6</sup>Консорциум «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» ведет разработку месторождения Карачаганак с 1997 г. в рамках соглашения о разделе продукции (СРП), срок действия которого составляет 40 лет. СП «Тенгизшевройл» осуществляет эксплуатацию месторождений Тенгиз и Королевское с 1993 г. в рамках контракта СП, срок действия которого составляет 40 лет.

<sup>7</sup>Акционерами КПО являются Eni (29,25%), Shell (29,25%), Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и КМГ (10%).

<sup>8</sup>Как правило, раньше в Оренбург ежегодно направлялось около 8-8,5 млрд. м<sup>3</sup> и, согласно предыдущему контракту, предполагалось увеличение объема поставок до 16 млрд. м<sup>3</sup>. Однако новый контракт предусматривает сокращение ежегодных поставок до уровня не более 9 млрд. м<sup>3</sup>.

<sup>9</sup>Структура собственности КПО изменилась после поглощения Shell компании BG (которая входила в число первых участников КПО) через приобретение за наличные денежные средства и акции на сумму 47 млрд. фунтов стерлингов (73,9 млрд. долл.), о котором было объявлено 8 апреля 2015 г., а завершение сделки состоялось в феврале 2016 г. Исходная доля BG в размере 29,25% теперь полностью принадлежит Shell.

<sup>10</sup>Консорциум по проекту Карачаганак и правительство рассмотрели возможности строительства на месторождении газоперерабатывающего завода мощностью 5 млрд. м<sup>3</sup> в год в рамках запланированного третьего этапа расширения. Однако оценки показали, что стоимость строительства такого завода составит 3,7 млрд. долл., и в 2014 г. эти планы были отложены на неопределенный срок.

<sup>11</sup>Акционерами ТШО являются Chevron (50%), ExxonMobil (25%), КМГ (20%) и ЛУКОЙЛ (5%).

<sup>12</sup>В июле 2016 г. консорциум ТШО утвердил окончательное инвестиционное решение (ОИР) по Проекту будущего расширения (ПБР)/Проекту управления устьевым давлением (ПУУД), которое создает предпосылки для прироста добычи на месторождении в размере 12 млн. т в год (260 000 барр./сутки). Стоимость проекта составляет 36,8 млрд. долл. В рамках его реализации ТШО планирует пробурить около 100 скважин.

5.2.4. Прогноз добычи газа

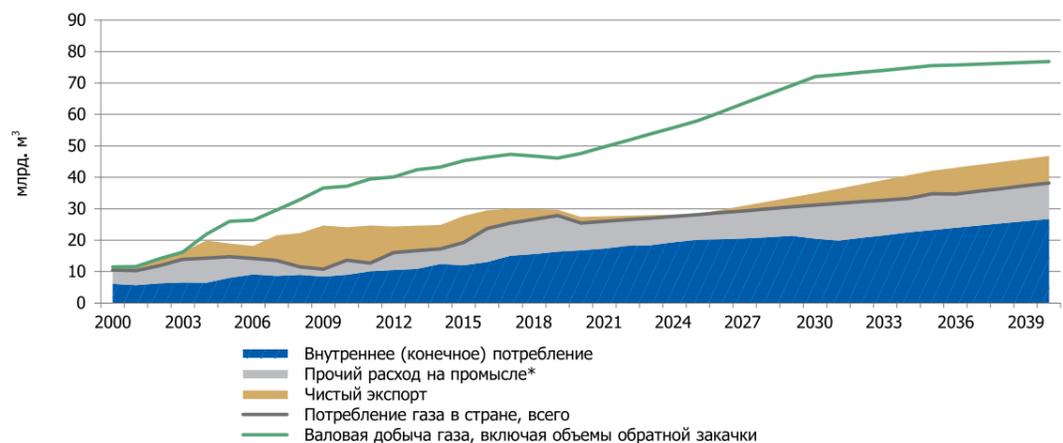
Ожидается, что в долгосрочной перспективе добыча газа в стране будет продолжать следовать траектории добычи нефти. Вероятность крупных инвестиций в разведку и добычу непосредственно газовых месторождений остается низкой. Это во многом связано с тем, что на внутреннем рынке, где сложился относительно низкий уровень регулируемых цен на газ, у добывающих предприятий для этого нет достаточных весомых стимулов.

Министерство энергетики в настоящее время пересматривает долгосрочный прогноз добычи газа, ранее изложенный в Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года, на базе трех сценариев: оптимистичного, реалистичного и пессимистичного. При этом уже опубликован новый среднесрочный прогноз на период до 2021 г. (см. Таблицу 5.3). Следует отметить, что среднесрочный прогноз добычи газа был пересмотрен в сторону понижения и теперь в целом соответствует показателям пессимистичного сценария, представленного в Концепции развития газового сектора два года назад. В настоящее время ожидается, что в 2020 г. ее объем достигнет уровня около 47,5 млрд. м<sup>3</sup>, а не 62 млрд. м<sup>3</sup>, как было предусмотрено реалистичным сценарием (со средним уровнем показателей) согласно Концепции (см. Таблицу 5.3), а коммерческий объем добычи газа при этом составит около 28,4 млрд. м<sup>3</sup>.<sup>13</sup>

В то же самое время, прогнозы IHS Markit в долгосрочной перспективе предусматривают несколько более высокие показатели валовых и коммерческих объемов добычи газа, чем

приведенные в Концепции развития газового сектора. Согласно нашему базовому сценарию, валовые объемы добычи выйдут на показатель около 48 млрд. м<sup>3</sup> в год в 2020 г., 72 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 77 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г., а коммерческие объемы добычи газа при этом вырастут до уровня около 27 млрд. м<sup>3</sup> в 2020 г., 35 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 47 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г. (см. Таблицу 5.4 и Рис. 5.5). Главной причиной такого расхождения в показателях является то, что IHS Markit прогнозирует более высокий уровень добычи нефти, чем Министерство энергетики, и в этой связи предполагается получение более существенных объемов попутного газа (см. Главу 3). Основная часть объемов добычи газа в Казахстане будет по-прежнему поступать от трех мега-проектов. При этом ожидается, что большая часть прироста в будущем, прежде всего, придется на месторождение Кашаган (эксплуатацию которого осуществляет Норт Каспиан Оперейтинг Компани/ НКОК) (см. Рис. 5.6). Однако более 50% валовых объемов добычи газа в рамках проекта Кашаган планируется закачивать обратно в пласт. Для переработки высокосернистого сырого газа (около 18% H<sub>2</sub>S и 4-5% CO<sub>2</sub>) месторождения Кашаган на суше была построена газоперерабатывающая установка мощностью 6,2 млрд. м<sup>3</sup> в год.<sup>14</sup> В августе 2013 г. НКОК и КТГ подписали долгосрочный договор купли-продажи, согласно которому КТГ будет покупать 2,5-3 млрд. м<sup>3</sup> переработанного сухого газа первого этапа освоения в год в течение периода до 2041 г. включительно (текущий срок окончания действия СРП).

Рис. 5.5. Баланс спроса и предложения газа в Казахстане: страна останется чистым экспортером газа



Источник : IHS Markit

© 2017 IHS Markit

\*Примечание: Прочий расход на промысле в добывающей отрасли включает использование и потери на месторождении, потери при переработке, использование в трубопроводах, изменение запасов.

Таб. 5.3. Прогнозы Министерства энергетики РК по добыче газа в Казахстане млрд. м<sup>3</sup>

(млрд. м <sup>3</sup> )	2015	2020	2025	2030			
<b>А. Добыча газа в Республике Казахстан в период до 2030 г. (реалистичный сценарий)</b>							
Добыча газа, всего (валовой объем)	44,2	62,0	61,0	59,8			
Обратная закачка газа	12,5	22,8	24,8	25,1			
Прочий расход при добыче на собственные нужды (включая объемы факельного сжигания)*	5,6	5,9	5,5	5,3			
Коммерческие объемы добычи газа, всего	26,1	33,3	30,7	29,4			
Топливный газ для использования в газопроводах, включая газовые компрессоры*	3,9	8,6	8,5	8,4			
Коммерческие объемы газа для реализации (потребителям, на экспорт и т.п.)	22,2	24,7	22,3	21,0			
Согласно разбивке данных, которой придерживается Министерство энергетики, расход на собственные нужды и использование на промысле относятся к категории "Прочий расход при добыче", а объемы топливного газа для использования в газопроводах, включая газовые компрессоры, учитываются отдельно.							
Источник: Доклад Министерства энергетики Республики Казахстан, Концепция развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2030 г. от 5 декабря 2014 года.							
<b>В. Стратегический план Министерства энергетики РК по добыче газа на 2015-2021 годы</b>							
(млрд. м <sup>3</sup> )	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Валовые объемы добычи газа	45,3	44,0	44,4	45,3	46,6	47,5	49,4
Коммерческие объемы добычи газа	27,1	26,0	26,5	27,1	27,9	28,4	29,6
Источник: Министерство энергетики, 2016 г.							

Таб. 5.4. Баланс добычи и потребления газа в Казахстане в период до 2040 г. (базовый сценарий IHS Markit) (млрд. м<sup>3</sup>)

	2000	2005	2010	2015	2016	Прогноз				
	2020	2025	2030	2035	2040					
Добыча (всего, согласно отчетным данным; валовой объем)	11,5	25,0	37,4	45,3	46,4	47,6	58,0	72,0	75,5	76,8
Добыча (за вычетом объемов обратной закачки)	11,5	18,9	24,7	27,7	29,5	27,4	28,4	34,9	42,1	46,8
Объемы обратной закачки	0,0	6,0	12,7	17,6	16,9	20,2	29,6	37,1	33,4	30,0
Экспорт**	5,2	7,7	12,4	10,9	12,8	8,0	7,0	9,8	13,3	14,6
Импорт**	4,2	11,2	4,0	4,9	6,9	6,0	6,7	6,0	6,0	6,0
Потребление (видимое, валовое)	10,5	28,5	29,0	39,3	40,4	45,7	57,8	68,3	68,2	68,2
Потребление (видимое, за вычетом объемов обратной закачки)	10,5	22,5	16,3	21,7	23,5	25,5	28,1	31,2	34,8	38,2
Поставки согласно отчетным данным*	6,1	7,3	9,0	12,0	13,1	16,6	19,8	22,0	24,8	28,1
Прочее потребление***	4,4	15,2	7,3	9,7	10,5	8,9	8,3	9,2	10,0	10,1

\* Объемы, заявленные как потребление (поставки конечным потребителям) по данным Министерства энергетики или статистических источников Республики Казахстан; не включают потребление на электростанциях собственных нужд проектов добычи.

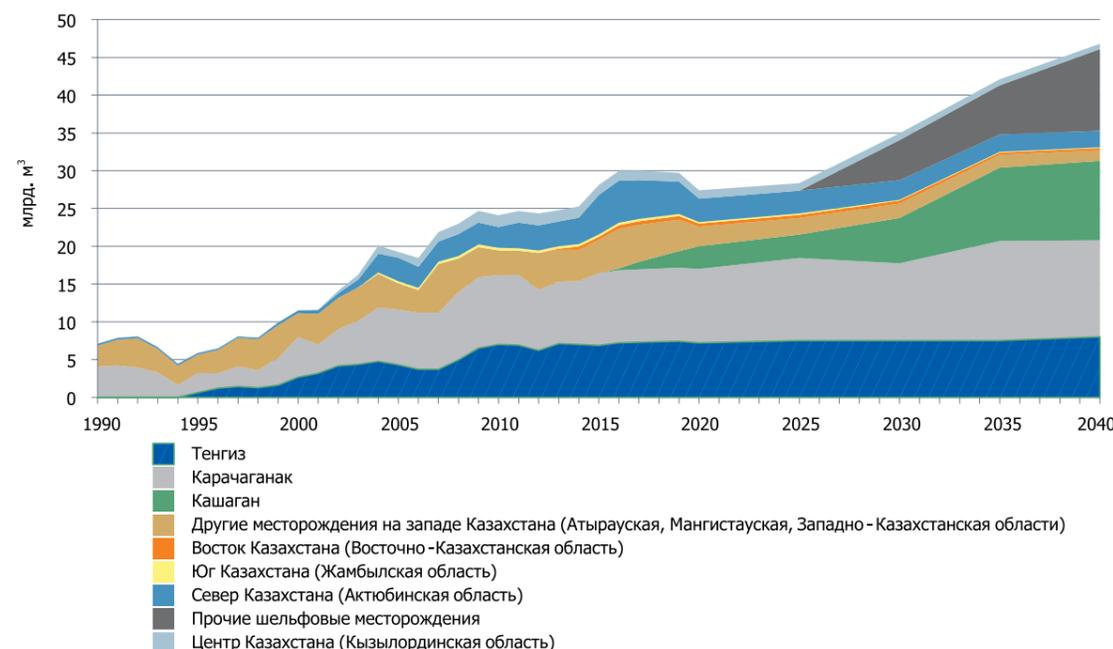
\*\* Объем, заявленный как фактический "операционный" объем экспорта, а не совокупный показатель согласно данным таможенной статистики.

\*\*\* Прочий расход внутри страны: включает уменьшение объема и потери на промысле, использование на месторождениях для выработки электроэнергии на объекте, использование и потери в системе газопроводов, а также изменения в запасах.

<sup>13</sup>Согласно определению Министерства энергетики, коммерческие объемы газа – это объемы, доступные для поставки потребителям, за вычетом объемов использования газа при добыче, хранении и транспортировке.

<sup>14</sup>На месторождении Кашаган планировалось расширение перерабатывающих мощностей до 9 млрд. м<sup>3</sup> (на втором этапе реализации проекта).

**Рис. 5.6.** Прогноз коммерческих объемов добычи газа в Казахстане согласно базовому сценарию



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 5.2.5. Переработка газа

Основная часть добываемого в Казахстане газа нуждается в переработке. В стране имеется четыре крупных газоперерабатывающих завода (ГПЗ) и несколько небольших заводов, а также действует важная договоренность по переработке газа месторождения Карачаганак за пределами страны на Оренбургском ГПЗ в России. К четырем основным заводам относятся старый Казахский ГПЗ, принадлежащий КМГ (мощностью 2,9 млрд. м<sup>3</sup> в год в Мангистауской области), Тенгизский ГПЗ (мощностью 7,9 млрд. м<sup>3</sup> в год в Атырауской области), Жанажольский ГПЗ (мощностью 7 млрд. м<sup>3</sup> в год в Актюбинской области) и ГПЗ «Болашак»

(мощностью 6 млрд. м<sup>3</sup> в год в Атырауской области). Текущая перерабатывающая мощность четырех ГПЗ, с учетом ввода в эксплуатацию перерабатывающих мощностей проекта Кашаган (завода по комплексной подготовке нефти и газа «Болашак»), составляет 23,8 млрд. м<sup>3</sup> в год. В совокупности, вместе с имеющимися в распоряжении мощностями на Оренбургском ГПЗ в России, это представляется достаточным для переработки основной части объемов коммерческой добычи газа в стране, ожидаемых на протяжении примерно десяти ближайших лет.

### 5.2.6. Транспортировка газа

За последние несколько лет Казахстан расширил национальную систему транспортировки газа и местные распределительные сети, что позволило увеличить общий уровень газификации страны и создать единую газотранспортную трубопроводную сеть. Правительство уже давно стремилось к этому в целях повышения энергетической безопасности (обеспеченности энергоресурсами) и уровня «экологичности» экономики. Совершенствование и развитие газовой инфраструктуры страны являлось основной задачей компании КТГ. Согласно отчетам компании за 2015 г., в ее эксплуатации находилась система газопроводов протяженностью 39 300 км (включая газопроводы

как высокого, так и низкого давления).

#### Национальная газотранспортная система

Протяженность газотранспортной системы магистральных газопроводов Казахстана в 2015-2016 гг. составила 15 265 км (см. Таблицу 5.5). Эта система, наряду с основными подземными хранилищами, находятся в собственности и под управлением специализированной дочерней компании КТГ АО «Интергаз Центральная Азия». В 2016 г. объем транспортировки по системе магистральных газопроводов составил 96,2 млрд. м<sup>3</sup>, при этом основная его доля фактически приходилась на транзит газа (см. ниже).

**Таб. 5.5.** Магистральные газопроводы Казахстана

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Протяженность (км)	12 269	12 318	12 318	12 318	14 895	15 265	15 256
Объем поставок (млрд.м <sup>3</sup> )	103,7	116,0	115,7	119,8	115,6	105,1	96,2
Среднее расстояние поставок (км)	327	386	462	492	500	512	577
Источник: Комитет по статистике РК							
Объем поставок (млн.т условного топлива)	89,4	100,0	99,7	103,3	99,6	90,6	82,9
Грузооборот (млрд.т/км)	29,2	38,6	46,1	50,8	49,783	46,4	47,8
Среднее расстояние поставок (км)	326,6	386,0	462,4	491,8	499,6	512,1	576,6

Одним из основных недавних событий в области транспортировки газа стало завершение в 2015 г. строительства газопровода ББШ.<sup>15</sup> Этот газопровод не только позволяет поставлять газ, добываемый на западе Казахстана, в южные регионы страны, но и открывает путь для начала крупномасштабного экспорта газа в Китай. Поставки газа по газопроводу ББШ на юг Казахстана выросли с 300 млн. м<sup>3</sup> в 2013 г. до 1,6 млрд. м<sup>3</sup> в 2014 г. и до 2,1 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г.

В 2016 г. КТГ завершила строительство крупной дожимной компрессорной станции «Акыртобе», предназначенной для перекачки газа в объеме до 6 млрд. м<sup>3</sup> в год между магистральными газопроводами «Бухарский Газоносный Район-Ташкент-Бишкек-Алматы» и «Казахстан-Китай» [линией С системы газопроводов «Центральная Азия – Китай» (ЦАК)]. Дожимная станция способствует росту энергетической безопасности, предоставляя альтернативный маршрут для обеспечения бесперебойного газоснабжения города Алматы в обход территории Кыргызстана. Данная станция необычна, поскольку обслуживаемые ей газопроводы работают при разных давлениях: 55 кгс/см<sup>2</sup> для более старого газопровода и 100 кгс/см<sup>2</sup> для линии С.

Помимо этого, компания КТГ завершила строительство двух газоконпрессорных станций на газопровode ББШ – «Бозой» (Актюбинская область) в 2016 г. и «Караозек» (Кызылординская область) в 2017 г. – что позволило увеличить пропускную

способность ББШ до 10 млрд. м<sup>3</sup> в год и обеспечить возможность поставок более крупных объемов газа на юг Казахстана и на экспорт в Китай. Станция «Караозек» также будет обеспечивать работу запланированного к строительству газопровода, который пойдет в столицу Республики Казахстан – город Астана (газопровод «Сарыарка»). В будущем, после завершения строительства ВП «Шорнак», «Аксуат» и «Саксаульск», пропускная способность ББШ должна достичь 15 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Газопровод ББШ имеет соединение с линией С системы ЦАК, что позволяет экспортировать казахстанский газ в Китай. В 2016 г. на линии С были введены в эксплуатацию компрессорные станции № 4 и № 8, что позволило вывести ее общую пропускную способность на уровень 20 млрд. м<sup>3</sup> в год, а общую мощность ЦАК (линии А, В и С) – на уровень 55 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Газ для поставок по ББШ изначально поступает из Актюбинской области, включая Жанажольский ГПЗ Китайской национальной нефтегазовой корпорации (КННК/CNPC). Другими источниками газа служат газовые месторождения Урихтау и Шагырлы-Шомышты. В сентябре 2016 г. компанией КМГ было принято решение о строительстве газопровода протяженностью 168 км от месторождения Кожасай до компрессорной станции № 12 (КС-12) магистрального газопровода Бухара-Урал в целях увеличения ресурсной базы для газопровода ББШ и снижения сжигания попутного газа на месторождении (250-300

<sup>15</sup>Строительство отрезка газопровода, соединяющего Бозой и Шымкент (1 166 км), было завершено в сентябре 2013 г., а отрезка, соединяющего Бейнеу и Бозой – в 2015 г.

млн. м<sup>3</sup> в год). Окончание строительства газопровода ожидается в 2017 г. С завершением строительства отрезка из Бейнеу дополнительные объемы газа для ББШ теперь также потенциально могут поступать из Атырауской и Мангистауской областей, в том числе с месторождения Кашаган. В целях дальнейшего увеличения гибкости поставок компания КТГ ввела в эксплуатацию перемычку между газопроводами Оренбург-Новопсков и Средняя Азия-Центр (САЦ-4) [«Союз» и Лупинг САЦ-4], тем самым обеспечив возможность транспортировки газа месторождения Карачаганак, поступающего из Оренбурга (после переработки), на юг по системе САЦ исключительно в пределах территории Казахстана. КТГ также инвестировала в смену направления потока на ветке САЦ-4. Однако пока этот вариант не использовался для поставок газа месторождения Карачаганак в Южный Казахстан, что, вероятно, объясняется большим расстоянием транспортировки. Расстояние, которое газ должен пройти между Оренбургом (после обработки) и Шымкентом, составляет 2 704 км (503 км между Оренбургом и селом Александров-Гай,

726 км между селом Александров-Гай и Бейнеу и 1 475 км по ББШ), из которых около 2 580 км – по территории Казахстана. В настоящее время тарифы на внутренние поставки по большинству магистральных трубопроводов устанавливаются регулирующим органом по принципу «почтовой марки» вне зависимости от расстояния. Например, тариф, который был введен в январе 2017 г., составлял 2 231 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (около 6,7 долл./тыс. м<sup>3</sup>).<sup>15</sup> Исходя из средней протяженности расстояний транспортировки газа в Казахстане (которая в 2016 г. составляла 577 км. – см. Таблицу 5.5), средняя величина тарифа при поставках внутри страны составит около 1,16 долл./тыс. м<sup>3</sup> на 100 км, что несколько выше средних показателей для других крупных систем в таких странах как Россия, США, Великобритания или Франция. Принимая во внимание все вышеперечисленные усовершенствования, газопроводная инфраструктура Казахстана в настоящее время технически способна обеспечить поставки газа с месторождений, расположенных на северо-западе страны, в южные регионы, такие как Шымкент и Алматы. При этом компания КТГ заявила,

что в 2016 г. Казахстан впервые получил возможность не прибегать к импорту газа для поставок на юг.

#### Система распределительных газопроводов

Протяженность сети распределительных газопроводов в стране в 2015 г. достигла 27 113 км, увеличившись примерно на 9 340 км с 2010 г. (см. Таблицу 5.6). Крупнейшие распределительные сети расположены в Южно-Казахстанской, Западно-Казахстанской и Атырауской областях. Наиболее масштабное расширение сети газопроводов за последние годы имело место в Атырауской и Алматинской областях. Общее количество газифицированных населенных пунктов увеличилось с 891 в 2014 г. до 976 в 2016 г., что повысило уровень газификации Казахстана с 43% в 2014 г. до 46% в 2016 г. В 2016 г. только в Западно-Казахстанской, Костанайской, Жамбылской, Мангистауской, Актюбинской и Кызылординской областях было газифицировано более 50 населенных пунктов. В 2017 г. КТГ планирует обеспечить газом еще восемь населенных пунктов, включая Талдыкорган.

КТГ проделала масштабную работу в Южно-Казахстанской области:

- В 2017 г. Министерство энергетики выделило 500 млн. тенге на строительство местных газопроводов для соединения с магистральным газопроводом ББШ.
  - В 2015 г. КТГ завершила модернизацию газораспределительных сетей в Шымкенте, начатую в 2009 г. Реализация проекта позволила увеличить пропускную способность сети с 85 тыс. м<sup>3</sup>/час до 258 тыс. м<sup>3</sup>/час.
  - Мероприятия по модернизации газовых сетей в Южно-Казахстанской области также включали замену ветхих газопроводов на новые полиэтиленовые аналоги, замену устаревших газораспределительных пунктов новыми, оптимизацию газораспределительных сетей на основе новых гидравлических расчетов, внедрение автоматизированных систем учета расхода газа в различных точках распределительной сети и установку электронных счетчиков.
- В целях совершенствования

инфраструктуры распределительных газопроводов на юге Казахстана были также приняты следующие меры:

- В 2015 г. были проложены газопроводы общей протяженностью 1 276 км и выполнена модернизация компрессорных станций в Кызылординской области, а в 2016 г. КТГ и ТОО «APL Construction» начали строительство газопровода и автоматической газораспределительной станции в Жаркенте (Алматинская область).
- В Жамбылской области акимат выделил 449 млн. тенге (1,3 млн. долл.) на газификацию 150 населенных пунктов к 2018 г.

В Западном Казахстане КТГ работала над расширением и усовершенствованием газовой инфраструктуры в уже газифицированных Мангистауской и Актюбинской областях:

- В Мангистауской области было проложено 71,3 км газопроводов, а также установлено 7 комплектов шкафных газорегуляторных пунктов и 5 блочных газорегуляторных пунктов.
- В Актюбинской области было проложено 252 км газопроводов и установлены два шкафных газорегуляторных пункта.

Важно отметить, что финансирование этих проектов в основном поступает от международных банков развития, таких как ЕБРР и Банк развития Казахстана (БРК). БРК открыл кредитную линию для АО «КазТрансГаз Аймак» в целях строительства инфраструктуры газоснабжения в Кызылординской области в размере 24,7 млрд. тенге, покрыв таким образом около 30% от стоимости проекта. КТГ также планирует вложить более 7 млрд. тенге (около 20 млн. долл.) в газовую инфраструктуру Костанайской области. Помимо этого, ЕБРР предоставит КТГ кредит в размере 294 млн. евро в целях финансирования модернизации и капитального ремонта подземного хранилища газа «Бозой» (242 млн. евро), а также модернизации и реконструкции существующей газораспределительной инфраструктуры и строительства новых газопроводов для обеспечения внутренних поставок газа в Мангистауской и Актюбинской областях (52 млн. евро).

Таб. 5.6. Протяженность распределительных газопроводов Казахстана (км)

Область	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Всего по Казахстану</b>	<b>13 902,8</b>	<b>14 694,8</b>	<b>16 260,0</b>	<b>17 773,4</b>	<b>20 248,8</b>
Акмолинская область	–	–	–	–	–
Город Астана	–	–	–	–	–
Актюбинская область	748,4	747,0	866,9	926,7	937,6
Алматинская область	363,0	417,0	476,0	503,7	517,5
Город Алматы	405,7	443,8	602,2	647,5	664,4
Атырауская область	1 943,7	2 224,3	2 882,1	3 432,3	3 802,9
Западно-Казахстанская область	2 904,1	2 920,7	2 940,8	2 971,5	3 069,8
Жамбылская область	543,1	544,8	747,8	755,3	771,7
Карагандинская область	–	–	–	–	–
Костанайская область	1 872,0	1 898,2	1 901,0	2 096,2	2 186,4
Кызылординская область	144,4	158,6	158,6	339,3	823,3
Мангистауская область	1 285,3	1 447,3	1 560,4	1 645,5	1 680,8
Южно-Казахстанская область	3 693,1	3 893,1	4 124,2	4 455,4	5 794,4
Северо-Казахстанская область	–	–	–	–	–
Восточно-Казахстанская область	–	–	–	–	–

Источник: Комитет по статистике РК (ЖКХ).

<sup>15</sup> Сумма без НДС. Для сравнения, общий тариф, который был введен в январе 2014 г., составил 1 380 тенге/тыс. м<sup>3</sup> (около 8,9 долл./тыс. м<sup>3</sup>).

5.2.7. Внутренне потребление газа: обзор за прошедший период

В 2016 г. общее *видимое* потребление природного газа в Казахстане (объем газа для коммерческой реализации минус экспорт плюс импорт) составило около 23,5 млрд. м<sup>3</sup>, из которых, согласно отчетным данным, 13,1 млрд. м<sup>3</sup> пришлось на поставки конечным потребителям (см. Таблицу 5.4).<sup>17</sup> Образующаяся разница приходится на другие объемы расхода внутри страны, включая использование на месторождениях (в том числе для выработки электроэнергии непосредственно на объектах) и потери при переработке (показатели валовой добычи включают объемы неуглеводородных компонентов, которые при переработке удаляются), расход в газопроводах, изменение уровня запасов и т.п.

Фактическое потребление газа (поставки конечным потребителям) в последние годы неуклонно росло, увеличившись с 9 млрд. м<sup>3</sup> в 2010 г. до 13,1 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г. (см. Таблицу 5.4). Наиболее существенный рост потребления газа пришелся на области основного газодобывающего региона на западе страны, особенно на Западно-Казахстанскую, Мангистаускую и Актыбинскую области, где в период с 2012 г. по 2016 г. потребление газа росло в среднем на 9%, 3,5% и 11,3% в год, соответственно (см. Таблицу 5.7). Однако при этом потребление газа в целом увеличивается

во всех областях, куда газ поставляется по газопроводу (единственным исключением является Костанайская область). Особенно заметный рост демонстрирует Кызылординская область, где в период с 2012 г. по 2016 г. потребление газа повышалось в среднем на 13% в год (хотя и с изначально невысокого уровня), прежде всего благодаря масштабным мероприятиям по газификации.

Доля газа в потреблении первичных энергоресурсов в стране значительно отстает от угля: в 2016 г. на уголь приходилось 55% от общего объема, а на газ – 23% (см. Рис. 5.7). В то же самое время, природный газ по данному показателю обошел нефть (доля которой составила 19%).

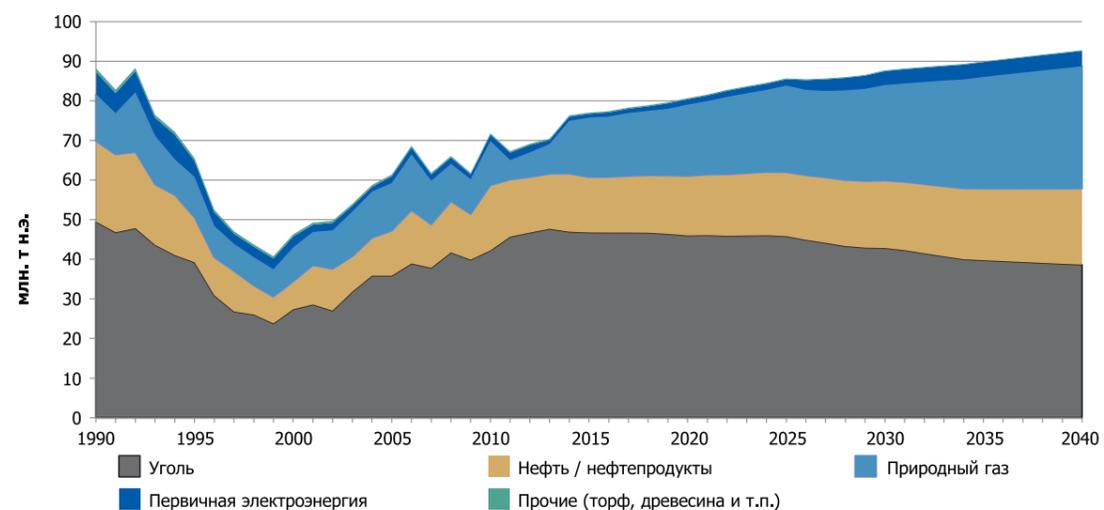
Если рассматривать структуру потребления с отраслевой точки зрения, то, по отчетным данным КТГ, из общего объема газа, который компания продала потребителям в 2016 г. (11,2 млрд. м<sup>3</sup>), около 3,3 млрд. м<sup>3</sup> (29,7%) ушло на нужды промышленных предприятий, 4,3 млрд. м<sup>3</sup> (38,7%) – на нужды электроэнергетики для производства электроэнергии и тепла и 3,5 млрд. м<sup>3</sup> (31,6%) – на нужды потребителей жилого, коммерческого и коммунального секторов (в совокупности). При этом весь объем конечного потребления в 2016 г. (13,1 млрд. м<sup>3</sup>) распределялся по отраслям

Таб. 5.7. Потребление природного газа, поставляемого по газопроводу (млн. м<sup>3</sup>)

	Потребление, всего						
	2004	2007	2008	2012	2013	2014	2015
Акмолинская область	--	--	--	--	--	--	--
Актыбинская область	1 100	1 273	1 236	1 506	1 653	1 832	1 883
Алматинская область	700	963	903	1 337	1 356	1 644	1 552
Атырауская область	600	909	982	1 332	1 482	1 571	1 525
Западно-Казахстанская область	500	513	504	695	736	847	831
Жамбылская область	300	1 197	1 434	944	1 048	1 395	1 303
Карагандинская область	--	--	--	--	--	--	--
Костанайская (Кустанайская) область	800	862	810	930	886	867	757
Кызылординская область	30	133	120	261	261	234	296
Мангистауская область	1 200	2 096	2 241	2 422	2 495	2 838	2 852
Павлодарская область	--	--	--	--	--	--	--
Южно-Казахстанская область	100	712	762	1 081	1 021	1 230	1 100
Северо-Казахстанская область	--	--	--	--	--	--	--
Восточно-Казахстанская область	--	--	--	--	--	--	--
Город Алматы	--	--	--	--	--	--	--
<b>Казахстан, всего (сумма по регионам)</b>	<b>5 330</b>	<b>8 658</b>	<b>8 992</b>	<b>10 508</b>	<b>10 937</b>	<b>12 458</b>	<b>12 100</b>
Восточный Казахстан	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Южный Казахстан	1 130,0	2 872,0	3 099,0	3 623,5	3 684,9	4 503,4	4 251,3
Остальная территория Казахстана	4 200,0	5 786,0	5 893,0	6 884,3	7 251,8	7 954,9	7 848,9
Западный Казахстан	2 300,0	3 518,0	3 727,0	4 448,7	4 712,9	5 255,8	5 208,1

Источник: Журнал «Нефть и Газ Казахстана» № 9, 2009 г., стр. 101; данные КТГ (2012-2016 гг.)

Рис. 5.7. Потребление первичных энергоресурсов в Казахстане



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>17</sup>Главная проблема при расчете видимого потребления заключается в объемах экспорта газа. По данным Комитета по статистике Республики Казахстан, в 2011-2016 гг. экспорт газа составил более 20 млрд. м<sup>3</sup>, что почти равно совокупному показателю имеющихся в наличии коммерческих объемов газа (см. Таблицу 5.4). Почти весь объем экспортируемого из Казахстана газа поступает в Россию, однако, по данным России, объемы импорта из Казахстана составляют лишь 10-12 млрд. м<sup>3</sup>. При этом, согласно операционным данным, опубликованным Министерством энергетики Казахстана (на базе отчетности об объеме поставок, представленной оператором газопроводов), экспорт газа из Казахстана составляет только 10-12 млрд. м<sup>3</sup>. Причина такого существенного расхождения отчетных данных по объемам экспорта газа связана со спецификой статистического учета газа месторождения Карачаганак, идущего в Оренбург: он может быть учтен в первый раз как сырой газ, когда он выходит с территории Казахстана, а затем во второй раз, когда этот газ снова поступает на территорию России после переработки в соответствии с существующим соглашением о встречных поставках с компанией «Газпром».

аналогичным образом: около 39% пришлось на электроэнергетику, 19% – на промышленные предприятия и 39% на жилищный, коммерческий и коммунальный сектор.

5.2.8. Поставки газа внутри страны

В то время как основная часть потребления в стране покрывается внутренними объемами добычи, Казахстан также импортирует некоторые объемы газа из Узбекистана и России для нужд потребителей юга и севера страны, соответственно.<sup>18</sup> По официальным отчетным данным, в 2016 г. совокупный объем импорта в Казахстан составил 6,9 млрд. м<sup>3</sup> или около 30% от общего показателя видимого потребления. Согласно данным российской компании «Газпром экспорт», в прошлом году она поставила в

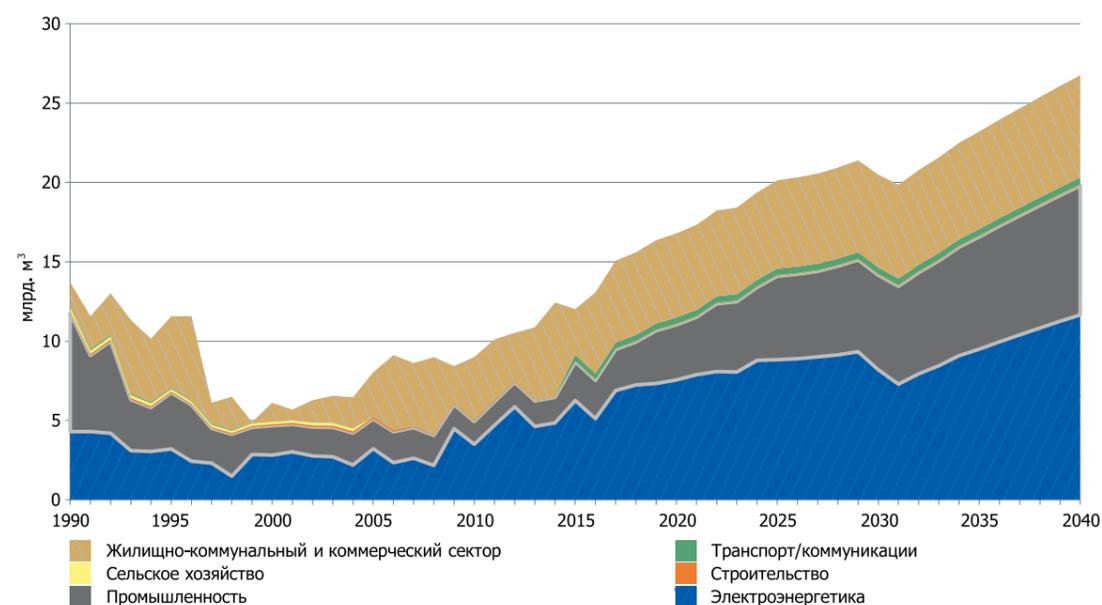
Казахстан 2,9 млрд. м<sup>3</sup>. В соответствии с годовым отчетом «Газпрома» за 2016 г., поставки компании в Казахстан составили в общей сложности 4,7 млрд. м<sup>3</sup>, из которых 1,9 млрд. м<sup>3</sup> пришлось на долю узбекского газа, идущего на юг Казахстана. По данным таможенной статистики Республики Казахстан, в 2016 г. страна импортировала 3,9 млрд. м<sup>3</sup> из России, 1,7 млрд. м<sup>3</sup> из Узбекистана и 1,3 млрд. м<sup>3</sup> из Туркменистана.<sup>19</sup>

### 5.2.9. Прогноз внутреннего потребления газа

Ожидается, что в долгосрочной перспективе роль газа в национальной экономике будет расти и станет более заметной в общем энергетическом балансе. При этом рост должен произойти сразу по нескольким направлениям, включая увеличение промышленного потребления, переход ряда угольных ТЭЦ на газ и строительство новых генерирующих мощностей, работающих на газе. Это потребует расширения как магистральной системы газопроводов, так и местных распределительных сетей. IHS Markit ожидает,

что доля газа во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов вырастет примерно до 26% к 2020 г., до 30% к 2030 г. и до 38% к 2040 г. (см. Рис. 5.7). Прогнозируется, что в период с 2016 г. по 2040 г. потребление газа (поставки конечным потребителям) будет увеличиваться в среднем на 2,9% в год, достигнув уровня около 21 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 27 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г. (см. Рис. 5.8).<sup>20</sup>

Рис. 5.8. Обзор и прогноз потребления (поставок) газа в Казахстане (м<sup>3</sup>)



Примечание: Разбивка по отраслям приведена на основе данных за прошедшие периоды, предоставленных Комитетом по статистике РК.  
Источник: IHS Markit © 2017 IHS Markit

Наиболее существенное увеличение потребления природного газа ожидается в промышленности, где в период до 2040 г. IHS Markit прогнозирует рост в среднем на 5% в год. Другими отраслями, где ожидается рост потребления газа, являются электроэнергетика и жилищно-коммерческий сектор (на 2,2% и 2,5%, соответственно). IHS Markit предполагает, что в 2040 г. около 43% фактического потребления (поставок) газа будет приходиться на электроэнергетику, около 22% – на жилищно-коммерческий сектор

и около 33% – на промышленность. Помимо этого, есть еще одна составляющая внутреннего потребления, которая включает использование на нужды добычи и потери при переработке, а также расход при хранении и транспортировке (газопроводы и изменения в запасах) (см. Рис. 5.5).

Ключевой задачей внутреннего потребления является решение проблем, связанных с большими расстояниями между регионами растущего спроса, такими как юг Казахстана,

и регионами внутренней добычи газа, которые расположены главным образом на западе страны. Для этого необходимо либо повысить объемы транспортировки газа на дальние расстояния между источниками добычи и потребления, либо увеличить импорт. Ключевым фактором при этом является цена на газ. Поскольку Россия располагает избыточными объемами газа, с дальнейшими импортными поставками с севера особых проблем быть не должно. Однако на юге, главным поставщиком, скорее всего, станет не Узбекистан, где свободных объемов газа становится все меньше из-за роста потребления внутри страны, а Туркменистан. Туркменистан располагает избыточными объемами газа и должен быть заинтересован в его поставках в Казахстан на регулярной коммерческой основе. Согласно долгосрочному прогнозу Министерства энергетики, приведенному в официальной программе газификации страны (который в настоящее время пересматривается), коммерческие объемы газа для поставки конечным потребителям к 2030 г. будут составлять около 21 млрд. м<sup>3</sup> (см. Таблицу 5.3). При этом «реалистичный» сценарий предполагает, что около 18,1 млрд. м<sup>3</sup> имеющихся коммерческих объемов газа в 2030 г. будут потребляться внутри страны, а остальная часть пойдет на экспорт. Если говорить о распределении потребления по отраслям, то прогнозируется, что в 2030 г. промышленные предприятия будут потреблять около 5,7 млрд. м<sup>3</sup>, электростанции – около 7,2 млрд. м<sup>3</sup>, а потребители жилищно-коммерческого сектора – 5,2 млрд. м<sup>3</sup>. С географической точки зрения, в 2030 г. 35% потребления должно приходиться на запад Казахстана, 42% – на юг и восток Казахстана и 23% – на север Казахстана.

#### Государственная программа газификации

К более амбициозным целям, связанным с увеличением доли газа в будущей структуре потребления энергоресурсов в стране, является газификация региона Астаны. В последние годы был предложен ряд планов. В 2012 г. Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев призвал обеспечить строительство газопровода протяженностью 895 км, соединяющего Карталы (в Челябинской области России) с Астаной. Предполагалось, что газопровод, который включает уже существующее ответвление от Карталы до города Рудный (Костанайская область) и по которому первоначально будет

поставляться российский газ из Карталы, в конечном итоге будет использоваться для поставок казахстанского газа с месторождения Карачаганак после завершения строительства там нового ГПЗ. Однако к концу 2014 г. из-за неблагоприятной внешнеэкономической ситуации совокупная стоимость строительства газопровода и ГПЗ стала нерентабельной, и проект был отложен.<sup>21</sup>

Приблизительно в то же самое время была рассмотрена возможность поставок в столицу СПГ, полученного из метана угольных пластов (МУП) на одной или нескольких крупных установках сжижения газа с доставкой в столицу грузовым автомобильным или железнодорожным транспортом. В последнее время эти планы также перестали пользоваться существенной поддержкой, так как реализация проектов разработки ресурсов МУП отстает по времени, и для отдельных потребителей Астаны начали импортироваться небольшие объемы СПГ из России (Екатеринбурга) (см. ниже Раздел 5.3.3, посвященный разработке МУП и 5.3.2. об использовании СПГ в Астане).

Еще одной альтернативой является рассматриваемый в настоящее время первый этап строительства газопровода «Сарыарка» (протяженностью 1 076 км), который будет поставлять в Астану природный газ с запада Казахстана, идущий по существующему трубопроводу ББШ. Дополнительным преимуществом данного газопровода является возможность попутных поставок в промышленные города Жезказган и Караганда (см. Рис. 5.9).<sup>22</sup> Поскольку общее расстояние транспортировки (включая маршрут, проходящий примерно половину протяженности газопровода ББШ) довольно велико, газопровод «Сарыарка» потенциально обеспечивает возможность поставок газа с запада Казахстана (Атырауская и Мангистауская области) в Астану стоимостью около 140-145 долл./тыс. м<sup>3</sup> (при условии, что цена закупки газа у добывающих компаний составляет примерно 32 долл./тыс. м<sup>3</sup>) (см. Рис. 5.10). Ранее предполагаемый к строительству газопровод меньшей протяженности «Карталы-Астана» потенциально обеспечивал поставки газа в Астану из России стоимостью около 147 долл./тыс. м<sup>3</sup> при средней закупочной цене импорта российского газа на уровне примерно 50 долл./тыс. м<sup>3</sup>.<sup>23</sup> Существенным преимуществом строительства газопровода «Сарыарка» представляется более низкий уровень связанных

<sup>18</sup>Казахстан импортирует узбекский газ в рамках соглашения о встречных поставках с Узбекистаном и российской компанией «Газпром». «Газпром» поставляет в Казахстан определенные объемы узбекского газа, а Казахстан, в свою очередь, отправляет такой же объем газа в Россию (объем поставок в рамках данной схемы составляет до 4 млрд. м<sup>3</sup> в год).

<sup>19</sup>Казахстан традиционно осуществлял импорт из Туркменистана в рамках сезонной схемы, в соответствии с которой Казахстан потребляет газ для внутренних нужд зимой, а затем обеспечивает эквивалентные объемы поставок в Китай летом. Но, как и следовало ожидать, импорт растет и переходит на постоянную основу ввиду недостаточности поставок из Узбекистана в связи с ограниченным объемом предложения внутри самой страны.

<sup>20</sup>Согласно прогнозам, видимое потребление (расход внутри страны) коммерческих объемов газа, которое также включает остаточную категорию прочего потребления (в которую входит расход при передаче по газопроводу, изменения в уровне запасов, а также использование и потери при добыче), составит около 28 млрд. м<sup>3</sup> в 2030 г. и 35 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г.

<sup>21</sup>Стоимость строительства ГПЗ на тот момент оценивалась в 3,7 млрд. долл., а газопровода – в 1,3 млрд. долл.

<sup>22</sup> В ходе второй фазы строительства газопровод «Сарыарка» будет продлен еще на 450 км в северном направлении от Астаны до Кокшетау и Петропавловска.

с этим предполагаемых капитальных затрат – в том числе в связи с отсутствием необходимости строительства ГПЗ, а также в результате снижения общей стоимости после девальвации тенге в 2015 г. Ожидается, что совокупный объем капиталовложений в реализацию первого этапа строительства газопровода «Сарыарка» составит 756 млн. долл. по сравнению с

1,3 млрд. долл., которые потребовались бы согласно проведенным в 2014 г. расчетам для строительства газопровода «Карталы-Астана» (см. Таблицу 5.8). Расчетный тариф, обеспечивающий возмещение затрат первого этапа строительства газопровода «Сарыарка» составляет 47 долл./тыс. м<sup>3</sup>, а для газопровода «Карталы-Астана» – 81 долл./тыс. м<sup>3</sup>.<sup>24</sup>

Рис. 5.9. Газотранспортная система Казахстана

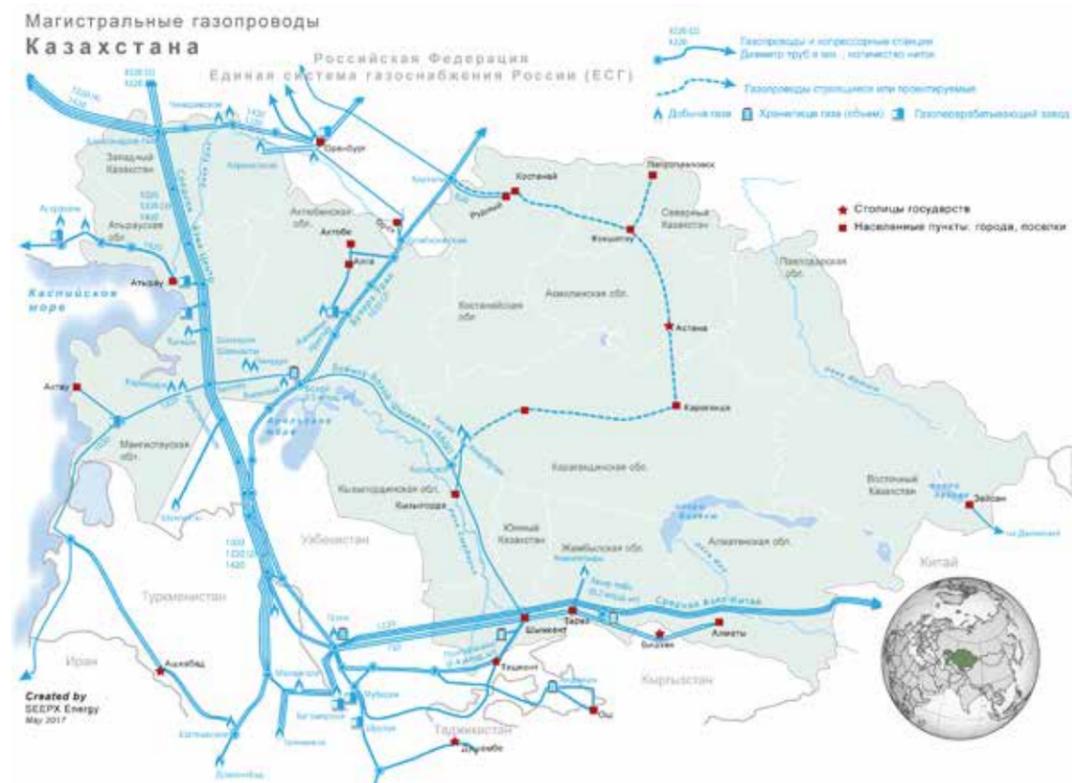
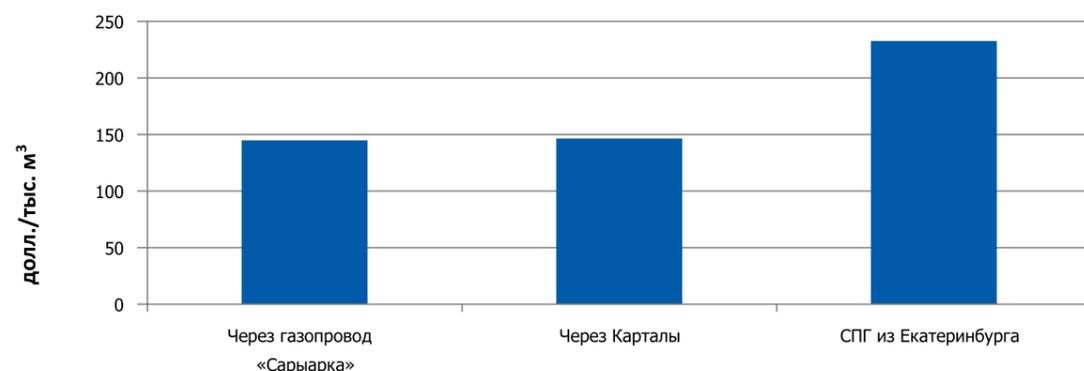


Рис. 5.10. Расчетная стоимость поставок газа в Астану\* (м<sup>3</sup>)



Примечание: \*Включая стоимость газа, транспортировку и НДС (12%)  
Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>23</sup>Стоимость строительства трубопровода «Карталы-Астана», которая в 2014 году оценивалась в 1,3 млрд. долл., скорее всего, теперь также окажется ниже в результате девальвации тенге.

<sup>24</sup>Это минимальная сумма, необходимая для покрытия капитальных затрат, эксплуатационных расходов и НДС (12%), исходя из ожидаемых средних объемов транспортировки в течение 20 лет.

Таб. 5.8. Расчетные тарифы, обеспечивающие возмещение затрат на газопроводы

Газопровод	Маршрут	Протяженность (км)	Средняя пропускная способность (млрд. м <sup>3</sup> /год)	Indicative cost recovery tariff (\$ per thousand cubic meters)	Estimated Minimal Tariff Rate (\$ per thousand cubic meters per 100 km)
Сарыарка 1-й этап	Караозек-Жезказган-Караганда-Астана	1076	3,0	47,0	4,4
Сарыарка 2-й этап	Астана-Кокшетау-Петропавловск	450	3,0	19,7	4,4
Карталы-Астана	Карталы-Кокшетау-Астана	895	3,0	80,9	9,0
ББШ	Бейнеу-Бозой-Шымкент	1475	6,0	120,7	8,2

Общая стоимость поставок газа в Астану по газопроводу "Сарыарка"	\$	144,93
Общая стоимость поставок газа в Астану через Карталы	\$	146,60
Общая стоимость поставок СПГ в Астану из Екатеринбурга	\$	232,89

Источник: расчеты IHS Markit

### 5.2.10. Экспорт природного газа

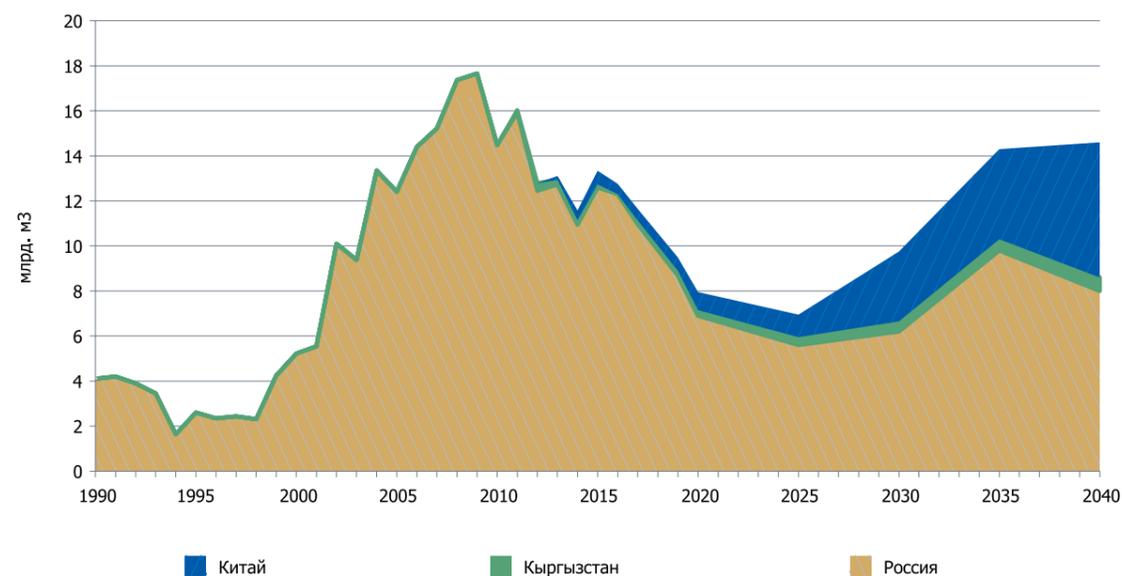
«Операционные» объемы экспорта природного газа из Казахстана в 2016 г. составили 12,7 млрд. м<sup>3</sup> (при этом согласно таможенным счетам объемы экспорта были гораздо существеннее – 21,6 млрд. м<sup>3</sup>, см. выше). 12,3 млрд. м<sup>3</sup> было экспортировано из Казахстана в северном направлении, в основном в Россию (из которых 9,6 млрд. м<sup>3</sup> составлял газ месторождения Карачаганак), а 0,5 млрд. м<sup>3</sup> ушло на восток, в Китай. В настоящее время Казахстан экспортирует незначительные объемы природного газа с небольшого отдаленного месторождения Сарыбулак, расположенного на востоке страны, на малый завод по сжижению газа в западной части Китая. Эти мелкомасштабные экспортные поставки в Китай начались в 2013 г. Предполагается, что экспорт казахстанского газа в Россию в рамках устоявшихся отношений с Оренбургским ГПЗ (которые, как ожидается, будут продолжаться) останется существенным, однако общие объемы поставок в долгосрочной перспективе несколько снизятся. При этом прогнозируется, что экспортные поставки в Китай (по системе ЦАК) начнутся довольно скоро (предположительно к 2019-2020 гг.), но останутся незначительными, из-за относительно небольших объемов казахстанского газа, имеющих в наличии для коммерческой реализации, а также из-за стремления Китая к диверсификации портфеля поставок и текущего избытка предложения на его внутреннем рынке.<sup>25</sup> В июне 2017 г.

КМГ и китайская корпорация CNPC подписали соглашение о поставке казахстанского газа в Китай объемом до 5 млрд. м<sup>3</sup> в течение ближайших двух лет. Это послужило своего рода повторным подтверждением договоренности в соответствии с межправительственным соглашением между Казахстаном и Китаем, первоначально подписанным в 2007 г. и предполагавшим ежегодные поставки газа в Китай в объеме до 10 млрд. м<sup>3</sup>. Однако маловероятно, что Казахстан сможет обеспечить такой существенный объем газа для экспорта в период до 2030 г. Согласно базовому сценарию IHS Markit, общий объем экспорта снизится примерно до 7 млрд. м<sup>3</sup> в 2025 г., а затем вырастет до уровня около 15 млрд. м<sup>3</sup> в 2040 г. Основным направлением экспортных поставок останется Россия, а экспорт в Китай в 2040 г. не будет превышать 6 млрд. м<sup>3</sup> (см. Рис. 5.11). IHS Markit прогнозирует, что в долгосрочной перспективе Казахстан останется чистым экспортером газа, хотя для некоторых регионов импорт останется экономически выгодным с точки зрения логистики и затрат. В частности, представляется целесообразным продолжать импорт газа из Узбекистана и (с повышением объемов) из Туркменистана на юг страны (несмотря на наличие ББШ), а также российского газа на север – в Костанайскую область.<sup>26</sup>

<sup>25</sup>В 2016 г. техническая возможность экспорта газа из Казахстана в Китай была обеспечена за счет установки компрессорных станций «Бозой» и «Караозек».

<sup>26</sup>Помимо вопроса наличия объемов газа для поставок по газопроводу ББШ, следует также принимать во внимание тариф, установленный для ББШ регулирующим органом (18 071 тенге/тыс. м<sup>3</sup> или около 52,4 долл./тыс. м<sup>3</sup>). Это относительно высокий уровень по сравнению с общим уровнем тарифа на транспортировку по магистральным газопроводам (6,7 долл./тыс. м<sup>3</sup>), однако он составляет лишь около 43% от расчетного уровня тарифа, обеспечивающего фактическое возмещение затрат (см. Таблицу 5.8). В то же самое время текущие цены для промышленных потребителей на юге Казахстана составляют около 75 долл./тыс. м<sup>3</sup>, поэтому КТГ несет убытки при поставках газа в южные регионы страны по ББШ: цена приобретения на западе Казахстана составляет лишь около 22 долл./тыс. м<sup>3</sup>, однако если прибавить к ней тариф ББШ, общая стоимость вырастет до 75 долл./тыс. м<sup>3</sup> без учета НДС, расходов на распределение и т.п. Для сравнения, в 2016 г. средняя цена импорта газа из Узбекистана составляла около 65 долл./тыс. м<sup>3</sup>, однако цена импорта туркменского газа была значительно выше – более 150 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

Рис. 5.11. Экспорт газа из Казахстана согласно базовому сценарию



Примечание. Экспорт показан только для стран, с которыми существуют договорные отношения (н-р, Россия, Кыргызстан, Китай), а не для всех стран, включенных в данные внешнеторговой статистики.

Источник: IHS Markit; Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

### 5.2.11. Транзитные поставки газа

Согласно отчетным данным, объем транзитных поставок газа, проходящих через территорию Республики Казахстан, в 2016 г. составил 74,6 млрд. м<sup>3</sup>, из которых 37,1 млрд. м<sup>3</sup> шло в Китай из Туркменистана и Узбекистана, 6,2 млрд. м<sup>3</sup> – из Центральной Азии в Россию, а оставшиеся 31,3 млрд. м<sup>3</sup>, судя по всему, приходились на транзит российского газа (см. Таблицу 5.9).

Со временем роль Казахстана в качестве транзитной территории для поставок природного газа из Центральной Азии претерпела изменения –

произошел сдвиг от поставок в основном на север, в Россию, в сторону увеличения объемов поставок на восток, в Китай. Так, объем поставок газа на север (в Россию) в 2007-2008 гг. вышел на пиковый показатель на уровне около 53 млрд. м<sup>3</sup>, после чего к 2016 г. упал до уровня около 6 млрд. м<sup>3</sup>. В то же самое время, объем поставок газа из Центральной Азии на восток (в Китай) вырос с нулевой отметки в 2009 г. до 37 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г. Ожидается, что со временем объемы поставок газа из Центральной Азии в восточном направлении будут расти, однако

Таб. 5.9. Транзитные поставки газа через территорию Казахстана (млрд. м<sup>3</sup>)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Транзит через территорию Казахстана по отчетным данным, всего	76,9	77,0	76,6	76,0	88,7	83,3	74,6
Поставки в Китай по газопроводу «Центральная Азия-Китай»	3,9	15,5	23,7	29,7	30,8	32,4	37,1
из Туркменистана	3,9	15,5	23,5	26,5	28,1	30,7	32,4
из Узбекистана	0,0	0,0	0,2	3,1	2,7	1,7	4,7
Поставки в Россию из Центральной Азии	22,2	15,9	19,2	16,6	14,6	6,6	6,2
из Туркменистана	10,7	9,5	10,9	10,9	11,0	3,1	0,0
из Узбекистана	11,4	6,4	8,3	5,7	3,6	3,5	6,2
Прочие объемы (российский газ)	50,8	45,6	33,6	29,7	43,3	44,3	31,3

Источник: IHS Markit, ИнфотЭК

часть потока газа из Туркменистана в Китай планируется впоследствии направить по линии D, проходящей через Таджикистан и Кыргызстан, не заходя на территорию Казахстана. Согласно нашему базовому сценарию, к 2040 г. объем транзитных поставок из Центральной Азии через территорию Казахстана выйдет на уровень порядка 45-50 млрд. м<sup>3</sup> (по линиям А, В и С) и составит основную

часть от общего объема транзитных поставок через территорию страны за вышеуказанный год. При этом IHS Markit также прогнозирует, что хотя поставки газа на север, в Россию, продолжатся, на тот момент они будут составлять лишь 2-3 млрд. м<sup>3</sup> в год.

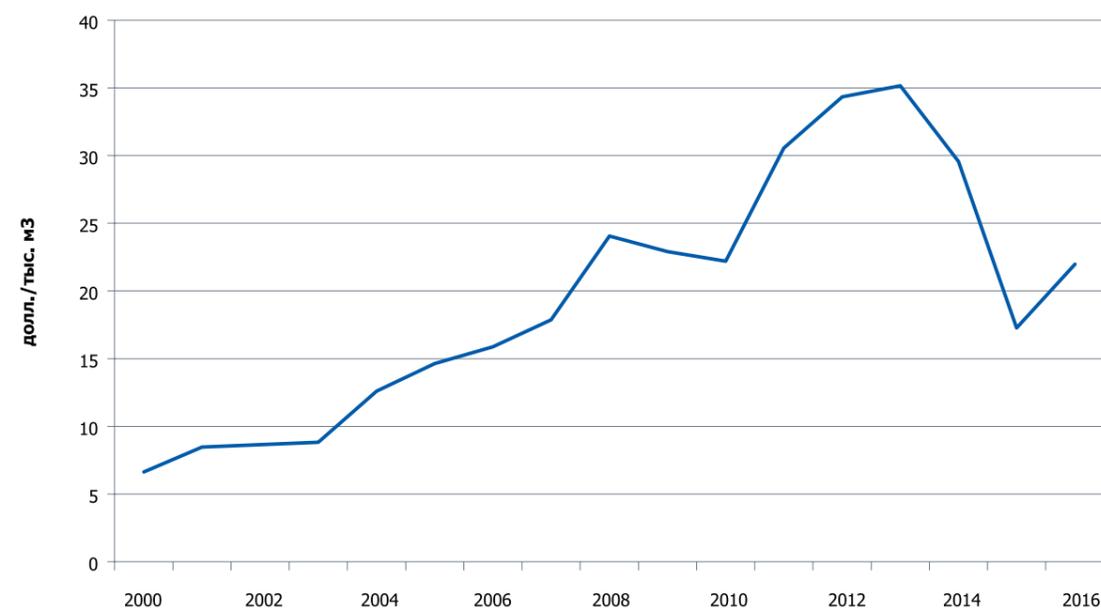
### 5.2.12. Формирование цен на газ в Казахстане

Закупочные цены на газ для добывающих предприятий в Казахстане регулируются положениями Закона «О газе и газоснабжении» 2012 г., который предусматривает, что они должны включать затраты на добычу и переработку газа, а также на транспортировку до пункта назначения, где право собственности переходит к «национальному оператору» (которым, судя по всему, все еще является КМГ), и надбавку (обеспечивающую получение прибыли) в размере не более 10%. Однако при этом существуют опасения, что обеспечить фактическое покрытие вышеперечисленных затрат ценой закупки будет непросто, поскольку у государственного покупателя имеется больше преимуществ. По состоянию на конец 2016 г. средняя цена, выплачиваемая добывающим компаниям в Казахстане составляла всего 22 долл./тыс. м<sup>3</sup> (см.

Рис. 5.12). Компании Казахстана, добывающие сухой газ, который требует минимальной переработки, могут обеспечить себе прибыль при текущих ценах. Однако для компаний, несущих более существенные издержки, в частности, для тех, которые осуществляют сбор и переработку попутного газа, текущая цена не покрывает понесенных расходов.

Цены на газ для потребителей регулируются Государственным Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМИЗК). В обязанности КРЕМИЗК входит поддержание цен на доступном для потребителей уровне, в связи с чем текущие цены добывающих компаний видятся ему слишком высокими для эффективного достижения этой цели. КРЕМИЗК также регулирует тарифы на хранение и транспортировку газа в стране.

Рис. 5.12. Средняя цена закупки природного газа у добывающих компаний в Казахстане (по состоянию на декабрь) (м<sup>3</sup>)



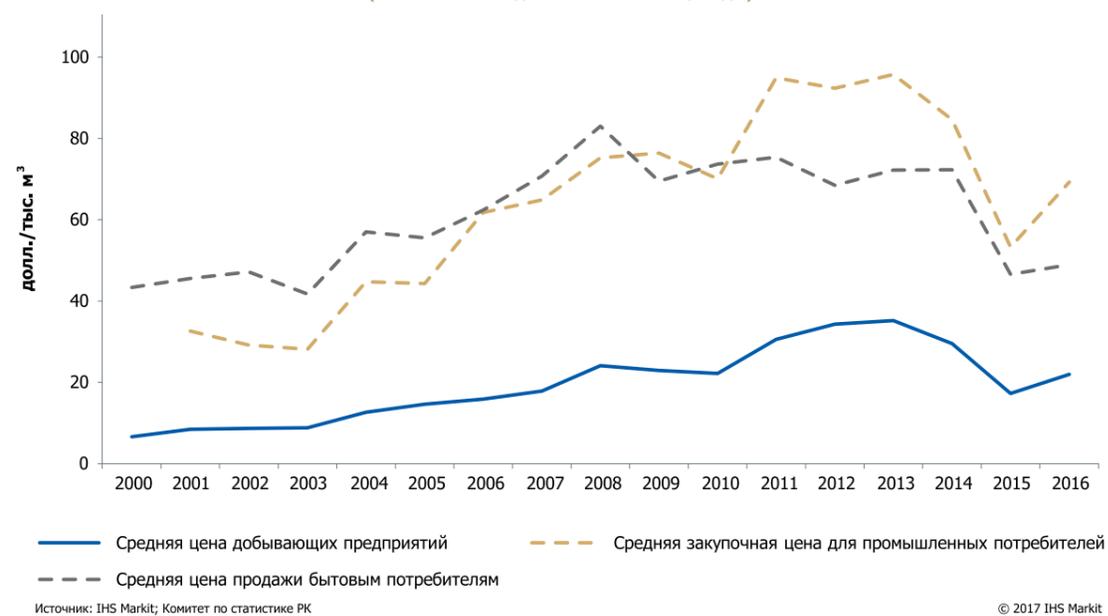
Источник: IHS Markit; Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

Потребительские цены на газ в Казахстане различаются и зависят от нескольких важных факторов. Первым из таких факторов является стоимость приобретения природного газа. Для областей, куда газ импортируется, стоимость его приобретения выше, что соответствующим образом отражается на ценах для конечных потребителей, тогда как в областях, газоснабжение которых обеспечивается за счет внутренних поставок, потребительские цены ниже. На протяжении последнего десятилетия цены импорта газа в целом стабильно росли: в 2008 г. они составляли в среднем около 55 долл./

тыс. м<sup>3</sup>, а в 2013 г. выросли примерно до 95 долл./тыс. м<sup>3</sup>, однако в 2016 г. упали до 69 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Вторым фактором является транспортная составляющая или расстояние, которое проходит газ при поставке конечным потребителям, поскольку это влияет на затраты КТГ и, наконец, инвестиционная составляющая, отражающая затраты на газификацию каждого из регионов. Существуют также различия между ценами на газ для промышленных и бытовых потребителей. Как правило, цены для промышленных потребителей выше, хотя в регионах, куда газ импортируется, эта разница не так велика (см. Рис. 5.13 ).

**Рис. 5.13.** Динамика внутренних цен на газ в Казахстане (по отчетным данным на конец года)



В долгосрочной перспективе цены на природный газ для конечных потребителей планируется привести в соответствие (гармонизировать) с ценами в Российской Федерации в ходе создания открытого экономического пространства в рамках Евразийского экономического союза. Данный план был подкреплён ратификацией в 2011 г. «Соглашения о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики (в странах-участницах Соглашения о формировании Единого экономического пространства)», которое должно

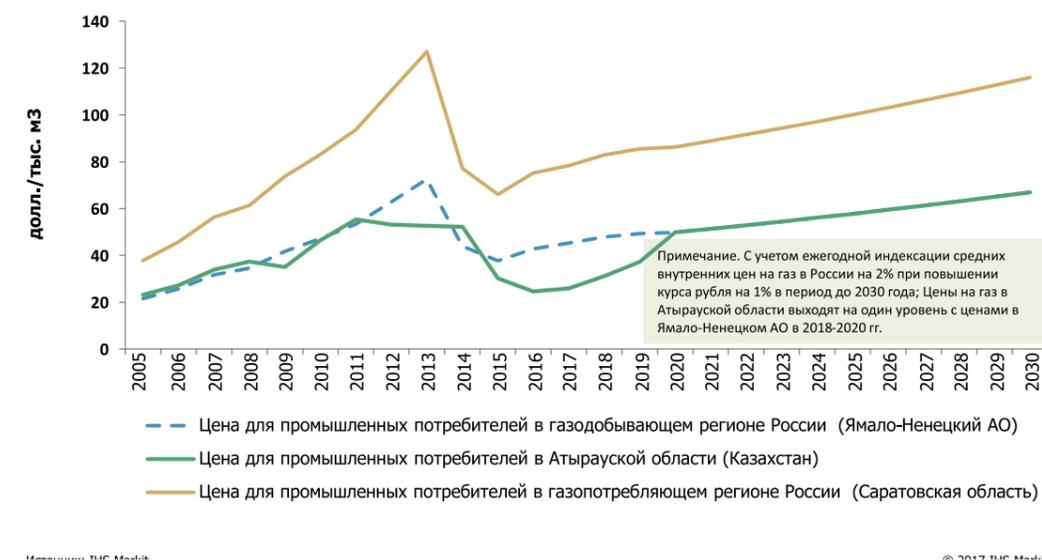
проложить путь к гармонизации цен. Учитывая, что добыча, торговый оборот и масштабы рынка газа в России намного больше, чем в любых других странах-участницах ЕАЭС, можно предположить, что внутренние цены в Казахстане будут приведены в соответствие с внутренними ценами в России, а не наоборот. Процесс формирования единого газового рынка ЕАЭС идет по плану, согласованному странами-участницами (см. текстовую вставку).

Ключевым вопросом для политических лидеров Казахстана на пути гармонизации цен для конечных потребителей является следующий: с какой именно ценовой зоной России следует

привести в соответствие внутренние цены в стране (особенно в ее западных регионах)?<sup>27</sup> Так, по состоянию на конец 2016 г. промышленные потребители в Ямало-Ненецком автономном округе в Западной Сибири – газодобывающем регионе России – платили 42,8 долл./тыс. м<sup>3</sup>, тогда как в Саратовской области – газопотребляющем регионе Европейской части России, который граничит с Казахстаном на северо-западе – плата составляла 75,1 долл./тыс. м<sup>3</sup>, что означает разницу около 75%. Предполагается, что такой региональный разброс среднего уровня цен сохранится в России и в будущем. При этом внутренние цены для промышленных потребителей в газодобывающих регионах на западе Казахстана приблизительно соответствовали ценам для промышленных потребителей в газодобывающих регионах России: например, в конце 2015 г. в Атырауской области цены составляли 30,2 долл./тыс. м<sup>3</sup>, а в Ямало-Ненецком автономном округе – 37,7 долл./тыс. м<sup>3</sup> (см. Рис. 5.14). Однако в конце 2016 г. в Атырауской области этот показатель упал до 24,6

долл./тыс. м<sup>3</sup>, а в Ямало-Ненецком автономном округе составил 42,8 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Для Казахстана представляется целесообразным привести цены в соответствие 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. Это позволит промышленности западных регионов Казахстана сохранить конкурентоспособность в рамках более широкого экономического пространства ЕАЭС, а потребителям при этом будет проще адаптироваться к изменениям. При таком сценарии цены на газ в западных регионах Казахстана будут следовать приблизительно такой же траектории, что и в Ямало-Ненецком автономном округе России, и после устранения разрыва в 2017-2020 гг. рост цен будет, по сути, соответствовать российским темпам инфляции, (см. Рис. 5.14).

**Рис. 5.14.** Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана: гармонизация с Ямало-Ненецким АО



<sup>27</sup>В России, как и в Казахстане, цены на газ для промышленных потребителей в газодобывающих регионах гораздо ниже цен для предприятий более удаленных регионов, где добыча не ведется (прежде всего, из-за транспортной составляющей).

## Создание единого рынка газа в рамках ЕАЭС

Евразийский экономический союз (ЕАЭС) – следующий этап экономической интеграции после Таможенного союза (2010 г.), учрежденного Россией, Казахстаном и Беларуссией – начал действовать с 1 января 2015 г. 2 января 2015 г. к нему присоединилась Армения, а в августе 2015 г. – Кыргызстан. Задача Союза – создание общего рынка и обеспечение свободы движения товаров, услуг, капитала и рабочей силы в пределах его границ.

Процесс формирования единого рынка газа в рамках Евразийского экономического союза идет по согласованному плану, сформулированному в Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС (утвержденной в 2016 г.), с последующей разработкой соответствующих программ для рынка каждого из государств-членов к 1 января 2018 г. (с указанием конкретных действий, которые должны выполнить страны ЕАЭС).<sup>28</sup> И наконец, к 1 января 2024 г. между государствами-членами должны быть заключены международные юридические договоры со вступлением в силу к 1 января 2025 г.<sup>29</sup>

Утвержденная Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС предполагает осуществление интеграции в 3 этапа (см. Решение № 7 Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 г.). Первый этап, реализация которого должна быть завершена к 2020 г., предусматривает следующее:

- гармонизацию законодательства государств-членов в области регулирования общего рынка газа ЕАЭС
- обеспечение наличия (доступности) и полноты раскрытия информации о свободных мощностях газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов
- унификацию норм и стандартов на газ государств-членов, а также нормативно-технических документов, регулирующих функционирование газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов
- создание системы информационного обмена на основе информации, включающей

в себя сведения о внутреннем потреблении газа, а также о ценообразовании в сфере транспортировки и поставки газа на территориях государств-членов, в том числе об оптовых ценах на газ и тарифах на транспортировку газа по газотранспортным системам<sup>30</sup>

- разработку и согласование единых правил доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов<sup>31</sup>
- установление согласованного уполномоченными органами государств-членов порядка осуществления биржевой торговли газом на общем рынке газа ЕАЭС
- формирование индикативного (прогнозного) баланса газа ЕАЭС<sup>32</sup>
- выявление инфраструктурных ограничений при транспортировке газа между государствами-членами и разработку предложений по их устранению.

Второй этап Концепции (до 2021 г.) предусматривает следующее:

- обеспечение функционирования одной или нескольких товарных бирж на территории ЕАЭС, на которых могут осуществляться торги газом
- обеспечение недискриминационного доступа участников общего рынка газа ЕАЭС к биржевым торгам газом на товарных биржах государств-членов
- обеспечение доступа участников общего рынка газа ЕАЭС к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, в целях транспортировки и поставки газа между государствами-членами с учетом согласованного индикативного (прогнозного) баланса газа ЕАЭС
- использование различных механизмов, в том числе долгосрочных заявок поставщиков и потребителей газа, для развития мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов
- увеличение инвестиционной активности хозяйствующих субъектов государств-членов на общем рынке газа ЕАЭС, в том числе посредством реализации

совместных инфраструктурных проектов

- проведение консультаций государств-членов по вопросам транспортировки и поставки газа в третьи государства по направлениям поставки, в которых государства-члены конкурируют или потенциально могут конкурировать между собой.

На третьем, заключительном, этапе, который должен быть реализован не позднее 1 января 2025 г., Концепция предполагает вступление в силу договора в рамках ЕАЭС о формировании общего рынка газа для всего ЕАЭС. Также на данном этапе предусматриваются следующие действия со стороны государств-членов:

- обеспечение свободных поставок газа, приобретенного по прямым договорам или на биржевых торгах, между участниками общего рынка газа ЕАЭС в требуемых объемах и направлениях
- поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продаж газа на общем

рынке газа ЕАЭС

- принятие согласованного решения о переходе на равнодоходные цены на газ (цены на газ, установленные на базе равнодоходности – паритетной цены «нетбэк») на территориях государств-членов.

В апреле 2016 г. было подписано соглашение ЕАЭС о методологии формирования индикативных энергетических балансов, включая баланс газа. Первые энергетические балансы государств-членов ЕАЭС должны быть составлены к октябрю 2017 г.

В апреле 2017 г. Консультативный комитет по нефти и газу ЕЭК одобрил проект Программы формирования общего рынка газа в ЕАЭС.<sup>33</sup> Также продвигается разработка нормативно-технических документов: в апреле 2016 г. Консультативный комитет утвердил проект технических регламентов на природный газ.

### 5.2.13. СУГ: добыча, потребление, транспортировка и мировые тенденции

Производство сжиженных углеводородных газов (СУГ – пропана и бутана) в Казахстане выросло с 2,5 млн. т в 2014 г. до 2,7 млн. т в 2016 г. В основном это связано с увеличением объемов производства на Жанажольском ГПЗ (владельцем которого является АО «СНПС-Актобемунайгаз») на 194 000 т. Соответственно, доля Жанажольского ГПЗ в общем объеме производства СУГ увеличилась с 10% в 2014 г. до 17% в 2016 г. (см. Рис. 5.15). При том что основная часть объемов производства СУГ продолжает экспортироваться, объемы экспорта сокращаются: они снизились с 2,3 млн. т в 2014 г. до 2,1 млн. т в 2016 г. Если говорить о странах-

покупателях, то основным направлением экспорта СУГ из Казахстана остается Турция, куда в 2016 г. ушло 0,5 млн. т (для сравнения, в 2014 г. аналогичный объем составил 0,6 млн. т), второе место занимает Польша (0,4 млн. т в 2016 г.), а третье – Таджикистан (0,3 млн. т).<sup>34</sup> Рост производства СУГ при одновременном снижении объемов экспорта обуславливает значительный рост видимого потребления СУГ в Казахстане – с уровня около 270 000 т в 2014 г. до 620 000 т в 2016 г.

Внутренние оптовые цены и объемы поставок на внутреннем рынке продолжают регулироваться государством (Закон «О газе и газоснабжении»)

<sup>28</sup>В статьях 83 и 84 Договора ЕАЭС от 29 мая 2014 года определены этапы формирования рынка газа, а также рынка нефти и нефтепродуктов, соответственно.

<sup>29</sup>Концепция формирования общего рынка газа ЕАЭС была утверждена Высшим Евразийским экономическим советом ЕАЭС 31 мая 2016 года, а 20 мая 2016 года Межправительственный совет ЕАЭС одобрил проект Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов.

<sup>30</sup>Каждая из стран будет самостоятельно определять свои тарифы на транспортировку.

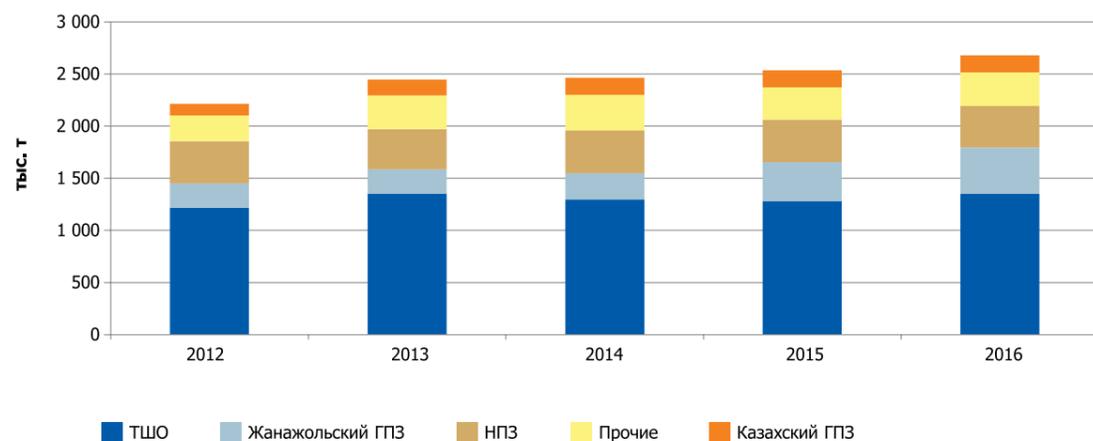
<sup>31</sup>Право равного доступа к инфраструктуре газопроводов ЕАЭС означает, что компании каждой из стран ЕАЭС обладают равными правами на доступ к инфраструктуре газопроводов в какой-либо другой из стран ЕАЭС с добывающими предприятиями данной (другой) страны, которые не являются владельцами инфраструктуры газопроводов. Это означает, что, например, «Газпром» по-прежнему может располагать приоритетным правом доступа к своим газопроводам в России.

<sup>32</sup>Обеспечение нужд внутреннего потребления в каждом из государств-членов ЕАЭС имеет приоритет над экспортом.

и устанавливаются на ежеквартальной основе. В сентябре 2014 г. полномочия по регулированию рынка СУГ, включая определение максимально допустимых цен оптовой реализации и разработку ежемесячных графиков (планов) внутренних поставок, перешли к Министерству энергетики. С внесением в феврале 2015 г. поправок в формулу расчета максимально допустимого (предельного) уровня оптовых цен изменился коэффициент дисконтирования: вместо соотношения дохода

на душу населения в Казахстане с аналогичным показателем в России коэффициент стал отражать уровень газификации в Казахстане. В результате этого изменения, а также падения мировых цен на нефть, в феврале 2015 г. предельный уровень оптовых цен был снижен с 32 000 тенге (172,6 долл.) за тонну до 11 000 тенге (59,3 долл.) за тонну (начиная с марта 2015 г.). Формула расчета предельного уровня цен вновь изменилась в июне 2016 г. Во-первых, был изменен компонент

Рис. 5.15. Производство СУГ в Казахстане разными предприятиями



Источник: IHS Markit, Министерство энергетики

© 2017 IHS Markit

внешних рыночных цен: вместо цен на СУГ на белорусско-польской границе (DAP Брест) за основу для расчета стали браться цены на СУГ на таджикско-узбекской границе (DAP Бекабад). Во-вторых, был изменен базисный период: вместо среднего арифметического значения ежедневных котировок (цен) за предыдущий квартал, в новой формуле стало использоваться среднее значение ежедневных котировок (цен) за первый месяц текущего квартала. В результате предельный уровень оптовых цен вырос с 11 000 тенге (около 33 долл.) за тонну во втором квартале 2016 г. до 23 000 тенге (около 67 долл.) в следующем квартале и до 28 000 тенге (около 86 долл.) в 1-м квартале 2017 г. (см. Рис. 5.16). Подобный административный подход к регулированию рынка СУГ приводит к периодическому возникновению дефицита или избытка в некоторых регионах, поскольку реальный спрос в значительной мере отклоняется от плана, составляемого Министерством энергетики. Решить эти регулярно возникающие проблемы

поможет либерализация рынка. По данным Комитета по статистике Республики Казахстан, по состоянию на 2-й квартал 2017 г. в стране было зарегистрировано 3 683 автомобиля, работающих только на СУГ (включая автобусы, микроавтобусы и грузовики), что составляет 0,9% всего парка зарегистрированных легковых и малотоннажных автомобилей (3,85 млн. единиц). В то же самое время, количество транспортных средств, работающих на смешанных видах топлива (предположительно главным образом на СУГ), выросло вдвое – с 67 761 единиц в 2015 г. до 133 786 единиц в начале 2017 г., что составляет 3,5% от всего парка. В региональном отношении лидером с точки зрения доли транспортных средств, работающих на смешанных видах топлива, является Мангистауская область (около 40%), а второе место занимает Актюбинская область (14%). Если говорить о доле зарегистрированных автомобилей, работающих только на СУГ, то в городе Алматы она составляет около 18%, в

Алматинской области – 9% а в Актюбинской области – 11%.

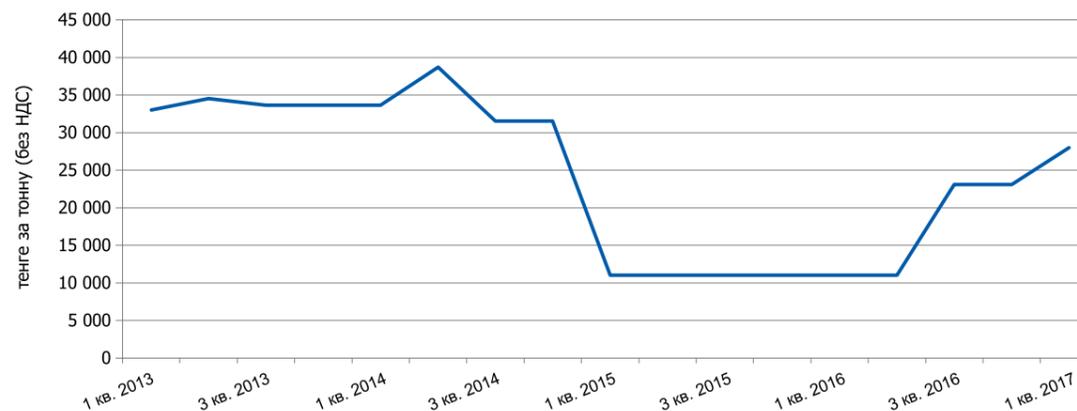
На рынке автозаправочных станций СУГ в Казахстане преобладают узкоспециализированные предприятия. К крупным компаниям в данной области относятся «Бейбарс Газ» (более 220 АЗС), Gas Energy (100 АЗС), «ГазОйл» (42 АЗС) и «Жигергаз» (19 АЗС). В то же самое время, основные розничные операторы АЗС, включая «КазМунайГаз Энімдері», Helios, «SINOIL» и «Газпром нефть», не имеют сильного присутствия на рынке заправочных станций СУГ: из 850 АЗС этих компаний в Казахстане всего около 40 (или 4%) оснащены оборудованием заправки СУГ.

**Мировые тенденции в области СУГ**

Общий объем предложения СУГ на мировом рынке в период с 2014 г. по 2016 г. вырос на 17 млн. т и составил 295 млн. т. При этом объем производства пропана в мире увеличился на 8 млн. т до 159 млн. т, а бутана – на 8 млн. т до 136 млн. т (см. Рис. 5.17). Рост был, прежде всего, обусловлен увеличением добычи углеводородов из нетрадиционных источников (сланцевый газ и нефть низкопроницаемых коллекторов) в Северной Америке. В частности, с 2013 г. производство СУГ в Северной Америке выросло на 15 млн. т, выйдя на показатель 85 млн. т в 2016 г. Основными источниками роста спроса на мировом рынке являются Китай и Индия. При этом спрос в Европе, Северной Америке и на Ближнем Востоке незначительно снизился. Массовое увеличение производства СУГ в США

отразилось на общей картине торговли. Экспорт пропана из США, основная часть которого пошла в Китай, вырос с 13 млн. т в 2014 г. (23% от общемирового объема экспорта пропана) до более 18 млн. т в 2016 г. (28%). Рост внутреннего спроса в Китае привел к увеличению спроса на импорт с 5 млн. т в 2014 г. до 13 млн. т в 2016 г., что превысило объемы импорта во все страны Латинской Америки (10 млн. т в 2016 г.). В Европе импорт пропана из США вытеснил его поставки из стран Ближнего Востока и Африки, а импорт из стран СНГ вырос с 3,5 млн. т до 4,1 млн. т. Спрос на бутан рос в основном на Дальнем Востоке и в Индии, и по большей части покрывался экспортом с Ближнего Востока. На перспективу IHS Markit прогнозирует, что мировое производство СУГ вырастет с 295 млн. т в 2016 г. до 360 млн. т в 2025 г. Ожидается, что почти 40% этого прироста будет связано с разработкой нетрадиционных месторождений Северной Америки, а четвертая часть поступит с Ближнего Востока. Предполагается, что реализация этих дополнительных объемов будет проблематичной, но 40% роста спроса в этот период обеспечит Дальний Восток (прежде всего Китай) и еще 18% – Индия. В отраслевом плане 60% прогнозируемого роста спроса придется на жилищно-коммерческий сектор и 30% – на нефтегазохимию. Основным импортером пропана останется Китай – его доля в общемировом объеме импорта увеличится с 19% (13 млн. т) в 2016 г. до 29% (25 млн. т) в 2025 г. Помимо этого, вырастут объемы импорта пропана в Индию, а также в страны Латинской Америки и Юго-Восточной Азии.

Рис. 5.16. Регулируемая предельная (максимальная) цена оптовой реализации СУГ в Казахстане



Источник: IHS Markit, Министерство энергетики РК

© 2017 IHS Markit

<sup>34</sup>Помимо Турции, существенное снижение объемов импорта наблюдалось в Украине и Польше, которые сократили закупки СУГ на 123 000 т и 115 000 т, соответственно. В свою очередь, наибольший рост импорта СУГ из Казахстана продемонстрировал Афганистан (на 76 000 тонн), за которым следовали Китай (74 000 т) и Мальта (56 000 т).

Ожидаемый значительный рост объемов производства, как отмечалось ранее в Национальном энергетическом докладе за 2015 год, скорее всего, приведет к снижению цен на СУГ (которые традиционно устанавливались на него как на продукт особой переработки, а не как на топливо на основе газа) в ряде регионов. Традиционный подход к ценообразованию уже сдает позиции, в частности, в Северной Америке, и не исключено, что аналогичная ситуация может сложиться и в Европе, поскольку рост конкуренции между экспортными поставками из США и с Ближнего Востока приводит к ослаблению цен на СУГ.<sup>35</sup>

Переход к формированию цен на СУГ в Европе как на продукт на основе газа, а не как на «нишевый» продукт (продукт переработки), будет иметь серьезные последствия для Казахстана. Поскольку из Казахстана поступают относительно небольшие объемы, он не может оказывать влияние на уровень цен. В настоящее время в Казахстане потребляется лишь очень ограниченное количество производимого в стране СУГ, а около трех четвертей от общего объема производства экспортируются. В этой связи для политических лидеров страны представляется целесообразным

рассмотреть альтернативный план действий, предусматривающий 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 использования в жилищно-коммерческом секторе в регионах, куда не осуществляется поставка газа по газопроводам, а также организацию нефтегазохимического производства в сферах, где СУГ используется в качестве сырья.<sup>36</sup> Руководству страны рекомендуется ввести налоговые стимулы для владельцев АЗС, способствующие созданию необходимой инфраструктуры покупки, хранения и реализации СУГ. В Казахстане также следует рассмотреть вопрос о предоставлении налоговых льгот потребителям, которые либо переоснащают свои автомобили с переходом на более экологически чистые виды топлива, либо приобретают новые автомобили с двигателями, работающими на СУГ (см. раздел «Рекомендации»).

для обратной закачки в целях поддержания пластового давления при добыче нефти. При этом ожидается, что на месторождении Кашаган производство серы выйдет на уровень около 1,1 млн. т в год с учетом объемов добычи нефти на первом этапе его освоения. Недавняя модернизация Шымкентского и Атырауского НПЗ также способствовала

увеличению мощностей производства серы в стране (см. Главу 4). В декабре 2015 г. на Шымкентском НПЗ была введена в эксплуатацию установка производства серы мощностью 4000 т в год. В 2016 г. на ней было произведено 534 т серы, и ожидается, что в 2017 г. этот объем вырастет до 481 т.

### 5.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ

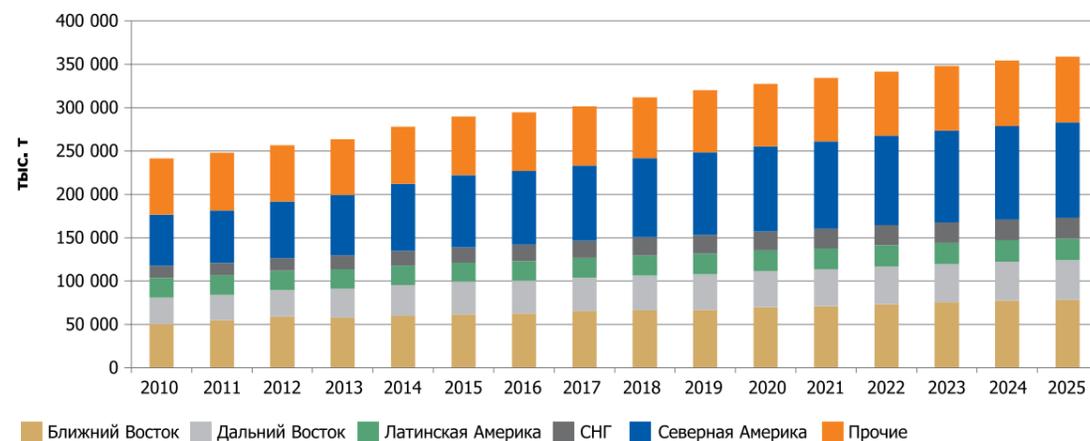
Природный газ общепризнанно считается важным промежуточным видом топлива при переходе с угля, использование которого приводит к высокому уровню выбросов CO<sub>2</sub>, на возобновляемые источники энергии. Ему отводится значимая роль источника маневренного энергоснабжения, который позволяет постепенно отказываться от использования угля в электроэнергетике. Однако недавнее быстрое наращивание мощностей ВИЭ во всем мире поставило под некоторое сомнение роль газа в качестве промежуточного топлива. В настоящее время активно обсуждается тема будущей цены электроэнергии, вырабатываемой с помощью ВИЭ. Основной вопрос при этом заключается в следующем: возможно ли в перспективе снизить стоимость использования ВИЭ до уровня ниже, чем при использовании угля или природного газа? Сторонники возобновляемой энергетики отвечают на этот вопрос утвердительно, а скептики сомневаются, что это возможно, либо дают полностью отрицательный ответ. Как бы то ни было, при рассмотрении данного вопроса следует учитывать весь спектр затрат, связанный с применением ВИЭ (помимо затрат на выработку электроэнергии, существуют также затраты, связанные с обеспечением резервных генерирующих мощностей и подключением к сети).

Одним из факторов, который предположительно

способен свести на нет или снизить значимость, казалось бы, незаменимой роли природного газа в качестве промежуточного топлива, является более быстрое, чем ожидалось, развитие технологий сетевых накопителей энергии (аккумуляторных батарей). Точки зрения относительно того, когда это произойдет (и с какой вероятностью) сильно расходятся. Эксперты IHS Markit полагают, что аккумуляторные технологии не окажут значительного влияния на ситуацию в отрасли до 2050 г. Тем не менее, этим технологиям сейчас уделяется пристальное внимание.

Но даже если переход на ВИЭ будет осуществляться быстрее, чем ожидается в настоящее время (и будет активно продвигаться развитие аккумуляторных технологий), роль природного газа все же останется значимой. Он считается идеальным резервным топливом при использовании непостоянных возобновляемых источников энергии, позволяющим оперативно обеспечить питание сети при возникновении такой необходимости. При расширении мощностей ВИЭ, как правило, необходимо обеспечить достаточные объемы резервных генерирующих мощностей (например, в темные, облачные и безветренные периоды), и природному газу часто отдается предпочтение при строительстве новых мощностей.

Рис. 5.17. Предложение СУГ на мировом рынке по регионам



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

#### 5.2.14. Утилизация и использование серы – новые данные

Производство серы в Казахстане в последние годы продолжало расти и в 2016 г. достигло показателя 2,54 млн. т. Крупнейшим производителем серы остается ТШО: в 2016 г. объем производства составил 2,33 млн. т (для сравнения, в 2014-2015

гг. данный показатель находился на уровне 2,4 млн. т). Предполагается, что реализация Проекта будущего расширения (ПБР) не приведет к существенному увеличению производства серы, поскольку попутный газ будет использоваться

<sup>35</sup> Подробнее см. НЭД 2015, стр. 222-223 [в английской версии стр. 191-192]

<sup>36</sup> Подробнее см. НЭД 2015, стр. 229 [в английской версии стр. 197].

<sup>37</sup> Проект, окончательное решение по которому было принято в 2011 г., предполагалось реализовать в рамках совместного предприятия (с равными долями участия) двух казахстанских компаний – государственной ТОО «Объединенная химическая компания» (ОХК) и частной АО «SAT & Company» (SAT).

полиэтилентерефталат и поливинилхлорид. Руководителем этого амбициозного проекта является ТОО «Объединенная химическая компания» (ОХК) – специализированная дочерняя организация Фонда национального благосостояния «Самрук-Казына». Нефтегазохимическое (олефиновое) производство на западе Казахстана должно основываться на имеющемся в изобилии сырьевом газе и на конкурентоспособности относительно дешевого попутного газа с высоким содержанием газоконденсатных жидкостей (жидких фракций природного газа), объемы добычи которого потенциально велики. Предполагается, что газ будет поставляться на установку сепарации газа (УСГ) для выделения этана и других жидких фракций для применения в нефтегазохимии, а метан будет возвращаться для использования в других целях. Во всем мире основным фактором, определяющим себестоимость комплексного производства полиолефинов и относительную конкурентоспособность предприятия, является стоимость исходного сырья (см. Главу 4 НЭД 2015 г.). Соответственно, недорогое сырье, имеющееся в распоряжении планируемых к строительству в Казахстане заводов, обеспечивает им высокую конкурентоспособность на мировом рынке даже с учетом доставки (т. е. включая расходы на транспортировку) на рынки Европы или Азии. Предполагаемая себестоимость эксплуатации казахстанских газохимических объектов оценивается ниже по сравнению практически со всеми другими регионами мира, за исключением производства на базе этана в Саудовской Аравии. В этой связи представляется, что основной причиной нежелания инвесторов участвовать в реализации подобных проектов в Казахстане является сложившийся в мире бизнес-климат и вызванная им неопределенность в отношении спроса и формирования цен на продукты нефтегазохимии. Однако при этом следует отметить, что в другие регионы, располагающие недорогими источниками сырья – такие как американское побережье Мексиканского залива и Ближний Восток – все же идут крупные инвестиции. Возможно, основной проблемой, препятствующей активному поступлению инвестиций в развитие нефтегазохимического производства в Казахстане, является высокая стоимость строительства, связанная с удаленным местоположением страны, так как стоимость оборудования во всем мире примерно одинаковая (поскольку оно по большей части закупается у небольшого числа поставщиков). При этом девальвация тенге также, судя по всему, не улучшила ситуацию с затратами на строительство в стране, отражая относительно высокий уровень интернационализации данного сегмента. Еще одной общей (и менее явной) проблемой, по-видимому, являются общие нормативные и налоговые риски

при ведении бизнеса в Казахстане, особенно для внешних инвесторов и финансовых учреждений. Реализацию проекта газохимического комплекса планировалось осуществлять в два этапа:

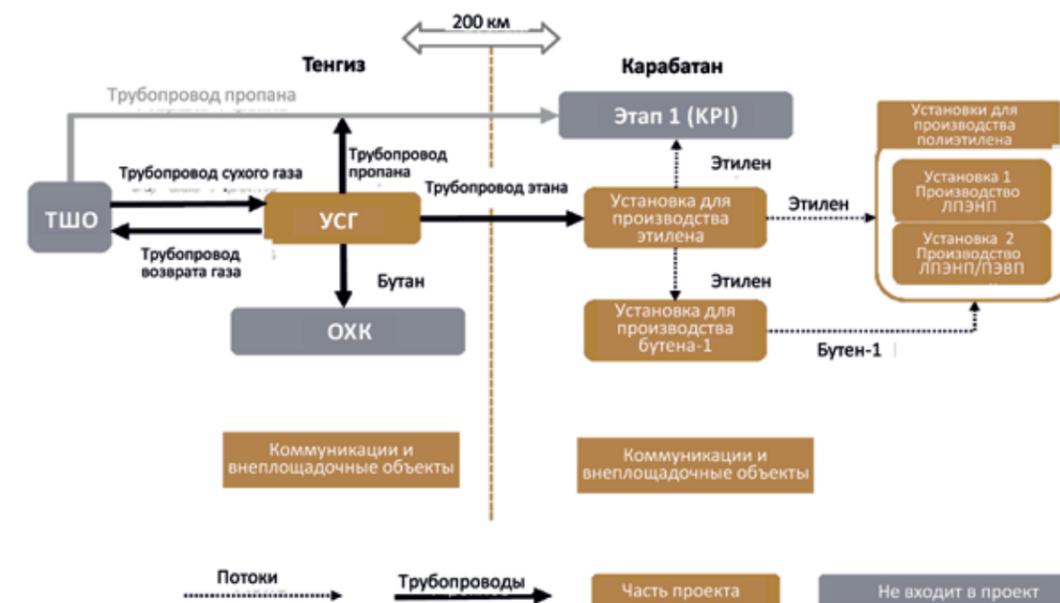
- Первый этап предполагал строительство завода по производству полипропилена мощностью 550 000 т в год, а также сопутствующих объектов и инфраструктуры. Разработка первого этапа осуществлялась компаниями LG Chem и ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.» (KPI) в рамках партнерства между ОХК (51%) и ТОО «Фирма Алмэкс Плюс» (49%).
- Второй этап разрабатывался консорциумом LG Chem/ОХК/SAT и предполагал строительство завода по производству полиэтилена мощностью 800 000 т в год и сопутствующей инфраструктуры. Также планировалось строительство установки этиленового крекинга мощностью 1 млн. т в год и установки сепарации газа (УСГ) (см. Рис. 5.18).

Помимо объектов в Карабатане, в состав газохимического комплекса должны были входить объекты на месторождении Тенгиз – такие как установка сепарации газа (УСГ), установка фракционирования (выделения фракций из газоконденсатных жидкостей) и сопутствующая инфраструктура. При этом паровую крекинг-установку, установку для производства бутена-1, а также установки для производства полипропилена и полиэтилена, предусматривалось расположить на территории Карабатана. Для транспортировки этана, полученного в УСГ, в Карабатан, планировалось использовать газопровод протяженностью 200 км, а пропан предполагалось поставлять железнодорожным транспортом (см. Рис. 5.18). Вывод из проекта компании LG Chem на данный момент фактически остановил продвижение реализации первого этапа, но ОХК в августе 2016 г. объявила, что по-прежнему планирует продолжать работу над другой частью комплекса и завершить строительство завода по производству полипропилена, установки для производства технических газов (судя по всему, с применением технологии Solvay) и газотурбинной электростанции мощностью 310 МВт. Представляется немаловажным, что в августе 2016 г. ОХК ввела эксплуатацию в Атырауской области новый завод по производству полимеров, позволяющий ежегодно выпускать 4 125 т полиэтиленовой пленки и 48 миллионов полипропиленовых мешков. На нем также планируется производство биаксиально-ориентированной полипропиленовой пленки (БОПП) в объеме 14 738 т в год. Финансирование для завода было в основном обеспечено займом от Сбербанка России в размере 85 млн. долл. Тем не менее, перспективы строительства центрального элемента планируемого газохимического комплекса – установки пиролиза этана для производства этилена – остаются

неопределенными. На комплексе планировалось использовать около 7 млрд. м<sup>3</sup> газа с месторождения Тенгиз, эксплуатацию которого осуществляет ТШО. Сухой газ предполагалось перерабатывать на УСГ с

получением этана, необходимого для производства этилена. Для производственных нужд объектов первого этапа реализации проекта планировалось также получать пропан и бутан.

Рис. 5.18. Схема газохимического комплекса на базе двух объектов: Карабатан и Тенгиз



### 5.3.2. Использование природного газа на транспорте и возможность его применения в других областях

#### Мировые тенденции использования природного газа на транспорте

Использование более экологически чистых альтернативных видов транспортного топлива, включая природный газ, поощряется правительством во многих странах, поскольку в обществе растет обеспокоенность относительно загрязнения окружающей среды и антропогенного воздействия на нее. Использование природного газа на транспорте также согласуется с ключевой стратегической направленностью политики многих государств, поскольку это укрепляет энергетическую безопасность за счет диверсификации видов транспортного топлива и роста использования внутренних ресурсов. За последнее десятилетие использование природного газа в качестве моторного топлива набирало обороты во всем мире. Главной движущей силой данного процесса – особенно в Китае – являлся заметный разрыв между относительно высокими ценами на нефть и ценами на природный газ (см. текстовую вставку «Применение СПГ на

грузовом автотранспорте и мини-СПГ»). Однако из-за сокращения ценового разрыва между этими видами топлива с существенным снижением цен на нефть в последние несколько лет темпы роста использования транспортных средств с газовым двигателем замедлились. Помимо сжиженных углеводородных газов (СУГ, т. е. пропана и бутана), которые уже широко применяются на автомобилях в Казахстане и в других странах, существуют еще две формы, в которых природный газ (метан) используется на автотранспорте во всем мире: сжатый природный газ (СПГ) и сжиженный природный газ (СПГ). В отличие от нефти и нефтепродуктов, которые можно легко транспортировать и хранить в течение практически неограниченного времени, а также использовать в различных машинах, свойства природного газа позволяют применять его только на определенных транспортных средствах, одновременно требуя специальной организации хранения и цепи поставок. В этой связи, для содействия более широкому использованию КПП/

СПГ в Казахстане потребуются значительные частные и государственные инвестиции по всей цепочке создания стоимости, включая сжижение (при использовании попутного газа с казахстанских месторождений), транспортировку, регазификацию и создание рынков сбыта (обеспечение спроса с помощью стимулирования перехода на транспортные средства с альтернативным двигателем). В мире прослеживаются следующие тенденции с точки зрения расширения использования КПГ/СПГ на транспорте:

- **КПГ/СПГ сложно использовать в легковых (пассажирских) автомобилях** в силу большой плотности топлива и проблем с его хранением (размещением) в транспортном средстве, поскольку топливный бак при этом занимает значительную часть полезного пространства, а автомобиль не может проехать более 100-200 км без дозаправки.

- **Намного проще осуществить переход на КПГ/СПГ на автотранспортных средствах средней и большой грузоподъемности (таких как грузовые автомобили и автобусы):**

- о **КПГ, например, широко применяется на городском и коммерческом транспорте**, когда предполагается передвижение только на небольшие расстояния с ежедневным возвратом на одну и ту же базу (в частности, на мусоровозах и городских автобусах). Данные виды транспорта перемещаются по четко определенным и относительно коротким маршрутам, что позволяет легче решить обе главные проблемы использования КПГ в транспортном секторе – обеспечение инфраструктуры для хранения/заправки и дальность пробега (длина пути). Помимо этого, такие более крупные парки транспортных средств, как правило, находятся под управлением компаний, имеющих возможности обеспечить экономию за счет масштаба при заправке и эксплуатации автотранспортного парка.

- о **В свою очередь, использование СПГ получило наиболее широкое распространение в сфере автомобильных грузоперевозок на дальние расстояния.** Это связано с тем, что бак для СПГ содержит больше топлива, чем бак для КПГ, поскольку природный газ при этом имеет более плотную, сжиженную форму.

IHS Markit полагает, что использование природного газа в сфере автомобильных перевозок в мире на протяжении периода с 2016 г. по 2040 г. будет

расти в среднем на 5,9% в год (хотя и с изначально невысокого уровня), выйдя на показатель 78 млн. т н.э. в 2025 г., 116 млн. т н.э. в 2030 г. и 184 млн. т н.э. в 2040 г. Тем не менее, его доля в данной сфере останется относительно небольшой, составив лишь 7,2% в 2040 г., а основной объем по-прежнему будет приходиться на бензин (49%) и дизельное топливо (41%).<sup>38</sup>

В краткосрочной перспективе основными препятствиями на пути распространения природного газа в парках коммерческих транспортных средств (особенно грузовых автомобилей, осуществляющих перевозки на дальние расстояния) будут высокие стартовые вложения в покупку автомобилей, использующих в качестве топлива КПГ и СПГ, а также недостаточно развитая инфраструктура АЗС. Помимо этого, незначительная текущая разница в ценах на дизельное топливо и на природный газ, меньшее количество вариантов имеющихся на рынке автомобилей, использующих КПГ или СПГ, ограниченность базы и опыта техобслуживания и коммерческой инфраструктуры, а также более длительное время заправки, также пока замедляют процесс более широкого применения природного газа на коммерческом автотранспорте. Тем не менее, гораздо более высокие годовые показатели пробега и быстрый оборот (смена автопарка) коммерческих транспортных средств ускоряют положительный эффект и повышают экономические преимущества перехода на такие новые виды технологий и топлива.

Одним из ключевых аспектов, имеющих значение для распространения газа в качестве транспортного топлива, является готовность потребителей покупать транспортные средства с газовым двигателем. Однако это может произойти только при наличии соответствующей инфраструктуры. В то же время, наращивание инфраструктуры происходит только тогда, когда у реализующих ее строительство компаний появляется уверенность в наличии достаточного уровня спроса со стороны потребителей, позволяющего покрыть затраты и компенсировать инвестиционные риски. В Китае начальное развитие инфраструктуры и переоснащение грузовиков происходили параллельно, поскольку такие компании, как Guanghui Investments, выступали на рынке одновременно в роли инвесторов и потребителей. Это придало мощный импульс развитию использования СПГ и сопутствующей инфраструктуры, а также послужило основной причиной более успешного перехода на СПГ в Китае по сравнению с другими странами (см. текстовую вставку «Применение СПГ на грузовом автотранспорте и мини-СПГ в Китае и в мире»).

## Применение СПГ на грузовом автотранспорте и мини-СПГ в Китае и в мире

Китай стоит в авангарде мирового процесса перехода на СПГ на грузовом автотранспорте в силу традиционно сложившейся большой разницы в цене между дизельным топливом и природным газом, потребности в гибких поставках газа (особенно в периоды пикового потребления или в жилищном секторе, не подключенном к газораспределительной системе), а также в силу общей необходимости создать совершенно новую систему поставок, вместо того чтобы менять существующую масштабную инфраструктуру. Тем не менее, темпы перехода на СПГ в настоящее время снижаются вследствие реформ цен на газ (начавшихся в 2013 г.), которые привели к удорожанию природного газа, в то время как цены на нефть упали. Ранее потребители были серьезно заинтересованы в переоснащении своих дизельных грузовиков либо в приобретении новых моделей заводского изготовления для использования СПГ в качестве топлива, поскольку срок окупаемости 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 с тем, как она отразится на прибыли владельцев автопарков. При этом в части поставок газа китайские покупатели подписали контракты на рекордные объемы СПГ. В период до 2023 г. включительно на мировом рынке газа ожидается перенасыщение, и Китай будет импортировать СПГ по чрезвычайно выгодным ценам, что будет создавать конкуренцию внутренним малотоннажным поставкам СПГ в прибрежных провинциях. При этом объем крупномасштабного импорта СПГ в 2016 г. увеличился почти на 38%.

Однако 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 в данном секторе, заключается в том, что китайское

Правительство повысило связанные с нефтью налоги в условиях низких цен на нефть в период с конца 2014 г. по середину 2016 г., поэтому недавнее падение мировых цен на нефть не в полной мере отразилось на цене дизельного топлива для конечных потребителей. Рост числа работающих на СПГ грузовых автомобилей в Китае впечатляет: с практически нулевого уровня в 2008 г. до приблизительно 260 000 грузовиков на СПГ в 2016 г. К концу 2016 г. в Китае насчитывалось порядка 2 700 станций заправки СПГ, работа которых обеспечивалась довольно большим количеством мини-установок сжижения газа на внутренних территориях (в дополнение к крупной, основанной на импорте, инфраструктуре на побережье) мощностью около 26,9 млн. т.

Несмотря на продолжающиеся позитивные сдвиги на грузовом автотранспорте, недавние изменения в конъюнктуре рынка в целом негативно отразились на малотоннажном производстве СПГ в Китае. Ситуация дефицита на рынке газа в стране стремительно поменялась на ситуацию перенасыщения, что снизило потребность в газе за пределами уже сформированной сети. Снижение цен на конкурирующие виды топлива – такие как дизельное топливо и СУГ – и на другие источники энергии (например, уголь) также снижают конкурентоспособность СПГ, производимого на территории страны. Годовой прирост мощностей малотоннажного производства СПГ (мини-СПГ) в Китае в 2016 г. составил лишь 2,9 млн. т или 12%, что ниже показателя 2015 г. (25%) и среднегодовых темпов роста в 2010-2014 гг. (49%). В настоящее время строятся объекты общей мощностью 15-16 млн. т, а на стадии планирования находятся объекты мощностью еще 10,1 млн. т, хотя реализация некоторых из них может быть надолго отложена или полностью отменена. На фоне ситуации роста перенасыщения загрузка таких мощностей была довольно низкой, упав с 56% в 2014 г. до 38% в 2016 г. Начиная с 2014 г., уровень производства на установках мини-СПГ в Китае оставался в целом неизменным и в 2016 г. составил 6,4% от общего объема поставок газа.

Тогда как в 2008 г. источником сырья для большей части внутренних малотоннажных поставок СПГ в Китае являлись

<sup>38</sup>Ожидается незначительный рост использования СПГ в судоходной отрасли, поскольку к 2020 г. суда должны будут перейти на топливо с низким содержанием серы (0,5%) в соответствии с требованиями Международной морской организации (ИМО). При этом IHS Markit ожидает, что с наибольшей долей вероятности на СПГ перейдут суда, маршрут следования которых предполагает короткие расстояния между пунктами отправления и назначения с частой заправкой бункерным топливом, а также суда, работающие в особых экологических зонах (таких как Балтийское море). По состоянию на середину 2017 г. только 185 судов из 12 000 судов всего мира использовали в качестве топлива СПГ, и, согласно прогнозам IHS Markit, к 2020 г. спрос на СПГ будет составлять лишь 1% от спроса на бункерный мазут.

<sup>39</sup>В США грузовые автомобили, осуществляющие перевозки на дальние расстояния, обычно проходят от 75 000 до 175 000 миль в год, а стандартный срок их службы составляет от трех до пяти лет.

«труднореализуемые» запасы с небольших месторождений, в настоящее время все больше новых заводов СПГ использует в качестве сырья газ из нетрадиционных источников. Некоторые 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 начале 2015 г. состоялся ввод в эксплуатацию первого завода по сжижению сланцевого газа, и еще один такой завод в настоящее время находится на стадии строительства. На ряде заводов в качестве сырья используется также коксовый газ.

Роль государственной политики в области использования газа в транспортном секторе Китая не является исключительным случаем. Государственные субсидии и политика были одними из основных причин внедрения КПП и СПГ в качестве транспортного топлива во всем мире. При этом в Китае политическая поддержка распространения природного газа в транспортном секторе недавно была закреплена в 13-м Пятилетнем плане развития, составленном Национальной комиссией развития и реформ. Это первый пятилетний план, который отдельно предусматривает политику поддержки использования автотранспортных средств и судов, работающих на природном газе, а также устанавливает цели по увеличению всего парка транспортных средств с газовым двигателем (всех типов) до более 10 миллионов единиц к 2020 г. и общего количества АЗС (КПП и СПГ) до более чем 12 000 к концу 2020 г. (с 6 500 по состоянию на конец 2015 г.).

Хотя нигде переход на эти виды топлива не принял таких масштабов, как в Китае, в транспортном секторе других стран также произошел некоторый сдвиг в сторону природного газа. В США продажи грузовых автомобилей на СПГ тормозит отсутствие соответствующей инфраструктуры АЗС, несмотря на большую разницу в ценах на топливо. Однако в настоящее время там все же имеется некоторая инфраструктура, поддерживающая использование СПГ, которая служит стартовой площадкой для дальнейшего развития. Помимо этого, использование СПГ в Соединенных Штатах сейчас сталкивается с новыми серьезными сложностями в виде так называемых «решений большой дальности» для КПП, которые позволяют использовать КПП в автомобильных грузоперевозках на дальние расстояния. Некоторые компании полагают, что КПП располагает более существенным

потенциалом, и, соответственно, увеличивают количество станций заправки КПП вдоль основных маршрутов автомобильных грузоперевозок. При этом в США использование КПП уже довольно широко распространено на городском общественном транспорте, поскольку законодательство требует от всех организаций с государственным финансированием при обновлении своих парков закупать транспортные средства с газовым двигателем.

В то же самое время, на рынке легковых автомобилей в США – по крайней мере, в ближайшей перспективе – потребители, исходя из соображений экономии расходов на топливо, скорее всего, будут чаще отдавать предпочтение гибридным или аккумуляторным электромобилям, чем автомобилям на природном газе. Транспортные средства, работающие на природном газе, при покупке обходятся дороже (примерно на 8000 долл.) обычных автомобилей и имеют меньшую дальность пробега (разница может достигать до 40%). Помимо этого, лишь около 1% обычных АЗС для легковых автомобилей оснащены оборудованием заправки природным газом.

Тем не менее, перспективы распространения природного газа в парке коммерческих транспортных средств в США будут оставаться благоприятными даже в текущих условиях низких цен на нефть. И хотя в распоряжении собственников коммерческих автопарков имеется не так много альтернатив, которые могут сравниться по мощности, эффективности и надежности с дизельными автомобилями, более низкий уровень и более высокая стабильность цен на природный газ все же должны постепенно отвоевать позиции у роста спроса на дизельное топливо.

В Европе – главным образом в северо-западной ее части – акцент делается не столько на автомобильном транспорте, сколько на рынке бункерного (судового) топлива, при этом рынок СПГ для автомобильных грузоперевозок пока находится на ранней стадии развития. Использование КПП в Европе распространено несколько больше, однако ситуация варьируется в зависимости от страны. Так, в Италии имеется более тысячи заправочных станций КПП, а в Великобритании – менее 20. Страны-члены ЕС предоставляют целевые налоговые льготы для транспортных средств с газовым двигателем. В Италии транспортные средства на альтернативных видах топлива (включая природный газ) на три года освобождаются

от налогов, а все новые строящиеся АЗС в стране должны оснащаться оборудованием для заправки сжиженным газом. В свою очередь, во Франции запрещено использование дизельного топлива на городском общественном транспорте и при сборе мусора.

В 2013 г. Европейская комиссия обнародовала пакет мер по стимулированию использования альтернативных экологически 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 минимально необходимой инфраструктуры для экологически чистых видов моторного топлива, таких как электричество, водород и природный газ. Ключевой компонент стратегии внедрения чистых видов топлива – использование СПГ и КПП на транспорте. Комиссия предлагает к 2020 г. установить станции заправки СПГ вдоль

Трансевропейских транспортных сетей через каждые 400 км. В отношении транспортных средств, работающих на КПП, Комиссия ставит цель обеспечить наличие заправочных 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 КПП, хотя объемы его использования в 1990-х гг. резко упали. В последние годы интерес к КПП и СПГ возобновился, особенно со стороны ПАО «Газпром», поскольку компания рассматривает различные варианты монетизации своего газа посредством расширения потребления этого вида топлива внутри страны. «Газпром» создал специализированную компанию – ООО «Газпром газомоторное топливо» – и планирует увеличить инвестиции в инфраструктуру КПП. Данная инициатива также нашла сильную политическую поддержку, поскольку правительство объявило о планах расширения применения КПП на городском транспорте.<sup>40</sup>

#### Возможности использования природного газа на транспорте в Казахстане

Использование природного газа в качестве моторного топлива в Казахстане может способствовать достижению ряда важных политических целей. Во-первых, наряду с программой модернизации НПЗ страны (см. Главу 4), это может сократить дефицит нефтепродуктов для транспортного сектора. Во-вторых, это будет содействовать использованию местных ресурсов, укрепляя энергетическую независимость и поддерживая экономику страны. В-третьих, это может позволить монетизировать труднореализуемые газовые ресурсы, которые не имеют выхода к магистральным газопроводам. И, наконец, это поможет уменьшить отрицательное воздействие транспортных средств на качество атмосферного воздуха, а также, учитывая, что уровень выбросов CO<sub>2</sub> при использовании газа ниже, чем при использовании нефтепродуктов, выполнить взятые страной обязательства, реализовав целевые показатели сокращения выбросов углекислого газа. 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 и СПГ за пределы «нишевой» категории. По оценкам IHS Markit, к 2020 г. использование природного газа в качестве транспортного топлива в Казахстане выйдет на

показатель не менее 0,5 млрд. м<sup>3</sup> в год (см. ниже). Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года предусматривает, что к 2020 г. доля природного газа в объеме потребления моторного топлива на общественном и коммунальном транспорте достигнет уровня не менее 30% в Алматы и Астане и не менее 10% в городах, которые являются областными центрами, а к 2030 г. вырастет до уровня 50% в Алматы и Астане и не менее 30% в областных центрах. Помимо этого, на казахстанском участке запланированного транзитного коридора «Западная Европа – Западный Китай» предполагается строительство сети станций заправки КПП. Казахстан уже начал использовать природный газ на транспорте, хотя деятельность в данном направлении пока остается довольно ограниченной. По состоянию на конец 2015 г. в стране насчитывалось 5 станций заправки КПП. Лидером по количеству станций в 2015 г. стала Алматинская область. Компания КТГ разработала План развития сети автомобильных газовых дополнительных компрессорных станции в Республике Казахстан до 2022 года, при этом ее специализированные дочерние организации – ТОО «КазТрансГаз Өнімдері» и ТОО «Автогаз» – отвечают за строительство, эксплуатацию и обслуживание станций заправки КПП и сопутствующей инфраструктуры. Первая в Астане станция заправки КПП (из СПГ) открылась в 2017 г. для заправки шаттлов, перевозящих посетителей выставки

<sup>40</sup>В 2014 г. АО «КазТрансГаз» и ООО «Газпром газомоторное топливо» подписали меморандум о сотрудничестве в области использования природного газа в качестве моторного топлива, который предусматривает проведение двумя странами единой технической политики и расширение подготовки персонала в данной области.

ЭКСПО–2017, а также городского общественного транспорта.

Реализации плана газификации Астаны была начата с проекта малотоннажного СПГ. ООО «Газпром экспорт» и Global Gas Group в декабре 2016 г. подписали договор на поставку СПГ объемом 320 000 т (0,43 млрд. м<sup>3</sup>) в год производства ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в течение трех лет.<sup>42</sup> В феврале 2017 г. Global Gas Group получила первую партию российского СПГ, которая была поставлена на первую и единственную в Казахстане станцию регазификации для газоснабжения Назарбаев Университета. Тепловая мощность станции регазификации, строительство которой обошлось в 2 млрд. тенге (около 5,6 млн. долл.), составляет 25 Гкал/час. Университет использует СПГ для отопления. Стороны, участвующие в реализации проекта, также выразили надежду, что подписанный договор послужит основой для дальнейшего сотрудничества в области малотоннажных поставок СПГ в масштабе всей страны и использования газа в качестве моторного топлива на общественном транспорте в Астане.

Global Gas Group планирует построить еще шесть станций регазификации, эксплуатацию которых будет обеспечивать местная компания СПК «Astana».<sup>43</sup> При том что существующий договор предусматривает поставку 320 000 тонн СПГ, в 2017 г. общий объем составит 5 000 т, после чего «Газпром» предполагает постепенное наращивание поставок с выходом к 2021 году на предусмотренный уровень 320 000 т СПГ (что примерно соответствует 0,5 млрд. м<sup>3</sup> сухого газа). Для выполнения обязательств по поставкам «Газпром» планирует разработку проекта строительства объекта по производству сжиженного газа мощностью 35 000 т в Южноуральске и собирается построить завод в Челябинске – более крупный, чем в Екатеринбурге.

Существующая разница между ценами на газ и на нефть в Казахстане может способствовать расширению использования СПГ на транспорте, хотя многое зависит от стоимости используемого для его производства природного газа. Существенный разрыв в цене между двумя видами топлива все еще сохраняется, поскольку регулирование цен на нефтепродукты было отменено, а цены на природный газ все еще регулируются. В апреле 2017 г. средняя розничная цена дизельного топлива была эквивалентна сумме 10,4 долл./млн. БТЕ, тогда как средняя цена природного газа для бытовых потребителей составляла всего 1,5 долл./млн. БТЕ. Для промышленных потребителей, включая заводы

малотоннажного производства СПГ, цена закупки газа выше, чем для бытовых потребителей, но все же в апреле 2017 г. она составляла всего 1,8 долл./млн. БТЕ – значительно ниже цены дизельного топлива (см. Рис. 5.19).<sup>44</sup> В то же самое время, рост потребления дизельного топлива в Казахстане, особенно в транспортном секторе, предоставляет возможность реализации СПГ в качестве частичной замены дизельного топлива на грузовом автотранспорте. Спрос на дизельное топливо в Казахстане растет, и оно уже является крупнейшей составляющей баланса спроса на нефтепродукты в стране. При этом наибольшая доля потребления дизельного топлива (около 30%) приходится на грузовой автотранспорт. Для добывающих предприятий горнорудного сектора, перевод карьерной техники с дизельного топлива на СПГ может быть достаточно выгодным вариантом снижения затрат на топливо. Другим вариантом на перспективу является использования СПГ на железнодорожном транспорте.

Согласно оценкам IHS Markit, даже если завод по сжижению газа будет использовать более дорогой газ, импортируемый из России (как в случае с заводом малотоннажного производства СПГ в Екатеринбурге), он все же будет иметь устойчивые экономические перспективы, по крайней мере, при возможности реализации готового продукта как продукта переработки. Если прибавить заявленные капитальные и расчетные эксплуатационные затраты на строительство нового завода к затратам на промышленную закупку газа, то общая стоимость составит 6 долл./млн. БТЕ, что с большим запасом позволяет конкурировать с дизельным топливом на местном рынке (см. Рис. 5.20).<sup>45</sup> Однако эта стоимость отражает только издержки поставщика СПГ, которые включают затраты на сырьевой газ и производство из него СПГ. В то же самое время, к анализу расширения использования СПГ в Казахстане необходимо подходить системно, учитывая и прочие связанные с этим затраты, включая расходы на переоснащение грузовиков или всего автопарка в целом, переоборудование заправочных станций, а также внесение корректировок в цепочки поставок и строительство станций регазификации.

Относительно высокая стоимость СПГ, поставляемого из Екатеринбурга, обусловленная технологическими аспектами и расстояниями транспортировки, указывает на то, что по крайней мере некоторые конечные потребители могут и готовы платить более высокую цену за более экологически чистое топливо, несмотря на то, что оно обходится

дороже. К покупателям «нишевого» сегмента, готовым понести такие расходы, можно отнести потребителей промышленного и коммерческого секторов (для производства химической продукции или изделий из стекла либо услуг, обеспечивающих высокий уровень прибыли, а также для покрытия пикового спроса), а в ряде случаев и некоторых потребителей жилого сектора. Однако даже если конечные потребители готовы заплатить за газ достаточно высокую цену, позволяющую покрыть дополнительные операционные расходы (например, в отдаленных регионах, где конкурирующим видом топлива для отопления являются нефтепродукты, такие как газойль или мазут), серьезным конкурентом СПГ является СУГ – топливо, которое чаще всего используется в ситуациях, когда поставка по газопроводу невозможна. Ограниченная покупательная способность конечных потребителей в Казахстане, особенно в отдаленных сельских районах, делает использование малотоннажного СПГ для общей газификации жилого сектора и небольших предприятий весьма маловероятным.

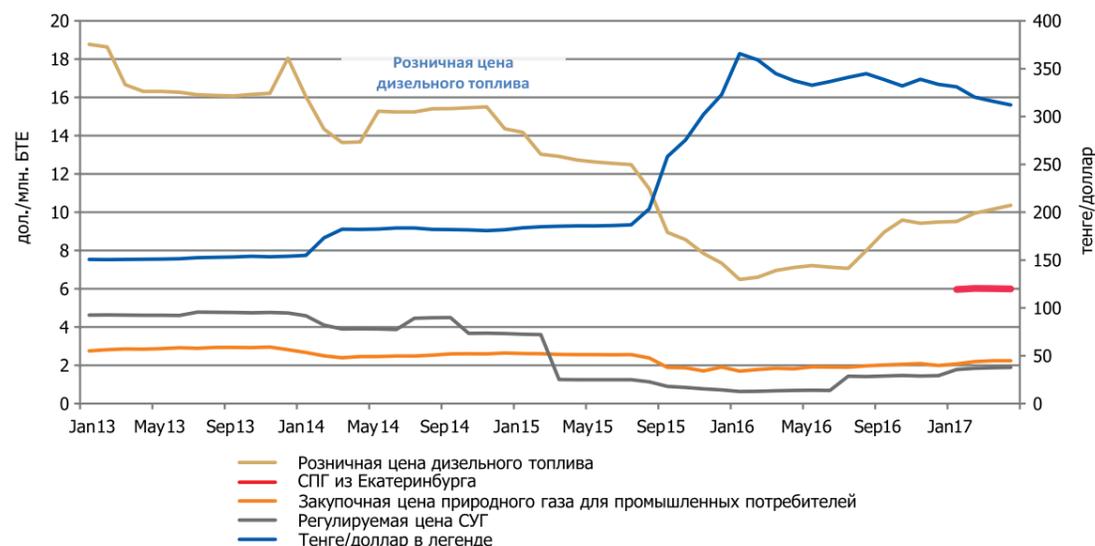
Цены на СУГ продолжают регулироваться КРЕМЗК и в последние годы были стабильно ниже цен на другие виды топлива, включая природный газ (см. Рис. 5.19). В результате число транспортных средств, работающих на СУГ или совместно на бензине и СУГ, растет. В такой ценовой среде СПГ, вероятно всего, по-прежнему будет сталкиваться с серьезной конкуренцией со стороны СУГ в транспортной сфере и в жилом секторе.

Существует ряд практических вопросов, которые необходимо учитывать в случае использования СПГ на транспорте и в жидком состоянии. Во-первых, СПГ имеет срок годности. Тогда как на АЗС имеются возможности для поддержания в цистернах

криогенных температур, позволяющих хранить СПГ на протяжении определенного периода времени, на грузовом автотранспорте СПГ хранится до полного испарения лишь 5-7 дней. В этой связи его необходимо использовать сразу же после доставки. Во-вторых, баки для СПГ на автотранспорте значительно тяжелее, чем для дизельного топлива, что создает дополнительную нагрузку на дорожное покрытие. Комитету транспорта Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан необходимо будет повысить качество дорожно-строительных материалов, таких как бетон и асфальт, а также модернизировать основные магистрали, чтобы они могли лучше выдерживать передвижение по ним более тяжелых транспортных средств на регулярной основе. В то же самое время, компаниям-перевозчикам, использующим грузовые автомобили на СПГ, и операторам АЗС необходимо тщательно организовать систему снабжения, чтобы предотвратить испарение, одновременно обеспечив бесперебойность поставок.

Также возможно принятие ряда целенаправленных мер для содействия использованию СПГ. Например, следует рассмотреть вопрос в отношении газа, поступающего в газопровод после регазификации: применять ли в его отношении общую ценовую политику КТГ или же особый режим с учетом дополнительных затрат? Помимо этого, в областях, где СПГ является конкурентоспособным – например, на большегрузном автотранспорте – выбросы CO<sub>2</sub> от транспортных средств не входят в общую систему предоставления квот и торговли ими. Тем не менее, можно обеспечить дополнительные стимулы, способствующие переходу на СПГ предприятий с большим автопарком, предоставляя им возможность получать при этом квоты на выбросы с возможностью дальнейшей продажи.

Рис. 5.19. Разница в ценах на природный газ и дизельное топливо: потенциал использования СПГ на транспорте



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>41</sup>Спрос на бензин и керосин в Казахстане растет с 2000-х годов и покрывается за счет увеличения импорта (в основном из России).

<sup>42</sup>Компания является дочерним обществом ПАО «Газпром» и осуществляет транспортировку и распределение природного газа на территории Свердловской, Челябинской, Оренбургской и Курганской областей России.

<sup>43</sup><https://informburo.kz/novosti/nazarbaev-universitet-budet-zhit-i-robotat-na-rossijskom-gaze.html>

<sup>44</sup>Закупочная цена для промышленных потребителей – это цена, по которой завод СПГ покупает сырьевой газ в целях производства СПГ-топлива для транспорта. Затем это топливо продается на АЗС. Поскольку СПГ будет конкурировать главным образом с дизельным топливом, наиболее целесообразно проводить сравнение с розничной ценой продажи дизельного топлива.

<sup>45</sup>Данный показатель не включает затраты на транспортировку СПГ потребителям – предполагается, что реализация происходит с завода.

### 5.3.3. Метан угольных пластов

Международный опыт показывает, что успешная коммерческая разработка запасов МУП является относительно дорогостоящей, отличается длительными сроками реализации, а также требует обеспечения ряда экономических, структурных и геологических аспектов. Экономическая сторона добычи МУП зависит от глубины, проницаемости и толщины пласта, от уровня затрат на удаление и обработку воды, от близости к газоперерабатывающим объектам и газопроводам, а также от благоприятных цен на газ.

**В Китае,** где запасы, согласно оценкам, составляют более 59 трлн. м<sup>3</sup>, к извлечению метана из угольных шахт (МУШ) приступили в начале 1990-х гг. – прежде всего в целях повышения безопасности шахт и диверсификации источников поставок энергоресурсов. При этом добыча метана из угольных пластов (МУП) началась только в середине 2000-х гг. К 2015 г. совокупный коммерческий объем добычи МУП вышел на показатель 8,2 млрд. м<sup>3</sup> (из которых 4,4 млрд. м<sup>3</sup> было добыто наземным способом), что оказалось намного ниже поставленных правительством целей – 16 млрд. м<sup>3</sup> МУП (наземным способом) при 100%-ной загрузке и 14 млрд. м<sup>3</sup> МУШ при 60%-й загрузке.

**В США** Законом «О неожиданных или случайных доходах» (Windfall Profit Act) 1980 г. были созданы специальные налоговые условия для освоения нетрадиционных запасов, включая крупные налоговые льготы, которые сделали возможной добычу МУП в бассейне Паудер-Ривер (Powder River). Аналогичным образом, в Китае компании, осуществляющие добычу МУП внутри страны, освобождаются от уплаты налога на ресурсы при добыче наземным способом и получают субсидии в размере 0,3 юаня за м<sup>3</sup> (или 1,20 долл./млн. БТЕ) в период реализации 13-го Пятилетнего плана (2016-2020 гг.). В богатой углем провинции Шэньси региональное правительство выделило дополнительные субсидии в размере 1 юань/м<sup>3</sup> (3,99 долл./млн. БТЕ) для предприятий, добывающих МУП, чтобы стимулировать развитие данной отрасли.

Однако, несмотря на все налоговые льготы, высокие издержки и ограниченный доступ к газопроводам в значительной степени ограничивают рост добычи МУП. Так, в Китае, согласно оценкам IHS Markit, себестоимость добычи МУП по-прежнему является самой высокой в секторе газоснабжения страны: в 2016 г. стоимость МУП составляла от 10 до 15 долл./млн. БТЕ (0,35-0,52 долл./м<sup>3</sup>), что намного выше регулируемой цены в точке

поставки в газораспределительную сеть (на газораспределительной станции) в Шэньси и Внутренней Монголии (5,35 долл./млн. БТЕ или 0,18 долл./м<sup>3</sup>) и Шаньси (7,62 долл./млн. БТЕ или 0,26 долл./м<sup>3</sup>). Хотя оптовые цены на газ из нетрадиционных источников не регулируются, цены на газораспределительной станции по-прежнему служат важным ориентиром – особенно в настоящее время, когда внутренний рынок газа перенасыщен.

**В Казахстане** экономические конъюнктура добычи МУП пока не очень благоприятна, однако правительство страны активно и тщательно изучает долгосрочные возможности использования этого потенциально имеющегося в изобилии ресурса. Поручение №747 Президента Республики Казахстан, опубликованное в январе 2010 г., заложило основы государственной поддержки добычи МУП, а также создало предпосылки для соответствующих нормативно-правовых и административных изменений. В 2013 г. Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» возложил на КТГ обязанности руководства разработкой ресурсов МУП, а в марте 2014 г. правительство утвердило «дорожную карту» для выполнения поручения Президента страны.

Был внесен ряд поправок в законодательство, направленных на стимулирование добычи МУП. Так, изменения и дополнения, внесенные в Предпринимательский кодекс в апреле 2016 г., предполагают, что инвестиционные проекты, связанные с добычей МУП, имеют право на получение инвестиционных преференций от государства (хотя правительство еще не включило добычу МУП в список приоритетных видов деятельности, на которые распространяются такие преференции). В Закон «О недрах и недропользовании» были внесены дополнения, включающие определение метана угольных пластов. В сентябре 2016 г. Министерство энергетики утвердило план мероприятий по организации разведки и добычи МУП. В целях содействия исследованиям в области добычи МУП, в ноябре 2016 г. в Карагандинском государственном техническом университете открылась специализированная исследовательская лаборатория при финансовой поддержке Национального фонда Казахстана.

Недавний интерес к добыче МУП был не в последнюю очередь связан с планами газификации Астаны. На момент публикации Национального энергетического доклада за 2015 год рассматривался целый ряд вариантов газификации (помимо приостановленного проекта

газопровода Карталы-Астана). В то время основное внимание уделялось запасам МУП на угольных месторождениях соседней Карагандинской области. В апреле 2015 г. КТГ и АО «Национальная компания «Социально-предпринимательская корпорация «Сарыарка» (СПК «Сарыарка») начали работу над ТЭО, чтобы определить потенциал добычи МУП в Карагандинском бассейне для удовлетворения потребностей в газе этого региона, а также Астаны. Цель заключалась в том, чтобы выяснить, обладают ли ресурсы МУП, расположенные в приемлемой близости от потенциальных потребителей, достаточно высоким содержанием метана для производства СПГ или иного применения. Один из вариантов при этом предусматривал строительство местного завода по сжижению газа для переработки МУП в СПГ с последующей транспортировкой железнодорожным транспортом или грузовым автотранспортом в Астану и в другие города региона.

В рамках геологоразведочной деятельности на участке Шерубай-Нурунский, держателем лицензии на который является СПК «Сарыарка», компания КТГ пробурила пять опытно-промышленных скважин (в том числе методом гидроразрыва) и три разведочные скважины в 2015 и 2016 гг. В 2017 г. планируется пробурить еще три скважины. Анализ образцов керн показал, что содержание метана составляет 10-12 м<sup>3</sup> на тонну угля. Компания Baker Hughes при участии «Казахского института нефти и газа» выполнили технико-экономические расчеты по проекту разработки промысла МУП на Шерубай-Нурунском участке. Если результаты работы окажутся благоприятными, КТГ планирует реализацию проекта совместно с китайской компанией Xinjiang Guanghui Petroleum Company. Совместное предприятие ТОО «TaldyKuduk-Gas» с участием СПК «Сарыарка» и ТОО «Gas Production» продолжило геологоразведочные работы на участке Талды-Кудук, пробурило две разведочные скважины в 2015 г. и две опытно-промышленные скважины в 2016 г.<sup>47</sup> В феврале 2017 г. СПК «Сарыарка» также объявила тендеры для привлечения инвесторов к участию в разведке на двух участках – Тентекском и Каражаро-Шаханском – лицензии на которые она получила в апреле 2014 г. и декабре 2015 г., соответственно. В целях финансирования геологоразведочных работ СПК «Сарыарка» подала заявку на получение финансирования из государственного бюджета в объеме 5,8 млрд. тенге (18 млн. долл.). При этом, как и можно было предполагать,

наиболее вероятным вариантом для Астаны остается поставка газа по газопроводу, а не МУП. В марте 2017 г. министр энергетики Республики Казахстан Канат Бозумбаев объявил, что компания КТГ завершила работу над ТЭО строительства газопровода (ответвление от газопровода ББШ) в целях газоснабжения Астаны. Поскольку новый газопровод на пути в Астану (а затем и в Кокшетау) также будет обеспечивать газом промышленные центры – Жезказган и Караганду – его строительство является значимым с точки зрения планов по развитию поставок МУП в регионе в долгосрочной перспективе. Ввиду более высокой ожидаемой стоимости МУП, варианты его использования в значительной степени ограничены, особенно с учетом конкуренции со стороны угля в Карагандинской области. В частности, его можно использовать в качестве топлива в небольших котлоагрегатах и для выработки электроэнергии в малых объемах на объектах добычи угля (в целом аналогично использованию попутного газа в качестве источника электроэнергии при добыче нефти), что одновременно позволит сократить риск взрыва в подземных шахтах.<sup>48</sup>

Подобная переоценка, предусматривающая более ограниченную роль МУП, по-видимому, является следствием понимания того, что извлечение МУП является сложным с технологической точки зрения. Крупномасштабная добыча МУП (как в вышеупомянутых пилотных проектах), вероятно, потребует участия опытных иностранных партнеров, включая имеющиеся у них технологии и специалистов.

Помимо этого, добыча МУП приводит к загрязнению окружающей среды, поскольку в результате выкачивания воды из угольных пластов для снижения давления при добыче газа образуются значительные объемы воды с содержанием солей, которая нуждается в очистке или утилизации иным образом. При этом выкачивание воды из не содержащих солей водоносных горизонтов может негативно сказаться на запасах пресной воды. Учитывая, что нехватка водных ресурсов уже является серьезной проблемой, а также принимая во внимание поставленные Казахстаном цели по их эффективному использованию согласно Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», добыча МУП в Карагандинском бассейне столкнется с рядом экологических ограничений.

Даже с учетом ограниченного объема данных о проницаемости угольных бассейнов Карагандинской области, проблемы, связанные

<sup>47</sup>В начале марта 2017 г. СПК «Сарыарка» объявила, что по результатам предварительной разведки на участках Шерубай-Нурунский и Талды-Кудук, предполагаемые запасы метана в Карагандинском угольном бассейне оцениваются на уровне около 150 млрд. м<sup>3</sup>.

<sup>48</sup>Более подробная информация представлена в Разделе 8.7 НЭД 2015.

с необходимостью очистки воды, высокие затраты на разработку и ограниченный доступ к газопроводам в совокупности указывают на то, что добыча МУП в данном регионе – это дорогостоящий, длительный и, возможно, неоправданный с экологической точки зрения процесс. Хотя МУП теперь включен в Закон «О недрах и недропользовании», в Казахстане по-прежнему отсутствует соответствующая нормативно-правовая база, регулирующая

налогообложение нетрадиционных ресурсов и процедуры удаления извлекаемой при их освоении воды. Более простым решением задачи газификации региона представляется структурная реформа газовой отрасли путем увеличения цен на газ для конечных потребителей и внесения изменений в нормативно-правовую базу в области недропользования и его налогообложения в соответствии с рекомендациями, представленными в настоящем Докладе.

## 5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО СЕКТОРА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

### 5.4.1. Обзор применимого законодательства Казахстана, государственных и международных целей и задач газовой отрасли

Основные цели газовой отрасли, изложенные в различных концепциях развития газовой промышленности (см. ниже), включают следующие:

- Расширение ресурсной базы добычи природного газа
- Модернизация и расширение газоперерабатывающих мощностей; комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа
- Увеличение объемов производства сухого газа для передачи по газопроводам, а также газа для использования в качестве сырья для продукции газохимии
- Развитие газотранспортной инфраструктуры: газопроводов, компрессорных станций, новых способов транспортировки газа (СПГ), а также технологий использования газа в качестве транспортного топлива
- Газификация столицы Республики Казахстан, города Астаны,<sup>49</sup> и общее повышение уровня газификации страны
- Повышение инвестиционной привлекательности газовой отрасли
- Увеличение внутреннего спроса на природный газ, включая новые категории потребителей
- Ресурсосбережение за счет снижения потерь во всех секторах газовой промышленности
- Увеличение объемов международного транзита газа через систему магистральных

газопроводов

- Обеспечение энергетической независимости в газовой отрасли и удовлетворения потребностей внутреннего рынка

При этом среди ключевых проблем развития газовой отрасли были выделены следующие:

- Существенная доля запасов газа – это газ, получаемый при добыче жидких углеводородов
  - Низкие цены, которые добывающие компании получают за газ, часто делают переработку попутного газа нерентабельной
  - Ограниченность газовой инфраструктуры в ключевых регионах страны
- Отмечались также и другие проблемы, а именно:
- Некоторые категории потребителей платят за газ более высокие цены по сравнению с остальными
  - Наличие риска потери отраслевой конкурентоспособности при переходе с имеющегося в изобилии недорогого угля на газ
  - Большие расстояния поставки газа из газодобывающих регионов страны
  - Высокая стоимость строительства новой газотранспортной инфраструктуры
- Развитие газовой промышленности регулируется следующими нормативно-правовыми актами и базовыми программными документами:

**Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении»** (2012 г.) регулирует отношения

в области газоснабжения и передает добычу казахстанского газа под управление единого национального оператора, уполномочивая КТГ осуществлять развитие внутреннего рынка и необходимой инфраструктуры газопроводов. КТГ является оператором основной части газовой инфраструктуры страны и в соответствии с законодательством имеет преимущественное право на покупку попутного газа у добывающих компаний. КТГ также продает газ на местном рынке и экспортирует его за рубеж. По-видимому, политика государства направлена на извлечение государственным предприятием выгоды из повышения цен для конечных потребителей и экспортных цен с сохранением единого канала экспорта, чтобы уравновесить практически монопольную ситуацию в двух соседних странах-покупателях газа (России и Китае). После расформирования КТГ в качестве управляющей компании в закон потребуется внести соответствующие поправки.

**Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы** (принятая в конце 2014 г.) официально закрепила давние планы Казахстана по увеличению внутреннего потребления газа. В ней ставится задача к 2030 г. охватить поставками по газопроводу 13 областей вместо нынешних 10. Схема также предполагает, что, в соответствии с «реалистичным» сценарием, внутренние поставки газа к 2030 г. вырастут до 18 млрд. м<sup>3</sup>. Цель данного документа – создание условий для поэтапного развития газотранспортной системы и увеличения внутреннего спроса на газ, являющийся экологически чистым видом топлива, в основном за счет собственных ресурсов природного газа.

**Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 2010 г.** регулирует права недропользования и является основным инструментом управления расширением ресурсной базы добычи природного газа. Закон содержит положения, имеющие отношение к утилизации попутного газа. Важно, чтобы в разрабатываемом Кодексе «О недрах и недропользовании» не было условий, которые препятствуют разведке и разработке газовых месторождений за счет обеспечения инвесторам должного уровня прибыли в качестве компенсации за взятый на себя риск и возможностей для продажи добываемого газа.

**Стратегические планы Министерства энергетики Республики Казахстан** предполагают более частое (как правило, ежегодное) внесение корректив в направление развития топливно-энергетического комплекса в

целом и газовой промышленности в частности. Эти планы уточняют общий курс, заданный Генеральной схемой газификации, определяя краткосрочные цели и задачи страны. Последний Стратегический план был опубликован в 2016 г. на период до 2021 г. Поставленные им конкретные задачи включают целевые показатели газификации жилого сектора, утилизации попутного газа, валовых и коммерческих объемов добычи газа и производительности труда. Другими важными нормативно-правовыми актами, регламентирующими развитие и регулирование газовой промышленности Республики Казахстан, являются следующие:

- План мероприятий по организации разведки и добычи МУП (2016 г.), в котором изложен порядок действий по освоению запасов МУП в Карагандинской области
- Закон «О естественных монополиях» (1998 г.), закладывающий правовую основу для государственного регулирования естественных монополий (например, такие сетевые отрасли, как газовая промышленность, электроэнергетика, железнодорожный транспорт и т.п.)
- Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» (2012 г.), который задает стратегическое направление государственной политики в области энергоэффективности, определяет полномочия различных государственных органов и устанавливает требования к повышению эффективности

Законодательная база газовой промышленности Казахстана четко указывает на необходимость найти баланс между интересами потребителей и добывающих компаний. Однако, чтобы стимулировать более широкое использование природного газа в экономике, в действующее законодательство необходимо внести ряд изменений:

- Самое важное из таких изменений касается цен на газ. Чтобы способствовать увеличению объемов сухого газа, имеющихся в наличии для поставок казахстанским потребителям, необходимо повышение цен его закупки у добывающих предприятий. Но при этом также необходимо, чтобы на рынке имелся спрос на газ, продаваемый по таким более высоким ценам. Если потребители не имеют возможности платить более высокие цены, но правительство хочет стимулировать расширение использования газа, следует разработать политику поддержки этого процесса, например, через субсидирование. Повышение цен на газ также может способствовать росту энергоэффективности и энергосбережения в экономике.

<sup>49</sup>Первоначально в качестве потенциального варианта решения этой задачи рассматривался магистральный газопровод Запад-Север-Центр, однако в настоящее время основным вариантом считается газопровод «Сарыарка», идущий в Астану через Кызылординскую область.

- Текущая низкая стоимость добычи и поставки угля делает его очень серьезным конкурентом более дорогостоящего газа. Поскольку угольная промышленность также играет чрезвычайно важную роль в экономике страны, радикальные изменения, способные нанести ущерб угольной отрасли и в то же время резко повысить цены на уголь, могут отрицательно сказаться на экономике в целом. Однако введение цены на выбросы углекислого газа может способствовать повышению конкурентоспособности газа по сравнению с углем.
- Еще одна проблема заключается в эффективном распоряжении труднореализуемыми небольшими объемами газа, который добывается на отдаленных

месторождениях, где основным продуктом является нефть. Повышение цен будет способствовать росту привлекательности добычи такого газа. При этом свою роль в данном вопросе играет также и регулирование: необходимость соблюдения строгих требований к факельному сжиганию или утилизации по сути может вынудить менее крупные добывающие компании полностью прекратить деятельность. В этой связи представляется целесообразным формулировать политику таким образом, чтобы она создавала стимулы для рационального использования попутного газа (например, путём повышения цен на газ на внутреннем рынке), а не просто наказывала за отсутствие возможности найти эффективный способ его реализации.

#### 5.4.2. Сжигание попутного газа: требуется реформа регулирования

Факельное сжигание – открытое сжигание природного газа на добывающих объектах – с давних пор применяется в мировой нефтегазовой промышленности при добыче углеводородов. В 2016 г. на тысячах газовых факелов нефтедобывающих объектов всего мира было сожжено около 149 млрд. м<sup>3</sup> природного газа.<sup>50</sup> В некоторых случаях факельное сжигание является важной мерой техники безопасности при проведении буровых работ и на газовых объектах. Это обеспечивает возможность безопасного удаления газа при возникновении неисправностей в работе оборудования, перебоев в энергоснабжении и других аварийных ситуаций или сбоев в процессе бурения или переработки, тогда когда в противном случае газ может представлять опасность для жизни и здоровья рабочих или жителей близлежащих населенных пунктов. Однако регулярное (осуществляемое на постоянной основе) сжигание природного газа, реализация которого на рынке представляется нецелесообразной ввиду отсутствия оборудования для его сбора, удаленности газопроводов и рынков сбыта, низких цен или иных факторов, приводит к нерациональному расходованию потенциально ценного ресурса, а также образованию выбросов парниковых газов и иных вредных веществ, которые могут негативно отразиться на здоровье населения

и на состоянии окружающей среды.<sup>51</sup> Добывающим компаниям в Казахстане приходится подстраиваться под изменения, вносимые в законодательство, регулирующее порядок сжигания газа на факелах, начиная с 2005 г., когда в стране был введен запрет на факельное сжигание в рамках реализации всех контрактов на недропользование, заключенных после 1 декабря 2004 г. С тех пор региональные и местные органы усилили контроль и увеличили штрафы за факельное сжигание газа. Закон «О недрах и недропользовании», принятый в 2010 г., предусматривает еще одно нововведение, вводя запрет на промышленную разработку месторождений при отсутствии программы утилизации и переработки извлекаемого газа. Приведенное в законе определение утилизации включает, в том числе, обратную закачку. Новые законодательные требования привели к существенному сокращению объемов факельного сжигания газа в Казахстане. При этом, в сравнении с другими странами, Казахстан показывает довольно неплохие результаты. Согласно данным Информационно-аналитического центра нефти и газа Республики Казахстан, в 2016 г. лишь 2,2% общего объема добычи попутного газа в стране (или чуть более 1 млрд. м<sup>3</sup> из совокупного объема добычи газа, который составил 46 млрд. м<sup>3</sup>) сжигалось

на факеле, что, безусловно, включает Казахстан в группу стран с наилучшими результатами по данному показателю.<sup>52</sup>

Тем не менее, вопрос переработки и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) в Казахстане по-прежнему остается проблематичным. Хотя часть ПНГ потребляется на «собственные нужды» самих добывающих проектов (для обратной закачки в целях поддержания пластового давления, а также для выработки тепла и электроэнергии и т.п.), из-за ограниченности рынка и низких цен коммерческой реализации часть газа все же сжигается на факеле. На ситуацию также влияет еще и то, что некоторые небольшие нефтяные месторождения находятся далеко от систем сбора газа и магистральных газопроводов, а объемы добычи на них слишком малы, чтобы оправдать прокладку газопроводов большой протяженности.

В этой связи представляется целесообразным проанализировать некоторые примеры из международного опыта регулирования факельного сжигания газа, уделяя внимание, прежде всего, США и России. В США, также, как и в Казахстане, довольно остро стоит вопрос о том, как эффективно распорядиться растущими объемами ПНГ в результате активизации добычи нефти (из нетрадиционных источников).

#### Баккеновская формация (месторождение Баккен) в США

Если говорить о США, то хорошим примером в данном случае может послужить Баккеновская формация (расположенная по большей части на западе штата Северная Дакота), где в период с 2008 г. по 2014 г. происходил активный рост добычи нефти и попутного газа в результате внедрения технологий добычи из нетрадиционных источников. С уровня менее 200 000 барр./сутки (9,9 млн. т) в 2008 г. объем добычи сырой нефти в 2014-2015 гг. достиг показателя свыше 1,2 млн. барр./сутки (59,7 млн. т), после чего незначительно снизился до уровня около 1 млн. барр./сутки (49,8 млн т) на настоящий момент. Одновременно с увеличением добычи нефти происходил устойчивый рост добычи попутного газа с уровня около 100 млн. куб. футов в сутки (1 млрд. м<sup>3</sup> в год) в 2008 г. до 1,78 млрд. куб. футов в сутки (18,4 млрд. м<sup>3</sup> в год) в мае 2017 г. Хотя это относительно небольшой объем по сравнению со многими другими газодобывающими регионами,

первоначально данный процесс сопровождался чрезвычайно высоким уровнем факельного сжигания (что типично для новых объектов добычи, при реализации которых наблюдается значительное отставание развития инфраструктуры).<sup>53</sup>

Как и в Казахстане, в США существуют нормы, ограничивающие объемы факельного сжигания компаниями, ведущими коммерческую добычу нефти на территории Баккеновской формации. Газовые факелы в нефтяной промышленности обычно используются в течение короткого периода времени в процессе бурения и заканчивания скважин. На ранних стадиях добычи объемы и качество газа обычно недостаточно высоки для реализации на рынке, и государственные нормативные акты, как правило, учитывают данное обстоятельство.<sup>54</sup> Нормы факельного сжигания в регионах, на территории которых добыча ведется уже давно – например, в штатах Техас и Вайоминг – позволяют операторам осуществлять его в течение 10 и 15 дней, соответственно, после чего требуется получение разрешения (хотя средние фактические периоды разрешенной продолжительности факельного сжигания были несколько более длительными – до 60 дней в Техасе и 6 месяцев в Вайоминге). В свою очередь, Северная Дакота до революции в области добычи из нетрадиционных источников не относилась к нефтедобывающим штатам. В этой связи Промышленная комиссия Северной Дакоты (NDIC, регулирующей орган нефтегазовой отрасли штата) разработала более гибкие нормы факельного сжигания с учетом сложностей, с которыми большинство операторов сталкиваются при подключении к системам сбора газа на территории Баккеновской формации. В соответствии с нормами, регулирующими добычу нефти и газа в штате Северная Дакота, по истечении первого года добычи на скважине со всех объемов факельного сжигания природного газа взимается налог и роялти. При этом добыча газа в течение первого года ограничивается правилами разработки месторождения, которые устанавливают лимит на объемы добычи нефти до момента подключения скважины к системе сбора газа.<sup>55</sup> По истечении первого года добычи на скважине операторы должны либо закрыть ее (установить на ней заглушку), либо подключить ее к системе сбора природного газа, либо оборудовать ее электрогенератором, потребляющим как минимум 75% газа из скважины,

<sup>50</sup>Здесь приведены расчетные показатели Всемирного банка на базе результатов, полученных с применением технологии инфракрасной спутниковой съемки Национального управления океанических и атмосферных исследований США (NOAA), используемой для измерения объемов факельного сжигания газа в рамках программы Глобального партнерства по сокращению объемов сжигания попутного газа (GGFR). Согласно этим оценкам (которые часто существенно отличаются от данных государственной статистики), лидером по объемам факельного сжигания в 2016 г. оставалась Россия с показателем 24,1 млрд. м<sup>3</sup>, за которой следовали Ирак (17,7 млрд. м<sup>3</sup>) и Иран (16,4 млрд. м<sup>3</sup>). По этим же данным, Казахстан занимает 14-е место в мире с объемом 2,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2016 г. (аналогичный показатель по данным государственной статистики составляет 1 млрд. м<sup>3</sup>), что значительно ниже уровня 2014 г. (3,9 млрд. м<sup>3</sup>).

<sup>51</sup>При полном сжигании чистого природного газа (метана или CH<sub>4</sub>) образуется только CO<sub>2</sub> и вода. Однако сжигание на факелах и в специальных камерах (топках) редко бывает полным (100%-ным). В необработанном природном газе обычно содержится смесь углеводородов и других веществ, которые могут образовывать различные химические соединения во время горения, включая такие парниковые газы как монооксид углерода (CO) и оксид азота (N<sub>2</sub>O). Тем не менее, факельное сжигание с экологической точки зрения предпочтительнее простого отвода (выброса необработанного газа в воздух без сжигания), при котором выделяются такие легко воспламеняющиеся (и, следовательно, взрывоопасные) компоненты, как пропан и бутан, а также метан, который является еще более активным парниковым газом, чем CO<sub>2</sub>.

<sup>52</sup> При этом показатели различных предприятий в существенной мере варьировались: от 2% и ниже на двух из трех мега-проектов (Тенгиз и Карачаганак) до более чем 50% у ряда менее крупных добывающих компаний.

<sup>53</sup>По оценкам Всемирного банка, в 2016 г. США занимали шестое место в мире по объемам факельного сжигания газа (8,9 млрд. CO<sub>2</sub>). Следует отметить, что этот показатель значительно ниже, чем в 2015 г. (11,8 млрд. CO<sub>2</sub>).

<sup>54</sup>В США добыча нефти и газа в основном регулируется нормами отдельных штатов, за исключением случаев, когда она ведется на федеральных землях или землях племенных общин.

<sup>55</sup>Обычно в течение первых 60 дней на скважинах разрешается добыча на уровне максимальной продуктивности, что для скважин Баккеновской формации в среднем составляет около 360 барр./сутки. По истечении этого периода нормы ограничивают добычу уровнем 200 барр./сутки в течение следующих 60 дней, а затем уровнем 150 барр./сутки в течение еще 60 дней, после чего до момента подключения к системе сбора газа действует ограничение на уровне 100 барр./сутки. NDIC может освободить от необходимости соблюдения таких ограничительных норм (на срок от шести до девяти месяцев), если реализация газа на рынке является нерентабельной.

либо прибегнуть к иному допустимому способу, позволяющему снизить объемы факельного сжигания. При этом применяется гибкий подход к обеспечению соблюдения этих норм, что позволяет наращивать нетрадиционную добычу сланцевой нефти на территории Баккенской формации в рамках короткого цикла намного быстрее, чем может осуществляться ввод в действие мощностей для попутного газа.<sup>56</sup>

На протяжении нескольких лет наблюдалась нехватка существующей инфраструктуры сбора, переработки и транспортировки газа: объем факельного сжигания газа в штате Северная Дакота в период с 2008 г. по 2012 г. вырос более чем на 200% до уровня 228 млн. куб. футов в день (2,4 млрд. м<sup>3</sup> в год), что привело к финансовым потерям в размере 560 млн. долл. и к выбросам парниковых газов (7-9 млн. т CO<sub>2</sub> в эквиваленте) в объеме, сопоставимом с большой угольной электростанцией. Уровни факельного сжигания на месторождении также были относительно высокими (32% всего объема добычи газа в 2012 г. и 36% по состоянию на январь 2014 г.).<sup>57</sup>

Такая ситуация, прежде всего, объясняется более высоким уровнем технологических требований и сложности при организации переработки газа по сравнению с добычей нефти – то есть, «первую нефть», как правило, удается получить задолго до обеспечения возможности переработки извлекаемого с ней газа. Нефтяная инфраструктура, как правило, состоит из сепараторов, хранилищ и объектов отгрузки, тогда как попутный газ требует обезвоживания и очистки для удаления загрязняющих веществ, сжигания и переработки для получения газа, пригодного для поставки по газопроводу на рынки конечного потребления. «Сухой» или остаточный газ (метан) после переработки поставляется конечным потребителям почти исключительно по газопроводу. Газоконденсатные жидкости (жидкие фракции природного газа – такие как этан, пропан, бутан и природный бензин), выделенные из сухого газа во время переработки, требуют дополнительного восстановления, а также специальных объектов хранения и средств транспортировки для реализации на рынках.

Помимо прочего, время увеличения объемов поступления газа с месторождения Баккен было

неудачным, поскольку оно совпало с периодом чрезвычайно низких цен на газ. Тогда как в период с 2001 г. по 2007 г. среднегодовая цена газа на узле Henry Hub (Генри-Хаб) составляла 5,91 долл./млн. БТЕ (при минимальном показателе на уровне 3,34 долл. в 2002 г. и максимальном показателе на уровне 8,80 долл. в 2005 г.), с 2007 г. на рынке природного газа начала складываться ситуация перенасыщения и цена упала до 2,75 долл. в 2012 г. С тех пор она выросла лишь незначительно. Столкнувшись с проблемой начального разрыва между добычей попутного газа и наличием необходимой инфраструктуры сбора, переработки и транспортировки, Промышленная комиссия Северной Дакоты ввела режим поэтапного сокращения объемов факельного сжигания. Он предполагал постепенное снижение доли сжигания от общего объема добычи, позволяя компаниям, осуществляющим разработку месторождений нефти и газа (операторам), а также независимым компаниям сферы хранения и транспортировки, поэтапно принимать инвестиционные решения в отношении сбора газа. У операторов появилась возможность рассматривать вопрос о целесообразности извлечения и продажи попутного газа «по ходу дела» (уже после принятия решения о бурении), исходя из прибыли, ожидаемой только от добычи нефти. Если затраты на строительство газосборной трубы сами по себе оказываются неоправданными – то есть, превышают сумму поступающих доходов и приемлемого уровня прибыли от продажи газа – оператор обычно имеет право сослаться на «нерентабельность» и продолжать сжигать попутный газ на факеле, а в некоторых случаях даже избежать уплаты налогов на его объемы. В апреле 2014 г. Комиссия впервые установила целевые процентные показатели предельно допустимой доли факельного сжигания природного газа: 22% от общего объема добычи до января 2016 г. включительно, а затем 15% до 2021 г. включительно. Однако в сентябре 2015 г. они были пересмотрены с продлением сроков соблюдения: 22% до 1-го квартала 2016 г. включительно, 20% во 2-м и 3-м кварталах 2016 г., 15% с ноября 2016 г. по октябрь 2018 г. включительно, 12% с ноября 2018 г. по октябрь 2020 г. включительно и, наконец, 9%, начиная с ноября 2020 г.

Такой гибкий и расширенный режим действия нормативов регулировался с учетом осведомленности Комиссии о состоянии строительства газоперерабатывающей и газотранспортной инфраструктуры в штате. 1 июля 2013 г. вступил в силу новый законодательный акт – в форме [внесенного в палату представителей] законопроекта № 1134 Северной Дакоты (НВ 1134) – в основу которого легли, прежде всего, стимулы к сокращению факельного сжигания, а не меры взыскания. Законопроект НВ 1134, делает основной упор не на введение ограничений на сжигание, которые жестко привязывают экономику факельного сжигания к добыче нефти (как это происходило в других штатах), а обеспечивает налоговые стимулы для строительства инфраструктуры сбора и переработки газа и систем утилизации газа на устье скважины. Хотя для того, чтобы такие стимулы в полной мере реализовались в инвестициях компаний сферы разведки, добычи, хранения и транспортировки, потребуется время, на настоящий момент «критическая масса», судя по всему, уже накопилась. По данным Управления по информации в области энергетики США (EIA), к началу 2014 г. темпы расширения инфраструктуры переработки природного газа вышли на один уровень с ростом его добычи на территории Баккенской формации, а в следующем году мощности по переработке газа сравнялись с показателем совокупной валовой добычи газа. В результате доля факельного сжигания начала быстро падать – до 21% в 2015 г. и до 10% к марту 2016 г. – что по срокам существенно опережает пересмотренные целевые показатели. Тем не менее, возможность дальнейшего продвижения сокращения факельного сжигания текущими темпами находится под вопросом, поскольку спотовая цена на газ в США сейчас настолько низкая, что стимулов для дальнейшей монетизации газа Баккенской формации и других месторождений становится значительно меньше. Опубликованные EIA спотовые цены на природный газ в узле Henry Hub по состоянию на 17 мая 2017 г. составляли 3,16 долл. за миллион БТЕ, а на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX) – 3,19 долл. На основании этого можно предположить, что более разумным подходом для месторождения Баккен в краткосрочной перспективе являются не коммерческие продажи на рынке, а максимизация использования газа на промысле – в частности, для выработки электроэнергии и тепла.

### Россия

Россия также стремится сократить сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ). В период с 2000 г. по 2013 г. валовая добыча ПНГ в России (включая объемы факельного сжигания) выросла более чем вдвое – с 35,6 млрд. CO<sub>2</sub> до 74,6 млрд. CO<sub>2</sub>. Этот рост произошел на фоне увеличения

добычи нефти в России на 62% за тот же период: с 323,6 млн. т до 523,3 млн. т. Факельное сжигание неизменно оставалось серьезной проблемой, составляя до 25% показателя валовой добычи ПНГ в течение вышеуказанного периода – в основном из-за постоянного освоения в России новых месторождений в таких «первопроходческих» регионах, как Восточная Сибирь, а также на территориях Красноярского края и Ямала, расположенных далеко от существующей газовой инфраструктуры и отличающихся особенно высоким уровнем содержания попутного газа в нефти. По данным Национального управления океанических и атмосферных исследований США и Глобального партнерства по сокращению объемов сжигания попутного газа (см. выше – примечание 50), в последние несколько лет Россия занимала первое место в мире по абсолютному показателю объемов факельного сжигания (более 20 млрд. м<sup>3</sup> в год).

Политические лидеры России, осознавая экономические потери от нерационального расходования ресурса (которые в 2007 г. оценивались уже в 13 млрд. долл. в год) и серьезность вреда выбросов парниковых газов для окружающей среды, в 2009 г. ввели новые жесткие меры в целях быстрого повышения объемов использования (утилизации) газа для всех компаний до показателя 95% к 2012 г.<sup>58</sup> Как и в Северной Дакоте, административные механизмы, направленные на сокращение объемов факельного сжигания, сочетают в себе меры поощрения и взыскания. К мерам взыскания относятся высокие штрафы за превышение предельно допустимого уровня объемов сжигания и отсутствие приборов учета. В дополнение к ним действуют недавно введенные стимулы, включая первоочередное место, отводимое добываемому нефтяными компаниями попутному газу в продажах на внутреннем рынке, а также приоритетный прием в систему газопроводов полученного сухого газа. Помимо целенаправленных мер, сокращению объемов факельного сжигания также способствовало снижение темпов реализации новых нефтяных проектов в восточных и северных приграничных регионах России (где отсутствует инфраструктура извлечения и переработки) в условиях недавнего снижения цен на нефть, что дает отрасли шанс преодолеть имеющийся разрыв и вывести необходимую инфраструктуру сбора и переработки ПНГ для его утилизации на один уровень с нефтедобывающими мощностями.

Показательным примером в данном случае может послужить реализация программы утилизации газа на Ванкорском нефтяном месторождении в Красноярском крае компании «Роснефть», которая до недавнего времени являлась крупнейшим единственным источником факельного сжигания ПНГ

<sup>56</sup> По истечении одного года, операторы, которые уже не могут продлить период факельного сжигания путем получения освобождения от соблюдения ограничительных норм, могут подать в NDIC заявление на освобождение от уплаты налога в связи с нерентабельностью, что освободит их от уплаты налога или роялти на объемы факельного сжигания газа, если его реализация на рынке является экономически неоправданной.

<sup>57</sup> По имеющимся оценкам, в 2014 г. объемы факельного сжигания на месторождении Баккен составили более половины совокупного объема сжигания газа на факеле в США в целом (11,3 млрд. м<sup>3</sup>). Опыт освоения Баккенской формации чем-то напоминает интенсивное стремление СССР наладить добычу нефти в Западной Сибири. Разрыв между началом освоения крупных месторождений Западной Сибири и вводом в эксплуатацию первого ГПЗ для использования попутного газа в 1975 г. составил почти 10 лет. И даже к 1980 г. утилизировалась только половина попутного газа, добываемого в Западной Сибири (см. Джон Вебб, Сергей Махновский и Мэттью Сейгерс «Российские нефтяные компании активизировали меры, направленные на извлечение прибыли из растущих объемов добычи природного газа», IHS Markit, Индивидуальный отчет по энергетике России и стран Каспийского региона, 2007 г., стр. 15 [John C. Webb, Sergej Mahnovski, and Matthew J. Sagers, Russian Oil Companies Widen Efforts to Extract Value from Growing Natural Gas Stream, IHS Markit/Russian and Caspian Energy, Private Report, 2007, p. 15]).

<sup>58</sup> Согласно прогнозам IHS Markit, Россия выйдет на этот целевой показатель к 2019 году. См. Виталий Ермаков, «Насколько достижимо решение проблемы факельного сжигания попутного газа в России?», Аналитический обзор IHS Markit, 6 февраля 2015 г. [Vitaly Yermakov, Is a Solution to Russia's Petroleum Gas Flaring within Reach? IHS Markit Insight, 6 February 2015].

в России. Начиная с апреля 2014 г., объемы газа с Ванкорского месторождения (свыше тех, которые можно экономически рационально использовать для выработки электроэнергии и повторной закачки непосредственно на объектах) поступали в магистральную сеть компании «Газпром» по газопроводу, обеспечивающему сообщение с газовым месторождением ЛУКОЙЛ(Находкинское), которое в свою очередь соединяется с магистральной сетью газопроводов в Ямбурге. Роснефть и ЛУКОЙЛ заключили соглашение сроком на 30 лет, согласно условиям которого Роснефть должна в общей сложности поставить 94 млрд. CO<sub>2</sub> (сухого обезвоженного) газа с Ванкорского месторождения к точке входа Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в Ямбурге.

Один этот проект сам по себе является основной причиной заметного увеличения использования/утилизации ПНГ в 2014 г. по России в целом (с 79% в 2013 г. до 87% в ноябре 2014 г.). Новые проекты, завершение которых намечено на 2015-2016 гг., должны вывести утилизацию ПНГ на более высокий уровень – еще ближе к поставленной цели.<sup>59</sup> Если говорить об интенсивности факельного сжигания (отношение объема сжигаемого газа в кубометрах на баррель добытой нефти), Россия находится на одном уровне с Казахстаном среди стран мира с наиболее благоприятными показателями.

#### Глобальное сокращение объемов факельного сжигания газа: государственно-частное партнерство

Если говорить о мировом опыте в более широкой перспективе, то международные усилия, направленные на решение проблемы факельного сжигания, координируются в рамках Глобального государственно-частного партнерства по сокращению объемов сжигания попутного газа (GGFR), основанного на Всемирной встрече на высшем уровне по устойчивому развитию, которая состоялась в Йоханнесбурге в августе 2002 г. Важную роль в Глобальном партнерстве играет Всемирный банк. Он объявил инициативу «За полное прекращение практики сжигания попутного газа к 2030 году», которая помогает согласовать действия правительств, нефтяных компаний и институтов развития всех стран мира,

заинтересованных в прекращении регулярного факельного сжигания газа на существующих нефтяных месторождениях к 2030 г. Руководство стран и компаний, присоединившихся к данной инициативе, будет ежегодно публиковать данные о своих объемах сжигания и прогрессе на пути к сокращению выбросов. В настоящее время участниками Партнерства являются 18 стран и регионов (включая Казахстан, США и Ханты-Мансийский автономный округ – крупнейший нефтедобывающий регион России), а также 13 крупных нефтяных компаний.

Два из основных направлений деятельности GGFR – спутниковые наблюдения (космическая съемка) в целях глобального мониторинга факельного сжигания и исследования в области технологий утилизации попутного газа. В настоящем Докладе мы остановимся на втором из вышеуказанных направлений, чтобы выявить подходы, в отношении которых целесообразно применение нормативных стимулов.

В одном из первых аналитических исследований GGFR,<sup>60</sup> основанном на изучении ситуации в Чаде и Эквадоре, рассматривалась целесообразность четырех вариантов утилизации попутного газа, позволяющих отказаться от его сжигания на факеле: (1) производство электроэнергии на нефтяном месторождении для передачи в существующую энергосистему (средний масштаб); (2) производство электроэнергии на нефтяном месторождении для снабжения электроэнергией неэлектрифицированной сельской местности (малый масштаб); (3) поставка газа по газопроводу более крупным потребителям, таким как ТЭЦ и промышленные предприятия (средний масштаб);<sup>61</sup> а также (4) производство сжиженного углеводородного газа (СУГ) отдельно или в сочетании с другими вариантами использования (малый масштаб). Следует отметить, что один из вариантов, который не рассматривался – производство электроэнергии для собственных нужд добывающих предприятий непосредственно на месторождении – уже фактически признан экономически эффективным, хотя и с некоторыми ограничениями. Однако потребление на собственные нужды, как правило, составляет только около трети от всей электроэнергии,

которую можно произвести из объемов добываемого на месторождениях ПНГ.

Результаты исследования в целом показали, что поставка электроэнергии от генерирующих установок, расположенных на нефтяном месторождении, а также поставки газа по трубопроводу в распределительный пункт для использования в качестве замены других видов топлива при производстве электроэнергии и на местных промышленных предприятиях, являются приемлемыми (рентабельными) вариантами конечного использования (не требующими субсидирования) при следующих условиях:

- Близость рынков (для нефтяного месторождения среднего масштаба рентабельной является поставка газа или электроэнергии на рынок на расстояние примерно до 500 км; для менее крупных месторождений данное расстояние может сократиться примерно до 50 км в зависимости от прочих параметров)
- Достаточность объемов газа (расчеты при моделировании показали, что использование газа целесообразно, если объемы его добычи на нефтяном месторождении составляют более 2 500 - 5 000 CO<sub>2</sub> в сутки) и высокая стоимость замещаемого им топлива (например, импортное дизельное топливо с транспортировкой на значительные расстояния)
- Отсутствие искажения цен в результате выделения государственных субсидий на топливо.

Исследование также показало, что с экономической точки зрения отсутствует существенная разница между (а) транспортировкой газа по

трубопроводам промышленным потребителям или на действующие электростанции и (б) выработкой электроэнергии на месторождении с последующей ее передачей по линиям электропередач в распределительный центр.

Вскоре после этого компания PFC Energy выполнила аналогичное исследование для GGFR и Всемирного банка, проанализировав экономическую целесообразность различных вариантов утилизации попутного газа в России, результаты которого в целом совпадают с результатами исследования GGFR,<sup>62</sup> а именно:

- Для небольших месторождений с объемами факельного сжигания не более 0,1 млрд. CO<sub>2</sub> в год наиболее экономически оправданным вариантом является распределенная (местная) выработка электроэнергии (другие варианты для небольших месторождений рассматриваются в текстовой вставке «Новые технологии утилизации газа для малых добывающих проектов»)
- Для средних месторождений с объемами факельного сжигания 0,1-0,5 млрд. CO<sub>2</sub> в год наиболее экономически оправданным вариантом является переработка газа с последующей поставкой сухого газа через систему газопроводов компании «Газпром» при условии, что цены поступающего газа (на ГПЗ) составляют не менее 35 долл./тыс. CO<sub>2</sub>.
- Для крупных месторождений с объемами факельного сжигания более 0,5 млрд. CO<sub>2</sub> в год наиболее экономически оправданным вариантом является выработка электроэнергии на парогазовой установке и реализация электроэнергии в сеть.

#### Новые технологии утилизации газа для малых добывающих проектов

Одним из основных проблемных моментов при решении задач увеличения объемов утилизации природного газа (и сокращения факельного сжигания) вблизи объектов добычи является масштаб или, скорее, стоимость инфраструктуры на месторождениях с относительно небольшим объемом добычи из нескольких расстояний друг от друга. Например, на территории Баккенской формации экономическая целесообразность сбора и поставки попутного газа с месторождения

в центральный пункт, а затем на ГПЗ, зависит от соотношения между затратами (связанными, в том числе, с расстояниями) и доходами, поступающими от реализации газа после его обезвоживания, подготовки и переработки. Обширная площадь территории Баккенской формации и низкий выход газа в расчете на квадратную милю означают высокие расходы на транспортировку по газопроводу и, соответственно, намного более высокую удельную себестоимость сбора газа. Ряд примеров из практики работы на месторождении Баккен показывают, что

<sup>59</sup>Основными видами утилизации ПНГ в России в 2013 г. являлись: (1) поставки на ГПЗ для производства сухого газа, пригодного для поставки по газопроводу, с дальнейшей подачей в национальную газопроводную систему компании «Газпром» (Единая система газоснабжения (ЕСГ)) (46%); (2) факельное сжигание (21%); (3) поставки на дожимные компрессорные станции (это также необходимо при использовании ПНГ для повторной закачки, что само по себе является еще одним способом утилизации газа, или для дальнейшего перемещения по газопроводу, поскольку ПНГ, как правило, является газом низкого давления) (17%); (4) использование на собственные нужды добывающих объектов для выработки электроэнергии и тепла (6%); (5) использование местными потребителями, включая электростанции и коммунальные предприятия (6%); а также (6) прямая подача (поставки) в магистральные газопроводы ЕСГ (4%).

<sup>60</sup>GGFR/Группа Всемирного банка «Стратегии утилизации сжигаемого газа: возможности для мелкомасштабного использования газа», Вашингтон, округ Колумбия: МБПП/Всемирный банк, Отчет № 5, май 2004 г. [GGFR/World Bank Group, Flared Gas Utilization Strategy: Opportunities for Small-Scale Uses of Gas, Washington, DC: IBRD/World Bank, Report No. 5, May 2004.]

<sup>61</sup>В докладе отмечается, что данное решение представляется наиболее целесообразным для регионов с холодным климатом «таких как Сибирь, Казахстан и Северный Китай, где попутный газ может заменить нефть на теплоцентралях».

<sup>62</sup>PFC Energy «Утилизация попутного газа в России», 10 декабря 2007 г., стр. 39 [PFC Energy, Using Russia's Associated Gas, 10 December 2007, p. 39].

довольно сложно обеспечить (обосновать) экономическую целесообразность инфраструктуры сбора газа или выработки электроэнергии для утилизации попутного газа, поступающего из широко рассеянных скважин с небольшими объемами добычи. Данная технологическая проблема в настоящее время находит свое решение в Северной Америке путем монтажа небольших модульных установок, которые производят либо электроэнергию (микротурбины), либо жидкое топливо («мини-GTL») из газа.

Например, в провинции Альберта (на западе Канады) в конце 1990-х годов на рынке появились микротурбины с небольшим количеством движущихся частей, простым техобслуживанием и возможностью использовать в качестве топлива газ низкого качества, включая некоторые высокосернистые газы. Вырабатываемая на них электроэнергия используется для промышленных операций (таких как перекачка, компримирование или обработка газа) или реализуется в региональную сеть. При комбинированной выработке микротурбины также производят пар для промышленных операций или обеспечения деятельности на близлежащих территориях (сушка зерна или отопление теплиц). Одним из стимулов, способствующих увеличению объемов утилизации газа в провинции Альберта, стала (введенная в 1999 г.) отмена роялти на природный газ, используемый для производства электроэнергии или пара вместо его сжигания на факеле.

Еще одним новым направлением является производство синтетической нефти или нефтепродуктов из попутного газа, в частности, ультрачистого дизельного топлива, жидкого топлива на основе газа (технология GTL) или метанола. Технология GTL давно применяется на ряде крупномасштабных заводов по всему миру (таких как Shell Pearl или Sasol). Для данной технологии, в основе которой 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 мини-GTL – модульные установки с небольшим потреблением газа (например, всего 5 млн. м<sup>3</sup> в год) и возможностью использовать широкий диапазон состава

газа. Такие установки также помогают решать проблему реализации, благодаря возможности доставки конечного продукта (в частности, дизельного топлива) напрямую потребителям грузовым автотранспортом. В зависимости от характеристик исходного сырья и с использованием определенных катализаторов, помимо дизельного топлива, технология мини-GTL также позволяет производить различные побочные продукты, такие как парафины, тяжелые фракции нефтепродуктов и т. д.

Результаты исследований, ранее выполненных АО «Казахский институт нефти и газа» (КИНГ), показывают (на базе анализа Кумкольской группы месторождений в Кызылординской области), что при существующем на тот момент уровне капиталовложений и эксплуатационных затрат было бы возможно обеспечить приемлемые сроки окупаемости (3-4 года) в основном за счет низкой стоимости приобретения ПНГ на месторождении.<sup>63</sup> Однако потенциальная проблема при этом состоит в необходимости удерживать цены закупки ПНГ на низком уровне после инвестирования в мини-GTL, чтобы обеспечить рентабельность такого производства, и на практике это может вылиться в отсутствие стимулов для извлечения (улавливания) ПНГ в долгосрочной перспективе.

Микротурбины (мощность которых варьируется от 30 кВт до 30 МВт) и мини-GTL включены в ряд быстро развивающихся технологий утилизации получаемого на месторождении ПНГ, подробное описание которых приводится в отчете GGFR за 2017 год, где содержится перечень «передовых» коммерческих механизмов сокращения факельного сжигания на месторождениях с небольшими объемами ПНГ, установка крупномасштабной инфраструктуры переработки газа на которых неоправданна.<sup>64</sup> Помимо микротурбин и мини-GTL, перечисленные в вышеупомянутом отчете конкретные продукты включают: (1) масштабируемые и модульные установки извлечения и обработки газа (обеспечивающие его обезвоживание, компримирование, охлаждение и подготовку), которые позволяют получить сырье для производства синтез-газа, СПГ и жидких фракций природного газа; (2) блоки подготовки топлива, позволяющие сделать факельный газ пригодным для использования в турбинах

или двигателях; а также (3) технологии малотоннажного производства КПП и СПГ, обеспечивающие компримирование или сжижение попутного газа для увеличения его энергетической плотности, что позволяет

поставлять его грузовым автотранспортом на электростанции, а также промышленным и бытовым потребителям газа, в регионы, где нет газопровода или его строительство нерентабельно, либо использовать в качестве топлива для автотранспортных средств.<sup>65</sup>

### Выводы

С нашей точки зрения, эффективная деятельность Казахстана по сокращению объемов факельного сжигания газа получит дополнительные преимущества в результате применения новейших передовых технологий, которые обеспечивают широкий спектр потенциальных вариантов утилизации газа даже в рамках мелкомасштабных добывающих проектов. Варианты стратегического подхода к совершенствованию политики в данном направлении можно рассмотреть, основываясь на примере успешной (в итоге – хоть и с опозданием) реализации гибкой поэтапной программы сокращения факельного сжигания на быстро осваиваемом месторождении Баккен в Северной Америке, а также на примере политики России, предполагающей сочетание мер поощрения и взыскания в целях обеспечения стимулов к уменьшению объемов сжигания попутного газа на факеле. При этом для малых добывающих предприятий, которые располагают ограниченным капиталом или ведут деятельность на небольших месторождениях, удаленных от газовой инфраструктуры и рынков,

целесообразно рассмотреть более гибкий подход – отличный от текущих суровых мер взыскания, применяемых при несоблюдении целевых показателей объемов факельного сжигания. В отношении таких предприятий, вынужденных прибегать к сжиганию ввиду «особо жестких» условий ведения деятельности, рекомендуется найти сочетание мер взыскания и поощрения, способствующее уменьшению ими объемов сжигания газа на факеле. В качестве мер, альтернативных применению штрафов, налогов и роялти (либо используемых наряду с ними), можно, в частности порекомендовать, предоставление льгот определенным добывающим предприятиям, введение требований по повышению технической эффективности факельного сжигания для получивших льготы предприятий, а также выработку программы финансовых стимулов для оказания содействия малым предприятиям во внедрении новых модульных и масштабируемых технологий утилизации газа в небольших объемах (более конкретные рекомендации приводятся ниже в Разделе 5.4.3).

### 5.4.3. Рекомендации по целям развития и регулированию

- В целях повышения эффективности анализа газового баланса Республики Казахстан, в том числе на перспективу (определение будущих потребностей), необходимо изменить систему статистической отчетности, приведя данные о производстве (добыче) и потреблении в соответствии с международными стандартами и общепринятой в мире практикой. Под этим, в частности, подразумевается публикация на регулярной основе единообразных (сопоставимых) данных по добыче газа за прошедшие периоды, исключая объемы обратной закачки, но включая все полезные объемы, в том числе используемые на собственные нужды добывающих предприятий.

Данные по экспорту должны в первую очередь отражать фактические физические объемы, а не просто показатели таможенной отчетности.

- Газификацию экономики страны следует продолжать в целом в соответствии с курсом, реализуемым в настоящее время, особенно в регионах, газоснабжение которых осуществляется по действующим магистральным трубопроводам.

- Для того чтобы стимулировать поставки газа на внутренний рынок добывающими предприятиями, цены закупки у них газа должны быть достаточно высокими, чтобы полностью покрывать затраты на добычу, переработку и поставку природного газа

<sup>63</sup>Подробнее см. НЭД 2015, стр. 218-219 [в английской версии стр. 188-189].

<sup>64</sup>GGFR «Обзор технологий GGFR: использование попутного газа в малых объемах», апрель 2017 г. [GGFR, GGFR Technology Overview: Utilization of Small-Scale Associated Gas, April 2017.]

<sup>65</sup>К этой категории относится модульная технология «CNG In a Box» («КПП в коробке») компании General Electric, которая позволяет быстро наращивать сеть заправочных станций КПП.

потребителям. Повышение цен для конечных потребителей будет способствовать более эффективному использованию ими природного газа, а также согласуется с целью приведения цен в Казахстане в соответствие с ценами в России в процессе продвижения к формированию открытого экономического пространства в рамках Евразийского экономического союза. На первых этапах, возможно, окажется необходимой та или иная форма государственной поддержки для высоких цен на газ, учитывая конкуренцию в электроэнергетике со стороны гораздо более дешевого казахстанского угля.

- Учитывая цель создания к 2025 г. общего рынка газа в ЕАЭС и текущих особенностей формирования цен на газ в России (гармонизацию цен), цены на западе Казахстана необходимо установить на уровне, близком к сложившемуся в российских газодобывающих регионах (например, в Ямало-Ненецком автономном округе), а не в пограничных с Казахстаном газопотребляющих регионах (Саратовская область). Это поможет обеспечить конкурентоспособность казахстанского газа в условиях общего экономического пространства.
- Поскольку транспортный сектор не включен в систему торговли квотами на выбросы в Казахстане, руководству страны важно обеспечить решение проблемы выбросов в данной сфере за счет применения различных мер, направленных на поддержание спроса на газомоторное топливо на транспорте, таких как налоговые льготы или дифференцированные ставки акцизов для автомобилей, использующих альтернативные виды топлива. Аналогичным образом, путем расширения списка секторов, имеющих право на получение финансирования от Фонда развития предпринимательства Казахстана (ДАМУ) – организации, предназначенной для поддержки малого бизнеса и предпринимателей – можно предоставить частным владельцам обычных АЗС право на субсидируемые кредиты, позволяющие им переоборудовать станции с обеспечением возможности заправки СПГ/ КПП и СУГ.
- Учитывая, что в настоящее время в Казахстане потребляется лишь ограниченное количество производимого в стране СУГ (и примерно три четверти экспортируется), а на экспортных рынках продолжает складываться ситуация перенасыщения, при разработке политики следует рассмотреть дополнительные экономически целесообразные варианты увеличения потребления СУГ. Помимо

расширения использования в транспортном секторе, можно прибегнуть к таким мерам как расширение охвата поставками СУГ потребителей жилищно-коммерческого сектора в регионах, куда не осуществляются поставки по газопроводу, а также развитие нефтегазохимической промышленности с использованием СУГ в качестве сырья.

- Для малых добывающих предприятий, которые располагают ограниченным капиталом или ведут деятельность на небольших месторождениях, удаленных от газовой инфраструктуры и рынков, целесообразно рассмотреть более гибкий подход – отличный от текущих суровых мер взыскания, применяемых при несоблюдении целевых показателей объемов факельного сжигания. При этом не следует исключать возможности освобождения определенных добывающих компаний от уплаты штрафов, налогов и/или роялти за факельное сжигание природного газа, особенно при отсутствии иных экономически целесообразных вариантов утилизации относительно небольших объемов газа.
- В случае предоставления таких льгот в отношении факельного сжигания, от добывающих предприятий необходимо требовать принятия мер, направленных на существенное повышение технической эффективности сжигания газа на факеле, включая усовершенствование конструкции наконечника горелки, контроль теплоты сгорания сжигаемого газа для поддержания стабильного горения и более частое опорожнение факельных (газожидкостных) сепараторов.
- Принимая во внимание широкую коммерческую доступность новых модульных и масштабируемых технологий утилизации небольших объемов газа, руководство страны – через ДАМУ или иные организации – могло бы предоставлять финансирование с низкой процентной ставкой, страховые гарантии или кредитную поддержку малым добывающим предприятиям, желающим внедрить у себя такие технологии. Подобные меры, применяемые в других странах мира, включают освобождение от уплаты роялти на природный газ, используемый для выработки электроэнергии в небольших объемах (как в канадской провинции Альберта) или для производства жидких углеводородов, предоставление налоговых льгот при строительстве инфраструктуры сбора и переработки газа и систем утилизации газа на устье скважины (штат Северная Дакота), а также прием ПНГ в

газопроводную сеть в приоритетном порядке (Россия). Дополнительные преимущества могут включать отмену пошлин на импорт оборудования, применяемого в данной области. Правительству следует по возможности задействовать существующие организации для реализации таких инициатив вместо создания новых органов.

- В целях обеспечения производственной безопасности рекомендуется рассмотреть вопрос об увеличении разрешенного объема технологически неизбежного сжигания газа при установившемся (стационарном) режиме работы с нынешнего уровня (0,5%) как

минимум до 1-2% – базисной отметки, принятой в международной отраслевой практике.

- Министерству энергетики следует вновь активизировать специальную рабочую группу для изучения вопроса использования попутного нефтяного газа (как крупными, так и малыми производителями) для более четкого формулирования целевых регулятивных стимулов и ухода от выборочных штрафов и налоговых санкций. Вопрос утилизации попутного газа продолжает беспокоить как отечественных производителей, так и внешних инвесторов, и требует дальнейшего внимания.

<sup>66</sup>Например, в штате Луизиана в США действует льгота по подоходному налогу в размере 36% стоимости переоборудования транспортного средства под использование альтернативных видов топлива. Налогоплательщики также могут получить налоговую льготу в размере 7,2% стоимости нового автомобиля (до 1 500 долларов). В штате Юта действуют налоговые льготы в размере от 15 000 до 25 000 долл. (в зависимости от года) на покупку новых транспортных средств с двигателем на природном газе, электричестве или водороде.



## 6. УГОЛЬ

- 6.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 6.2. ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ - НОВЫЕ ДАННЫЕ
- 6.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ
- 6.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЗАХСТАНЕ

## 6. УГОЛЬ

### 6.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

Ситуация в угольной промышленности Казахстана не предполагает роста – она требует грамотного управления постепенным спадом.

- В 2016 г. в Казахстане четвертый год подряд наблюдалось сокращение добычи и потребления угля на фоне слабого роста экономики страны и ограниченных перспектив расширения экспорта. Однако при этом Казахстан остается крупным угледобывающим государством, и уголь продолжает играть важную роль в его энергетике (в 2016 г. доля угля в объеме потребления первичных энергоресурсов составила 55%, а в производстве электроэнергии – 66%).
- Ситуация на мировом рынке в краткосрочной перспективе представляется несколько более благоприятной, чем на протяжении последних нескольких лет – главным образом, в связи с событиями в Китае, где меры по сокращению добычи внутри страны привели к внезапному росту спроса на импорт в начале 2016 г. и резкому скачку мировых цен на уголь. Однако будущее мирового спроса все же остается в значительной мере неопределенным, ввиду чего большинство добывающих компаний не спешат расширять свои мощности.
- Хотя ожидается, что объем видимого потребления угля в Казахстане будет медленно снижаться по сравнению с текущим уровнем и к 2040 г. упадет до отметки менее 70 млн. т (по сравнению с более 80 млн. т в 2014 г.), доля спроса на уголь в электроэнергетике от общего объема спроса, согласно прогнозам, останется относительно стабильной, сохраняясь на уровне около 60% (в единицах условного топлива).
- Относительно новым направлением развития угольной отрасли является добыча

метана угольных пластов (МУП), включая дегазацию угольных пластов при подготовке к добыче угля. Добыча МУП в Карагандинском угольном бассейне в небольших масштабах является одним из рассматриваемых вариантов организации поставок газа для отдельных областей применения в местной региональной промышленности (на шахтах и для нужд генерации с применением котлоагрегатов), однако более широкое использование МУП для газоснабжения более отдаленных территорий (например, г. Астаны) представляется маловероятным. На данный момент одним из существенно важных действий для развития добычи МУП является установление требований по дегазации угольных пластов (Кодекс о недрах), при одновременном установлении требований по ограничению эмиссии метана от недропользователей.

- Внедрение так называемых «альтернативных» угольных технологий, таких как CTG и CTL (производство газа и жидкого топлива из угля), сталкивается с рядом проблем в связи со снижением цен на конкурирующие виды топлива (нефть и природный газ), а также с обязательствами по сокращению выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению по климату. Тем не менее, некоторые участники отрасли в настоящее время видят в соглашении по климату хорошую возможность подвести под передовые угольные технологии, такие как улавливание и хранение углекислого газа (CCS), политическую основу, аналогичную существующей для поддержки возобновляемых источников энергии и повышения энергоэффективности (данный вопрос более подробно рассматривается в Главе 9).

### 6.2. ТЕКУЩАЯ СИТУАЦИЯ В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ - НОВЫЕ ДАННЫЕ

В настоящее время Казахстан, по всей видимости, оказался на перепутье в том, что касается стратегии развития угольной промышленности. Являвшись в прошлом крупнейшим центром добычи и потребления (а также крупнейшим экспортером) угля среди бывших советских республик Средней Азии, страна и по сей день располагает солидным объемом запасов и добывающих мощностей, которые потенциально позволяют обеспечить значительно более высокие объемы добычи, чем в последние годы. Однако в тенденциях внутреннего потребления (которое в значительной степени обусловлено объемами выработки электроэнергии) после 2012 г. наметилась отрицательная динамика вследствие слабого экономического роста в результате снижения цен на нефть в середине 2014 года.<sup>1</sup> Помимо

этого, на экспорте отрицательно сказываются специфические свойства казахстанского угля, большая протяженность сухопутных маршрутов при транзите на экспортные рынки, проводимая соседними странами (такими как Россия или Китай) политика энергетической независимости или снижения зависимости от импорта угля, меры по увеличению объемов выработки электроэнергии с использованием низкоуглеродных источников, а также растущая неопределенность по поводу ситуации на мировом рынке (см. текстовую вставку, посвященную конъюнктуре цен на мировом рынке в 2016-2017 гг.). Вопрос наиболее эффективного использования имеющихся в Казахстане богатых запасов угля с максимальной пользой для экономики страны остается непростым.

#### Конъюнктура цен на мировом рынке в 2016-2017 гг.

В начале 2016 г., после длительного периода, в течение которого предложение сохранялось на высоком уровне при медленном росте спроса, цены на энергетический уголь в мире упали до минимальной отметки за последние 12 лет.<sup>2</sup> Объемы предложения на мировом рынке были скорректированы с учетом вялого роста внутреннего потребления в развитых странах вследствие масштабной рецессии 2008-2009 годов и активного внедрения альтернативных источников генерации электроэнергии (таких как ВИЭ и природный газ). На главном экспортном рынке среди развивающихся стран – в Китае – на фоне замедления темпов экономического роста и введения ограничений на использование угля для выработки электроэнергии в более густонаселенных восточных провинциях страны спрос также рос весьма скромно (а иногда даже падал – как, например, в 2014 г.).

Однако неожиданный всплеск спроса в Индии в 1-м квартале 2016 г. и последовавшее за ним (во 2-м квартале) внезапное увеличение объемов импорта со стороны Китая в совокупности привели к быстрому росту цен на энергетический

уголь, поскольку имеющихся в мире избыточных мощностей оказалось недостаточно для удовлетворения резко подскочившего спроса. Катализатором повышения цен в Китае (где в 3-м квартале 2016 г. цена на внутреннем рынке выросла с 370 юаней за тонну почти до 600 юаней, а цена импорта в южные провинции (с учетом доставки) к началу октября поднялась с 46 до 75 долларов США за тонну) стали меры правительства по поддержанию уровня внутренних цен на уголь за счет сокращения объемов избыточного предложения на внутреннем рынке путем уменьшения количества дней, в течение которых добывающим компаниям страны разрешалось работать (с 330 до около 270 дней). В результате объемы импорта энергетического угля в Китай в 2016 г. выросли до 169 млн. т (с 132 млн. т в 2015 г.). Стало очевидно, что власти страны немного «перегнули палку» с ограничениями, и к августу 2016 г. был взят новый курс – на увеличение внутренних объемов добычи для сдерживания дальнейшего роста цен. К началу октября все ранее введенные ограничения на добычу были сняты.

<sup>1</sup>Как отмечалось ранее в настоящем Докладе, ВВП Казахстана вырос на 1,2% в 2015 г. и на 1% в 2016 г. В феврале 2017 г. Министерство национальной экономики повысило прогнозный показатель роста ВВП на 2017 г. до 2,5% (с 2%) с учетом аналогичного прогноза Международного валютного фонда.

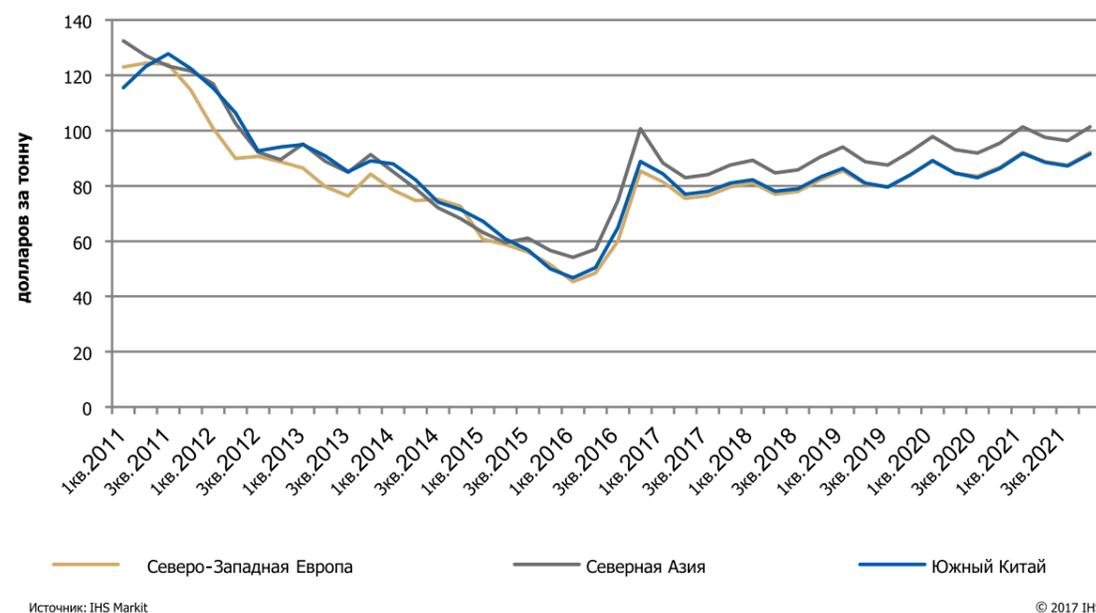
<sup>2</sup>«Обзор угольной промышленности IHS Markit – Прогноз мирового рынка энергетического угля», № 84, том 3, 2016 г. [IHS Markit Coal, Global Steam Coal Forecaster, No. 84, Vol. 3, 2016]

Цены на энергетический уголь, служащие в качестве международного ориентира, в 2016 г. также выросли вслед за ценами в Китае, причем в некоторых случаях более чем вдвое. Так, например, цены на уголь в порту Ньюкасл с чистой теплотворностью 6 000 ккал/кг поднялись с 53,37 долл. США/т до 107,14 долл. США/т – однако в ноябре их динамика начала разворачиваться в обратном направлении (в декабре было отмечено снижение до 92,74 долл. США/т) вследствие устойчивого роста внутренних объемов добычи в Китае в 3-м квартале. Таким образом, перспективы на 2017 г. для крупных добывающих компаний остаются весьма неопределенными в некоторых аспектах, включая сохранение ситуации ограниченного предложения на мировом рынке (в связи с нежеланием добывающих компаний наращивать мощности при неясных перспективах роста спроса) и возможность резких колебаний цен в случае вмешательства властей Китая в добычу внутри страны для обеспечения желаемого уровня цен.<sup>3</sup> Ожидается, что сохранение относительно высокого уровня цен (согласно прогнозам, в 2017 г. цены на уголь в порту Ньюкасл составят в среднем 72 долл.

США/т), при прочих равных условиях, будет сдерживать рост спроса на мировом рынке. Однако в случае существенного снижения цен в Китае экспортеры также, очевидно, снизят свои цены – в целях сохранения рыночной доли в Китае или поддержания конкурентоспособности на альтернативных рынках (таких как Индия). Таким образом, через регулирование внутренних объемов добычи Китай в настоящее время играет фактически одну из ключевых ролей в формировании цен на уголь на мировом рынке, в связи с чем среднесрочные перспективы цен на уголь выглядят относительно нестабильными (см. Рис. 6.1).

Согласно имеющимся прогнозам, спрос в других странах мира (за пределами развивающихся рынков Азии) будет в целом оставаться неизменным или снижаться. Таким образом, несмотря на недавнее улучшение ценовой конъюнктуры, стимулы, способствующие наращиванию мощностей добывающими компаниями в целях увеличения экспорта, весьма ограничены.

Рис. 6.1. Цены на уголь



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS

<sup>3</sup>В 2017 г. правительство Китая планирует осуществлять вмешательство в добычу, транспортировку или ценообразование только когда цены на уголь по долгосрочным контрактам будут становиться более чем на 12% выше или ниже базовой цены в 535 юаней за тонну угля с теплотой сгорания 5 500 ккал/кг. См. Краткий обзор рынка угля в Китае: 1-й квартал 2017 г., IHS Markit: Региональный обзор электроэнергетики, ВИЭ, газовой и угольной промышленности, март 2017 г. [China Coal Market Briefing: First Quarter 2017, IHS Markit: Regional Power, Gas, Coal and Renewables, March 2017.]

### 6.2.1. Структура рынка

Угольная промышленность Республики Казахстан в настоящее время является основным источником энергии в экономике страны – в 2016 г. на долю угля приходилось 55% внутреннего потребления первичных энергоресурсов. В Казахстане представлен практически весь спектр угольного производства, начиная от добычи лигнита и суббитуминозного угля для выработки электроэнергии до металлургического угля. Структура управления угольной промышленностью децентрализована. Согласно данным Министерства энергетики, в настоящее

время добычу угля ведут 29 компаний. Более трех четвертей объема добычи в целом по стране приходится на пять крупных компаний (см. ниже). За регулирование угольной промышленности отвечает Департамент электроэнергетики и развития угольной промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан (которое было создано в 2014 г. в рамках консолидации функций регулирования ТЭК в рамках одного министерства).

### 6.2.2. Запасы угля

Располагая доказанными запасами в размере 33,6 млрд. т на 47-ми месторождениях (показатель извлекаемых «балансовых» запасов при этом равен 34,1 млрд. т), что составляет почти 4% от общемирового объема, Казахстан является одним из мировых лидеров добычи и потребления угля.<sup>4</sup> Страна занимает восьмое место в мире по запасам угля, которых хватит как минимум на 300 лет при текущих темпах добычи. 64% имеющихся в Казахстане запасов (21,5 млрд. т) приходится на долю битуминозного и суббитуминозного угля (по принятой в Казахстане классификации эти два сорта относятся к каменному углю). Остальная часть запасов (12,1 млрд. т) приходится на лигнит (который также называется бурый уголь).<sup>5</sup> Крупнейшие бассейны – Экибастузский (12,5 млрд. т), Карагандинский (9,3 млрд. т) и Тургайский (5,8 млрд. т) – расположены в центральной и северной частях страны. 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.

При том, что Казахстан располагает внушительными запасами угля, основная часть залежей отличается высоким содержанием влаги и относительно низкой теплотворной способностью, а также высоким содержанием золы и серы. Последнее означает, что при сгорании угля (без соответствующей обработки) образуются значительные объемы выбросов твердых частиц и диоксида серы. В Экибастузском бассейне уголь отличается особенно высокой зольностью (42%–44%), и, помимо этого, структурные свойства угля на данный момент делают его обогащение нерентабельным. Это ограничивает возможность его продаж на многие экспортные рынки (например, в Европейский Союз), где действуют строгие ограничения на вредные выбросы и стандарты углей. 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 (5 600 ккал/кг).

### 6.2.3. Добыча угля

Казахстан занимает десятое место в мире среди крупнейших угледобывающих стран. В 2016 г. совокупный объем добычи угля составил 96,4 млн. т, что на 6% меньше, чем в 2015 г. (102,6 млн. т) (см. Рис. 6.2). Спад добычи продолжает тенденцию к снижению, начавшуюся после 2012

г. (когда был зафиксирован самый высокий с 1993 г. показатель – 115,7 млн. т).<sup>6</sup> Как и в предыдущие годы, большая часть добычи (почти 95%) – это каменный уголь, в совокупный показатель по которому включен применяемый в металлургии коксующийся уголь (5,1 млн. т).

<sup>4</sup>Первая цифра указана в статистическом обзоре компании BP по состоянию на конец 2015 г., а вторая приводится по данным Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан.

<sup>5</sup>Чуть более 5 млрд. т из этих запасов – высококачественный коксующийся уголь, применяемый в черной металлургии.

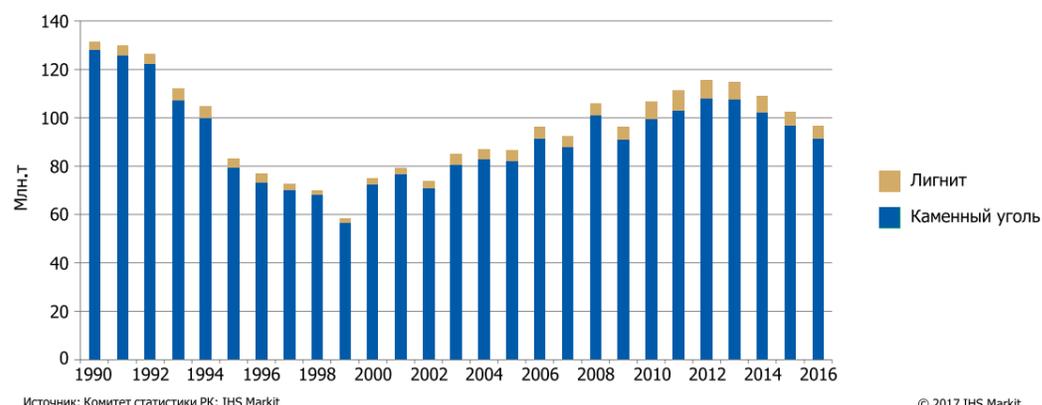
<sup>6</sup>Приведенный совокупный объем добычи указан для рядового (несортированного) угля. Согласно принятой в Казахстане практике статистического учета, в совокупном объеме не учитывается угольный концентрат. Угольный концентрат является продуктом переработки (обогащения), в ходе которой удаляются примеси (зола). В 2016 г. в Казахстане было произведено 6 млн. т угольного концентрата.

Основная часть угля в Казахстане добывается открытым способом на трех гигантских разрезах (Богатырь, Северный и Восточный) в Экибастузском бассейне (Павлодарская область) и четырех разрезах (Борлы, Шубарколь, Кушоки и Сарыадыр) в Карагандинской области.<sup>7</sup> Остальные объемы угля по большей части добываются закрытым шахтным способом в Карагандинском бассейне (для нужд местных металлургических предприятий) и на Майкубенском месторождении (добыча лигнита).

Если рассматривать добычу с разбивкой по угледобывающим компаниям Казахстана, то крупнейшей из них является ТОО «Богатырь Комир», которая ведет добычу на гигантском разрезе «Богатырь» в Экибастузском бассейне. На

ее долю приходится около 2/5 совокупного объема добычи в стране. В 2016 г. объем реализации угля составил 35,1 млн. т, при этом, несмотря на общее снижение объемов добычи угля в стране, компания увеличила объем реализации угля по сравнению с 2015 г. на 3,5% (33,9 млн. т в 2015 г.) Второе место по добыче угля занимает АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (1/5 от объема добычи в целом по стране). Еще 1/5 совокупного объема добычи приходится на долю трех угледобывающих предприятий: АО «АрселорМиттал Темиртау» (добыча закрытым шахтным способом в Карагандинском бассейне), АО «Борлы» и АО «Шубарколь Комир». АО «АрселорМиттал Темиртау» – единственная компания, добывающая коксующийся уголь.

Рис. 6.2. Добыча угля в Казахстане



Источник: Комитет статистики РК; IHS Markit

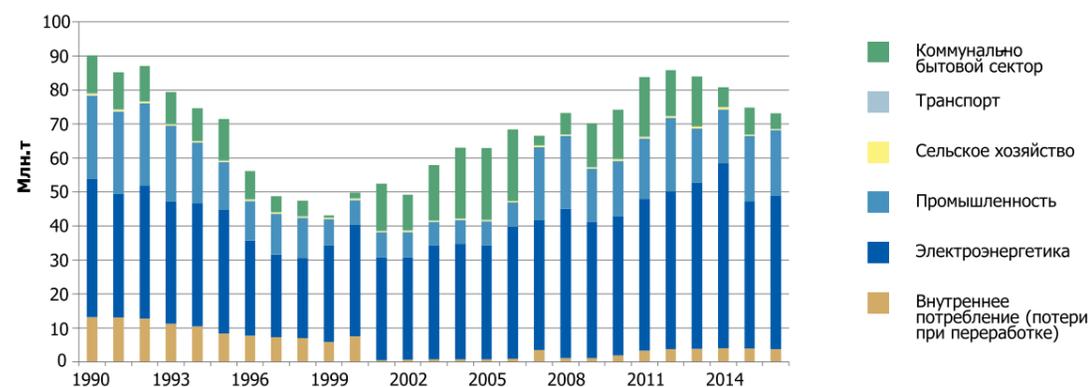
© 2017 IHS Markit

#### 6.2.4. Внутреннее потребление угля

Уголь находит широкое применение в экономике Казахстана, в особенности в электроэнергетике, тяжелой и горнодобывающей промышленности, а также в других отраслях, связанных с добычей полезных ископаемых, и даже в коммунально-бытовом секторе. Фактически, доля угля в структуре потребления энергоресурсов страны – самая высокая среди всех бывших республик СССР. После 1990 г. доля угля в балансе совокупного потребления первичных энергоресурсов, как правило, колебалась в диапазоне 50%-60%. Ожидается, что этот показатель будет постепенно снижаться, опустившись ниже 50% в 2020 г. и ниже 40% в 2040 г.<sup>8</sup>

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 экономическими потрясениями переходного периода, достигнув низшей отметки в 1999 г. (43 млн. т). С этого момента потребление стало расти относительно стабильными темпами, и в 2012 г. вышло на показатель 85,8 млн. т, однако впоследствии вновь начало падать, составив 74,8 млн. т в 2015 г. и 73,2 млн. в 2016 г. (см. Рис. 6.3). Судя по всему, спад обусловлен сочетанием таких факторов как вялый экономический рост при конъюнктуре цен на нефть, создавшейся после

Рис. 6.3. Видимое потребление угля в Казахстане по отраслям в 1990-2016 гг.)



Источник: Комитет статистики РК; IHS Markit

© 2017 IHS Markit

2014 года, начало реализации мер по повышению энергоэффективности и постепенный переход на альтернативные виды топлива – такие как природный газ и сжиженный углеводородный газ (СУГ).

Крупнейшими потребителями угля остаются электростанции, на долю которых приходится более половины совокупного потребления. Так, в 2016 г. доля электроэнергетики составила около 65% потребления. Однако в абсолютном выражении потребление угля в электроэнергетическом секторе, похоже, достигло своего пика в 2014 г., и впоследствии ожидается его частичное вытеснение другими источниками энергии – природным газом, ВИЭ и, возможно, атомными мощностями (согласно прогнозам, в период с 2015 г. по 2040 г. объемы потребления

угля в электроэнергетике будут в среднем снижаться на 1,5% в год). В промышленном секторе IHS Markit прогнозирует незначительный рост потребления угля (на 1,5% в год) в период до 2040 г. При этом в коммунально-бытовом секторе потребление угля, вероятнее всего, будет сокращаться по мере перехода потребителей на природный газ (или СУГ) там, где это возможно, из соображений надежности и удобства, как это происходит в других промышленно развитых странах. Таким образом, в то время как видимое потребление угля, согласно прогнозам, будет медленно снижаться по сравнению с текущим уровнем, доля электроэнергетики в общем объеме спроса на уголь, как ожидается, будет стабильно сохраняться на уровне около 65%.

#### 6.2.5. Экспорт угля

С середины 2000-х годов объемы экспорта казахстанского угля колебались в диапазоне 24-34 млн. т в год (что составляет не менее 25% от совокупного объема добычи в стране). Однако с 2010 г. началось постепенное снижение экспортных объемов (с 32,6 млн. т в 2010 г. до 27,8 млн. т в 2014 г. и до 25,8 млн. т в 2016 г.). Вероятно, Казахстан мог бы поставлять за рубеж гораздо больше угля, если бы не удаленность от крупнейших экспортных рынков (см. ниже). Основным экспортным направлением всегда была Россия, на долю которой, как правило, ежегодно приходится порядка 80% от общего объема экспорта из Казахстана (Рис. 6.4). 90% от вышеуказанных объемов экспорта составляет уголь из Экибастузского бассейна, идущий в основном на семь электростанций Урала (этот вопрос более подробно освещался в Национальном энергетическом докладе 2015 г.). Такая ситуация,

в определенном смысле, сложилась исторически, поскольку ряд электростанций, построенных в России в эпоху СССР, проектировались непосредственно под сжигание угля из Экибастузского бассейна. Однако, хотя соглашением о поставках угля между Россией и Казахстаном предусмотрены экспортные поставки казахстанского угля для нужд вышеупомянутых электростанций в объеме около 29 млн. т в год, объемы экспорта в Россию в 2015 и 2016 гг. (22 млн. т. и 21 млн. т, соответственно) были значительно ниже показателя, указанного в соглашении. ТОО «Богатырь Комир» – основная компания, ведущая добычу в Экибастузском бассейне и осуществляющая экспорт в Россию – сообщила о сокращении своих экспортных объемов на 12,8% в 2016 г. (до 9,2 млн. т), ссылаясь на то, что некоторые из клиентов компании переключились на технологии, использующие газ

<sup>7</sup>В 2016 г. Павлодарская и Карагандинская области в совокупности обеспечили 89,8 млн. т (93,2%) от общего объема добычи угля в стране.

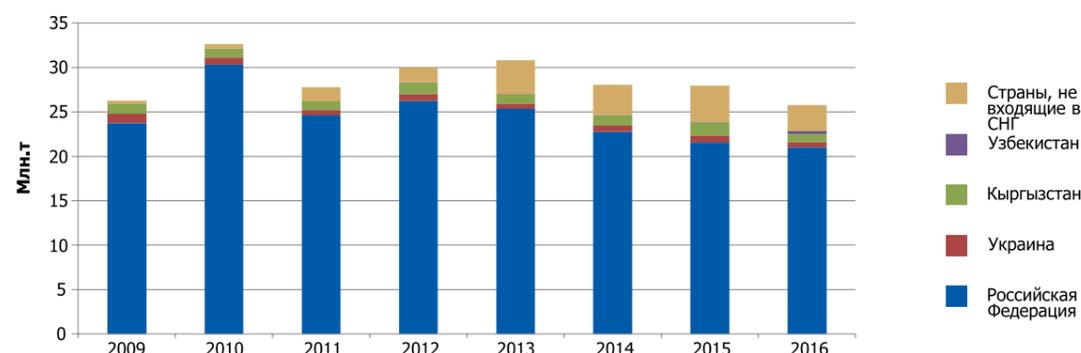
<sup>8</sup>Данный прогноз основан на модели комплексного топливно-энергетического баланса IHS, которая использовалась при подготовке настоящего Доклада, с учетом совокупного спроса на энергоресурсы и развития других отраслей ТЭК (газовая промышленность, атомная энергетика, ВИЭ) в экономике.

и [вследствие этого] произошло снижение продаж угля.<sup>9</sup> В последние годы на спросе со стороны российских электростанций, потребляющих уголь из Казахстана, также отрицательно сказались низкие уровни выработки электроэнергии в результате недавнего экономического спада в России. Так или иначе, среди лидеров отрасли в настоящее время существуют опасения, что с в связи с курсом на энергетическую независимость согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» (опубликованной 13 ноября 2009 г.) после 2020 г. уголь будет продолжать экспортироваться только на три из этих электростанций (Рефтинскую ГРЭС, Омскую ТЭЦ-4 и Омскую ТЭЦ-5).

Помимо этого, Казахстан экспортирует уголь в Украину и Кыргызстан, а также – в небольших объемах – в Беларусь, Грузию, Узбекистан, Таджикистан и временами даже в страны ЕС (такие как Польша, Великобритания, Румыния, Финляндия). Экспорт в страны ЕС в основном ограничивается углем с Шубаркольского месторождения, который соответствует требованиям ЕС по зольности и теплотворной способности.

Помимо энергетического угля, в Россию и другие страны экспортируются небольшие объемы коксующегося угля из Карагандинского бассейна. В январе 2015 г. компания «АрселорМиттал» объявила о продаже своей доли в шахтах на территории Западной Сибири. Уголь с этих шахт шел на снабжение принадлежащего «АрселорМиттал» металлургического комбината в Украине, но теперь у компании появилась возможность полностью покрывать его потребности в угле (0,7 млн. т в год) за счет объемов добычи в Карагандинском угольном бассейне. Ожидается, что модернизация обогатительной фабрики «Восточная» компании «АрселорМиттал» (включая установку двух флотационных камер Джеймсона и горизонтального ленточного вакуумного фильтра) в 2017 г. позволит почти вдвое увеличить объем производства угольного концентрата (до 4,7 млн. т с 2,6 млн. т в 2016 г.), при том, что в 1-м квартале 2017 г. он вырос на 21% в годовом исчислении. Концентрат коксующегося угля идет на нужды металлургического комбината компании в Караганде и на экспорт.

Рис. 6.4. Экспорт угля из Казахстана в страны мира



Источник: Статистика внешней торговли РК; данные 2016 г. из Министерства Энергетики РК

© 2017 IHS Markit

### 6.2.6. Конкурентоспособность угля из Казахстана на международных рынках

Факторы, влияющие на конкурентоспособность экспорта угля из Казахстана, в последние годы оставались практически неизменными – это себестоимость добычи, качество угля, стоимость транспортировки на международные рынки, а также конкуренция на рынках потребления со стороны

других видов топлива, таких как нефть, газ и даже ВИЭ. При этом одним из главных преимуществ казахстанского угля все так же является его изобилие и низкая себестоимость добычи (особенно в Экибастузском бассейне). Несмотря на то, что с 1996 г. себестоимость добычи в абсолютном

выражении выросла более чем втрое, она все же остается относительно невысокой. Средняя себестоимость добычи угля в Казахстане составляет от 1/2 до 1/3 аналогичного показателя в других крупных добывающих странах мира.<sup>10</sup> Однако, несмотря на низкую себестоимость, к тому моменту, когда уголь доходит до потребителя за рубежом, его цена существенно увеличивается из-за высоких транспортных издержек (более подробно этот вопрос рассматривается в Разделе 6.2.7).

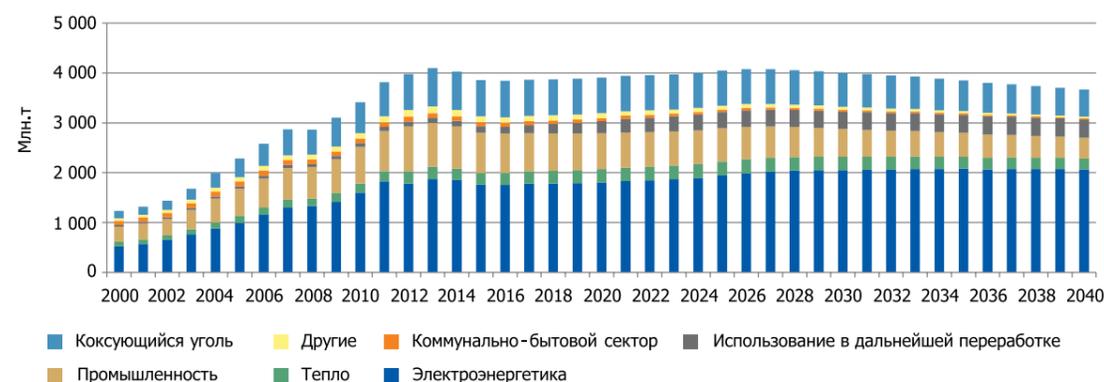
Помимо высокой стоимости транспортировки, уголь из Казахстана имеет ряд других недостатков. Так, уголь с низкой теплотворной способностью всегда существенно дешевле угля со стандартной теплотворной способностью (6 000 ккал/кг), а уголь из Экибастузского бассейна отличается относительно низкой теплотворной способностью (3 800 – 4 000 ккал/кг). Таким образом, хотя вышеупомянутый бассейн является крупным поставщиком угля для генерации тепловой энергии, добываемый на нем уголь менее широко применим в промышленности. В свою очередь, битуминозный уголь из Карагандинского бассейна отличается более высоким качеством и может применяться для коксования (однако в настоящее время он потребляется, главным образом, на внутреннем рынке).

Как отмечалось выше, обеспокоенность вызывает также падение спроса на уголь со стороны России к 2025 г., когда устаревут и потребуют замены генерирующие мощности, запроектированные под сжигание угля из Экибастузского бассейна. При этом уже сейчас уголь из Кузнецкого бассейна и

российский природный газ становятся все более серьезными конкурентами казахстанского угля в России. В 2014-2015 годах на конкурентоспособности казахстанского угля на российском рынке также отрицательно сказалась девальвация рубля, но после введения плавающего курса тенге в августе 2015 г. ситуация изменилась в лучшую сторону.

Экономическая целесообразность возможного экспорта казахстанского угля в Китай также находится под большим вопросом, учитывая относительно низкое качество угля и очень высокую стоимость транспортировки при таких значительных расстояниях (основные центры потребления угля в Китае находятся на востоке страны, а внутренняя добыча угля осуществляется в удаленных провинциях на западе Китая). Помимо этого, ожидается, что темпы роста спроса на уголь в Китае в течение ближайшего десятилетия будут снижаться сразу по нескольким причинам, включая замедление экономического роста, диверсификацию видов топлива и давление со стороны общественности в некоторых регионах страны с требованием 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. Фактически, спрос на уголь уже начинает ослабевать. Так, совокупный объем потребления угля в стране упал на 2,2% в 2014 г., на 1,5% в 2015 г. и на 0,4% в 2016 г., а в более долгосрочной перспективе ожидается, что он будет оставаться практически неизменным (см. Рис. 6.5). В рамках мер по сокращению вредных выбросов

Рис. 6.5. Прогноз спроса на необработанный уголь в Китае



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>9</sup>Отмечается, что три из российских электростанций, импортирующих казахстанский уголь (Верхнетагильская ГРЭС, Южноуральская ГРЭС и Серовская ГРЭС), уже располагают необходимой газовой инфраструктурой и возможностью переходить с газа на уголь и обратно (в качестве основного вида топлива).

<sup>10</sup>См. Таб. 8.1. Согласно данным Министерства энергетики Казахстана, в 2017 г. средняя себестоимость добычи длиннопламенного энергетического угля марки Д составляет 4 600 тенге (14,80 долл. США по текущему обменному курсу) за тонну, а лигнита (бурого угля) марки Б – 4 000 тенге (12,87 долл. США). Себестоимость добычи закрытым шахтным способом металлургических углей и углей особого сорта (специальных углей) варьировалась шире: с 23,38 до 58,88 долларов США за тонну.

в атмосферу в своих восточных провинциях Китай также планирует перенести часть мощностей угольной генерации вглубь страны, в частности, в богатую энергоресурсами провинцию Синьцзян и автономный район Внутренняя Монголия, которые расположены на северо-западе и севере Китая, соответственно. Это стало возможным благодаря развитию технологий передачи электроэнергии на дальние расстояния по линиям электропередач сверхвысокого и ультравысокого напряжения. Хотя казахстанский уголь, с географической точки зрения, несомненно, ближе к электростанциям в провинции Синьцзян, чем к Пекину или Шанхаю, Китай планирует использовать на электростанциях запада страны имеющийся в изобилии собственный уголь, природный газ и ветровую энергию, а не импортный уголь. При том, что цены на уголь на внутреннем рынке Китая фактически задают тот максимум, который можно получить за казахстанский уголь на китайском рынке, уже очевидно, что стоимость угля из Казахстана с учетом доставки будет гораздо выше внутренних цен в Китае. Из-за высокой зольности Экибастузского угля работа на нем электростанций и котельных требует разработки специальных конструкций котлов или модернизации «под уголь» действующих, а также использования дополнительных объемов мазута для стабилизации

горения угля. Возможно наращивание экспорта в соседние страны Средней Азии, особенно после вступления Кыргызстана (на долю которого в настоящее время приходится 3,4% экспортируемого Казахстаном угля) в Евразийский экономический союз. Может немного увеличить объемы импорта и еще один из имеющихся покупателей – Украина (на долю которой приходится 2-3% экспортируемого Казахстаном угля) – после официального объявления 15 марта 2017 г. Президентом страны Петром Порошенко блокады всех автомобильных и железнодорожных перевозок, кроме гуманитарных, между Украиной и регионами на востоке страны (которые являются основными центрами добычи угля). Импортироваться при этом будет, прежде всего, коксующийся уголь, поскольку казахстанский энергетический уголь в основном непригоден для использования на угольных электростанциях Украины. Объемы экспорта казахстанского угля в Украину с 2012 г. были в целом незначительными – не более 0,8 млн. т (так, в 2016 г. они составили 596 000 т). Помимо этого, существует возможность продолжения экспортных поставок в Европу (в ограниченных объемах) в случае ускорения там экономического роста и необходимости расширения генерирующих мощностей базовой нагрузки с вводом новых

объектов ВИЭ. Тем не менее, здесь могут возникнуть сложности, учитывая то серьезное внимание, которое уделяется в ЕС соблюдению целевых показателей выбросов CO<sub>2</sub>, и общее снижение прогнозных показателей спроса на уголь и объемов импорта энергетического угля (см. Рис. 6.6). Еще одним потенциальным рынком является Турция, которая продолжает наращивать мощности угольных электростанций, в качестве топлива для которых используется как уголь, добываемый внутри страны, так и импортные поставки. В 2015 г. Турция импортировала 31,5 млн. т каменного угля для нужд тепловых электростанций, производства стали, промышленности и жилищного отопления. Одна треть этого объема поступила из России, еще одна

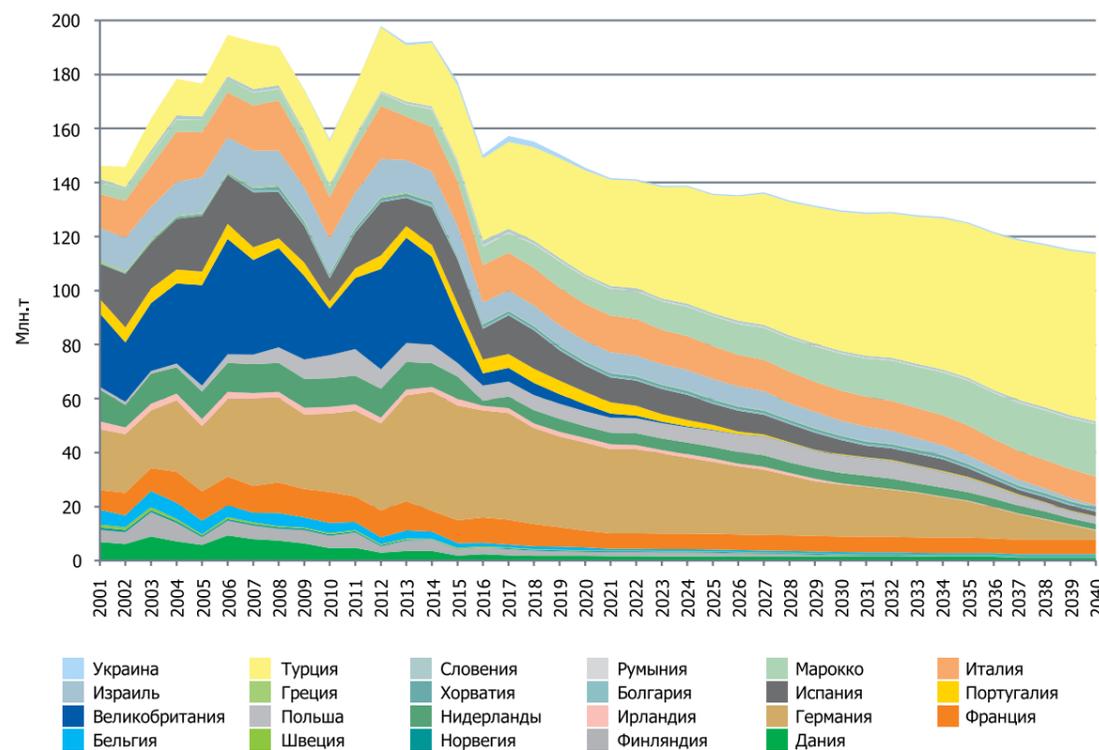
треть – из Колумбии, и менее существенные объемы – из Южной Африки (15%), Австралии (8%) и других стран. В будущем ожидается рост данных объемов импорта в Турцию. Ситуация на узкоспециализированном рынке коксующегося угля может оказаться более благоприятной (особенно в случае роста спроса на коксующийся уголь на металлургических заводах России). Здесь следует еще раз упомянуть работу над созданием системы поставок угля с шахт компании «АрселорМиттал» в Карагандинской области на ее металлургический комбинат в Украине. Это может стабилизировать колебания экспорта на стороне понижения, но все же пока неясно, как это отразится на общих экспортных объемах.

### 6.2.7. Транспортировка угля

Самым существенным препятствием для увеличения экспорта казахстанского угля являются высокие транспортные расходы, которые делают казахстанский уголь относительно дорогим для потребителей и снижают его конкурентоспособность даже на ближайшем экспортном рынке – в России. Транспортные расходы составляют свыше 40% совокупной стоимости угля при доставке потребителям в России. Весомую роль в транспортировке ключевых энергоносителей в Казахстане, включая уголь, играет железнодорожный транспорт. В последние годы на уголь приходится более трети всех грузов, перевозимых по железнодорожной сети Казахстана, оператором которой является государственная железнодорожная компания АО «Национальная компания «Казахстан Темир Жолы». Тем не менее, транспортировка нефти и нефтепродуктов является наиболее прибыльным сегментом перевозки крупногабаритных грузов и, по сути, «субсидирует» транспортировку угля и прочих насыпных грузов.<sup>11</sup> Однако существуют 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. В период с 2005 г. по 2013 г. совокупный объем поставок нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом стабильно рос из-за нехватки свободных экспортных мощностей на предпочтительных маршрутах с учетом того, что грузоотправители стремились сохранить качество сырой нефти. Однако в 2014 г. началось резкое сокращение объемов поставок нефти по железной дороге: они упали с 8,7 млн. т в 2013 г. до 0,5 млн. т в 2016 г. (в основном в связи с расширением нефтепровода КТК и снижением

объемов экспортных поставок сырой нефти по железной дороге к Черному морю). Во-вторых, ожидается сокращение объемов производства мазута на НПЗ Казахстана и переход от экспорта излишков мазута (преимущественно в ЕС) к увеличению поставок более светлых нефтепродуктов на внутренний рынок. Общий объем поставок продуктов нефтепереработки при этом может существенно не возрасти, 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 всем пространстве Евразийского экономического союза приведут к снижению реальных действующих тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов на фоне схожих тенденций в российской железнодорожной системе. В конечном счете, указанные три фактора могут способствовать повышению тарифов на транспортировку угля по железным дорогам, которые в настоящий момент лишь незначительно превышают уровень безубыточности для железнодорожной системы. Вместе с тем, существенная доля угля в общем объеме железнодорожных перевозок дает угольной отрасли дополнительные рычаги влияния на процесс введения новой структуры железнодорожных тарифов Комитетом по регулированию естественных монополий и защите конкуренции (КРЕМЗК), которое запланировано на сентябрь 2017 г. Высокая стоимость железнодорожной транспортировки стала определяющим фактором при принятии решения о строительстве электростанций большой мощности в непосредственной близости от месторождений на севере центральной части Казахстана (для использования экибастузского угля) в эпоху

Рис. 6.6. Прогноз импорта энергетического угля странами Европы на период до 2040 г.



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>11</sup>Стоимость транспортировки угля в Казахстане примерно на 30-50% ниже стоимости транспортировки нефти и нефтепродуктов на аналогичные расстояния (в тоннах на километр).

СССР. Расчеты при планировании показали, что передавать электроэнергию из Казахстана потребителям Урала и Западной Сибири обойдется дешевле, чем перевозить уголь для последующей выработки электроэнергии на территории этих регионов. Учитывая недавние достижения в области передачи электроэнергии по линиям ультравысокого напряжения в Китае и других регионах, лидерам угольной отрасли, возможно, сначала следует обратить более пристальное внимание на данный вариант монетизации угольных активов (экспорт электроэнергии), принимая во внимание высокую стоимость наземной транспортировки высококачественного угля.

Другие варианты экспорта электроэнергии, вырабатываемой с использованием угля, могут включать экспортные (или встречные) поставки в небольших объемах в соседние страны на юге (например, в Кыргызстан, Таджикистан или Узбекистан) на двусторонней основе либо возможное участие Казахстана в проекте передачи электроэнергии в Южную Азию CASA-1000. Текущая концепция данного проекта предусматривает передачу излишков гидроэлектроэнергии (объемом 1 300 МВт), вырабатываемой летом в Кыргызстане и Таджикистане на юг через Афганистан в Пакистан, где в летний сезон наблюдается высокий спрос на электроэнергию в связи с

использованием кондиционеров. Несмотря на серьезные геополитические риски ввиду нестабильной обстановки в Афганистане и в западных районах Пакистана, спрос на электроэнергию на пакистанском рынке остается высоким круглый год, что потенциально обеспечивает Казахстану возможность осуществлять поставки электроэнергии в зимние месяцы (в течение которых спрос будет иметься не только в Пакистане, но также в Кыргызстане и Таджикистане). В таком случае, возможно, потребуются передавать большие объемы электроэнергии по территории Казахстана в направлении север-юг (или, в любом случае, через южную часть страны с новых угольных или газовых мощностей) – возможно, с существенными сезонными колебаниями – что означает необходимость тщательного изучения возможных последствий использования данной схемы для национальной сети. Вопросы экспорта электроэнергии более подробно рассматриваются в Главе 8 (см. Раздел 8.2.5). Помимо рассмотрения путей расширения объемов экспорта угля или выработки электроэнергии с использованием угля в качестве топлива, лидеры отрасли изучают дополнительные варианты его использования внутри страны (см. ниже).

### 6.2.8. Перспективы добычи и потребления угля

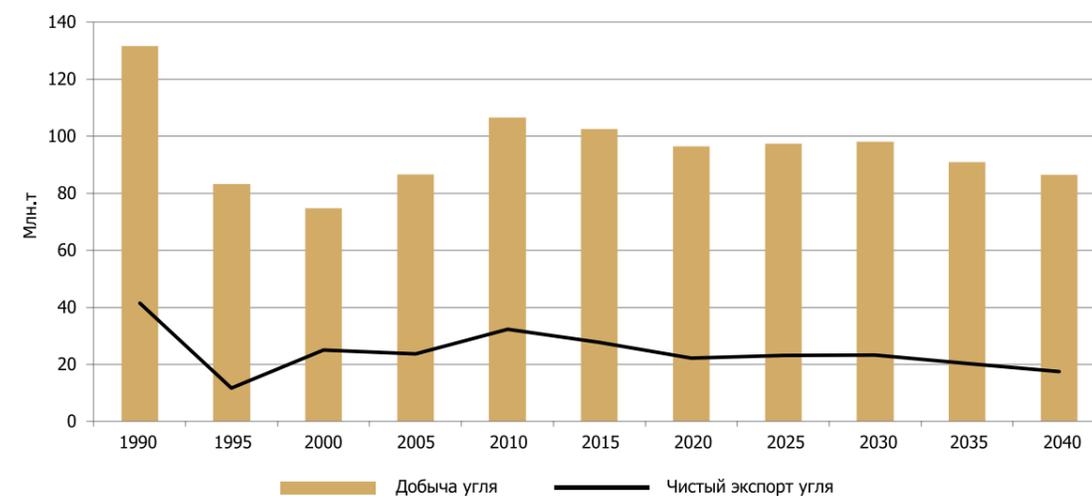
Прогноз добычи и потребления угля в Казахстане на период до 2040 г., указывает на ряд важных тенденций. Объемы добычи угля будут плавно снижаться до уровня ниже 80 млн. т в 2040 г. (см. Рис. 6.7). Аналогичной траектории будет следовать и видимое потребление, которое будет также постепенно снижаться с уровня более 70 млн. т в 2016 г. до уровня около 60 млн. т в 2040 г. (см. Рис. 6.8). Данные тенденции согласуются с перспективами поэтапного повышения эффективности использования энергоресурсов в экономике, при котором использование газа будет постепенно расти и, возможно, после

2030 г. будут введены в эксплуатацию АЭС. Фактически, одной из основных глобальных тенденций последних лет, приводящих к замедлению роста спроса на уголь, является снижение энергоемкости экономического роста в развитых странах (в результате чего для поддержания роста ВВП на одном уровне требуется менее существенный рост потребления энергии). Данная тенденция теперь распространяется и на развивающиеся страны. Так, спрос на уголь в Китае падал три года подряд при темпах роста ВВП свыше 6%, а в Индии рост спроса на электроэнергию,

вырабатываемую, главным образом, на угольном топливе (5% в год) отставал от роста ВВП (7% в год). Основными факторами, объясняющими такую ситуацию в вышеуказанных и других странах, являются структурные сдвиги в экономике (от тяжелой промышленности к сфере услуг), а также использование более энергоэффективного оборудования (такого как бытовая техника или светодиодное освещение). Соотношение добычи и потребления угля в Казахстане, судя по всему, будет напрямую

зависеть от производства электроэнергии. Это обусловлено инерционностью существующей структуры электроэнергетики. Даже при условии дальнейшего поступательного наращивания генерирующих мощностей, работающих на газе, и ввода в эксплуатацию некоторого объема мощностей ВИЭ и, возможно, атомных мощностей, уголь до какого-то времени все еще будет оставаться основным видом топлива в электроэнергетике.

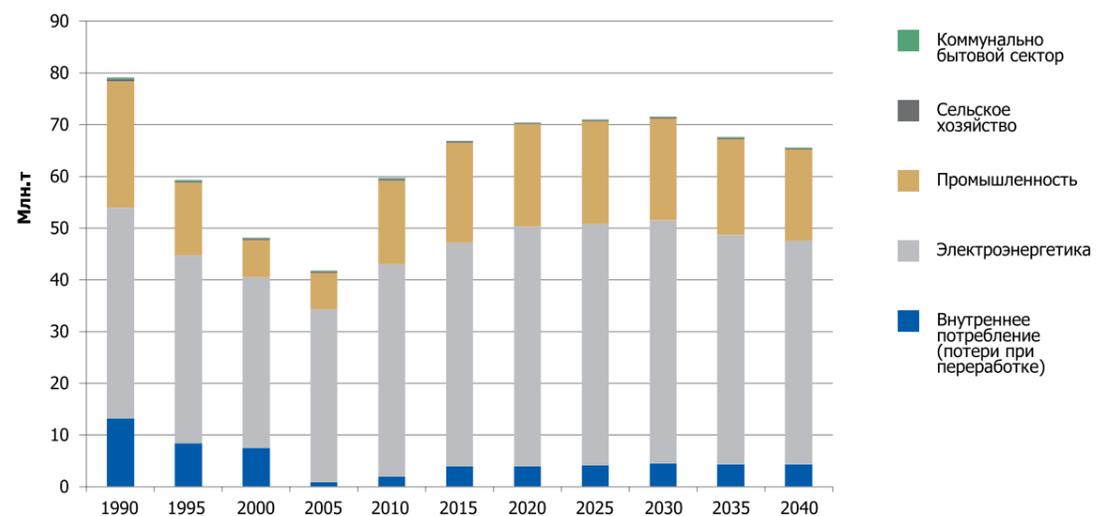
Рис. 6.7. Прогноз производства угля и экспорта в Казахстане на период до 2040 г.



Источник: IHS Markit, Комитет статистики РК

© 2017 IHS Markit

Рис. 6.8. Прогноз потребления угля в Казахстане по отраслям



Источник: IHS Markit, Комитет статистики РК

© 2017 IHS Markit

<sup>12</sup>Следует отметить, что в начале 2017 г. казахстанская компания «Самрук-Энерго» объявила о планах удвоить экспорт электроэнергии в Россию (до 4 млрд. кВт\*ч) со своих электростанций – Экибастузской ГРЭС-1 и Экибастузской ГРЭС-2 (последняя находится в совместной собственности с российской компанией «Интер РАО ЕЭС»). Однако, возможности для существенного расширения объемов экспорта электроэнергии на российский рынок в долгосрочной перспективе весьма ограничены, учитывая курс на энергетическую независимость, предусмотренный российской энергетической стратегией, ввод в эксплуатацию значительного количества новых генерирующих мощностей в Сибири (с новым соединением по линии 500 кВ с Уральским регионом) и взгляд со стороны России на торговлю электроэнергией между двумя странами только как на инструмент балансирования системы.

<sup>13</sup>В настоящее время дефицит электроэнергии в Пакистане ежегодно составляет 6 ГВт. Проект CASA-1000 в существующей на данный момент форме будет покрывать лишь 20% имеющегося в Пакистане дефицита. Предполагается, что пиковый спрос на электроэнергию в Пакистане вырастет с 20,8 ГВт в 2015 г. до 32 ГВт в 2020 г. и 45 ГВт в 2030 г. (см. Кристофер де Вере Уокер, «Обзор крупных инфраструктурных проектов: линия электропередач CASA-1000 и водопровод Пакистан-ОАЭ», IHS Markit, Презентация по энергетике России и стран Каспийского региона, Абу-Даби, ОАЭ, 4 апреля 2016 года [Christopher de Vere Walker, Overview of Major Infrastructure Projects: CASA-1000 Transmission Line and Pakistan-UAE Water Pipeline, IHS Markit, Russian and Caspian Energy Presentation, Abu Dhabi, UAE, 4 April 2016]).

### 6.2.9. Выводы / Существенные изменения по сравнению с 2015 г.

При том, что существенного улучшения ситуации в плане перспектив наращивания объемов экспорта угля пока не предвидится, более широко задействовать уголь в национальной экономике в той или иной мере потенциально позволяют следующие рекомендации:

- В то время как дальнейший рост экспорта электроэнергии в Россию представляется маловероятным, можно, как минимум, рассмотреть другие варианты экспорта электроэнергии с использованием угля в качестве топлива – в Центральную Азию на двусторонней основе либо (на более долгосрочную перспективу) в рамках международных проектов (в частности, CASA-1000).

- По меньшей мере в краткосрочной перспективе для Казахстана существует возможность увеличения объемов экспорта коксующегося угля в Украину. Однако для таких перевозок, скорее всего, потребуются железнодорожный транзит по территории России, в связи с чем встает вопрос о том, как повлияют (и повлияют ли вообще) геополитические проблемы на экспортные возможности.

- Еще одним потенциально перспективным рынком может стать Турция, которая импортирует значительное количество угля для производства электроэнергии и промышленного применения.

## 6.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ

### 6.3.1. Эффективность и оптимизация использования угля

Учитывая, что применение угля в экономике Казахстана ограничивается несколькими конкретными сферами, в данном разделе мы рассмотрим пути повышения эффективности его использования в каждой из трех наиболее крупных областей, а именно: в электро- и теплоэнергетике (на долю которой приходится 60-65% потребления угля по стране в целом), в промышленности, включая металлургию (28%) и в коммунально-бытовом секторе (6%). Широкое использование угля в Казахстане объясняется его изобилием и низкой себестоимостью добычи. В то же самое время, применение большинства новых технологий, помогающих повысить эффективность и экологическую безопасность угольных предприятий, неизбежно приводит к повышению стоимости угля и снижению его конкурентоспособности по сравнению с другими видами топлива (такими как природный газ, мазут и СУГ). В некоторых случаях расходы на модернизацию угольных предприятий могут быть экономически оправданными, однако это далеко не всегда так, и данное обстоятельство будет важным фактором, влияющим на распространение перечисленных ниже технологий.

**Электроэнергетика.** Учитывая преобладание в электроэнергетическом секторе угольных мощностей, повысить эффективность использования угля в экономике в целом можно, прежде всего, за счет оптимизации выработки,

передачи и распределения электроэнергии. Одним из важнейших факторов поддержания оптимального уровня удельного расхода топлива (угля) в Казахстане является долгосрочное планирование нагрузки и корректировка планов по строительству мощностей для поддержания приемлемого уровня загрузки электростанций, работающих на угле, и исключения ситуации значительного избытка мощностей.

При введении в эксплуатацию новых угольных мощностей следует рассматривать вопрос внедрения новых технологий сжигания угля. Одной из таких технологий является **ультра-сверхкритический паровой цикл** (в настоящее время применяемый в Дании, Германии, Японии и США). КПД обычных угольных электростанций, на которых вода доводится до кипения для производства пара, который приводит в действие турбину, составляет около 32%. Угольные электростанции со сверхкритическим (SC) и ультра-сверхкритическим (USC) циклом, также известные как HELE (высокоэффективные электростанции с низким объемом выбросов), работают при температурах и давлениях выше критической точки воды, т.е. выше температуры и давления, при которых жидкая и газообразная фазы воды находятся в равновесии, когда нет разницы между водой в газообразной или жидкой форме. Это помогает повысить КПД до уровня выше 45%. Для электростанций со сверхкритическим и ультра-сверхкритическим

циклом требуется на 5-7% меньше угля на мегаватт-час, что означает сокращение выбросов (углекислого газа и ртути), повышение эффективности и снижение расхода топлива на мегаватт.

Хотя первоначальные капиталовложения в использование таких технологий на 20-30% выше, чем при применении традиционных установок, работающих при докритических параметрах, эти дополнительные затраты более чем компенсируются повышением чистого термического КПД и сокращением выбросов (в странах, где существует система налогообложения выбросов CO<sub>2</sub> или торговли квотами).<sup>14</sup> Данные технологии основаны на высокотемпературном пылеугольном сжигании с получением ультра-сверхкритических параметров пара (280 атм. и 600°C), а также в перспективе циклы с еще более высокими параметрами пара (380 атм. и 700°C). Примером угольной электростанции с ультра-сверхкритическими параметрами пара в Казахстане является третий блок Экибастузской ГРЭС-2.

Следует отметить, что в настоящее время – в условиях уже устоявшегося использования технологий ультра-сверхкритического цикла – ведется научно-исследовательская работа по повышению температур пара до уровня свыше 700°C, что способно повысить КПД угольной генерации до 50%. Это так называемые технологии продвинутого ультра-сверхкритического цикла (AUSC). Уровни давления и температуры, необходимые для реализации таких технологий, требуют применения более продвинутых (никелевых или никель-железных) суперсплавов, которые отличаются высокой стоимостью, а также (в настоящее время) сложностью изготовления и сварки. В начале 2014 г. компании Alstom и Southern Company (США) объявили о достижении важного этапа в развитии AUSC – в ходе испытаний на четвертом блоке электростанции Plant Barry в штате Алабама температура парового цикла поддерживалась на уровне 760°C в течение 17 000 часов. При этом использовалось большое количество различных суперсплавов и защитных покрытий, которые позволяли выдерживать чрезвычайно высокие температуры внутри котла. Для применения технологий AUSC необходимы дальнейшие достижения в области науки о материалах.

Еще одним примером новой перспективной технологии сжигания угля может послужить **комбинированный цикл комплексной газификации (IGCC)**, в котором вместо прямого сжигания угля используется газификатор для преобразования его в синтез-газ (H<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>). Полученный газ (после очистки) сжигается на газовой турбине, а тепло отходящих дымовых газов (продуктов горения) утилизируется для выработки пара и производства электроэнергии на паротурбинном цикле. Однако технологический КПД IGCC не слишком высок – он составляет около 43%, что значительно ниже подобного показателя для ПГУ на природном газе (57%). Помимо этого, строительство таких электростанций значительно дороже традиционных угольных и газовых станций, так как газификатор и система газоочистки являются наиболее металлоемкими и капиталоемкими звеньями технологии IGCC<sup>15</sup>. Технологии IGCC находятся на стадии опытно-промышленных исследований, так как остается ряд нерешенных проблем, в том числе по эксплуатации газификаторов под давлением и очистке высокотемпературных газов перед газовыми турбинами.

В целом необходимо констатировать, что в угольной энергетике взят курс на повышение эффективности традиционного пылеугольного цикла за счет максимального повышения параметров пара, позволяющего достигнуть КПД 45-47%. Действующие казахстанские угольные электростанции с энергоблоками мощностью 300-500 МВт были спроектированы для работы со сверхкритическими параметрами пара (237 атм, 540°C) и демонстрируют КПД на уровне 31-35%. Повышение параметров пара до ультра-сверхкритических за счет техперевооружения позволит увеличить КПД блоков примерно на 4%. В результате постепенной модернизации и техперевооружения действующих угольных электростанций эффективность использования угля будет расти, при этом, как следствие, будут снижаться не только объемы эмиссии в окружающую среду, но объемы потребления угля.

**Центральное отопление и отопление отдельных зданий.** В коммунально-бытовом секторе уголь в основном используется для отопления городских районов и зданий. Чаще всего применяется схема комбинированного теплоэлектроснабжения с выработкой тепла

<sup>14</sup>Например, на тепловой электростанции Исога вблизи города Икокогама в Японии работают два угольных блока. В общей сложности объекты выбрасывают в атмосферу на 50% меньше серы, на 80% меньше азота, на 70% меньше твердых частиц и на 17% меньше CO<sub>2</sub>, чем предыдущие блоки, работавшие при докритических параметрах с применением регенеративной технологии контроля выбросов сухого типа с применением активированного кокса (ReACT).

<sup>15</sup>Самая крупная электростанция IGCC (Puertollano) мощностью 335 МВт эксплуатируется в настоящее время в Испании.

и электроэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Более 80% центрального отопления в Казахстане обеспечивается с использованием угля. Как и в случае с электрогенерирующими мощностями, мощности по производству тепловой энергии отличаются изношенностью (так, 41% ТЭЦ работают уже более 30 лет), и примерно две трети из них в той или иной мере нуждаются в ремонте или модернизации.

Замена и модернизация котлоагрегатов на угольных котельных и ТЭЦ приводит к повышению эффективности использования угля. Повышение КПД котлоагрегатов возможно также за счет установки систем мониторинга и регулирования избытков воздуха и его подачи. При значительном превышении избытка воздуха в котлоагрегате от оптимального для горения значения данной марки угля, КПД снижается за счет потерь тепла с избытком воздуха в отходящих дымовых газах. Системы регулирования избытков воздуха способны определить оптимальную величину подачи воздуха для достижения максимального КПД котлоагрегатов. Подобные системы уже установлены на ряде ТЭЦ и котельных Казахстана и помогли снизить расход топлива. При том, что в жилом секторе при выборе топлива предпочтение все чаще отдается природному газу, в отдельных случаях для нужд отопления возможно также использование альтернативных видов применения угля, таких как технологии водоугольных суспензий (ВУС) и брикетирование угля. Водоугольная суспензия представляет собой мелкодисперсную смесь измельченного угля (с массовой долей 60-70%), воды (30-40%) и, в ряде случаев, стабилизирующей добавки (пластификатора). Сжигание ВУС в небольших котельных позволяет автоматизировать подачу топлива и снизить выбросы оксидов азота, и иногда также регистрируется увеличение эффективности сгорания топлива. Угольные брикеты, полученные прессованием из мелкой фракции угля (которая в иных случаях считается угольными отходами) с добавлением связующих веществ, выпускаются, как правило, единообразной формы. Брикеты характеризуются относительно высокой теплотворной способностью. Первое коммерческое производство угольных брикетов запущено в Казахстане на Сарыкольском месторождении. Однако, учитывая невысокую текущую стоимость брикетов на потенциальных экспортных рынках, таких как Китай, Южная Корея и Вьетнам (и возможность их изготовления

из самых разнообразных повсеместно распространенных в этих странах материалов, таких как переработанная бумага (макулатура), древесный уголь, опилки, а также отходы риса и арахиса), можно с большой долей вероятности предположить, что казахстанской продукции будет сложно конкурировать с брикетами местного производства на вышеуказанных рынках.

**Промышленность.** На долю промышленности (в основном коксования) приходится около 28% совокупного потребления угля в Казахстане. Основными потребителями являются предприятия промышленности, где большие объемы угля уходят на производство тепловой энергии или уголь является важным компонентом производственного процесса (например, коксующийся уголь в металлургии). В тяжелой промышленности уголь, в частности, идет на нужды горнодобывающих и металлургических комбинатов, а также литейных заводов.

В черной и цветной металлургии более 90% потребления энергии напрямую связано с технологическими процессами. Соответственно, основной потенциал энергосбережения заключается в полной модернизации или замене технологического оборудования, что фактически равносильно строительству нового завода. Таким образом, потенциал энергосбережения в металлургии весьма ограничен. Для горнорудного комплекса основными путями роста энергоэффективности являются модернизация активов (основного оборудования) и внедрение систем оптимизации потребления топлива при добыче, перевалке и переработке руды.

В богатых углем регионах страны также существует потенциал для использования в промышленности в качестве источника энергии метана угольных шахт или метана угольных пластов. Уже в 2013 г. на МУП в мире приходилось почти 2% от общего объема совокупной добычи (газа и МУП). Добыча МУП получила наибольшее развитие в США (на долю которых приходится 62% мирового объема добычи), Канаде, Китае, Австралии, Индии, Индонезии и ряде других стран (более подробная информация представлена в НЭД 2015 стр. 286-289 (в английской версии стр. 250-253). Оценки фактических запасов МУП в мире широко варьируются в зависимости от экономических допущений – от (минимум) 78 трлн. м<sup>3</sup> до 959 трлн. м<sup>3</sup>. Из этих объемов порядка 30-60% составляют извлекаемые

запасы.<sup>16</sup> Недавно опубликованные данные оценивают мировые запасы на уровне 260 трлн. м<sup>3</sup>.<sup>17</sup>

Структурно-геологические особенности залегающих 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, хотя в механике и дебите скважин (интенсивности потока газа) существуют различия. 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 «кливажей») и увеличении соединений между сетями природных трещин, а также между этими сетями и добывающими скважинами. Технологии добычи МУП характеризуются необходимостью бурения на порядок большего количества скважин по сравнению традиционными газовыми месторождениями. Тип и характеристики добывающих скважин зависят от многих факторов (геологического строения угольных пластов, глубины залегания и давления, проницаемости и газонасыщенности), но, в конечном итоге, определяются стоимостью варианта освоения месторождения МУП.

При проведении работ по ГРС в качестве химических реагентов могут использоваться экологически безопасные вещества (например, хлорид калия), однако, в любом случае, при добыче МУП возникает проблема очистки и утилизации сопутствующих добыче объемов воды, решение которой зависит, в том числе, от требований законодательства. Стоимость утилизации попутной воды – существенный элемент добычи МУП во многих странах,

поскольку необходимость соблюдения строгих экологических требований оказывает влияние на капитальные и операционные затраты месторождений. Добыча МУП характеризуется также низкими значениями давления добываемого газа и, тем самым, необходимостью использования компрессоров для прокачки газа даже внутри месторождения. Срок добычи МУП на скважине не превышает, как правило, 15 лет, вначале дебит газа нарастает, а в последующие периоды эксплуатации скважины снижается до минимальных значений.

Как показало предварительное исследование по добыче МУП в Шерубайнуринском угольном бассейне, на выбранном участке ранее разрабатываемых шахт (ныне затопленных), ожидаемая стоимость добычи МУП составит около 150 долл. США/тыс. м<sup>3</sup> при этом содержание метана в добываемом газе не менее 94% с незначительным содержанием серы. Такая стоимость представляется слишком высокой с точки зрения коммерческой целесообразности применения в жилищном секторе (конверсия в СПГ) или в качестве топлива для транспортных средств. Однако при разработке других участков Карагандинского угольного бассейна возможно ожидать лучших показателей добычи метана. Более перспективным вариантом представляется собственная генерация промышленных потребителей, находящихся в непосредственной близости от мест добычи МУП. Иными словами, добыча МУП способна расширить диапазон видов топлива, имеющихся в распоряжении промышленных потребителей центральных регионов страны, но его транспортировка по газопроводу на близлежащие городские территории представляется маловероятной ввиду высокой стоимости исходного газа и капитальных затрат на строительство газопровода.

Помимо добычи метана угольных пластов, добыча угля шахтным способом также может способствовать увеличению добычи метана, получаемого при дегазации планируемых в шахтной разработке участков угледобычи. В настоящее время порядка 200 м<sup>3</sup> метана стравливаются в атмосферу, и при строительстве установок разделения газов данные объемы метана можно будет экономически эффективно улавливать, так как содержание метана в выделяющемся при дегазации газе составляет около 30%.

<sup>16</sup>Прамод Тхакур «Перспективное проектирование разработки месторождений и добычи метана угольных пластов», Хьюстон: Gulf Professional Publishing, 2017, глава 1. [Pramod Thakur, Advanced Reservoir and Production Engineering for Coal Bed Methane, Houston: Gulf Professional Publishing, 2017, Chapter 1.

<sup>17</sup>Шэнь Баохун «Состояние и развитие технологий МУП на горнодобывающих территориях», Пекин, июнь 2014 г. [Shen Baohong, The Status and Development of CBM Technology of Mining Area, Beijing, June 2014.

## 6.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЗАХСТАНЕ

### 6.4.1. Обзор программных документов и законодательной базы

Учитывая рассмотренные общие тенденции добычи угля и динамики роста, а также ограниченные на данный момент перспективы экспорта угля и производимой на его основе электроэнергии, угольная промышленность находится скорее на траектории постепенного спада, чем на траектории роста. Принимая во внимание такую траекторию, в законодательстве Казахстана необходимо заложить основу для поддержки угольной отрасли, с учетом ее масштаба и важности для страны, в целях обеспечения плавного перехода.

Основным законодательным актом, регулирующим деятельность по добыче угля в стране, является Закон Республики Казахстан от 24 июня 2010 года № 291-IV «О недрах и недропользовании» (далее – закон «О недрах»). Помимо этого, существует большое количество постановлений Министерства энергетики и государственных нормативно-правовых актов, которые затрагивают самые разнообразные моменты, имеющие отношение к добыче угля.<sup>18</sup> К последним относятся налоговый, трудовой, экологический, земельный, водный и таможенный кодексы, нормативно-правовые акты, регулирующие закупку товаров и услуг, а также правила охраны труда и техники безопасности.

В соответствии с законом «О недрах», деятельность в добывающей отрасли регулируется через заключение контрактов на недропользование которые дают право на: (а) разведку; (б) добычу; или (в) разведку и добычу - по решению правительства для стратегических участков недр. По остальным участкам права разведку и права на добычу предоставляются только по отдельности, что является предметом обеспокоенности внешних инвесторов – вложение средств в геологоразведочные работы с целью коммерческого открытия не гарантирует получения впоследствии контракта на добычу. Еще одним аспектом закона «О недрах», вызывающим обеспокоенность у внешних инвесторов, является Статья 12.2 («Преимущественное и приоритетное права государства в сфере недропользования»). Согласно этому положению, в отношении проектов, признанных проектами государственного стратегического значения, государство имеет преимущество по

приобретению прав на недропользование полностью либо частично (например, «право первого отказа», когда внешний инвестор намеревается передать свою долю (акции) третьему лицу).

В настоящее время идет обсуждение первого проекта нового Кодекса «О недрах и недропользовании» (который должен прийти на смену закону «О недрах») перед его передачей в парламент Республики Казахстан, которая намечена на сентябрь 2017 г. В проекте содержатся положения, которые, как ожидается, упростят некоторые процедуры выдачи лицензий и введут международную систему отчетности в отношении полезных ископаемых и их запасов. Согласно проекту Кодекса, Министерство энергетики будет продолжать работу по снижению административных барьеров: сократится объем обязательной проектной документации, будет отменена необходимость получения некоторых разрешений, процесс утверждения документов станет короче и проще, а также недропользователи получат право приостанавливать деятельность по разведке и добыче, например, в случае существенного снижения цен на сырье. Практически все остальные правовые моменты, имеющие отношение к природным ресурсам, так или иначе закреплены в кодексах (таких как земельный, водный и лесной кодексы), и предполагается, что принятие нового Кодекса о недропользовании будет способствовать более эффективному урегулированию противоречий между законодательными актами различных уровней, чем пересмотр существующего закона «О недрах».

Государство не только регулирует добывающую деятельность, но и получает доходы от разработки месторождений угля и других полезных ископаемых через ряд финансовых инструментов, основные из которых, в частности, включают: (1) подписной бонус при заключении контракта на недропользование; (2) бонус коммерческого обнаружения; (3) платеж по возмещению исторических затрат (на разведку и/или разработку); (4) налог на добычу полезных ископаемых (роялти в зависимости от объема добычи); а также (5) налог на сверхприбыль (начисляется ежегодно). Бонусы, возможно, являются наиболее

проблемным налоговым инструментом для инвесторов, поскольку выплаты производятся авансом задолго до начала добычи, а во многих случаях – еще до обнаружения запасов. Ввиду сроков уплаты бонусы способны нанести существенный ущерб рентабельности проекта, в особенности, когда речь идет о внушительных суммах. Но при этом они гарантируют государству получение некоторого объема прибыли авансом, а также способны стимулировать компании к более активному ведению геологоразведочной деятельности и разработки месторождений. Однако, в целом, бонусы на значительную сумму, подлежащие уплате авансом, являются оправданным вариантом исключительно для наиболее перспективных участков, где наблюдается высокая конкуренция среди инвесторов за приобретение прав недропользования.

Ожидается, что в 2017 г. Министерство национальной экономики Республики Казахстан предложит новый вариант Налогового кодекса, который должен оптимизировать механизмы взимания НДС, упростить процессы налогового администрирования и создать более благоприятный налоговый режим для компаний, работающих в сфере недропользования (тем самым расширив минерально-сырьевую базу страны). Также предусматривается отказ от подписных бонусов и бонусов коммерческого обнаружения.

Угольной промышленности уделяется серьезное внимание в Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г., утвержденной Постановлением Правительства от 28 июня 2014 г. Концепция дает общее представление о взгляде лидеров государства на пути дальнейшего развития отрасли. Она предполагает замедление внутреннего роста потребления угля, ограниченные возможности роста экспорта, а также постепенное расширение использования природного газа и ВИЭ в производстве электроэнергии. В данном контексте Концепция предусматривает следующее: «сдержанный» рост объемов добычи энергетического угля (только до 113 млн. т) к 2030 г. при повышении ее эффективности; модернизацию и использование новых технологий, включая, в частности, расширенное обогащение угля; повышение глубины переработки угля с получением ряда новых продуктов (синтетических жидких продуктов и синтетического природного газа); а также развитие технологий и инфраструктуры

по использованию метана угольных пластов. Помимо этих общих целей, ставятся более конкретные задачи, которые должны быть выполнены к 2030 г., такие как: начало добычи в Тургайском бассейне, где запасы угля залегают очень близко к поверхности; производство синтетических жидких продуктов и синтетического природного газа в объемах, обеспечивающих покрытие 10% общего объема рыночного спроса (на рынках жидкого топлива и природного газа, соответственно); и выработка до 10% от общего объема электроэнергии на угольном метане. Достижение поставленных целей будет, помимо прочего, обеспечиваться поэтапным созданием соответствующей налоговой и нормативно-правовой базы согласно законам «О недрах и недропользовании» (от 24 июня 2010 г.) и «О техническом регулировании» (от 9 ноября 2004 г.). Однако даже этот более умеренный план развития может оказаться слишком оптимистичным для угольной промышленности.

И, наконец, в 2017 г. Министерство энергетики разработало масштабную государственную программу, посвященную непосредственно угольной промышленности («Дорожная карта по развитию угольной промышленности на перспективу до 2030 г.»). В январе 2017 г. Министр энергетики Республики Казахстан Канат Бозумбаев раскрыл некоторые из предусмотренных «Дорожной картой» направлений. В частности, он отметил, что приоритетное внимание будет уделяться мерам по снижению негативного воздействия на окружающую среду в районах добычи угля и по увеличению производства высококачественной угольной продукции. В то же самое время, он подчеркнул важность сохранения объемов добычи угля на текущем уровне с расширением и углублением его переработки для повышения диверсификации продукции и видов ее использования, включая производство дизельного топлива и других видов синтетических жидких продуктов из угля (технологии CTL), а также использование метана угольных пластов в качестве локального источника топлива для производства электроэнергии. Помимо этого, министр выступил с поддержкой мер диверсификации экономики моногородов («городов-компаний»), занятых в добыче угля, таких как Экибастуз, где уже приступили к реализации проектов в области транспортного машиностроения и строительной промышленности.

<sup>18</sup>Министерство энергетики осуществляет руководство угольной и урановой промышленностью, а другие твердые полезные ископаемые (например, руды металлов) относятся к юрисдикции Министерства по инвестициям и развитию. Встречающиеся в изобилии распространенные виды минерального сырья, такого как песок и глина, находятся в ведении местных органов власти (акиматов). Положения закона «О недрах» также широко распространяются на нефтяную и газовую промышленность с частичными исключениями для трех мегапроектов, реализуемых в рамках СРП, или аналогичных контрактов.

#### 6.4.2. Основные рекомендации

Даже несмотря на отсутствие роста, угольная промышленность на протяжении еще многих лет продолжит оставаться важной составляющей ТЭК Казахстана. Учитывая данное обстоятельство, мы полагаем, что некоторые из рекомендаций, представленных в Национальном энергетическом докладе 2015 г., сохраняют свою актуальность и на сегодняшний день:

- Придерживаться проведения продуманной политики, не приводящей к необоснованному снижению конкурентоспособности угля. Особое внимание следует уделять тому, как отразятся размеры платы 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, путем постепенной оптимизации – в частности за счет снижения выбросов посредством повышения эффективности использования топлива и оборудования фильтрами дымовых труб старых мощностей. Если будет продемонстрирован заметный прогресс в сокращении выбросов углекислого газа, 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 обогащения 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

К этим рекомендациям мы считаем целесообразным добавить следующие:

- Аналогично принимаемым во всем мире мерам, направленным на содействие

сокращению объемов факельного сжигания попутного газа в процессе добычи нефти, рассмотреть вопрос о введении нормативно-правовых требований (законодательных актов), обеспечивающих стимулы для устранения выбросов метана и других газов в процессе добычи угля, а также для поощрения утилизации этих газов в производстве электроэнергии и тепла, если это экономически оправдано. Такие меры могут включать снижение налоговой нагрузки на недропользователей, добывающих газ нетрадиционным способом и утилизирующих его (а не выбрасывающих в атмосферу).

- Принимая во внимание высокий уровень расходов при транспортировке угля из Казахстана и проблемы его конкурентоспособности на основных экспортных рынках, рекомендуется изучить возможности более широкого использования казахстанского угля для выработки электроэнергии на территории страны в целях ее последующего экспорта в страны Центральной и Южной Азии. Задачи проекта CASA-1000 по расширению мощностей тепловой генерации в регионе для поддержания производства гидроэлектроэнергии в Таджикистане и Кыргызстане могут открыть пути для участия в нем Казахстана.



## 7. УРАН

- 7.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 7.2. УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – НОВЫЕ ДАННЫЕ
- 7.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ
- 7.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ УРАНОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЗАХСТАНЕ

## 7. УРАН

### 7.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- Казахстан занимает первое место в мире по объемам добычи урана: на Казахстан приходится около 40% мировой добычи. Беспрецедентный рост добычи урана с 2003 по 2016 гг, более чем в 7 раз, будет впервые сопровождаться снижением добычи в 2017 году на 10%, для восстановления цен на рынке урана. Рыночная конъюнктура, связанная с падением стоимости урана в 2016 году на 40% серьезно сказалась на отрасли, даже несмотря на то, что в Казахстане наименьшая себестоимость добычи урана в мире благодаря эффективной и экологически чистой технологии подземного скважинного выщелачивания (ПСВ).<sup>1</sup>
- Мировой рынок урана в настоящее время можно охарактеризовать как «рынок покупателя» (т.е. рынок с ограниченным спросом), где относительно небольшое количество производителей снабжает столь же небольшое количество крупных клиентов. Усилия Казахстана по поддержанию цен на уран путем объявления планов по сокращению производства более чем на 2000 тонн в 2017 году, по-видимому, оказали лишь ограниченное влияние на рынок. В глобальном масштабе большая часть продукции продается по ценам, устанавливаемым в долгосрочных контрактах (эти цены менее чувствительны к краткосрочным колебаниям добычи), и ничто не указывает на то, что другие производители готовы координировать сокращение добычи с Казахстаном. Другой вариант, при котором Казахстан имеет возможность влиять на спотовые цены - это создание запасов продукции и таким образом, ограничения предложения на рынке. При принятии решения о том, как именно ограничить предложение на рынке, выбор между увеличением запасов урана и сокращением производства должен основываться на экономических расчетах, а также на том, как долго выбранная

стратегия будет иметь целесообразность для достижения желаемого результата (например, как долго можно терпеть увеличение переменных издержек в случае сокращения производства, увеличения затрат на хранение и финансирование и т.д.)

- В долгосрочной перспективе, рост числа атомных станций в мире будет сопровождаться ростом спроса на уран. Именно новые развивающиеся рынки будут определять спрос на уран в будущем, тогда как в развитых странах выбытие мощностей атомных электростанций (АЭС) будет существенно превышать вводы новых реакторов. Согласно данным Всемирной ядерной ассоциации, по состоянию на май 2017 года, на стадии строительства находятся 60 реакторов общей мощностью 64,5 ГВт, при планируемых объемах строительства 164 реакторов мощностью 170,8 ГВт.

- Длительный путь по поиску потребителя топливных таблеток, проделанный национальной атомной компанией «Казатомпром», с момента приостановки закупки топливных таблеток «Ульбинского металлургического завода» Россией, близок к завершению. Согласно достигнутым договоренностям с Китайской генеральной ядерно-энергетической корпорацией (CGNPC) ведется строительство совместной линии по производству тепловыделяющих сборок (содержащих в себе тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) с топливными таблетками) проектной мощностью 200 тонн урана в тепловыделяющих сборках (ТВС) в год. На заводе будут выпускаться ТВС французского дизайна для водо-водяных реакторов PWR. Запуск линии по производству ТВС на территории Казахстана является для Казатомпромом успехом, так как поначалу китайская сторона настаивала на создании производства на территории Китая.

- Участие Казахстана в важной международной инициативе, в области атомной энергетики, по созданию Банка ядерного топлива (низкообогащенного урана) на своей территории является важным политическим моментом для поддержки концепции нераспространения ядерного оружия. На конец 2017 года планируется завершение, на территории УМЗ, строительства хранилища для размещения до 90 тонн низкообогащенного урана Банка ядерного топлива (БЯТ). Размещение на территории УМЗ Банка ядерного топлива не будет исключительным для завода событием, так объемы хранения топлива на заводе ранее значительно превышали данный объем.
- Результатом реализации концепции построения замкнутого ядерного топливного

цикла (ЯТЦ) может стать то, что атомная энергетика станет почти возобновляемой; соответствующие исследования ведутся, например, в российском проекте «Прорыв». Несмотря на высокие надежды, возлагаемые на разрабатываемые технологии замкнутого цикла, их существенное влияние на рынок урана вероятно окажется за горизонтом «планирования данного доклада». Однако, ввиду возможной перспективности проектов замкнутого ЯТЦ и наличия уникальной исследовательской и стендовой базы, Казахстану рекомендуется организация большей вовлеченности казахстанских ученых в совместные работы и научные исследования по данному и другим перспективным направлениям ядерной индустрии (расширение топливной базы, высокотемпературные реакторы и т.д.).

### 7.2. УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – НОВЫЕ ДАННЫЕ

#### 7.2.1. Структура рынка

Добыча урана в Казахстане ведется на 19 рудниках, 6 из которых принадлежат АО «Национальная атомная компания «Казатомпром», а остальные 13 разрабатываются в рамках совместных предприятий с иностранными компаниями, включая AREVA, Cameco, Uranium One, а также китайских и японских инвесторов. В 2015 г. на долю «Казатомпрома» (согласно имеющимся долям собственности) пришлось 54% от общего объема добычи урана, на втором месте была компания Uranium One (20%), а на третьем и четвертом – компания AREVA (9%) и консорциум японских энергетических компаний Energy Asia (8%).<sup>2</sup> Поскольку Казахстан в настоящее время не имеет собственных мощностей генерации атомной энергетики (только исследовательские реакторы и стенды), весь производимый уран идет на экспорт, в основном по долгосрочным контрактам. Из всех этапов ядерного топливного цикла в Казахстане в настоящее время представлены: добыча урана, реконверсия и производство топливных таблеток.<sup>3</sup> Основные направления государственной политики в области производства атомной энергии определяет Правительство Республики

Казахстан, которое также отвечает за разработку некоторых документов, посвященных вопросам безопасности (включая Национальный план реагирования на ядерные и радиационные аварии). В ведении Министерства энергетики Республики Казахстан находится определение и реализация государственной политики в области атомной энергетики, а также управление деятельностью по добыче урана (включая экспортный надзор) и возможной в будущем деятельностью по выработке электроэнергии на АЭС. «Казатомпром», которая принадлежит Фонду национального благосостояния «Самрук-Казына» – государственной корпорации, управляющей государственными активами – имеет статус национальной компании по добыче урана. Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», национальная компания имеет право представлять интересы государства в контрактах на недропользование, а также контролировать и исполнять такие контракты. Национальный ядерный центр в городе Курчатов, где находятся три исследовательских реактора, занимается исследованиями и разработками.

<sup>2</sup>Доли в консорциуме Energy Asia распределяются следующим образом: Marubeni – 30%, Tepco – 30%, Toshiba – 22,5%, Chubu – 10%, Tohoku – 5% и Kyushu 2,5%.

<sup>3</sup>В частности, «Казатомпрому» принадлежит Ульбинский металлургический завод, располагающий мощностями по производству топливных таблеток. Во времена СССР УМЗ покрывал до 80% потребности атомных электростанций СССР в топливных таблетках. 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, при этом объем производства топливных таблеток остается минимальным (10 т в 2014 г, 0 т – 2015 г, 24 т – 2016 г) и поставка осуществляется уже на потребителей в Китае.

<sup>1</sup>Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) признает данную технологию ПСВ как самый экологически чистый и безопасный способ обработки месторождений.

### 7.2.2. Запасы урана

Казахстан входит в число мировых лидеров по запасам урана: по состоянию на январь 2015 г., его достоверно оцененные запасы (которые приблизительно соответствуют категории запасов A+B+C1 согласно принятой в Казахстане классификации) с себестоимостью добычи менее 260 долл. США за килограмм урана, составляли 0,4 млн. т (8% от общемирового показателя), что соответствовало третьему месту в мире после Австралии (1,2 млн. т) и Канады (0,5 млн. т). При этом важным является то обстоятельство, что по результатам геологоразведочных работ в стране существенно увеличились показатели запасов с низкой себестоимостью добычи: объем запасов, себестоимость добычи которых составляет не более 80 долл. США за килограмм урана, вырос с

200 тыс. т по состоянию на январь 2013 г. до 230 тыс. т по состоянию на январь 2015 г. В абсолютном выражении эти показатели роста уступают лишь Южной Африке, запасы которой в данной категории себестоимости увеличились на 55 тыс. т. Другие страны мира в совокупности продемонстрировали чистое снижение данного показателя на 73 тыс. т (главным образом вследствие сокращения запасов на 79 тыс. т в Канаде). Если говорить о предполагаемых запасах страны (которые соответствуют категории C2 согласно принятой в Казахстане классификации), то они за тот же период выросли на 120 тыс. т (до 438 тыс. т), вследствие увеличения показателей объема запасов данной категории на месторождениях Инкай и Моинкум.

### 7.2.3. Добыча урана

Добыча урана в целом по стране выросла с 22 тыс. т в 2013 г. до 25 тыс. т в 2016 г (см. Таблица 7.1). Крупнейшим предприятием по добыче урана в Казахстане является государственная компания «Казатомпром»: в 2015 г. на ее долю пришлось 12,9 тыс. т урана (для сравнения, в 2013 г этот показатель составлял 11,9 тыс. т) или 54% от общего показателя добычи по стране и 21% от общемирового показателя. Оставшаяся часть (46%) объемов добычи урана в Казахстане поступает в основном из рудников, разработка которых ведется совместными предприятиями, с участием казахстанских фирм и компаний из других стран мира (таких как Канада, Франция, Япония и Россия). Среди крупных компаний по добыче урана

в мире следует отметить: Самесо (объем добычи которой в 2015 г. составил 10,9 тыс. т или 18% от мировой добычи), AREVA (9,4 тыс. т или 16%) и «Росатом» (7,8 тыс. т или 13%). Если рассматривать отдельные месторождения, то наибольший прирост добычи был зарегистрирован на участках Хорасан-1 и Хорасан-2: в период между 2013 и 2015 гг. объемы добычи на них выросли на 360 и 510 т, соответственно. В то же самое время, совокупный объем добычи на рудниках Торткудук и Моинкум увеличился на 550 т. При этом добыча на месторождениях Восток и Звездное в 2015 г. прекратилась ввиду истощения запасов.

**Таб.7.1.** Добыча урана предприятиями АО «НАК «Казатомпром» за период 2010-2016 гг (тонн)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча, всего	17 449	19 096	20 979	22 501	22 829	23 806	24 689

Источник: АО «НАК «Казатомпром»

### 7.2.4. Экспорт урана

Весь добываемый в Казахстане уран идет на экспорт. Согласно данным Комитета государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан, крупнейшим импортером казахстанского урана остается Китай, хотя его доля в общем объеме экспорта сократилась с 54% в 2014 г. до 46% в 2016 г. Снижение закупок со стороны Китая отражает сокращение темпов

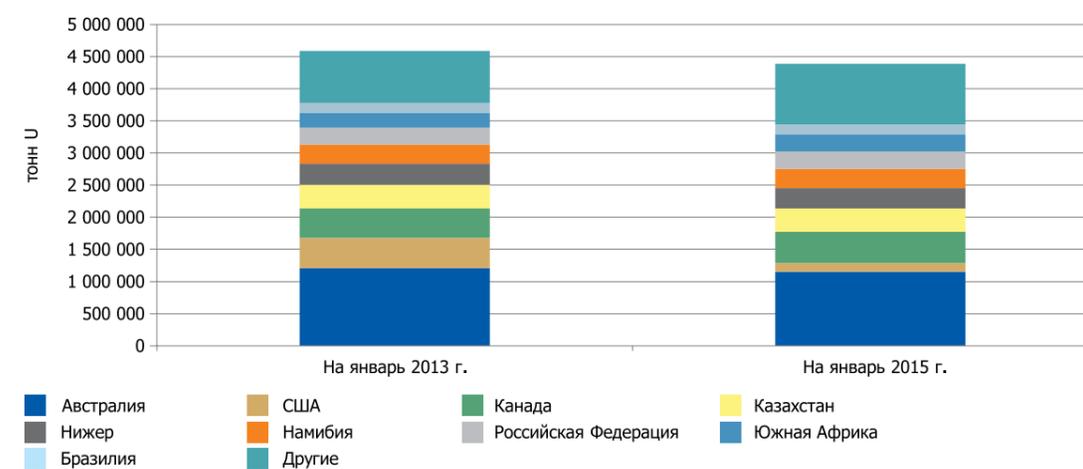
пополнения запасов. Аналогичным образом, доля России за тот же период снизилась с 19% до 14%. В то же самое время Франция, наоборот, увеличила закупки урана (ее доля выросла с 6% до 14%), а Индия, которая ранее вообще не закупала в Казахстане уран, в 2016 г. импортировала 2,5 тыс. т, что составило около 10% от общего объема экспорта из страны.

### 7.2.5. Мировой рынок урана

Мировой объем достоверно оцененных традиционных запасов урана с себестоимостью добычи менее 260 долл. США/кг, снизился с 4,6 млн. т по состоянию на январь 2013 г. до 4,4 млн. т по состоянию на январь 2015 г., в результате сокращения запасов в США на 334 тыс. т по результатам переоценки (при том, что в Гренландии за тот же период данный показатель вырос на 103 тыс. т). Объем предполагаемых запасов данного уровня себестоимости за тот же период увеличился с 3 млн. т до 3,2 млн. т (см. Рис. 7.1). Мировые достоверно оцененные запасы урана, себестоимость добычи которых составляет

менее 80 долларов США/кг, выросли на 12 тыс. т. Самые высокие показатели увеличения запасов продемонстрировали Казахстан, Южная Африка, Перу и Россия (на 30, 55, 13 и 12 тыс. т, соответственно), а в Канаде и США данный показатель существенно снизился (на 79 и 22 тыс. т, соответственно). (см. Рис. 7.2). При текущих годовых объемах общемировой добычи (в 2016 г. данный показатель составил 62 тыс. т), достоверно оцененных запасов урана себестоимостью ниже 80 долл. США/кг должно хватить на 20 лет, а себестоимостью не выше 260 долл. США/кг – на 73 года.

**Рис.7.1.** Достоверно оцененные запасы в мире с себестоимостью <260 долл. США/кгU

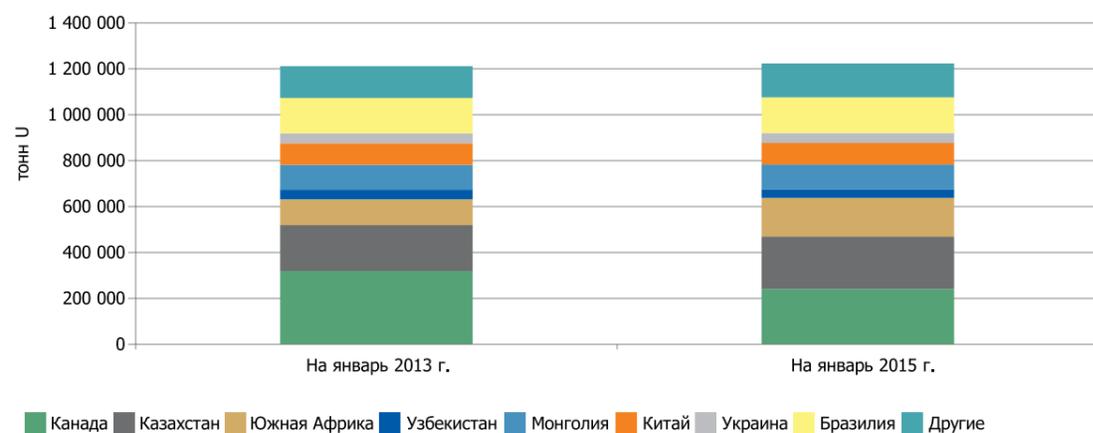


Источник: IHS Markit, Всемирная ядерная ассоциация

© 2017 IHS Markit

<sup>4</sup>Отчёт Всемирной ядерной ассоциации приводит оценку в 363,200 тонн для категории достоверных запасов и 578,000 тонн для категории предполагаемых запасов.

**Рис. 7.2.** Достоверно оцененные запасы в мире с себестоимостью <80 долл. США/кгU



Источник: IHS Markit, Всемирная ядерная ассоциация

© 2017 IHS Markit

Рост объемов добычи урана в мире за последние 10 лет связан с уменьшением поставки обогащенного оружейного урана на рынок. Как видно из таблицы 7.2, производство электроэнергии на АЭС, несмотря на рост

мощностей на 5,4% (20 ГВт), даже снизилось на 4,5%. Данный факт может объясняться снижением выработки электроэнергии на АЭС в Германии и приостановкой работы на АЭС в Японии после аварии 11 марта 2011 г на АЭС Фукусима Дай-ити.

**Таб. 7.2.** Мировая добыча, потребление урана, мощность АЭС, эксплуатируемые реакторы и выработка электроэнергии на АЭС за период 2007 – 2016 гг. (тонн)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча урана	41 282	43 764	50 772	53 671	53 493	58 489	59 331	56 041	60 496	62 012
Доля мирового спроса, приходящаяся на добычу	64%	68%	78%	78%	85%	86%	92%	85%	90%	98%
Потребности в уране (на конец года)	66 529	64 615	65 405	68 646	62 552	67 990	64 978	65 908	66 883	63 404
Число реакторов (на конец года)	439	436	436	442	434	435	435	437	439	447
Мощность, ГВт (на конец года)	372	372	373	377	370	374	375	378	383	392
Электрогенерация на АЭС, млрд. кВт*ч	2 608	2 601	2 560	2 630	2 518	2 346	2 359	2 411	2 441	2 490

Источник: Всемирная ядерная ассоциация

В отношении спроса, крупнейшим потребителем урана в мире остается электроэнергетика, на долю которой приходится 95% от совокупного спроса на уран. Помимо этого, уран используется в медицинских и исследовательских целях, а также в двигательных установках судов (атомного флота).<sup>5</sup>

При том, что мощности атомной генерации в мире выросли, потребность в уране снизилась приблизительно на 4%, что отчасти стало следствием остановки реакторов в Японии (см. ниже) и повышения эффективности использования топлива.<sup>6</sup> Генерирующие компании в США и

Европе уменьшают объемы урановых отходов («урановых хвостов»), которые они указывают в контрактах с предприятиями по обогащению, что означает увеличение степени обогащения урана (например, с 3,3% <sup>235</sup>U до 5% <sup>235</sup>U). Таким образом, в настоящее время у АЭС появляется возможность сжигать уран на протяжении более длительного времени и повысить эффективность использования топлива. По данным Всемирной ядерной ассоциации, с 1970-х гг. глубина выгорания топлива выросла с 40 ГВт\*дней (гигаватт-дней) на тонну урана до более чем 60 ГВт\*дней/т. В результате, в отработанном топливе

АЭС, как правило, остается лишь 0,5% <sup>235</sup>U (ранее данный показатель составлял 1%). Чистый итог роста эффективности состоит в том, что на производство такого же объема электроэнергии уходит меньше ядерного топлива.

На конец 2016 г. в мире насчитывалось 447 реакторов общей мощностью 391 ГВт, на которых в 2016 г. было выработано 2 490 млрд. кВт\*ч электроэнергии. Потребности в уране на конец 2016 г. составили 63 тыс. тонн.<sup>7</sup> Источником роста совокупного объема мощностей в мире между 2014 г. и 2017 г. был Китай, где количество реакторов в эксплуатации увеличилось с 19 реакторов по состоянию на январь 2014 г. до 35 реакторов по состоянию на январь 2017 г.; общая мощность генерации увеличилась с 16 ГВт до 32 ГВт.<sup>8</sup> Только в 2016 г. в мире в эксплуатацию было введено еще 8 реакторов, в результате чего установленная мощность выросла на 8,8 ГВт; в Китае было введено 5 реакторов общей мощностью генерации 4,8 ГВт. Амбициозные планы Китая по расширению мощностей атомной энергетики изложены в 12-м (2011-2015 гг.) и 13-м (2016-2020 гг.) пятилетних планах страны. Однако на практике, показатели роста атомных мощностей оказались значительно ниже целей, предусмотренных 12-м пятилетним планом, так как утверждение новых проектов было временно приостановлено из-за проведения проверок на предмет безопасности и пересмотра стандартов, после аварии в Фукусиме в 2011 г. Утверждение новых проектов возобновились в начале 2015 г. 13-й пятилетний план ставит задачу к 2020 г. вывести объем находящихся в эксплуатации мощностей атомной генерации на уровень 58 ГВт и, помимо этого, предусматривает еще 30 ГВт мощностей на стадии незавершенного строительства. Китай стремится стать мировым лидером атомной отрасли за счет разработки собственных технологий реакторов III и IV поколений, а также за счет охвата цепочки создания стоимости с прицелом на экспорт в будущей перспективе.

Другими странами, где имело место чистое увеличение генерирующих мощностей в период с 2014 г. по 2015 г., стали Россия (чистый прирост – 2 реактора, общее количество реакторов – 35,

общая добавленная мощность – 1,8 ГВт), а также Аргентина и Южная Корея (по одному реактору дополнительно в каждой стране мощностью 0,7 ГВт и 0,9 ГВт, соответственно). В то же самое время, в Японии количество находящихся в эксплуатации реакторов уменьшилось на 7 (в совокупности до 43 реакторов), что привело к чистому сокращению общего объема мощностей на 3,9 ГВт. Эти 7 реакторов были окончательно выведены из эксплуатации после аварии на АЭС Фукусима-1 в 2011 г.

Япония все еще является одним из крупнейших потребителей атомной энергии в мире, имея 42 реактора, общая мощность которых по выработке электроэнергии составляет 40 ГВт. Япония начинает постепенно вводить в эксплуатацию остановленные ранее реакторы. Большинство из них временно остановлены для проверки на предмет безопасности, но пять (общей мощностью 4 ГВт) были перезапущены – это реакторы Иката-3, Сендай-1, Сендай-2, Такахама-3 и Такахама-4. По состоянию на март 2017 г., 16 электростанций (25 реакторов) подали запросы на одобрение возобновления работы в Агентство по ядерному регулированию (NRA), которое в 2013 г. разработало новые правила техники безопасности, устанавливающие более жесткие требования в отношении обеспечения защиты от стихийных бедствий и несчастных случаев. В 2016 г. NRA также одобрила увеличение сроков службы трех реакторов принадлежащих компании Kansai Electric – Mihama-3, Takahama-1 и Takahama-2 – на период от 40 до 60 лет. Эти три реактора, скорее всего, возобновят работу в период между 2019 и 2020 гг., после проведения необходимых модификаций для соответствия новым стандартам безопасности. В феврале 2017 года реакторы Ohj 3 и 4, принадлежащие Kansai Electric, также получили предварительное одобрение NRA. До аварии в Фукусиме на объекты атомной энергетики приходилось около 30% от общего объема генерирующих мощностей Японии. Для выполнения задачи, поставленной нынешним премьер-министром Синдзо Абэ (выработка 20% электроэнергии от общего объема на стране на АЭС к 2030 г.), скорее всего, потребуется перезапустить

<sup>5</sup>Данные о потреблении урана для производства ядерного оружия отсутствуют, но предполагается, что этот показатель незначителен по сравнению с объемами потребления времен гонки ядерных вооружений в период холодной войны.

<sup>6</sup>По оценкам Всемирной ядерной ассоциации, за период с 1980 г. по 2008 г. объемы выработки электроэнергии на ядерных реакторах выросли в 3,6 раза, а спрос на уран увеличился лишь в 2,5 раза.

<sup>7</sup>Потребность в уране отражает годовые потребности реакторов (характерные для индивидуальной конструкции реактора), которые зависят от набора операционных переменных, специфических для каждой конкретной страны, таких как: коэффициент использования установленной мощности, коэффициент выгорания и уровень обогащения урана, а также количество первичного топлива для загрузки новых реакторов (предполагается, что станции требуется объем первичного топлива за два года до начала работы реактора).

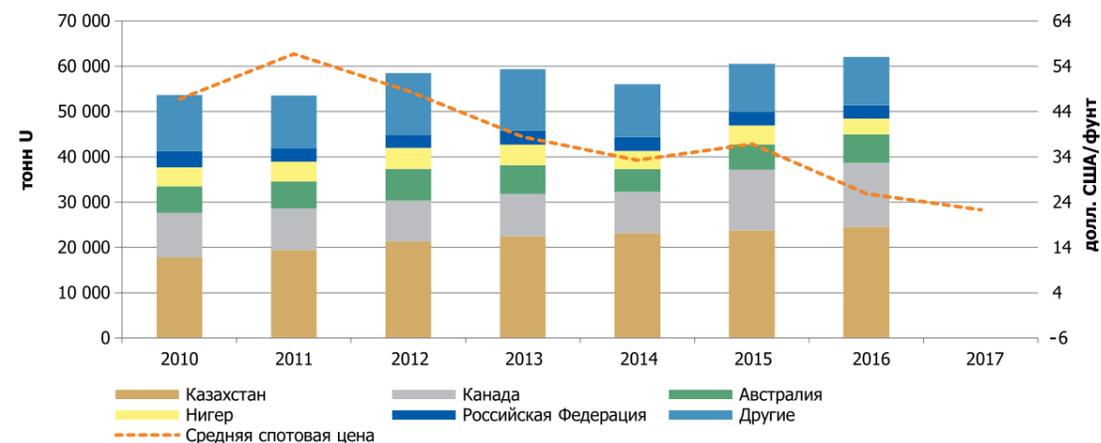
<sup>8</sup>Количество реакторов в эксплуатации – это количество реакторов, подключенных к энергосистеме. Реактор может находиться в эксплуатации, но не работать по причине временного отключения.

около 30 находящихся в рабочем состоянии реакторов. Однако перезапуск АЭС остается политически непростым моментом, поскольку у него есть много противников. По результатам опросов общественного мнения около 60% японцев высказались против возобновления работы АЭС, а перезапуск некоторых из них пришлось отложить в связи с судебными исками со стороны групп, выступающих против атомной энергетики. Если проверки безопасности и перезапуск АЭС пойдут по предусмотренному графику (что находится под большим вопросом, учитывая имеющиеся факторы неопределенности), годовой объем выработки электроэнергии на АЭС в Японии, согласно оценкам IHS Markit, к 2020 г. может вырасти до 143,9 ТВт\*ч (что составляет менее половины пикового уровня достигнутого в 2000 г.).

Помимо Японии, в период с 2014 г. по 2015 г. количество находящихся в эксплуатации реакторов сократилось также в Германии, Швеции, Великобритании и США. В каждой из стран был выведен из эксплуатации один реактор, в результате чего их мощности атомной генерации снизились на 1,3 ГВт, 0,7 ГВт, 1,2 ГВт и 0,1 ГВт, соответственно. В США в период с 2013 г. по 2015 г. количество реакторов и общая мощность оставались стабильными (страна являлась мировым лидером по обоим показателям), благодаря продлению срока эксплуатации реакторов за счет повышения эффективности техобслуживания. Однако банкротство компании Westinghouse Electric в конце марта 2017 г. стало тревожным событием для отрасли. Это произошло в период, когда материнская компания Westinghouse – Toshiba – предпринимала меры для того, чтобы оправиться от огромных убытков, понесенных в ходе строительства компанией Westinghouse 3-го и 4-го блоков АЭС Вогтль в штате Джорджия, а также 2-го и 3-го блоков АЭС Ви-Си Саммер в штате Южная Каролина (мощность каждого из этих блоков составляла 1,3 ГВт), которое существенно отставало от графика и выходило за рамки бюджета. Предполагается, что причиной проблем стало сочетание целого ряда факторов: появление новой конструкции реактора (AP1000), незапланированное участниками рынка введение новых правил техники безопасности после аварии на АЭС Фукусима-1 и (ввиду отсутствия активной деятельности по строительству реакторов в США) задержек в проведении строительных работ со стороны американских подрядчиков, не располагающих опытом и оборудованием, необходимыми для производства ряда крупных компонентов реакторов. В результате сейчас под вопросом находится не только будущее двух станций: по всей видимости, Toshiba либо найдет желающего купить Westinghouse, либо переориентирует компанию на проектирование и техобслуживание

реакторов, вместо их строительства. В любом случае, похоже, что Toshiba рассматривает вопрос о выходе из бизнеса в области атомной энергетики за пределами Японии (основном рынке для компании). Если говорить о предложении, то после снижения с 59 тыс. т в 2013 г. до 56 тыс. т в 2014 г. (в основном из-за сокращения добычи в Австралии и Намибии), в 2015 г. мировой объем добычи урана вырос до 60 тыс. т. Доля Казахстана в общемировом объеме добычи составила 38% в 2014 г. и более 39% в 2015-2016 г., что сделало его мировым лидером по данному показателю. По росту добычи (2 тыс. т) за тот же период Казахстан стал вторым среди добывающих стран, уступив Канаде, где объемы добычи увеличились на 4 тыс. т (составив в совокупности 13 тыс. т), благодаря началу эксплуатации рудника Сигар-Лейк в провинции Саскачеван. В итоге Канада сохраняет за собой второе место в мире по добыче урана. Остальная часть спроса (которая не покрывается за счет добычи урана на рудниках разных стран мира) обеспечивается за счет вторичных источников, таких как невоенные запасы, повторно обогащенный обедненный уран из хвостохранилищ, а также переработанный уран и плутоний из отработанного топлива или обедненный оружейный уран и плутоний (в форме смешанного оксидного топлива или МОКС-топлива). При том, что данные Агентства по ядерной энергии (АЯЭ) и МАГАТЭ говорят о снижении коммерческих запасов урана в мире с 155 тыс. т в начале 2013 г. до 143 тыс. т в начале 2015 г., такие факторы как наличие вторичных ресурсов урана и падение спроса в Японии и Европе после аварии в Фукусиме продолжают оказывать понижающее давление на цены, несмотря на приостановку реализации совместной российско-американской программы по обеднению российского оружейного плутония для использования в гражданских целях («Мегатонны в мегаватты») в октябре 2016 г. В то время как спрос на уран оставался практически неизменным (на фоне вывода из эксплуатации реакторов в развитых странах – например, Японии и Германии – наряду с увеличением числа реакторов в развивающихся странах – таких как Китай и Индия), его добыча росла, что привело к резкому падению цен на уран (см. Рис. 7.3). После непродолжительного периода роста – с 28 долл. США за фунт (73 долл. США за килограмм урана) в июне 2014 г. до 40 долл. США/фунт (104 долл. США/кг) в ноябре 2014 г. – в течение всего 2015 г. спотовые цены составляли в среднем 37 долл. США/фунт (96 долл. США/кг), а затем резко упали с 36 долл. США/фунт (94 долл. США/кг) в ноябре 2015 г. до уровня ниже 19 долл. США/фунт (49 долл. США/кг) в ноябре 2016 г., достигнув отметок, которые до этого наблюдались лишь в начале 2004 г.

Рис.7.3. Динамика добычи по странам и цен на уран



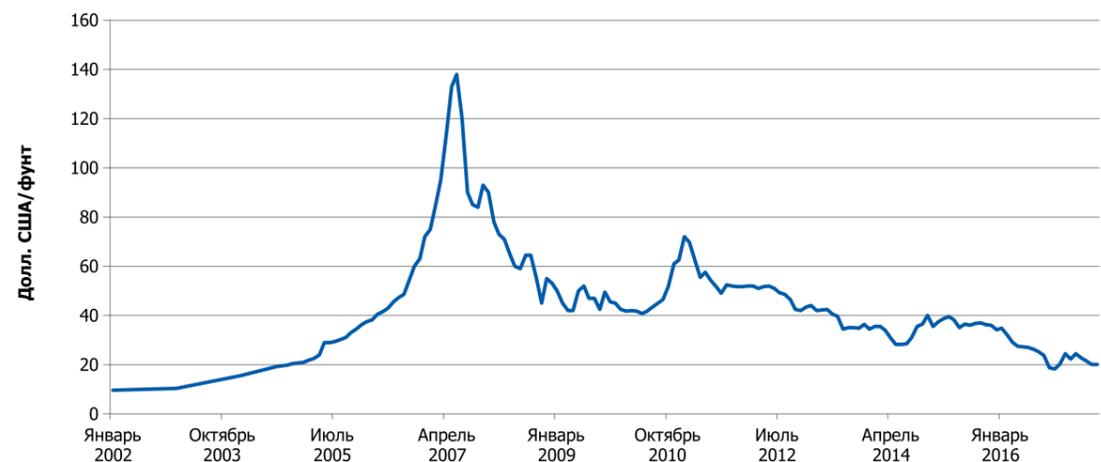
Источник: IHS Markit, Всемирная ядерная ассоциация, Uranium Miner

© 2017 IHS Markit

Реакцией добывающих компаний на падение цен стали задержки в разработке новых месторождений, а также сокращение объемов добычи на существующих рудниках или даже их полное закрытие (в том числе в Малави, США, Канаде, Австралии и Нигере). В январе 2017 г. Казахстан объявил о планах по сокращению добычи урана более чем на 2 тыс. т (что составляет около 3% от общемирового объема добычи на месторождениях) в 2017 г. После этого (судя по всему, отчасти в результате новостей о сокращении добычи) к середине марта цены на уран выросли до уровня выше 25 долл. США/фунт (65 долл. США/кг), однако к концу месяца в среднем составляли уже 24 долл. США/фунт (62 долл. США/кг). Как и большинство крупных производителей,

Казахстан в основном осуществляет продажу урана по долгосрочным контрактам. При этом цены на спотовом рынке стабильно находятся на уровне намного ниже долгосрочных цен (см. Рис. 7.4). Так, разница между значением спотовой цены согласно котировке Nuexco и средним арифметическим значением долгосрочных цен (по данным компаний Ux Consulting и TradeTech), составила в среднем 9,5 долл. США/фунт в 2015 г. и 12,7 долл. США/фунт в 2016 г. Это значительно выше расчетной стоимости хранения для отдельных участников отрасли (всего 0,2 долл. США/фунт в год); затраты на финансирование и поддержание запасов существенно не повысят стоимость хранения.

Рис. 7.4. Спотовые цены на U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> в период с 2002 г.



Источник: IHS Markit, Uranium Miner

© 2017 IHS Markit

### 7.2.6. Транспортировка урана

Возможность деятельности на казахстанском рынке транспортировки ядерных материалов открыта для всех потенциальных участников и требует наличия двух лицензий: Комитета атомного и энергетического надзора и контроля и Комитета транспорта Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан.

Основные используемые способы транспортировки железнодорожный, автомобильный и морской транспорт. Транспортировка радиоактивных ядерных материалов происходит также с участием службы безопасности Министерства внутренних дел.

### 7.2.7. Внутреннее потребление: топливный ядерный цикл и предложения о строительстве реакторов

Казахстан стремится расширить мощности по переработке урана, чтобы охватить все стадии ядерного топливного цикла. Согласно информации, имеющейся на 2016 г., «Казатомпром» и канадская компания Сатесо ведут работу над ТЭО проекта создания завода по очистке урана для получения триоксида урана (оксид урана (VI) /  $UO_3$ ) из октаоксида триурана (закись-окись урана /  $U_3O_8$ ) мощностью 6 тыс. т в год, с дальнейшим производством гексафторида урана ( $UF_6$ ) на заводе Сатесо в Канаде.<sup>9</sup> Стороны изучают экономическую целесообразность реализации данного проекта. Также, Казахстан продолжает участвовать в обогащении урана в рамках партнерства с российским АО «ТВЭЛ» на Уральском электрохимическом комбинате в России. Помимо проекта АО «Центр по обогащению урана», связанного с обогащением урана на Уральском электро-химическом комбинате, Республика Казахстан через «Казатомпром» участвует в проекте Международный центр по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске, 10% акций в котором принадлежат компании «Казатомпром». В области производства топлива «Казатомпром» и Китайская Генеральная ядерно-энергетическая корпорация (CNNPC) приступили к строительству

объекта по производству ТВС на Ульяновском металлургическом заводе мощностью 200 т урана в год. Реализацию данного проекта стоимостью 150 млн. долл. США с использованием технологий по лицензии компании AREVA планируется завершить к 2020 г.

Если говорить о выработке электроэнергии на АЭС, то Казахстан в настоящее время рассматривает вопрос о том, нуждается ли страна в атомных мощностях и, если да, то в какие сроки. Преимуществом развития атомной энергетики для Казахстана является фактическое отсутствие выбросов парниковых газов, эмиссии вредных веществ. Образующиеся в процессе эксплуатации радиоактивные отходы строго локализируются в сравнительно небольшом объеме. Современные атомные электростанции оказывают на порядок меньшее радиационное воздействие на население, чем угольные ТЭС. Атомная энергетика это высокотехнологичная и наукоемкая отрасль, развитие которой даст дополнительный импульс промышленности Казахстана, в том числе за счет постепенного роста доли местного содержания в работах по проектированию, строительству и эксплуатации АЭС.

### 7.2.8. Баланс рынка урана – прогноз

В долгосрочной перспективе, рост спроса со стороны объектов атомной энергетики в мире будет способствовать повышению цен. По состоянию на январь 2017 г. 447 реакторов находилось в эксплуатации и 60 – на стадии строительства (из них 22 в Китае и 7 в России). Для сравнения, по состоянию на январь 2015 г. в эксплуатации находилось 437 реакторов, а на стадии строительства – 70.

- В 2015 г. началось строительство

восьми реакторов (6 в Китае, 1 в Пакистане и 1 в ОАЭ), десять реакторов были подключены к сети (8 в Китае, 1 в Южной Корее и 1 в России) и семь реакторов были навсегда выведены из эксплуатации (5 в Японии, 1 в Германии и 1 в Великобритании).

- В 2016 г. началось строительство трех реакторов (2 в Китае и 1 в Пакистане), 10 реакторов были введены в эксплуатацию (5 в Китае и по одному в Пакистане, Индии, России,

Южной Корее и США) и три были выведены из эксплуатации (по одному в США, Японии и России).

По имеющимся оценкам, на настоящий момент в мире получили одобрение и финансирование 164 реактора, эксплуатация которых должна начаться в ближайшие восемь-десять лет – из них 40 в Китае, 25 в России, 20 в Индии и 18 в США (см. Рис. 7.5). В соответствии с так называемым «конкурентным» сценарием IHS Markit для генерирующих мощностей электроэнергетики с разбивкой по видам топлива и технологиям, в мире прогнозируется дальнейший умеренный рост атомных генерирующих мощностей в период до 2030 г. и далее (на 1,6% ежегодно с 2015 г. по

2040 г.)<sup>10</sup> Однако, несмотря на то, что прогноз предусматривает увеличение атомных мощностей в 2040 г. (592 ГВт) более чем на 50% по сравнению с 2015 г. (391 ГВт), доля АЭС в общем объеме генерирующих мощностей электроэнергетики снизится до 5% (с 6% в 2015 г.).

Перспективы спроса на уран в течение прогнозного периода зависят от наращивания ядерных мощностей и представляются благоприятными. Сценарии IHS Markit находятся посередине - между оптимистическим и пессимистическим прогнозами АЯЭ и МАГАТЭ на 2016 г. (см. Рис. 7.6).

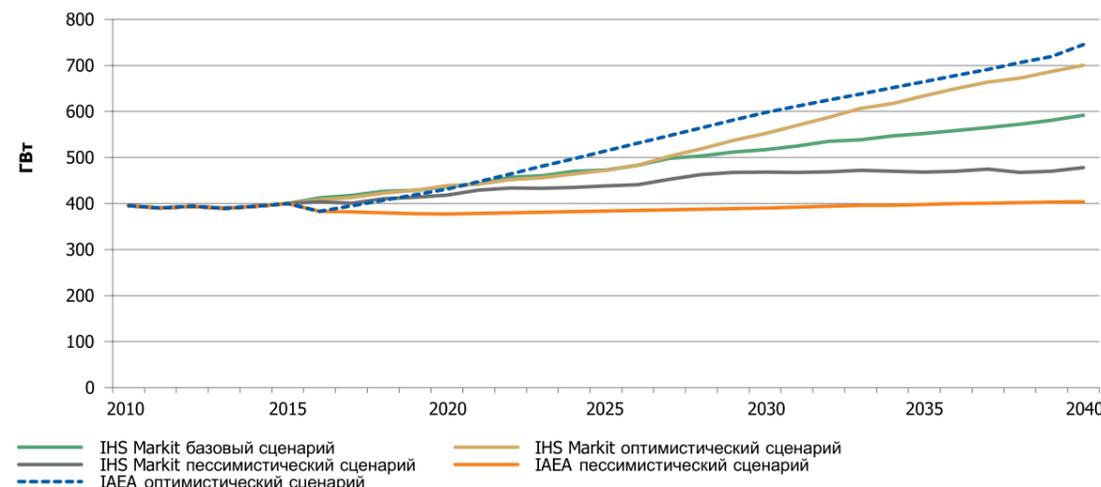
Рис. 7.5. Десять стран мира с самым большим количеством вводимых реакторов



Примечание: \* В фазе строительства = началось строительство или капитальный ремонт. Запланированные = получившие одобрение, или обеспечившие финансирование, на строительство, и ввод в эксплуатацию, которых ожидается в течение следующих 8-10 лет. Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

Рис. 7.6. Прогноз мощностей генерации АЭС в мире по сценариям



<sup>9</sup>Добытая руда ( $U_3O_8$ ) содержит примеси и нуждается в очистке перед конверсией в  $UF_6$ . Наиболее часто используемая для этого технология основана на методе экстракции растворителем, который помогает преобразовать  $U_3O_8$  в  $UO_3$ . Принадлежащий Сатесо завод по конверсии урана в Порт-Хоуп (провинция Онтарио) предполагает использование  $UO_3$  в качестве исходного сырья для производства  $UF_6$ .

<sup>10</sup>Конкурентный сценарий является базовым сценарием прогнозов IHS Energy и предполагает рост конкуренции между источниками энергии с учетом ценовых факторов, экологических аспектов, совершенствования технологий и задач обеспечения энергетической безопасности. Так, рост конкурентоспособности затрат и ужесточение экологических норм приводят к усилению конкуренции между видами двигателей и топлива на транспорте.

Пессимистический прогноз АЯЭ и МАГАТЭ соответствует «консервативному, но правдоподобному» сценарию и предусматривает продолжение текущей политики с сохранением действующих норм и правил, что означает проявление осторожности в отношении АЭС. В частности, данный сценарий предполагает сокращение мощностей атомной энергетики в Японии с 40 ГВт в настоящее время до 25 ГВт в 2020 г. и до 15 ГВт в 2030 г. При этом объем общемирового спроса со стороны объектов атомной энергетики, согласно прогнозам, будет оставаться практически неизменным, составляя чуть более 65 тыс. т (для сравнения, сейчас этот показатель составляет около 68 тыс. т). Оптимистический прогноз соответствует «амбициозному» сценарию и предполагает следование политике, направленной на борьбу с

изменением климата, но также предусматривает вывод из эксплуатации АЭС в Бельгии и Германии к 2025 г. При этом прогнозируется, что спрос на уран со стороны объектов атомной энергетики в начале 2030-х гг. превысит 100 тыс. т. Согласно оценкам АЯЭ и МАГАТЭ, если объемы добычи на существующих и планируемых к вводу в эксплуатацию (согласно окончательному инвестиционному решению) рудниках будут соответствовать заявленным, то их должно хватить для полного удовлетворения мирового спроса на уран до 2033 г. при пессимистическом сценарии и для удовлетворения 60% спроса в 2035 г. при оптимистическом сценарии. При этом, если брать в расчет плановые и перспективные проекты разработки месторождений, то предполагаемый объем добычи превысит спрос.

### 7.2.9. Банк ядерного топлива под эгидой МАГАТЭ в Казахстане

Казахстан продолжает продвигаться по пути создания международного банка низкообогащенного урана (НОУ). Суть проекта в предотвращении распространения технологий обогащения урана, за счет обеспечения доступа стран участниц МАГАТЭ к резервным объемам низкообогащенного урана, используемого для фабрикации ядерного топлива. Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) от 27 августа 2015 г. сроком на 10 лет, одобренное парламентом Казахстана в ноябре 2016 г., предусматривает создание банка ядерного топлива на базе Ульбинского металлургического завода. В банке планируется хранить до 90 тонн

низкообогащенного гексафторида урана ( $UF_6$ ). Начало его работы намечено на август 2017 г. 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 созданием банка топлива (которые удалось сократить за счет размещения банка на территории действующего предприятия), на паритетных условиях несут Казахстан и МАГАТЭ, тогда как затраты по приобретению и доставке НОУ в Банк ядерного топлива несет МАГАТЭ (отчасти эти затраты финансируются средствами доноров – США, ЕС, ОАЭ, Кувейта, Норвегии)

### 7.2.10. Выводы / Существенные изменения по сравнению с 2015 г.

- Достоверно оцененные запасы урана с себестоимостью добычи не более 80 долл. США/кг в Казахстане выросли с 200 тыс. т по состоянию на январь 2013 г. до 230 тыс. т в 2015 г. Это второе место в мире по показателю роста запасов данной категории.
- Казахстан планирует в добровольном порядке сократить добычу урана в стране в связи с перенасыщением рынка и снижением цен. По словам председателя правления АО «НАК «Казатомпром» Аскара Жумагалиева, планируемые объемы добычи урана в Казахстане будут снижены примерно на 10% или более чем на 2 тыс. т. Представляется, что данная инициатива едва ли существенно повлияет на мировые цены на уран с учетом отсутствия каких-либо официальных договоренностей между странами, ведущими добычу урана, о скоординированном сокращении поставок, а также того обстоятельства, что предусмотренный объем сокращения добычи в Казахстане составляет лишь около 3% от годового показателя общемирового спроса. На рынке экспорта урана из Казахстана определяющую роль играют покупатели (около

половины от общего объема экспорта урана идет в Китай). Именно поэтому Казахстан ищет способы сузить чрезмерный разрыв между спотовыми и долгосрочными ценами, рассматривая возможности хранения урана, что способно стимулировать рост цен на спотовом рынке.

- В рамках мер, направленных на расширение участия в процессах полного ядерного топливного цикла, Казахстан в сотрудничестве с китайскими инвесторами приступил к созданию линии фабрикации топлива и производства ТВС строительству мощностей по производству ТВС
- На вопросы о будущем атомной генерации в Казахстане (сколько реакторов будет построено в стране, какова будет их мощность и где они будут расположены) ответят результаты выполняемого в настоящее время технико-экономического обоснования, которое должно быть завершено в 2018 г.
- Близятся к реализации планы Республики Казахстан по размещению топливного банка НОУ под эгидой МАГАТЭ на Ульбинском металлургическом заводе – его открытие намечено на 2017 г.

## 7.3. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: ПРОБЛЕМЫ, ИДЕИ И РЕШЕНИЯ

### 7.3.1. Дополнительная выгода от переработки и сбыта

Ядерный топливный цикл имеет две стадии – начальную и конечную. Начальная стадия состоит из следующих этапов (см. Рис. 7.7):

- добыча урановой руды и производство концентрата оксида урана ( $U_3O_8$ )
- конверсия (преобразование)  $U_3O_8$  в гексафторид урана ( $UF_6$ ),
- обогащение  $UF_6$  (т.е. увеличение концентрации изотопов урана  $^{235}U$ ),
- производство топлива, которое включает в себя три отдельных подэтапа:
  - о реконверсия (восстановление) с получением диоксида урана ( $UO_2$ ),
  - о производство керамических топливных таблеток,
  - о производство ТВЭЛов из топливных

таблеток, о сборка ТВЭЛов в тепловыделяющие сборки ТВС.

Конечная стадия включает вторичную обработку, хранение, утилизацию (переработку) и удаление (захоронение). В настоящее время начальная стадия цикла представлена в Казахстане, прежде всего, этапами добычи и (частично) производством топлива (а именно, реконверсией обогащенного  $UF_6$  с получением  $UO_2$  и изготовлением топливных таблеток на Ульбинском металлургическом заводе). Страна также продвигается к освоению других этапов цикла.

Рис. 7.7. Этапы входной фазы ядерного топливного цикла



### 7.3.2. Методы добычи 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 ( $H_2SO_4$ )<sup>11</sup> 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

<sup>11</sup>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.

топливном ядерном цикле).<sup>12</sup>

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 задач с точки зрения охраны окружающей среды при применении ПСВ заключается в необходимости исключить загрязнение грунтовых вод, расположенных 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.<sup>13</sup> При этом проводится анализ качества грунтовых вод через установленные наблюдательные скважины. 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 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.

Будущее добычи урана определяется рядом тенденций в сфере технологий. Так, в горнодобывающей отрасли идет широкомасштабное внедрение цифровых технологий, которые можно разделить на четыре широкие группы:

- цифровизация добычи для получения точных данных о выполняемых операциях;
- анализ данных для оптимизации текущих и будущих результатов (в частности, путем моделирования);
- обеспечение связи между оборудованием и его операторами;
- автоматизация операций.

Использование инновационных цифровых технологий может обеспечить существенные преимущества за счет получения более точных и подробных геологических данных, оптимизации процессов эксплуатации оборудования и использования материалов, сокращения затрат на техобслуживание, повышения уровня автоматизации, а также возможности оценки эффективности в режиме реального времени. Например, аналогично концепции интеллектуального или «умного» месторождения (Smart Field) в нефтегазовой отрасли, в горнодобывающей промышленности в целом – и в сфере добычи урана в частности – внедряется концепция цифрового или «умного» рудника (Digital Mine).

В сентябре 2016 г. горнодобывающее подразделение компании GE представило пакет технологий Digital Mine, включающий датчики оборудования, средства связи (передачи информации) и аналитические инструменты. GE уже образовала партнерство с машиностроительной компанией Komatsu в целях

разработки нового поколения горнодобывающего оборудования, в котором будет использоваться пакет технологий Digital Mine, включая датчики и средства связи.

В I квартале 2016 г. АО НАК «Казатомпром» запустило пилотный проект ИС «Цифровой Рудник», на базе дочернего предприятия

### 7.3.3. Конверсия

На стадии конверсии поступающий с рудников концентрат оксида урана ( $U_3O_8$ ) т. н. «закись-окись урана» очищается (с удалением примесей), после чего преобразуется в гексафторид урана ( $UF_6$ ), который является сырьем для обогащения – следующего этапа ядерного топливного цикла. В Канаде, Франции, Китае и России используется гидрохимическая («мокрая»/«водная») технология конверсии, которая предполагает растворение  $U_3O_8$  в азотной кислоте для получения нитрата уранила, который впоследствии очищается, а поток урана выпаривается с получением  $UO_3$  в результате термораспада (пиролиза). Затем  $UO_3$  преобразуется в  $UO_2$ , после чего (в результате реакции с фтороводородом (HF)) производится тетрафторид урана ( $UF_4$ ), который поступает в реактор с псевдоожиженным слоем вместе с фторидом для получения  $UF_6$ . В свою очередь, «сухая» технология, используемая в США, предполагает очистку  $U_3O_8$  путем нагревания перед его преобразованием в  $UO_2$ . Полученный в результате конверсии  $UF_6$  при теплых температурах имеет газообразную форму. В целях транспортировки  $UF_6$  (который является веществом с высокой коррозионной активностью) преобразуется в жидкую форму при низких температурах и умеренном давлении, после чего перевозится в стальных баллонах с толстыми стенками.

В настоящее время номинальная мощность конверсии в мире оценивается в 52 тыс. т урана (в форме  $UF_6$ ). Рынок конверсии отличается высокой степенью концентрации – весь объем имеющихся мощностей находится в собственности пяти компаний. По 24% от совокупного объема конверсионных мощностей приходится на долю Канады и России, 29% – на долю Франции, 13% – на долю США и 10% – на долю Китая. Помимо этого, на рынке присутствуют поставки  $UF_6$  из вторичных источников. К ним относятся коммерческие и государственные запасы, повторно обогащенный обедненный уран из хвостохранилищ обедненного гексафторида урана (ОГФУ), а также остаточные объемы  $UF_6$ ,

«Казатомпром – Сауран» (SaUran) стоимостью 158 млн. тенге, с намерением к концу 2018 г. внедрить его и на всех остальных своих предприятиях. Среди конкретных результатов проекта можно отметить сокращение времени диагностирования оборудования с 14 до 2 дней и снижение энергопотребления на 10%.

оставшиеся после покрытия обогатительными компаниями нужд электростанций за счет более глубокого обогащения. По оценкам Всемирной ядерной ассоциации, в 2015 г. на вторичные источники поставок  $UF_6$  приходился объем, эквивалентный 12 тыс. т урана, и до 2022 г. этот показатель будет оставаться на примерно таком же уровне, однако не превышая 14 тыс.т. в год. Такая ситуация приведет к перенасыщению рынка конверсии урана и продолжит оказывать понижающее давление на цены.

Существует также потребность в обратной конверсии обедненного урана (реконверсии) – из  $UF_6$  в  $U_3O_8$  или  $UF_4$ . Это позволяет продлевать хранение обедненного урана, а также получать в качестве побочного продукта фтороводород (HF) используемый в конверсии урана.

Казахстан планирует освоить сегмент конверсии через совместное предприятие с канадской компанией Cameco. В рамках сделки с добывающими активами 2016 года, Cameco осуществила передачу технологии по очистке урана (без уплаты роялти) в пользу совместного предприятия. Также Cameco и «Казатомпром» прорабатывают ТЭО и изучают экономическую целесообразность проекта создания завода по очистке урана мощностью 6 тыс. тонн, на котором будет производиться триоксид урана ( $UO_3$ ) из закиси-оксида урана ( $U_3O_8$ ). На начальном этапе, до строительства собственного завода в Казахстане по производству  $UF_6$ , полученный  $UO_3$  планируется направлять на завод Cameco в Порт-Хоуп (провинция Онтарио) для последующего производства  $UF_6$ . В связи с низкими ценами на урановую продукцию, решение по инвестированию в проект будет принято с учетом результатов ТЭО и рыночной конъюнктуры.

Помимо этого, в 2016 г. «Казатомпром» получил возможность лицензирования конверсионной технологии Cameco сроком на пять лет, с целью строительства и эксплуатации объекта для конверсии  $UF_6$  в Казахстане на базе АО «УМЗ».

<sup>12</sup>Анализ технологии ПСВ и ее экологических и экономических преимуществ можно найти в документе KAZENERGY «Национальный энергетический доклад 2013 г.», Астана: KAZENERGY, 2013 г., с. 95–96, 99, 103.

<sup>13</sup>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.

### 7.3.4. Обогащение

Целью обогащения урана является увеличение содержания  $^{235}\text{U}$  до 3-5% (его содержание в природном уране составляет 0,7%) для использования в ядерных энергетических реакторах. По имеющимся оценкам, в 2015 г. мощности по обогащению в мире составляли в 59 млн. единиц работы разделения (ЕРР),<sup>14</sup> из которых 46% приходилось на долю России, 12% – на долю Франции, 10% – на долю Китая, 8% – на долю США, с остальными мощностями находящимися в Германии, Нидерландах и Великобритании. Исходным сырьем является  $\text{UF}_6$  в газообразной форме. В результате обогащения получается два продукта: обогащенный уран в форме  $\text{UF}_6$  и «хвосты» обедненного урана с содержанием (концентрацией)  $^{235}\text{U}$  на уровне 0,25-0,3%. Из одной тонны  $\text{UF}_6$  получается 130 кг обогащенного  $\text{UF}_6$  и 870 кг обедненного  $\text{UF}_6$ , содержащего в основном  $^{238}\text{U}$ . Газовая диффузия для обогащения урана больше не применяется, и преобладающей технологией является обогащение в центрифуге. При обогащении центрифугированием газообразный  $\text{UF}_6$  подается в центрифугу, представляющие собой роторы внутри вакуумных труб. При вращении роторов (на высоких скоростях – не менее 70 000 об/мин) молекулы с более тяжелым изотопом  $^{238}\text{U}$  двигаются к внешнему краю роторов, а молекулы с изотопом  $^{235}\text{U}$  концентрируются вблизи центра роторов. Затем из центрифуг извлекают обогащенный продукт. Центрифуги образуют каскад, каждый из которых состоит из 10-20 элементов, и непрерывно работают в течение около 25 лет. По сравнению с газообразной диффузией, обогащение в центрифуге гораздо менее энергоемкое (на каждую ЕРР потребляется около 50 кВт\*ч).

### 7.3.5. Тепловыделяющая сборка (ТВС)

Топливо для реакторов представляет собой керамические таблетки  $\text{UO}_2$ , которые располагаются столбцами и помещаются в герметичные трубчатые оболочки из циркониевых сплавов (ТВЭЛы). В таком виде реакторное топливо может выдерживать высокие температуры и интенсивную радиацию на протяжении всего срока службы топлива, который составляет несколько лет. После обогащения из  $\text{UF}_6$  производится порошок  $\text{UO}_2$  --

еще одной из возможных технологий является лазерное обогащение, которое обеспечивает низкие объемы энергопотребления, капитальных затрат и урановых хвостов. На атомном уровне происходит ионизация лазером атома  $^{235}\text{U}$ , после чего положительно заряженные ионы  $^{235}\text{U}$  собираются с помощью отрицательно заряженной пластины. На молекулярном уровне лазер разрушает молекулярную связь, связывающую атом фтора и атом  $^{235}\text{U}$ , в результате чего ионизированные молекулы  $\text{UF}_5$  ( $^{235}\text{U}$ ) отделяются от молекул  $\text{UF}_6$ . По оценкам Всемирной ядерной ассоциации, в 2020 г. 93% всего объема обогащенного урана будет производиться с применением центрифуг и 3% – с применением лазерных технологий.

Казахстан начал действовать в сегменте обогащения через соглашение о сотрудничестве с Россией. В 2006 г. компания «Казатомпром» совместно с АО «Техснабэкспорт» (в настоящее время акционером со стороны РФ является АО «ТВЭЛ»), создала ЗАО «Центр по обогащению урана» (с равными долями участия) для строительства нового обогатительного объекта. Однако в 2010 г. эти планы изменились, и в 2013 г. созданное совместное предприятие приобрело 25% акций Уральского электрохимического завода, получив доступ к существующим мощностям по обогащению в объеме до 5 млн. ЕРР. С 2007 года «Казатомпром» является владельцем доли в размере 10% в Международном центре по обогащению урана на базе Ангарского электролизного химического комбината, который располагает обогатительными мощностями в объеме 2 млн. ЕРР в год.

процесс реконверсии. Это можно осуществить с применением «водной» или «сухой» технологии. Для водо-водяного энергетического реактора мощностью 1000 МВт требуется 27 т обогащенного  $\text{UO}_2$  в год. После конверсии порошок  $\text{UO}_2$  иногда проходит процедуру специальной подготовки, чтобы обеспечить необходимую однородность, плотность и микроструктуру. Затем порошок обрабатывают при высоких температурах в восстановительной среде для получения таблеток

(обычно 1,5 см высотой и 8 см в диаметре). Одна таблетка для типичного реактора позволяет вырабатывать примерно такой же объем энергии, как тонна энергетического угля. Таблетки помещают в стержни из устойчивых к коррозии материалов (как правило, циркониевых сплавов). Стержни размещаются с высокой точностью в виде сетки (решетки) в ТВС и удерживаются каркасом, устойчивым к коррозии, высоким температурам, вибрациям и высоким статическим нагрузкам. Качество тепловыделяющей сборки определяется составом материалов каркаса, который изготавливается из сплава циркония с добавлением других металлов, включая никель, ниобий, железо и хром. Водо-водяной реактор мощностью 1000 МВт содержит около 47 000 стержней, в которых в общей сложности находится 12 млн. таблеток. ТВС весит около

### 7.3.6. Выработка электроэнергии на АЭС

Выработка энергии на АЭС происходит в результате реакции деления ядер урана (или других других делящихся элементов) в реакторе. Центральная часть ядерного реактора, включая ядерное топливо (размещенное в ТВС), замедлитель, регулирующие системы (стержни поглотители нейтронов) образует активную зону, через которую прокачивается теплоноситель<sup>15</sup>, который отводит выделяющееся в результате реакции деления ядер тепло на турбину (одноконтурные) или через теплообменник (парогенератор) на второй контур теплоносителя (двухконтурные). По спектру нейтронов различают реакторы на быстрых нейтронах и тепловых нейтронах. Замедление нейтронов происходит на специальных замедлителях (вода, графит) для повышения вероятности поглощения ядром урана  $^{235}\text{U}$  нейтрона. Поглощение же быстрых нейтронов происходит с большей вероятностью на ядрах  $^{238}\text{U}$  с образованием плутония, делящегося  $^{239}\text{Pu}$ . Самым широко распространенным в мире типом реактора (64% от общего количества реакторов, используемых для производства электроэнергии) является водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР/РВР), который был первоначально разработан для использования на подводных лодках. В первом контуре теплоносителя вода, которая также является замедлителем нейтронов, циркулирует под высоким давлением в 150 атмосфер (чтобы предотвратить ее кипение внутри активной зоны). Во втором контуре происходит парообразование и выработка электроэнергии на

655 кг, из которых 460 кг составляет уран. Казахстан начал осваивать сегмент ТВС в декабре 2016 г., когда «Казатомпром» и Китайская Генеральная ядерно-энергетическая корпорация (CNNPC) приступили к строительству завода по производству тепловыделяющих сборок для китайских реакторов на базе УМЗ. Завод, в котором «Казатомпром» владеет долей в размере 51%, а CNNPC – долей в размере 49%, будет использовать технологию компании AREVA, потребует инвестиций в размере около 150 млн. долл. США и планируется к вводу в эксплуатацию к 2020 г. Условия соглашения с AREVA включают лицензию на технологию производства топлива, инженерную документацию, поставку основного производственного оборудования и обучение персонала.

паровой турбине. Наибольшее распространение технология реакторов под давлением получила за счет внутренних свойств безопасности, простоты и доступности использования теплоносителя и замедлителя – воды. Высокая энергонапряженность зоны, в сравнение с газоохлаждаемыми, тяжеловодными и кипящими реакторами сделала технологию реакторов PWR наиболее доступной для экспорта, так как реакторы PWR имеют габариты, подходящие к транспортировке по авто и железной дороге. Работа на низкообогащенном топливе, сравнительно высокая глубина выгорания топлива делают реакторы PWR наиболее предпочтительными с экономической точки зрения. Кроме того, использование технологии PWR приводит к накоплению ОЯТ и РАО в значительно меньших объемах, чем на других типах реакторов.

Вторым типом по распространенности являются одноконтурные водо-водяные «кипящие» реакторы (BWR) отличается от ВВЭР тем, что в нем присутствует только один контур, в котором вода (теплоноситель и замедлитель) кипит и пар под давлением направляется на паровые турбины. К данному типу относятся около 18% энергетических реакторов мира (34 рабочих реактора в США, 22 – в Японии, 7 – в Швеции и 15 – в других странах). Простота конструкции, циркуляционной схемы, используемого оборудования, пониженное давление в корпусе создают определенные преимущества BWR, в том числе по капитальным затратам на строительство. Однако для кипящей

<sup>14</sup>Мощность обогащения измеряется в единицах работы разделения (ЕРР), которые являются мерой объема разделения в процессе обогащения. Согласно данным Всемирной ядерной ассоциации, для обогащения одного килограмма урана до уровня содержания  $^{235}\text{U}$  в объеме 5% требуется 7,9 ЕРР и 10,4 кг природного урана (при урановых хвостах с содержанием  $^{235}\text{U}$  0,25%). Если содержание  $^{235}\text{U}$  в урановых хвостах составляет 0,20%, требуется 9,4 кг природного урана и 8,9 ЕРР.

<sup>15</sup>В роли теплоносителя преимущественно используется вода, а также тяжелая вода, расплавы металлов (натрия), углекислый газ и гелий.

воды характерны значительно более низкие критические тепловые нагрузки, следовательно, энергонапряженность активной зоны BWR в 1,5 – 2 раза ниже, чем в PWR, а следовательно размеры активной зоны BWR существенно превышают размеры активных зон PWR той же мощности. Ввиду больших размеров, транспортировка корпуса BWR большой мощности по железным дорогам невозможна, поэтому используется только водный транспорт. Среди недостатков следует отметить более сложный анализ расхода топлива из-за присутствия в системе воды и пара; загрязнение турбины, которая находится в непосредственном контакте с теплоносителем первого контура; а также потенциальный риск, связанный с неспособностью остановить реактор (поскольку управляющие стержни вставляются снизу активной зоны и требуют бесперебойного питания).

Третий по распространенности тип реакторов (11%, 49 реакторов) – тяжеловодные реакторы замедлителем которых является тяжелая вода (PHWR)<sup>16</sup> – был впервые разработан в Канаде и известен под наименованием CANDU (Canada Deuterium Uranium). В качестве топлива в нем используется природный оксид урана, а в качестве замедлителя – тяжелая вода (оксид дейтерия). Реакторы типа CANDU в отличие от PWR и BWR не корпусные, а каналные т.е. ТВС с ядерным топливом находятся в технологических каналах с теплоносителем. Подвод и отвод теплоносителя от каждого из технологических каналов осуществляется по индивидуальным трубопроводам. Одним из преимуществ каналных передкорпусными реакторов, является возможность перегрузки выгоревшего топлива без остановки реактора. Если в качестве теплоносителя в данном типе реакторов используется тяжелая вода, тогда реакторы работают на небогатом природном уране, а также на отработанном ядерном топливе других типов реакторов. Недостатками являются высокий уровень затрат на производство тяжелой воды, выбросы радиоактивного трития и большие габариты активной зоны реактора. Тяжеловодные реакторы по сравнению с другими типами получили меньшее развитие, прежде всего из-за высокой стоимости установленной мощности. Кроме того, важным фактом является то, что каналные трубы постоянно находятся в активной зоне под сильным нейтронным потоком и воздействием водорода, что приводит к гидридному растрескиванию. Поэтому, например, концепция реактора CANDU предусматривает полную замену каналных труб после 20 лет эксплуатации с тем, чтобы довести общий ресурс станции до 40 лет. Этот факт существенно сказывается на экономических параметрах работы реакторов CANDU.

Помимо ядерных реакторов на тепловых

нейтронах (PWR, BWR и PHWR) в ограниченном количестве эксплуатируются реакторы на быстрых нейтронах (3 реактора в России БОР 60, БН 600 и БН 800), в активной зоне которых нет замедлителя нейтронов, но есть зона размножения, где из урана <sup>238</sup>U нарабатываются делящиеся элементы (<sup>239</sup>Pu). Ввиду значительного тепловыделения в быстрых реакторах используют расплавы металлов в качестве теплоносителя.

Едиственная АЭС, которая работала в Казахстане в период с 1972 г. по 1999 г., находилась в Актау (прежнее название – г. Шевченко). Станция использовала реактор на быстрых нейтронах БН 350 с натриевым теплоносителем тепловой мощностью 1 000 МВт, и общей генерирующей мощностью 350 МВт. Вырабатываемая мощность также использовалась для опреснения морской воды и нужд теплоснабжения. Срок службы реактора составлял 20 лет, а с 1993 года эксплуатация реактора велась на основании ежегодного продления лицензии. В 1999 году реактор был остановлен и начался процесс вывода его из эксплуатации.

С точки зрения развития технологий, принята классификация реакторов по поколениям. Реакторы первого (I) поколения были разработаны в 1950-х годах. Большинство из существующих в мире реакторов являются реакторами второго (II) поколения, в которых используется обогащенный уран в качестве топлива и вода в качестве замедлителя. Реакторы третьего (III) поколения разработаны на базе реакторов второго поколения, но оснащены передовыми технологиями обеспечения безопасности, основанными по большей части на пассивных системах, действующих независимо от действий персонала и наличия электроснабжения, имеют более простую конструкцию, более высокую степень выгорания топлива, а также более продолжительный срок службы. Выход на рынок реакторов четвертого (IV) поколения ожидается после 2020 года. В 2002 г. на межправительственном Международном форуме «Поколение IV» (МФП/GIF) с участием 14 стран, использующих атомную энергию, были выбраны шесть моделей реакторов, которые, согласно всеобщему мнению, должны стать будущими реакторами четвертого поколения, три из которых – реакторы на быстрых нейтронах, два – на тепловых нейтронах и один – на промежуточных нейтронах.

В рекомендациях НЭД 2015 г., отмечалось, что атомной энергетике следует отвести определенную роль в составе генерирующих мощностей страны, поскольку это не только внесет весомый вклад в покрытие базовой электрической нагрузки, но и позволит стране снизить уровень выбросов углекислого газа за счет замещения части объемов выработки электроэнергии на угольном топливе.

В своем Послании народу в январе 2014 г. Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев поручил правительству разработать план строительства атомной электростанции. План, составленный в мае 2014 г. (с последующим внесением изменений и дополнений в ноябре 2016 г.), ставит целью разработку ТЭО строительства двух АЭС в городе Курчатове (Восточно-Казахстанская область) и в поселке Улькен (Алматинская область) к 2018 г. Местоположение и основные характеристики станций были выбраны на основе трех ранее выполненных исследований:

### 7.3.7. Конечная стадия ядерного топливного цикла

Радиоактивные отходы различаются по степени и типу радиоактивности, а также по периоду, в течение которого отходы остаются опасными. Существует три типа излучения: альфа-излучение, которое не способно проникать через кожу; бета-излучение, которое способно проникать в организм, но не проходит через препятствие в виде алюминиевой фольги; а также гамма-излучение, которое требует применения блокирующих средств большей толщины (таких как бетон). Время, в течение которого отходы сохраняют радиоактивность, зависит от периода полураспада содержащихся в них изотопов (период, за который изотоп теряет половину своей радиоактивности). Период полураспада варьируется в диапазоне от миллисекунд до миллиардов лет.

Радиоактивные отходы делятся на три типа. Низкоактивные отходы содержат небольшой объем опасных веществ, которые быстро теряют радиоактивность. К ним, в частности, относятся одежда, инструменты и фильтры. Они не представляют опасности при обращении, и обычно отправляются на специальные пункты захоронения. Среднеактивные отходы отличаются более высоким уровнем радиоактивности и включают загрязненные материалы из реакторов или компоненты реактора. Их цементируют (заливают в бетон), после чего осуществляют захоронение глубоко под землей. Высокоактивные отходы такие как отработанное ядерное топливо содержат продукты деления и требуют охлаждения, а также обеспечения дополнительной защиты при обращении и транспортировке. По имеющимся оценкам, типовой крупный ядерный реактор производит 25-30 тонн высокоактивных отходов в год.

В отличие от добычи открытым способом, объем отходов при использовании метода подземного выщелачивания (который в основном применяется в Казахстане) ничтожен, поскольку все материалы, за исключением урана, возвращаются под землю. Добываемый на рудниках U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> обладает слабой

ТЭО 1997 г. в отношении строительства АЭС в поселке Улькен на базе российского реактора ВВЭР-640; ТЭО 2006 г. в отношении строительства АЭС в городе Актау (Мангистауская область) на базе российского проекта реактора ВВЭР-300; и выполненное в 2009 г. исследование, включающее составление прогноза электроэнергетического баланса, а также определение необходимого объема мощностей атомной генерации и возможных вариантов их местоположения (в результате чего были рекомендованы Улькен, Актау и Курчатов).

радиоактивностью. Основная часть отходов поступает из реакторов: типовой российский ВВЭР мощностью 1 000 МВт ежегодно производит около 27 тонн отработанного топлива, которое может быть переработано или отправлено на захоронение в качестве отходов после хранения в течение нескольких лет в бассейнах выдержки на площадке реактора.

Переработка заключается в химическом разделении на регенерированный уран (в основном <sup>238</sup>U, но также и <sup>235</sup>U, обедненный до уровня менее 1%), плутоний и высокоактивный остаток, составляющий 3% от полученного в результате переработки объема. Остаток также содержит радиоактивные актиниды (элементы с атомными номерами от 89 до 103). При переработке топлива, используемого в ВВЭР мощностью 1 000 МВт, ежегодно производится 230 кг плутония и 700 кг высокоактивного остатка. Регенерированный уран также содержит <sup>232</sup>U и <sup>236</sup>U, которые являются поглотителями нейтронов, в результате чего он требует более высокой степени обогащения, чем природный уран, для использования в качестве топлива в ВВЭР. Однако регенерированный уран можно легко использовать в тяжеловодных ядерных реакторах. Согласно оценкам Всемирной ядерной ассоциации, в настоящее время мировые запасы регенерированного урана составляют 45 тыс. т (что эквивалентно 50 тыс. т природного урана). Регенерированный плутоний можно использовать в качестве смешанного оксидного уран-плутониевого топлива (МОКС-топлива). В 2015 г. было использовано 820 т обогащенного регенерированного урана и 900 т плутония, что заменило 1 720 т природного урана. Согласно имеющимся прогнозам, в 2025 г. использование регенерированного урана и плутония составит 2 090 и 1 350 т (соответственно), что заменит 3 440 т природного урана; перспективы использования уран-плутониевого топлива в России могут увеличить этот уровень.

При переработке возможно применение трех

<sup>16</sup>Преимуществами тяжелой воды перед другими замедлителями, является то что она в меньшей степени поглощает нейтроны.

технологий выделения урана: пирометаллургии (с использованием тепла), электрометаллургии (с использованием электрического тока) или гидрометаллургии (с использованием раствора для растворения материала). В настоящее время наиболее широко используется метод гидрометаллургии, а именно PUREX-процесс (регенерация урана и плутония посредством экстракции), основанный на применении концентрированной азотной кислоты и экстракции растворителем. При этом наиболее перспективным вариантом считается электрометаллургия, поскольку она обеспечивает извлечение всех актинидов.

Высокоактивный остаток отверждается путем испарения, смешивания со стеклообразующими материалами (например, боросиликатного стекла) – чтобы предотвратить его растворение в грунтовых водах – плавления и заливки в емкости из нержавеющей стали во избежание коррозии. Для утилизации этого типа отходов, получаемых в процессе эксплуатации ВВЭР мощностью 1 000 МВт, требуется 400 кг стекла в год. Передовые технологии отверждения предполагают включение отходов в структуру синтетических скальных пород с использованием естественно-стабильных минералов. Перед окончательным захоронением высокоактивные отходы должны храниться

### 7.3.8. Исследовательские проекты

В активе созданного в 1992 г. в Республике Казахстан Национального ядерного центра имеются два исследовательских реактора (импульсный графитовый реактор и высокотемпературный газоохлаждаемый реактор) и три экспериментальных стенда. Помимо этого, в 2017 г. запущена термоядерная материаловедческая установка Токамак в г. Курчатов. Казахстанский токамак материаловедческий (КТМ) запущен в рамках реализации международного проекта ITER (Международный экспериментальный термоядерный реактор), КТМ предназначен для исследований и испытаний материалов в режимах энергетических нагрузок энергетических термоядерных реакторов. 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 испытательные стенды, были построены в г. Курчатов в рамках советской программы по созданию высокотемпературного ядерного ракетного двигателя.

В свою очередь, в активе Института ядерной физики (ИЯФ) Республики Казахстан имеются исследовательский водо-водяной реактор ВВР-К,

сроком до пятидесяти лет в герметичных бетонных сооружениях или под водой в бассейнах для распада радиоактивных веществ. Окончательное удаление отходов происходит путем захоронения в стабильных геологических образованиях (с применением бентонитовой глины для сдерживания движения грунтовых вод) сроком на тысячу лет, по прошествии которого уровень радиоактивности будет соответствовать естественному. Перспективные конструкции ядерного реактора на быстрых нейтронах способны изменить ситуацию в области утилизации отходов, поскольку предполагают использование отработанного топлива и запасов обедненного урана, производимых обогатительными предприятиями.

Конечная стадия ядерного топливного цикла в Казахстане представлена хранилищем источников ионизирующего излучения, построенным в 1993 г. Однако ввиду недостаточности его мощностей, правительство планирует построить Республиканский центр по переработке и длительному хранению радиоактивных отходов. ТЭО проекта, предусматривающего переработку 1,5 млн. т и хранение 9 млн. т отходов в год, было выполнено в 2006 г.

изохронный циклотрон и несколько научных лабораторий. ИЯФ также работает над созданием учебного центра по ядерной безопасности в сотрудничестве с Брукхейвенской национальной лабораторией Министерства энергетики США в целях подготовки специалистов.

Располагая опытом эксплуатации ядерных реакторов и обширной кадровой базой (кадровый состав одного только ИЯФ насчитывает 700 человек) учреждений, занимающихся ядерными исследованиями, у Казахстана есть потенциал для эксплуатации ядерного реактора в будущем. Возможности подготовки кадров атомной промышленности обеспечиваются за счет текущих программ обучения по направлению «ядерная физика» в Евразийском национальном университете имени Л.Н. Гумилева и Казахском национальном университете имени аль-Фараби, которые работают в тесном сотрудничестве с ведущими российскими учебными заведениями (такими, как Московский физико-технический институт). В апреле 2017 г. компания «Казатомпром» подписала соглашение с Казахским национальным техническим университетом им. К.И. Сатпаева о создании Международного научно-образовательного центра атомной промышленности.

## 7.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ УРАНОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЗАХСТАНЕ

### 7.4.1. Обзор программных документов и законодательства (обзор применимого законодательства Республики Казахстан, а также внутренних и международных целей и задач в урановом секторе)

Реформа системы государственного управления Республики Казахстан, реализованная в августе 2014 г., изменила структуру управления атомной энергетикой: ответственность за атомную энергетику и производство урана перешла от бывшего Министерства индустрии и новых технологий к созданному в результате реформы Министерству энергетики. В свою очередь, Комитет атомной энергии Министерства индустрии был преобразован в Комитет атомного и энергетического надзора и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан. Комитет осуществляет функции регулирования и контроля.

В январе 2016 г. вступила в силу новая редакция Закона «Об использовании атомной энергии», заменив аналогичный Закон 1997 г., который утратил силу. Новый закон расширил круг мер, направленных на обеспечение безопасности, установив необходимость проведения экспертизы ядерной безопасности и аккредитации специалистов в области ядерной безопасности. Помимо этого, закон ввел ряд норм и правил обеспечения безопасности, включая: правила физической защиты ядерных материалов, установок и пунктов хранения; правила безопасности при обращении с радионуклидными источниками; национальный план реагирования на ядерные и радиационные аварии; правила транспортировки ядерных материалов и радиоактивных веществ; правила организации сбора, хранения и захоронения радиоактивных отходов. Большинство этих норм и правил были разработаны и выпущены Министерством энергетики в начале 2016 г.

Некоторые аспекты урановой промышленности также регулируются другими нормативно-правовыми актами, среди которых следует отметить:

- Закон «О радиационной безопасности населения», определяющий государственную политику и требования в области обеспечения ядерной безопасности;
- Закон «Об экспортном контроле», устанавливающий основы и порядок осуществления экспортного контроля ядерных и радиоактивных материалов;
- Экологический кодекс, устанавливающий экологические нормы, касающиеся ядерных материалов и ядерной энергии;
- Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения», устанавливающий медико-санитарные требования к ядерной безопасности;
- Закон «О разрешениях и уведомлениях», устанавливающий требования к лицензированию

в области ядерной энергетики, обращения с ядерными отходами и ядерной безопасности;

- Закон «О недрах и недропользовании», регулирующий все ключевые аспекты, связанные с добычей урана.

Ключевые стратегические документы страны отражают стремление Казахстана к освоению всех этапов ядерного топливного цикла.

Опубликованная в январе 2014 г. концепция по вхождению Казахстана в число 30-ти самых развитых стран мира к 2050 г. предусматривает необходимость развития в стране наукоемкой экономики. Концепция предусматривает, что в перспективе (через 25-30 лет) базовые отрасли промышленности, включая нефтегазовую, горнодобывающую и металлургическую, будут являться основными движущими силами продвижения экономики по пути дальнейшей индустриализации и развития смежных отраслей. Среди других отраслей наивысший приоритет отдается урановой промышленности и ядерной энергетике, с постановкой задачи дальнейшего освоения страной всех этапов цепочки создания стоимости.

Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 г., разработанный в феврале 2010 г., в качестве дополнения к стратегии «Казахстан-2030», определяет будущие направления государственной политики и стратегические цели страны. Развитие атомной энергетики рассматривается как путь производства менее дорогостоящей и более экологически безопасной энергии. Конкретные цели, поставленные перед энергетическим сектором на 2020 г., включают запуск АЭС и создание вертикально интегрированной компании, задействованной во всех этапах ядерного топливного цикла.

Результатом выработки Концепции развития урановой промышленности и атомной энергетики, утвержденной в августе 2002 г. (и упраздненной в апреле 2010 г.), стала разработка Программы развития атомной отрасли в Республике Казахстан на 2011-2014 годы с перспективой развития до 2020 года, которая устанавливает конкретные задачи в четырех основных целевых областях, а именно:

- Ядерный топливный цикл: организация в Казахстане производства по конверсии урана мощностью 12 тыс. т гексафторида урана ( $UF_6$ ) к 2016 г.; старт обогащения урана в России с долей в обогатительных мощностях в размере 2,5 млн. ЕРР, начиная с 2014 г.; а также запуск производства ТВС на УМЗ в 2020 г.

- Атомная энергетика: завершение к 2015 г. ТЭО строительства АЭС в Казахстане (в случае одобрения ТЭО правительством, станция должна быть построена к 2020 г.).
- Атомная наука: модификация трех исследовательских реакторов страны, предполагающая их перевод с высокообогащенного урана (ВОУ) на низкообогащенный уран (НОУ) – к 2018 г. для реактора бассейнового типа ВВР-К мощностью 6 МВт и к 2020 г. для реактора бакового типа ИВГ-1 мощностью 35-60 МВт и импульсного графитового реактора мощностью 10 МВт. С помощью российской корпорации «Росатом», модернизация реактора ВВР-К была завершена уже в мае 2016 г.
- Обеспечение ядерной безопасности: разработка и реализация плана хранения и переработки ядерных отходов, включая создание Центра по переработке и длительному хранению радиоактивных отходов. В целях охраны окружающей среды Программа предполагает открытие Центра комплексной дозиметрии к 2018 г. и Центра ядерной медицины к 2015 г. По состоянию на ноябрь 2016 г. проект Центра комплексной дозиметрии находился на стадии реализации, в то время как в процессе создания Центра ядерной медицины наблюдались задержки.

Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года рассматривает ядерную энергетику как наиболее перспективную отрасль с точки зрения технологического потенциала. Концепция отмечает, что освоение всех этапов ядерного топливного цикла будет способствовать росту конкурентных преимуществ и доходов страны, оценивая рентабельность добычи урана (по EBIT-DA) на уровне 40%, обогащения – на уровне 45% и конверсии – на уровне не выше 15%. С точки зрения доходов от начальной стадии ядерного топливного цикла, концепция предусматривает, что на добычу приходится 48% (по оценкам Всемирной ядерной ассоциации данный показатель составляет 43%), на конверсию – 8% (по оценкам Всемирной ядерной ассоциации – 4%), на обогащение – 32% (по оценкам Всемирной ядерной ассоциации – 27%) и на производство топливных сборок – 16% (по оценкам Всемирной ядерной ассоциации – 22%). Освоение стадий ядерного топливного цикла предполагается путем формирования стратегических партнерских отношений. Главными целями являются: дальнейшее развитие сети продаж и каналов сбыта урана; расширение возможностей обогащения урана; реализация проектов конверсии урана и производства ТВС; развитие атомной энергетики; содействие развитию научно-исследовательских центров; обеспечение наличия профессиональных

кадров.

Цели, поставленные Концепцией развития топливно-энергетического комплекса, нашли свое отражение в Стратегии развития АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» на 2012-2022 годы. Это означает, что Фонд и «Казатомпром» в своей работе будут руководствоваться стратегическими целями государства в области развития ТЭК.

С февраля 1994 г. Казахстан является членом Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). Страна также ратифицировала ряд важных международных документов, которые позволяют ей осуществлять международное сотрудничество в области атомной энергетики:

- Соглашение между РК и МАГАТЭ о применении гарантий в связи с Договором о нераспространении ядерного оружия
- Венская конвенция о гражданской ответственности за ядерный ущерб;
- Конвенция о ядерной безопасности
- Конвенция об оперативном оповещении о ядерной аварии
- Конвенция о помощи в случае ядерной аварии или радиационной аварийной ситуации;
- Объединенная конвенция о безопасности обращения с отработавшим топливом и о безопасности обращения с радиоактивными отходами
- Конвенция о физической защите ядерного материала

#### Перспективные технологии

Одной из преград долгосрочного развития атомной энергетики является конечность запасов урана, если потребление урана возрастет до 100 тыс. т в год, запасов урана хватит максимум на 50 лет. Замыкание ядерного топливного цикла с использованием реакторов на быстрых нейтронах, позволяющих нарабатывать делящиеся изотопы (реакторы-размножители, бридеры), сделает атомную энергетику возобновляемой и позволит вовлечь в использование широко распространенные изотопы урана  $^{238}\text{U}$  и тория  $^{232}\text{Th}$ . При этом решится не только проблема исчерпаемости ресурсов урана, но и проблема обращения урана 235 и высокорadioактивных элементов (минорные актиноиды содержащиеся в отработанном ядерном топливе).

В настоящее время, реализуемый в России проект «Прорыв» ставит задачи по практической реализации замкнутого ядерного цикла (уран-плутониевого), в рамках проекта реализуется строительство опытно-промышленного энергокомплекса с реактором БРЕСТ-ОД-300 и с пристанционным ядерным топливным циклом в составе линии по производству высокоплотного нитридного уран-плутониевого топлива. Фактически

замыкание топливного цикла происходит в рамках одной АЭС. Другим направлением финансирования проекта Прорыв является разработка реактора на быстрых нейтронах БН – 1200 с коэффициентом воспроизводства 1,2.

Планируется что создание АЭС на базе реакторов БН 1200 позволит в будущем построить замкнутый топливный цикл с действующими АЭС на тепловых реакторах. Замкнутый топливный цикл будет возможен если доля реакторов-размножителей составит 20% от общей мощности реакторов, наработка делящихся изотопов позволит обеспечить ядерным топливом не только потребности самих реакторов-размножителей, но также остальных реакторов на тепловых нейтронах.

Реализация стратегии России по замыканию ядерного топливного цикла, амбициозный проект реализация, которого позволит в будущем существенно повлиять на рынки энергоресурсов в долгосрочной перспективе за горизонтом планирования настоящего доклада.

#### Культура безопасности

Принимая во внимание намерение Республики Казахстан освоить все этапы ядерного топливного цикла (за исключением переработки радиоактивных отходов), включая выработку электроэнергии на АЭС, в регулировании производства атомной энергии важно предусмотреть вопросы культуры безопасности.

Культура безопасности – существенный аспект, значимость которого неизменно признается международным ядерным сообществом. Так, согласно определению Комиссии по ядерному регулированию США (NRC), культура безопасности – это «фундаментальная ценность и линия поведения, вытекающая из коллективного

намерения лидеров и отдельных лиц ставить безопасность выше целей конкуренции для обеспечения защиты человечества и окружающей среды». В свою очередь, Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) определяет сильную культуру безопасности как «набор характеристик и особенностей деятельности организаций и поведения отдельных лиц, который устанавливает, что проблемам обеспечения защиты и безопасности, как обладающим высшим приоритетом, уделяется внимание, определяемое их значимостью». Иными словами, культура безопасности помогает избежать небрежного отношения («надежды на авось») и внедрить активный подход к предотвращению потенциальных проблем и, в конечном счете, аварий. Культура безопасности – это давно устоявшаяся концепция. В частности, МАГАТЭ разработало нормы по безопасности, основанные на пяти характеристиках культуры безопасности: безопасность является неотъемлемой частью всех видов деятельности; безопасность является общепризнанной ценностью; явно заметно лидерство в вопросах безопасности; ясно определена ответственность за нарушение требований безопасности; безопасность поддерживается и направляется самообучением. Культура безопасности является неотъемлемой частью руководящих принципов, которых придерживается МАГАТЭ. В частности, согласно нормам МАГАТЭ, концепция культуры безопасности включена в такие документы как «Государственная, правовая и регулирующая основа обеспечения безопасности» (Governmental, Legal and Regulatory Framework for Safety and Leadership) и «Менеджмент для обеспечения безопасности» (Management for Safety).

#### 7.4.2. Рекомендации в отношении целей развития и системы регулирования

С учетом высокой приоритетности развития атомной энергетики Казахстану рекомендуется:

- на основании прогнозных балансов электроэнергии и мощности, определить сроки ввода АЭС в Казахстане;
- определить тип реактора, мощность и место, наиболее подходящее для размещения на территории Казахстана;
- с учетом цели достижения Парижских соглашений, определить долю атомной генерации в структуре производства электроэнергии и согласовать сроки со стратегией развития рынка электроэнергетических мощностей;
- увеличить целевое государственное

финансирование исследовательских программ по ядерной энергетике и разработать стратегию развития ядерных исследований с учетом кадрового потенциала и научно-исследовательской базы.

- с учетом опыта нефтегазовой отрасли более широко внедрять технологии декальматации добывающих скважин и интенсификации добычи (продуктивного раствора).

- учитывая планы развития атомной энергетики в Казахстане, пристальное внимание должно быть уделено культуре безопасности, в частности необходимо отразить нормы по безопасности МАГАТЭ, и механизмы имплементации этих норм, в законодательстве Казахстана.

<sup>17</sup>В специальной зоне «размножения» бридера, размещаются ТВС с  $^{238}\text{U}$  в результате реакций деления ( $^{238}\text{U}$ ) нарабатывается  $^{239}\text{Pu}$ , который может быть использован в дальнейшем при изготовлении нового ядерного топлива. Коэффициент воспроизводства (отношение скорости образования делящихся изотопов к скорости их выгорания) реакторов бридеров может превышать единицу, что означает что делящихся элементов вырабатывается больше, чем потребляется (выгорает) в активной зоне реактора.

<sup>18</sup>В уран-ториевом цикле в качестве делящихся элементов может быть использован  $^{235}\text{U}$ , в качестве сырья широко распространенный торий 232, в результате реакций деления ( $^{232}\text{Th}$ ) нарабатывается делящийся  $^{233}\text{U}$ .



## 8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА

- 8.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ
- 8.2. ВВЕДЕНИЕ: ПЛАНИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВОГО СОСТОЯНИЯ СЕКТОРА ЭНЕРГЕТИКИ
- 8.3. ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ: ОБНОВЛЕНИЕ ДАННЫХ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ
- 8.4. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: КЛЮЧЕВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ
- 8.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ: ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО И ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА

## 8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА

### 8.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

С падением цен на нефть в последние несколько лет темпы экономического роста Казахстана замедлились. Для электроэнергетического сектора Казахстана эта новая реальность оказала значительное влияние на годовое потребление электроэнергии, которое с 2012 года варьируется в относительно ограниченном диапазоне около 90 млрд. кВт•ч. И несмотря на то, что электропотребление в 2016 году выросло по сравнению с годом ранее, оно будет расти гораздо более медленными среднегодовыми темпами, нежели те, которые наблюдались в течение последнего десятилетия. Таким образом, на первый взгляд, кажется, что экономическая ситуация (наряду с недавним расширением сети и увеличением доступной мощности электростанций) исключила необходимость в срочном добавлении новых генерирующих мощностей. Но, несмотря на то, что свидетельств надвигающегося энергетического кризиса нет, Казахстан поставил перед собой амбициозные цели по переходу к «зеленой» экономике, при обеспечении энергетической безопасности. Учитывая, что значительная доля электростанций Казахстана представлена относительно старой, малозффективной, работающей на угле и ориентированной на работу в базовом режиме генерацией Казахстан сталкивается с непростой задачей по обоснованию и стимулированию инвестиций в повышение эффективности и маневренности в рамках существующей инфраструктуры. Органам, ответственным за разработку регулирования в области электроэнергетики Казахстана, необходимо предусмотреть меры для поддержки перемен, как касающихся фундаментальных аспектов работы сектора, так и стимулирования его технологического прогресса (как со стороны

спроса, так и предложения), чтобы он был готов к вызовам будущего. Более того, при воплощении своей энергетической стратегии, Казахстану предстоит наилучшим образом совместить достижение «зеленых» целей, с реализацией рыночных механизмов стимулирующего регулирования. В связи с этим, следующие аспекты требуют особого внимания:

- **Фундаментальные факторы указывают на изменение тенденций электропотребления.** Характер потребления и производства электроэнергии в Казахстане претерпевает изменения и становится более неровным. Ключевыми факторами, стимулирующими это изменение, станут увеличение доли выработки возобновляемых источников энергии, рост электрификации экономики Казахстана (особенно городского спроса) и влияние механизмов рынка электроэнергии (и мощности) на электропотребление. Дополнительно, изменится роль распределительных сетей: от пассивного перераспределения электроэнергии к «активным» центрам «умных» технологий.
- **Необходимо стимулировать инвестиции в совершенствование инфраструктуры электроэнергетического сектора, с целью создания маневренной системы, а также внедрения наиболее эффективных технологических решений в сетевом хозяйстве и производстве электроэнергии.** С учетом роста выработки возобновляемых источников энергии, данные меры предполагают коррекцию текущего регулирования и адаптацию рыночных механизмов с целью раскрытия значительного газового потенциала Казахстана, несмотря

на то, что газ является относительно более дорогим источником топлива, чем уголь. Более того, среди многих технологических решений, роль накопителей электрической энергии будет расти в целях стабилизации электрической сети. Кроме того, учитывая неизбежное использование Казахстаном угля в производстве электроэнергии, применение технологий контроля выбросов диоксида серы (SO<sub>2</sub>), оксидов азота (NOx), ртути, твердых частиц (ТЧ), и других загрязнителей (являющееся минимальным требованием в мировой практике), должны стать технологической нормой и в Казахстане.

- **Более интегрированный и последовательный подход необходим при разработке нормативно-правовой базы в сфере электроэнергетики.** Регулирование сектора, в настоящее время, характеризуется разнонаправленными решениями и непредсказуемостью, что отрицательно сказывается на инвестиционном климате. Существующие механизмы рынка электроэнергии едва справляются с реальными потребностями сектора или не способствуют реализации намеченных Казахстаном целевых показателей сектора. Сохраняя текущие цели электроэнергетической политики, вероятно,

Казахстану стоит рассмотреть возможность более тесной гармонизации с рыночными механизмами России, учитывая сильные инфраструктурные связи, продолжающуюся интеграцию в рамках Евразийского экономического союза и богатый опыт России по реформированию электроэнергетики с адаптацией западных механизмов.

- **Органы, ответственные за разработку регулирования в области электроэнергетики Казахстана должны руководствоваться реалистичными прогнозами развития сектора, в то время как потенциальным инвесторам и аналитикам необходим лучший доступ к информации и данным.** В то время как дефицит мощностей, очевидно, нежелателен, стоимость реализации чрезмерно оптимистичных прогнозов увеличит ненужную финансовую нагрузку на всех участников рынка, и в особенности, потребителей. Более того, прозрачность принятия решений в секторе и доступ к данным должны быть значительно улучшены, чтобы повысить доверие инвесторов и предложить, как разработчикам политики в области электроэнергетики, так и инвесторам большую степень предсказуемости.

### 8.2. ВВЕДЕНИЕ: ПЛАНИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВОГО СОСТОЯНИЯ СЕКТОРА ЭНЕРГЕТИКИ

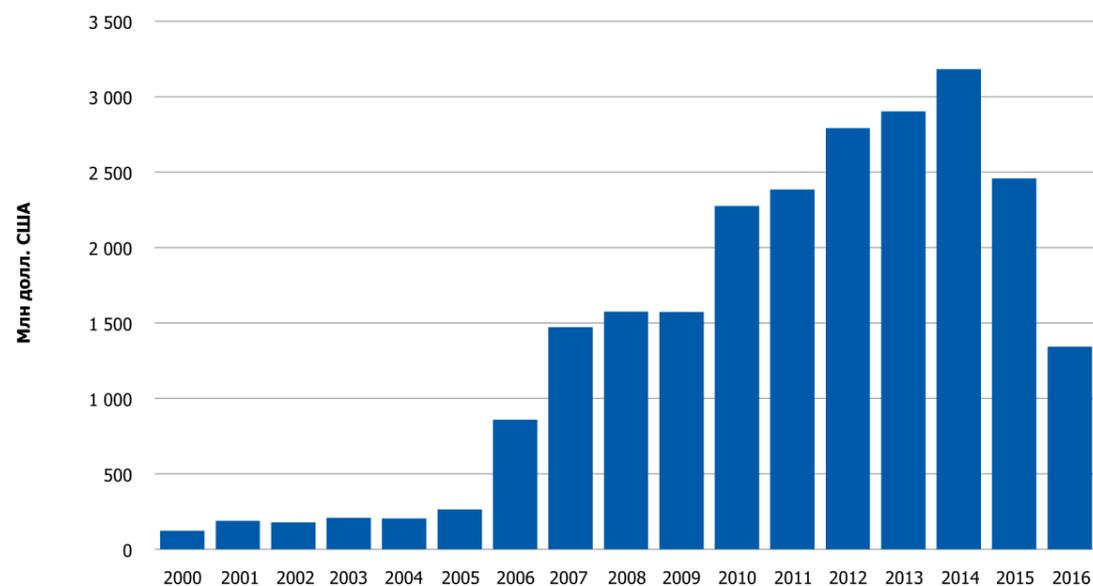
Как отмечается в Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2015 год, с момента обретения независимости - Казахстан добился значительного прогресса в модернизации своего электроэнергетического сектора. Это особенно примечательно, поскольку Казахстан унаследовал стареющую и раздробленную энергосистему, построенную в советское время, которая к 1991 году зависела от поставок из России и Средней Азии в объеме до 15 млрд. кВт•ч электроэнергии в год. Но в последнее десятилетие, значительные инвестиции в строительство генерирующих мощностей и сетевого хозяйства, позволило Казахстану значительно повысить энергетическую безопасность и независимость (см. Рис. 8.1). Например, с 2000 года установленная мощность электростанций Казахстана выросла на 22%, а их располагаемая мощность удвоилась.<sup>1</sup> По факту, с 2002 года общие инвестиции в генерацию и национальную сеть Казахстана значительно повысили управляемость сектора; в целом это позволило производству следовать за тенденциями потребления электроэнергии и даже экспортировать небольшие объемы

электроэнергии в соседние страны. Несмотря на произведенные большие капиталовложения, в Казахстане по-прежнему существуют значительные сетевые ограничения; по этой причине, электроэнергетический сектор Казахстана анализируется с позиции трех зон: Северной, Южной и Западной (см. Схему сети на Рисунке 8.2). Каждая энергозона принципиально отличается от другой, с точки зрения динамики спроса и предложения, структуры генерирующих мощностей, сетевых связей и балансов.<sup>2</sup> Сетевые связи между Северной и Южной зонами ограничены (двумя линиями 500 кВ. и одной линией 220 кВ), но постоянно совершенствуется, а Западная зона все еще изолирована (связана несколькими линиями электропередачи с Россией). И хотя Казахстан улучшил общее состояние своей энергетической системы, ему не хватает маневренных генерирующих мощностей - отчасти причиной является высокая доля низкоманевренных тепловых электростанций, работающих в комбинированном режиме производства тепловой и электрической энергии (ТЭЦ), что в свою очередь, подчеркивает

<sup>1</sup> Инвестиционный всплеск в 2009-2015 гг. был обусловлен схемой «тариф в обмен на инвестиции», целью которой было создание новых и обновление существующих генерирующих активов.

<sup>2</sup> См. Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2015 год для детального обзора энергетических зон Казахстана.

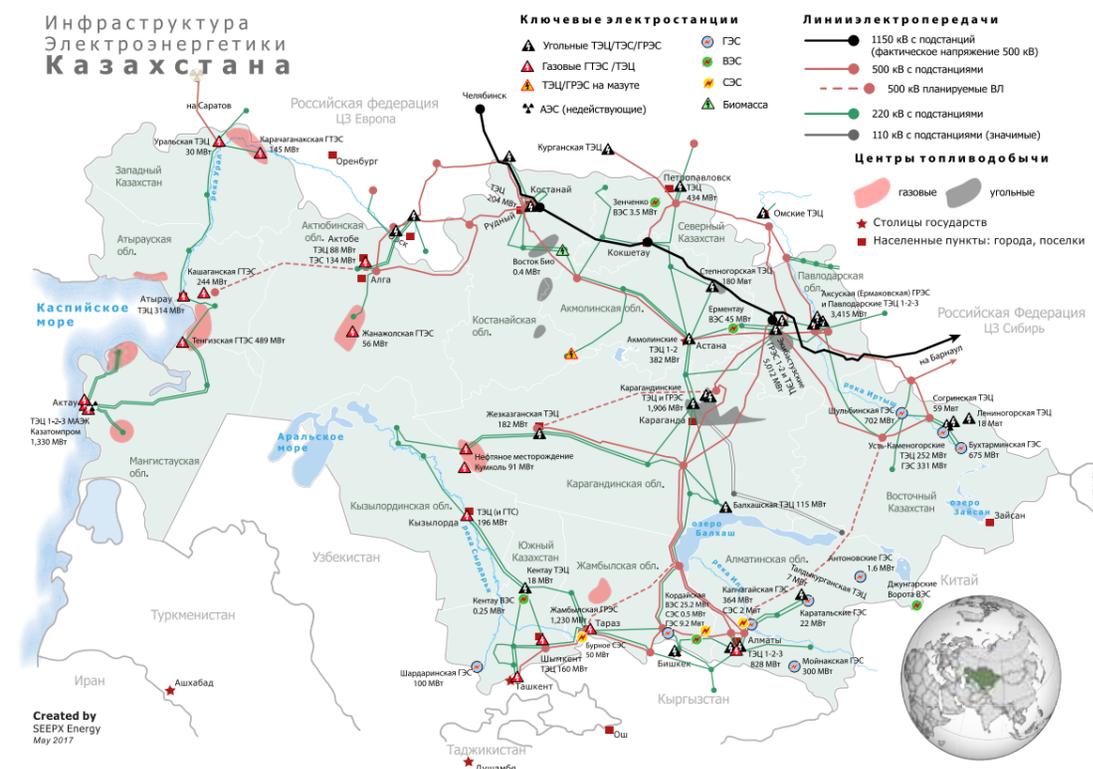
Рис. 8.1. Инвестиции в электроэнергетический сектор Казахстана



Источник: IHS Markit, Комитет Статистики РК

© 2017 IHS Markit

Рис. 8.3. Инфраструктура электроэнергетики Казахстана



важную роль энергосистем соседних стран в балансировании энергосистемы Казахстана.<sup>3</sup> Примечательно, что Казахстан имеет высокий спрос на уголь, который используют для выработки электроэнергии около 66% электростанций страны (или около 75% тепловой генерации); и он будет оставаться доминирующим топливом в среднесрочной и долгосрочной перспективе в силу географии расположения объектов электроэнергетического сектора страны. Около 92% мощностей угольной генерации Казахстана расположено в Северной зоне, на которую приходится 70% потребления электроэнергии в стране, сосредоточена основная добыча угля, и на сегодняшний день далеко от какой-либо значимой газовой инфраструктуры.<sup>4</sup> Дополнительно, относительно низкая стоимость производства электроэнергии на угольных электростанциях по сравнению с газовыми означает, что электростанции, работающие на газе, как правило, неконкурентоспособны без каких-либо механизмов финансовой поддержки. Тем не менее, разработчики политики в области электроэнергетики, естественно, стремятся повысить эффективность энергосистемы и снизить воздействие электроэнергетики на окружающую среду, отдавая при этом основной приоритет энергетической безопасности. Это означает, что Казахстану предстоит пройти дорогостоящую программу модернизации, которая предполагает поддержку более маневренной генерации и декарбонизацию угля. Если Казахстан успешно достигнет или перевыполнит амбициозные

планы в отношении интеграции возобновляемых источников энергии (3% производства электроэнергии от ВИЭ к 2020 году (солнечная и ветряная) до 30% к 2030 году [11% солнечная и ветряная, 10% гидро, и 9% атомная]), вопрос наличия маневренных мощностей станет еще более остро. Многие влиятельные участники рынка электроэнергии в Казахстане устали от потенциально нежелательных последствий, которые могут возникнуть в результате использования непроверенных рыночных механизмов, особенно в секторах электроэнергетики, требующих финансирования. Примеры из опыта и пути, прошедшего Россией, показательны, и служат важными ориентирами, которые нельзя игнорировать. В тоже время, разработчики политики в области электроэнергетики вовлечены в диалог с различными участниками рынка, чьи противоположные позиции на подходы к реформированию сектора кажутся неразрешимыми. Ожидается, что промышленные потребители, на долю которых приходится более трети общего потребления в стране, (см. Рис. 8-2), должны будут взять на себя львиную долю затрат реформирования электроэнергетики, что характерно для развивающихся стран. Тогда, основной вопрос для казахстанских политиков в настоящее время будет заключается в том, как продолжить реформу электроэнергетического рынка в условиях таких сдерживающих факторов.

### 8.3. ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ФАКТОРЫ: ОБНОВЛЕНИЕ ДАННЫХ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ

#### 8.3.1. Факторы, влияющие на изменение профиля потребления электроэнергии

С 2012 года общее потребление электроэнергии в Казахстане, по-видимому, вошло в новую фазу стабилизации—оно больше не растет относительно быстрыми темпами, наблюдавшимися в 2000-12 годах (в среднем 4,4% в год). В будущем, мы ожидаем, что спрос на электроэнергию будет расти более скромно, составляя в среднем лишь около 1,1% в год до 2040 года (см. Рис. 8.4). Этот прогноз представляет небольшую поправку вниз нашего прогноза в Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2015 год, который составлял 1,2% в год, и, по большому счету, основывается на нашем ожидании более

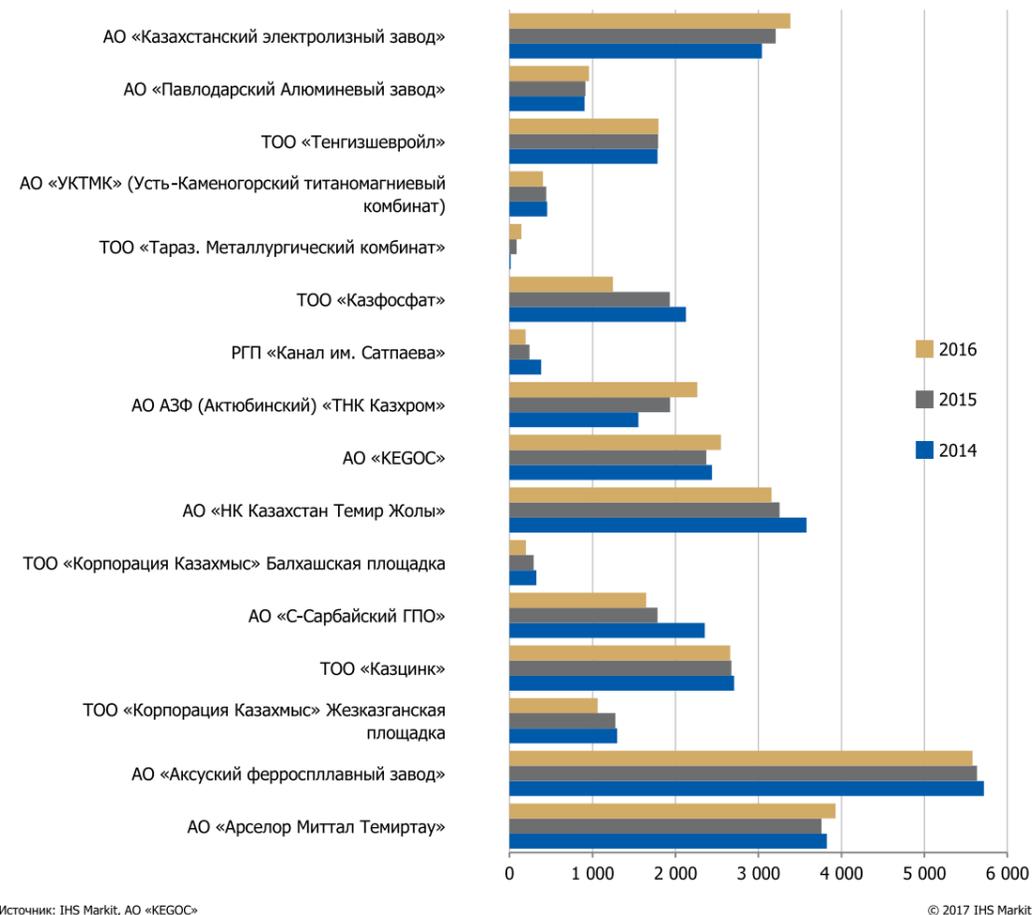
медленных темпов экономического роста. Тем не менее, профиль потребления постепенно станет более выраженным (неровным), что будет способствовать изменению роли сети (от «пассивной» передачи и распределения электроэнергии к активному использованию «умных технологий»). Это произойдет по следующим причинам:

- **Потребитель:** растет электрификация городов Казахстана. С ростом потребительских доходов растет спрос на электроэнергию для питания дополнительных приборов и гаджетов. Это часто стимулирует

<sup>3</sup>ТЭЦ в Казахстане спроектированы, в первую очередь, для производства тепловой энергией, а производство электроэнергии является побочным продуктом. Их выходная мощность имеет тенденцию к относительному ограничению при работе в тепловом режиме.

<sup>4</sup> Основным исключением является Актюбинская область в западной части Северной энергозоны, которая в значительной степени газифицирована и была подключена линией 500 кВ к Северной зоне в конце 2009 года.

Рис. 8.3. Потребление электроэнергии крупными потребителями в Казахстане (ГВт.ч)



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

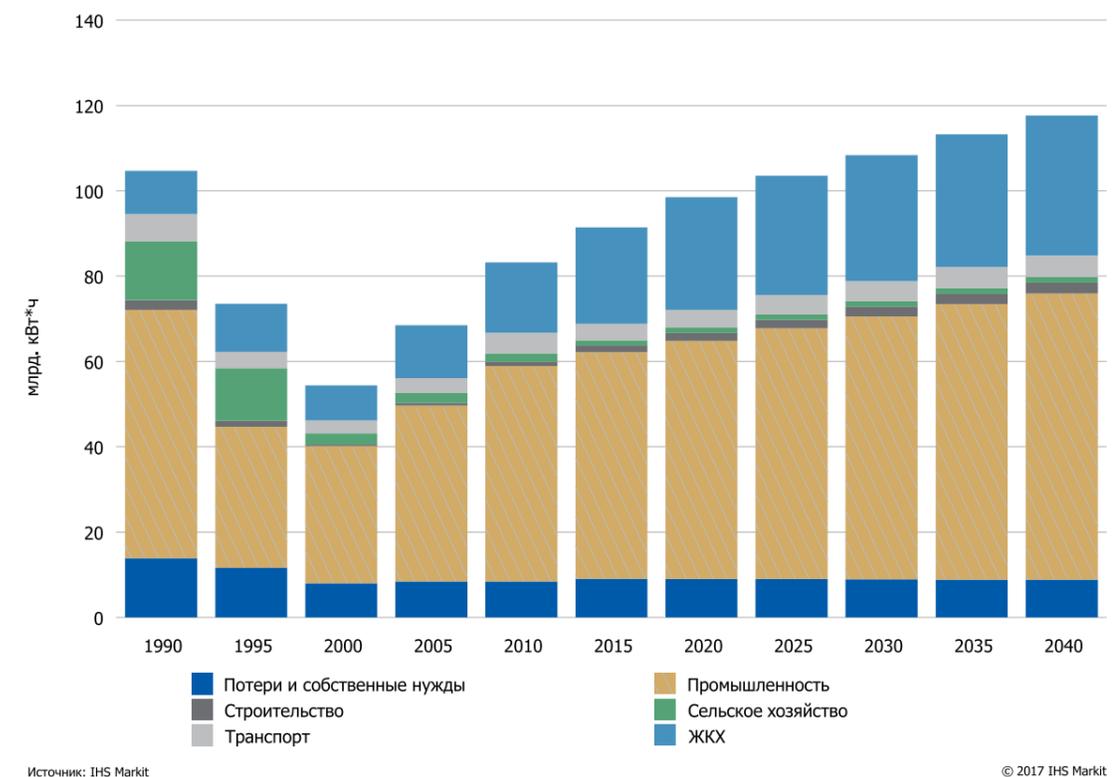
рост потребления и в коммерческом секторе. Например, рост розничной торговли (магазины и рестораны) и малого бизнеса в городах влияет на профиль потребления в виду их быстрого развития и активности в конкретные часы.

• **Производство: рост возобновляемых источников энергии и рост автономной генерации.** Источники энергии, характеризующиеся непостоянной выработкой (ветровые и солнечные электростанции) требуют или наличия маневренной традиционной генерации для поддержания своей выработки или накопителей энергии. Кроме того, промышленные потребители электроэнергии зачастую работают с малогабаритными газовыми турбинами, которые влияют на отпуск и потребление электроэнергии из сети. Крупные промышленные предприятия выходят на рынок электроэнергии по разным причинам, как правило, для обеспечения энергетической безопасности и зачастую для устранения риска роста стоимости электроэнергии. Нефтегазовые компании являются классическими примерами автономной генерации, которые зачастую имеют дополнительный стимул, связанный с

использованием своего попутного газа.

• **Рынки: эволюция рынков электроэнергии.** Поскольку одновременно с развитием рынков электроэнергии развиваются механизмы балансирования системы, ресурсы управления спросом, умные технологии учета и т. д., эти факторы могут оказать значительное влияние на почасовую стоимость электроэнергии и это, в свою очередь, влияет на более эффективный характер потребления электроэнергии. По этим причинам дизайн электроэнергетического рынка в Казахстане необходимо модифицировать таким образом, чтобы рынок мог грамотно реагировать на своевременных привлечение инвестиций, а также поощрять наиболее подходящую технологию - вне зависимости от краткосрочных изменений спроса на электроэнергию. Важно отметить, что в виду реалий Казахстана (аналогично ситуации в России), разработчики политики в области электроэнергетики должны прежде всего преследовать интересы сектора, но в той мере, чтобы сохранить его инвестиционную привлекательность.

Рис. 8.4. Прогноз потребления электроэнергии в Казахстане



Источник: IHS Markit

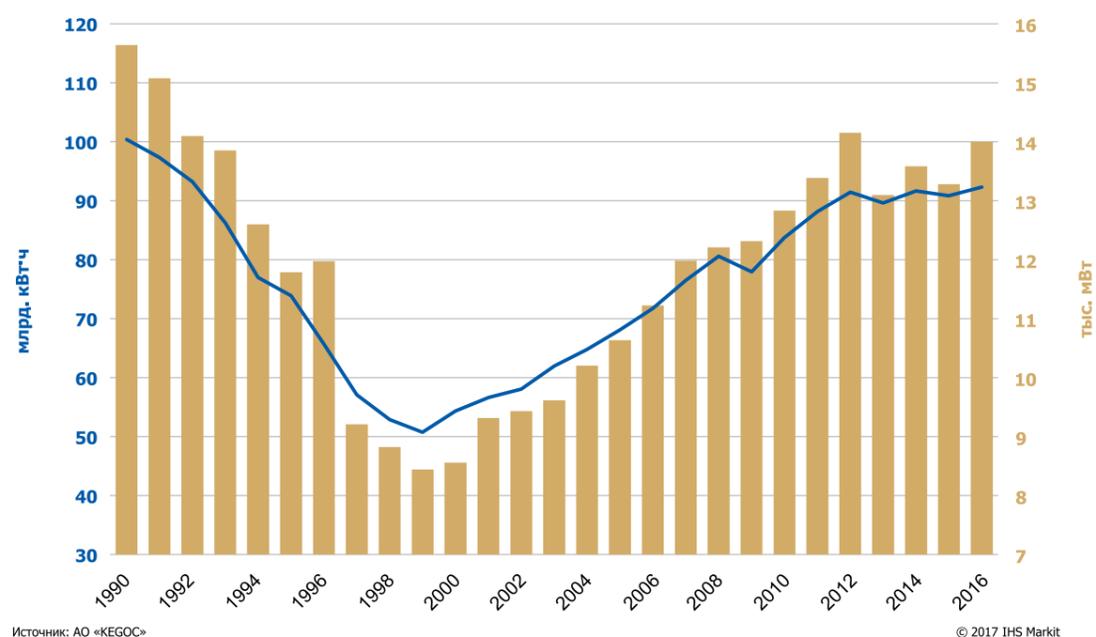
© 2017 IHS Markit

**8.3.1.1. Неизбежная стабилизация потребления электроэнергии в Казахстане должна оказать влияние на реализацию стратегии**

Прогнозы спроса на электроэнергию имеют значение, поскольку именно они зачастую определяют направление официального инвестиционного планирования [за счет потребителей], в связи с чем они должны быть обоснованы. При этом, динамика электропотребления в историческом разрезе за недавно прошедший период может быть ненадежным индикатором для оценки долгосрочной траектории. Естественно, что динамика электропотребления в Казахстане в значительной степени зависят от глобальной экономики (и региональной стабильности) из-за прямого влияния баланса спроса и предложение на товары, и их цен на ВВП, в целом, и производственную деятельность, в частности. Это означает, что, несмотря на то, что недавняя динамика спроса на электроэнергию в целом была относительно устойчивой, электропотребление также живо реагировало на ряд глобальных потрясений, общий экономический спад и его последствия. Например, на протяжении 1990-х годов, после распада Советского Союза (в сочетании с чрезвычайно низкими ценами на нефть), общее

потребление электроэнергии в Казахстане упало, с более, чем 100 млрд. кВт•ч в 1990 году до 51 млрд. кВт•ч в 1999 году, в то время, как пиковый спрос упал с более чем 15.6 тыс. Мвт в 1990 году до 8,4 тыс. Мвт в 1999 году. (см. Рис. 8.5) Но с 2000 года, во многом благодаря оживлению роста мировых цен на нефть и сырьевые товары, электропотребление в Казахстане перешло в стадию активного роста со среднегодовым показателем в 3,4%, тогда как пиковый спрос увеличился в среднем на 3,1% в год. В последнее время, спрос на электроэнергию значительно замедлился и, в течение нескольких лет, по-видимому, останется сравнительно вялым вследствие продолжающихся глобальных экономических потрясений. Например, в 2000-2012 годах потребление электроэнергии увеличивалось в среднем на 4,4% в год, несмотря на кратковременное понижение в 2009 году. (см. Рис. 8.5). Невзирая на экономический кризис 2008-2009 годов, к 2012 году потребление электроэнергии в Казахстане восстановилось, отыграв падение в 90-е годы, и достигло 90 ТВт•ч. Но с 2012 года электропотребление в какой-то мере стагнировало, демонстрируя ежегодный рост лишь в 0,2%, а пиковое потребление сократилось на 0,3% (весьма примечательно, что общий пиковый спрос был значительно более волатильным, чем потребление). При этом, в 2016 году потребление электроэнергии выросло на 1,6% по сравнению с

Рис. 8.5. Потребление электроэнергии в Казахстане



Источник: АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

годом ранее, в то время, как пик нагрузки вырос на 5,4%. Это означало, что электропотребление достигло новых высот с 1999 года и составило 92,3 ТВт·ч, в то время как максимальный спрос почти достиг уровня 2012 года в 14,2 ГВт. Профиль максимальной нагрузки показывает более выраженный (неровный) тренд в динамике потребления по сравнению с показателями общего потребления. И говорит о необходимости планирования с точки зрения спроса на мощность в мегаваттах вместо электропотребления в мегаватт-часах. Это также объясняет, почему директивные органы Казахстана настаивают на вводе новых генерирующих мощностей.

Несмотря на рост спроса в 2016 году, общая уверенность в мировой экономике не дает оснований ожидать повторения тренда долгосрочного роста потребления, наблюдавшегося в 2000-2012 гг. Состояние мировой экономики пока недостаточно оптимистично для казахстанской экспортно-ориентированной промышленности, доля которой составляет более трети внутреннего потребления электроэнергии.

**8.3.1.2 Региональный спрос на электроэнергию демонстрирует смешанную картину**

Несмотря на то, что спрос на электроэнергию на региональном уровне демонстрирует смешанную картину (см. Рис. 8.6), более выраженный пиковый спрос весьма очевиден. На Северную и Южную [энергетические] зоны явно повлиял недавний спад в экономике (хотя в каждой по-своему), тогда как спрос в Западной зоне был более устойчивым (см. Таблица 8.1).

В 2016 году, в промышленно-развитой Северной зоне, электропотребление составило 67% (61,768 ГВт·ч) от общего потребления электроэнергии в Казахстане и выросло на 2,3%, после стагнирования в 2011-2015 гг. Динамичный рост электропотребления в Актюбинской области, а также размер Северной зоны замаскировали снижение электропотребления в Восточно-Казахстанской, Северо-Казахстанской и Костанайской областях. В первом квартале спрос в Северной зоне подскочил на 6,5%, при этом наибольший рост продемонстрировала индустриально-значимая Павлодарская область с показателем в 10,6%.

Причинами падения электропотребления на 2% (в годовом исчислении) в Южной зоне (до 19,013 ГВт·ч) стало снижения потребления энергоемкой фосфатной промышленностью в Жамбылской области, которая потребила электроэнергии на 40% меньше в 2016 году, по сравнению с 2014 годом, что оказало сильное влияние на спрос не только в области, но и по всей зоне. Кроме того, большая часть потенциального спроса в Алматы зависела от развития Астаны в Северной зоне - с продолжающимся переносом коммерческих операций в Астану. С 2010 года электропотребление Астаны росло в среднем на 7,7% в год, в то время, как в Алматы рост электропотребления составлял в среднем 1,5% в год. Более того, с 2014 года электропотребление в Алматы было практически ровным из года в год, в то время как электропотребление в новой столице росло в среднем на 5,6% в год. Независимо от колебаний потребления в Южной зоне, в ней по-прежнему наблюдается

Таб. 8.1. Потребление электроэнергии в Казахстане по энергозонам (ГВт·ч)

	Потребление электроэнергии по Казахстану (ГВт·ч)								% изменение	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2009-2012	2012-2016
Казахстан, Всего	77 960	83 767	88 136	91 444	89 641	91 661	90 847	92 312	17,3	0,9
Северная зона	53 917	58 327	60 589	62 554	60 786	60 865	60 399	61 768	16,0	-1,3
Западная зона	9 027	9 264	9 582	9 885	10 232	10 940	11 055	11 531	9,5	16,7
Южная зона	15 016	16 176	17 966	19 005	18 623	19 856	19 393	19 013	26,6	0,0

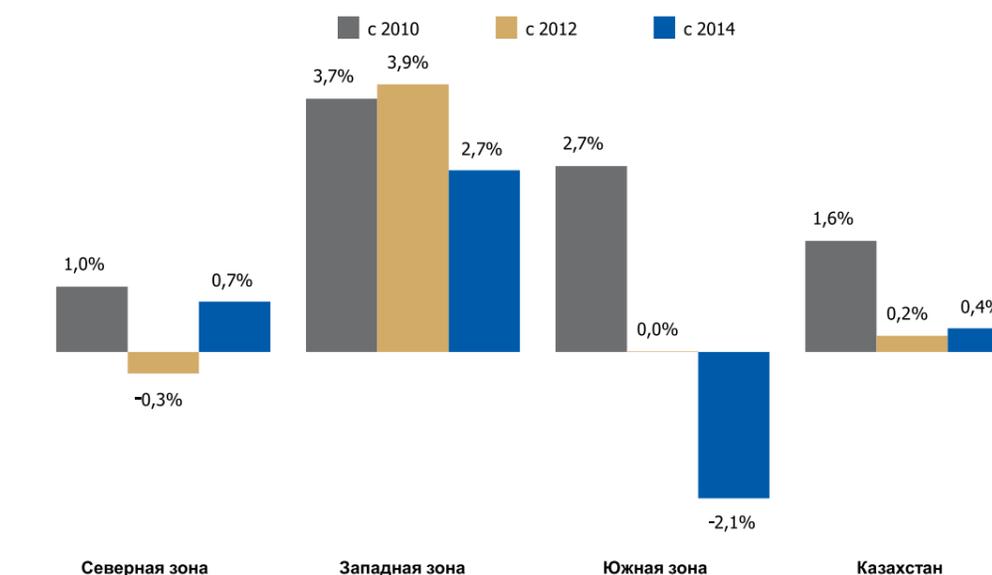
Примечание. В 2009 году Актюбинская область была подсоединена к Северной зоне, и показатели ее электропотребления включены в Северную Зону.

Источник: KEGOC

дефицит генерирующих мощностей, что на фоне продолжающегося роста населения и коммерциализации говорит о тенденции к восстановлению роста электропотребления. Как следствие, Южная зона зависит от импорта электроэнергии из Северной зоны и обменами электроэнергией с Центральной Азией. Как и в Северной зоне, в Южной зоне наблюдается более выраженные взлеты и падения пикового спроса против мегаватт-часов электропотребления. Рост электропотребления в Западной Зоне Казахстана на сегодняшний день является самым устойчивым и последовательным: как в разрезе мегаватт-часового электропотребления, так и в разрезе [мегаваттного] пикового спроса. Электропотребление в нефтяной и газодоминирующей Западной зоне (потребление в которой составляет порядка 12% от общего потребления электроэнергии в стране) активно

растет и продемонстрировало устойчивость в ходе недавнего экономического спада. Примечательно, что в то время как потребление электроэнергии в годовом исчислении в 2016 году выросло на 4,3%, пиковый спрос вырос на 11,8%. Аналогичные тенденции очевидны при анализе электропотребления и пикового спроса в течение более длительных периодов времени (см. Рис. 8.6 и Рис. 8.7). Общая картина, наблюдаемая в Казахстане, показывает типичную для развивающейся экономики закономерность, т.е. темпы потребления электроэнергии замедляются в отличие от темпов пикового спроса. По сути, это означает, что профиль потребления будет продолжать становиться более неровным.

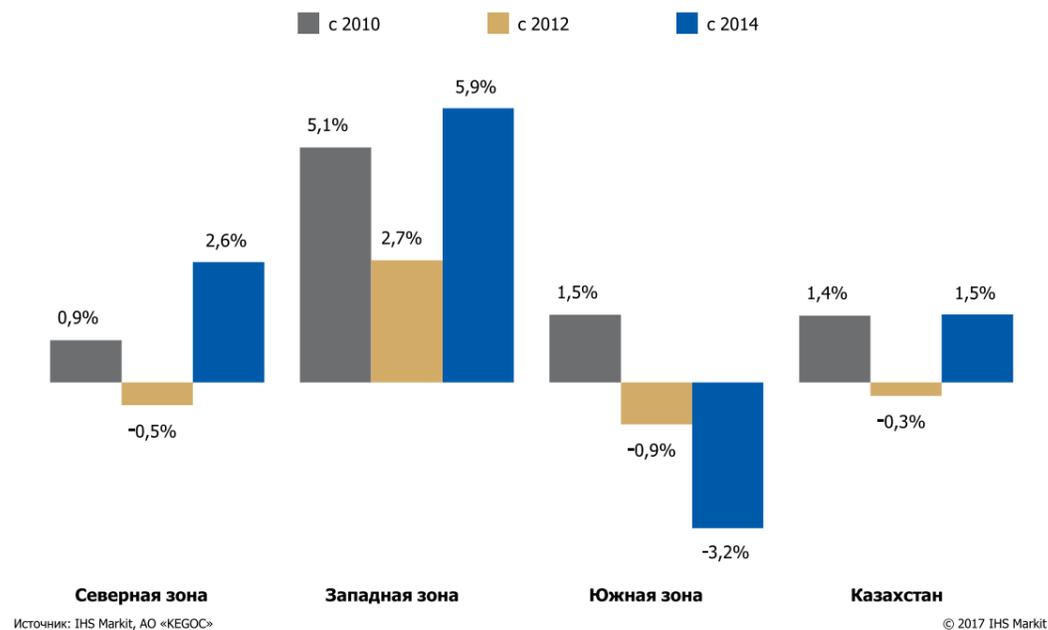
Рис. 8.6. Рост среднего годового потребления электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана, 2016



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

**Рис. 8.7.** Средний рост объема пикового потребления электроэнергии по энергетическим зонам Казахстана, 2016



**Примечание.** На приведенной выше диаграмме средний пиковый спрос по каждой зоне был рассчитан в то время, когда максимальный пик был зарегистрирован в Единой энергетической

системе (ЕЭС) Казахстана, тогда как каждая зона (и регионы) обычно демонстрирует еще более высокие пики, чем те, которые были зарегистрированы во время максимума ЕЭС.

### 8.3.2. Энергетический баланс: последние инвестиции способствуют увеличению маневренности

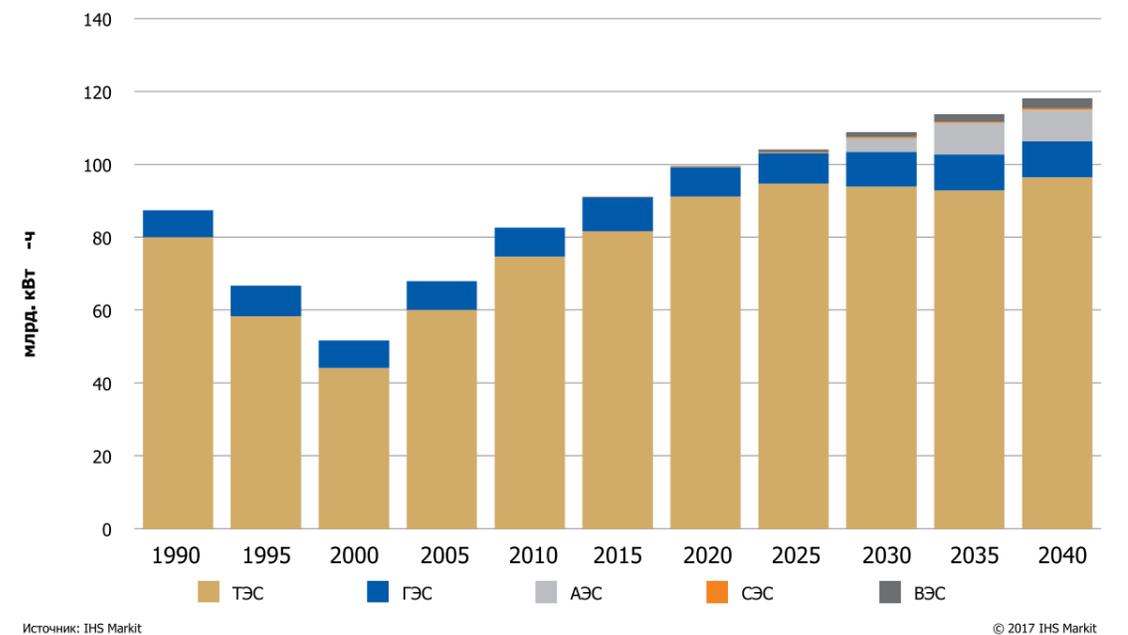
Естественно, что тенденции потребления должны быть сбалансированы производством. С 2000 года производство электроэнергии в Казахстане росло в среднем на 3,8% в год (что немного выше, чем динамика потребления (3,4% в год) за тот же период). В целом, с 2000 года производство электроэнергии увеличилось на 83%, а потребление выросло на 70%. В наших прогнозах производство электроэнергии в целом будет следовать за потреблением и расти на 1% в год до 2040 года (см. Рис. 8.8) Это неудивительно, учитывая, что Казахстан с 2000 года успешно увеличил располагаемую мощность электростанций в целом на 40% (тогда как установленная мощность увеличилась на 22%). Резкое увеличение располагаемой мощности электростанций Казахстана за последние годы стало важным достижением, поскольку до 2002 года потребление Казахстана росло более быстрыми темпами, чем производство (см. Рис. 8.9). Хотя может показаться, что судя по располагаемой мощности (см. Рис. 8.10) до 2002 года, Казахстан располагал достаточным количеством мощностей для удовлетворения своих нужд, несколько факторов ограничивали доступность этой мощности для потребителей. Например, сегментированная

сеть ограничивала переток электроэнергии в энергосистеме между профицитной по мощности Северной энергозоной и дефицитной по мощности Южной энергозоной.<sup>5</sup> В тоже время мы ожидаем, что рост мощностей продолжится в среднем на уровне 2% в год, в особенности, ввод возобновляемых источников энергии (при этом для ВИЭ характерен низкий КИУМ) (см Рис. 8.11). В качестве меры повышения энергетической безопасности была удвоена пропускная способность между Северной и Южной энергозонами (путем строительства дополнительной линии 500 кВ), что позволило добиться независимости Южной энергозоны от импорта из Центральной Азии. С 2000 года потоки электроэнергии из Северной энергозоны утроились (с 2,5 млрд. кВт•ч в 2000 году до 7,5 млрд. кВт•ч в 2016 году), тогда как чистые перетоки электроэнергии из Центральной Азии практически кардинально поменялись, в результате чего Казахстан стал нетто-экспортером электроэнергии. Строительство еще одной линии 500 кВ, между Северной и Южной энергозонами, близится к завершению и, как ожидается, соединит Алматинскую область с более маневренными

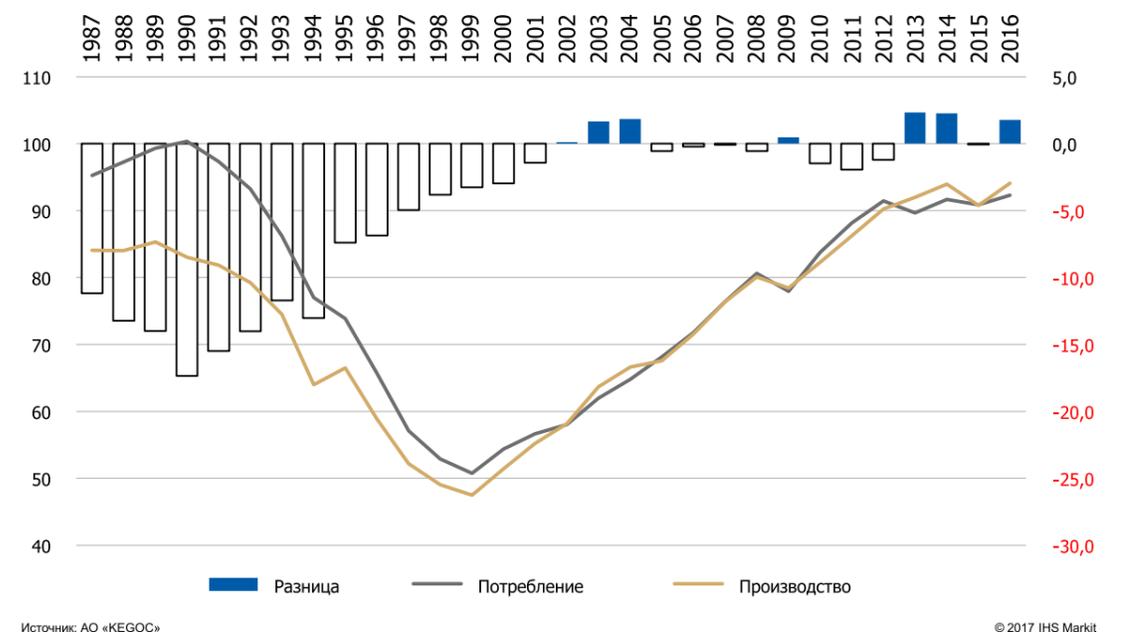
мощностями основных гидроэлектростанций Казахстана (Шульбинской ГЭС [702 МВт], Бухтарминской ГЭС [675 МВт] и Усть-Каменогорской ГЭС [331 МВт]), а также увеличит доступ к мощностям Экибастузской ГРЭС-1 и -2 (5000 МВт).<sup>6</sup> Несмотря на то, что значительные инвестиции в

сеть улучшили связь между регионами, Западная энергозона остается изолированной от Северной и Южной энергозон, и все еще полагается на межсистемные связи с Россией для обеспечения надежности электроснабжения. Но несмотря на устойчивый рост электропотребления,

**Рис. 8.8.** Прогноз производства электроэнергии в Казахстане



**Рис. 8.9.** Потребление и производство электроэнергии в Казахстане (млрд. кВт•ч)



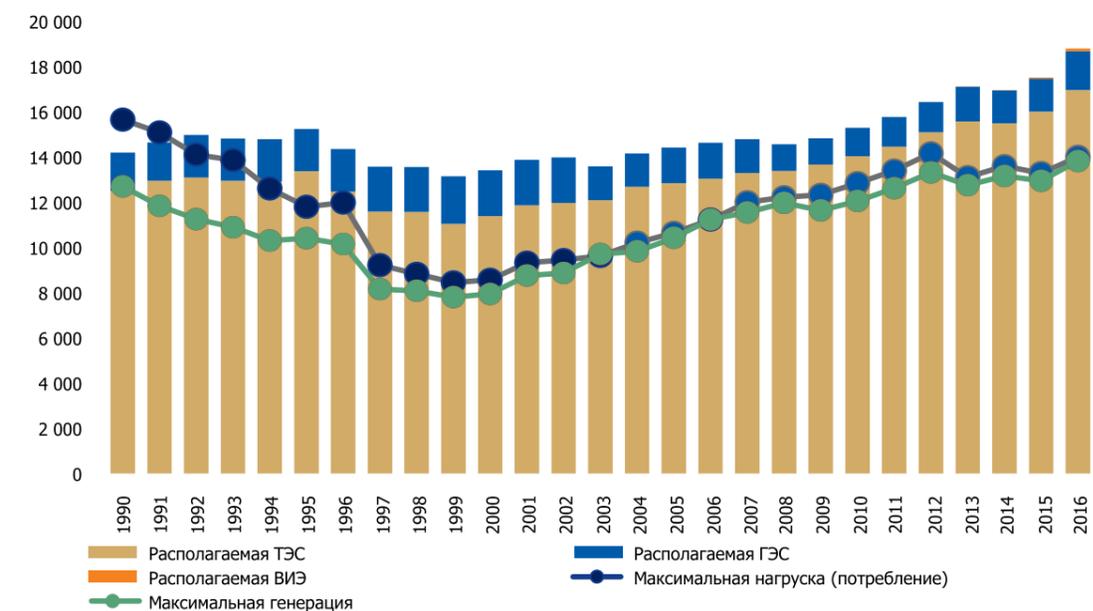
<sup>5</sup>Определенные области в северной и западной частях Казахстана имели более сильные электрические связи с Россией, чем даже национальная сеть Казахстана.

<sup>6</sup>ГРЭС (государственные региональные электростанции) в Казахстане, как правило, являются крупными системными электростанциями с минимальным отпуском тепла. Они, как правило, помогают сбалансировать энергосистему.

демонстрируемый Западной энергозоной, чистый импорт из России неуклонно снижается со времени обретения независимости в 1991 году, когда импорт электроэнергии из России составлял более 50% (4

551,4 ГВт•ч) потребностей потребления Западной энергозоны, в то время, как в 2016 году он упал до 1% (154 ГВт•ч).

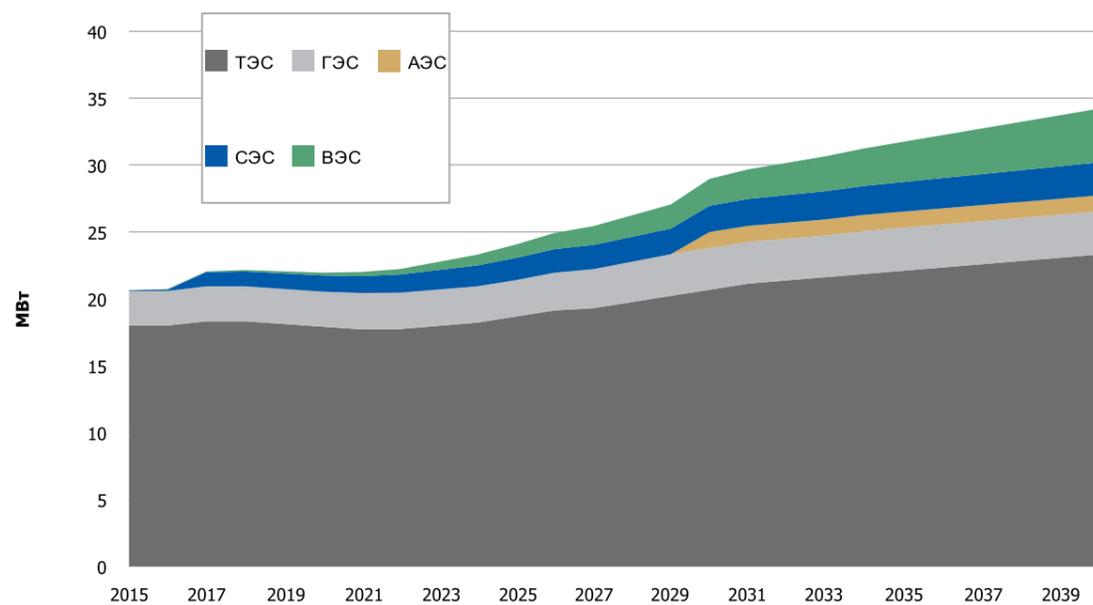
**Рис. 8.10.** Располагаемая мощность в сравнении с максимальной нагрузкой и располагаемой мощностью электростанций, Мвт



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

**Рис. 8.11.** Прогноз баланса генерирующих мощностей в электроэнергетическом секторе Казахстана



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 8.3.2.1 Роль импорта и экспорта

В течение 1990-х годов Казахстан в значительной степени полагался на импорт электроэнергии из России и Центральной Азии (см. Рис. 8.12). Этот режим работы был вполне естественным, так как энергосистемы этих государств были изначально спроектированы для параллельной работы. И перетоки электроэнергии между Россией и Центральной Азией были все еще удобны для целей балансирования.

В настоящее время, торговля электроэнергией между Россией и Казахстаном ежегодно составляет скромные объемы. Сверх незначительного собственно объема торгов, обе страны имеют соглашение о балансировании в рамках предоставления межсистемных услуг. Эта симбиотическая договоренность особенно полезна для поддержки пиковых нагрузок в Казахстане, а также при необходимости, для балансирования производства возобновляемых источников энергии. Однако, это соглашение находится под угрозой, так как необходимость балансирования в Казахстане обычно происходит в часы пикового потребления в России, которые являются самыми дорогими часами на российском рынке-на-сутки-вперед. А рынок электроэнергии Казахстана еще не чувствителен к почасовому ценообразованию. Важно отметить, что чрезвычайные ситуации могут быстро изменить динамику перетока электроэнергии, как это было в случае аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 году, в результате которой Казахстан в течение нескольких лет играл важную роль в поддержании российской энергетической системы Сибири.

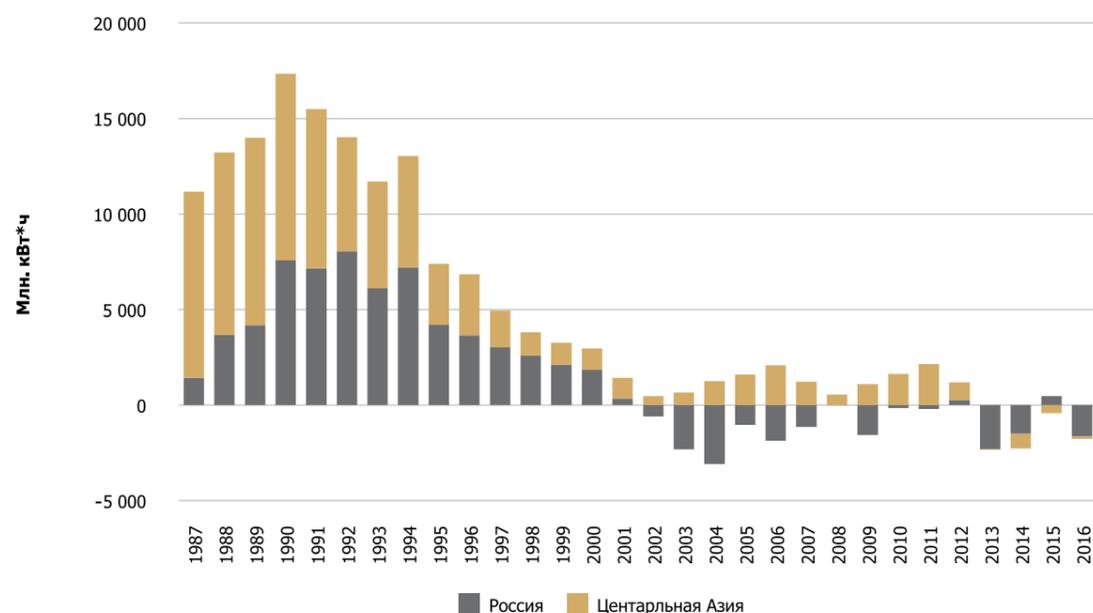
Страны Центральной Азии, главным образом Кыргызстан и Узбекистан, ранее играли значительную роль в обменах электроэнергией, но с недавнего времени, как отмечалось выше, укрепление национальной сети Казахстана значительно изменило эту динамику. Статистические данные АО "KEGOC" (оператора

единой энергетической системы Казахстана и оператора национальной энергетической сети) показывают, что Кыргызстан обменивается относительно небольшими объемами электроэнергии с Казахстаном. По всей видимости это представляет собой соглашение о балансировании, в рамках которого Казахстан использует гидроэлектрическую мощность Кыргызстана, в то время как Кыргызстан получает доступ к тепловой генерации Казахстана (в частности, Жамбылской ГРЭС, работающей на газе, [1,230 МВт]). Любое будущее расширение торговли электроэнергией со странами Центральной Азии, вероятно, будет зависеть от результатов проекта CASA-1000 и сопутствующих торговых переговоров.<sup>7</sup> В этом случае запланированная к строительству новая Балхашская тепловая электростанция (первый этап, мощность 1320 МВт, второй этап с добавлением еще 1320 МВт) в Казахстане, будет стратегически размещена для поддержания обмена электроэнергией с Кыргызстаном, помимо ее основного предназначения удовлетворения дефицита предложения в Южной энергозоне.

До настоящего времени Казахстан не торговал электроэнергией с Китаем. Эта ситуация вряд ли изменится в следствие того, что в западных районах Китая уже наблюдается профицит мощностей. Например, в 2016 году установленная мощность северо-западного региона Китая составляла 131,7 ГВт с максимальной нагрузкой 76,5 ГВт (с резервом мощностей в 72%), а установленная мощность юго-западный район Китая составляла 76,9 ГВт с максимальной нагрузкой в 53,5 ГВт (резерв мощностей составляет 44%). Мы также не ожидаем, что строительство линии сверхвысокого напряжения будет экономически оправдано, в связи с географией производства электроэнергии в Казахстане и потребления в Китае.

<sup>7</sup>CASA-1000 (Центральная Азия-Южная Азия) - это четырехсторонний международный проект, который будет реализовываться на средства международных финансовых институтов, по строительству линии постоянного тока 500 кВ между Таджикистаном с Пакистаном через Афганистан, который предусматривает экспорт до 1,300 МВт в час. Дополнительная 500 кВ линия запланирована к строительству между Кыргызстаном и Таджикистаном.

Рис. 8.12. Межгосударственные перетоки электроэнергии



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

**8.3.2.2 Производство электроэнергии: выбор инвестиционных проектов**

На фоне общего роста генерирующих мощностей, основной природой производства электроэнергии в Казахстане происходил за счет паровых турбин (в основном угольных) в среднем на 3,6% в год, с 32

млрд. кВт\*ч в 2000 году до 75 млрд. кВт\*ч в 2016 г (см. Рис.к 8.13 и Рис. 8.14). Примечательно, что на пять крупнейших электростанций приходится около 40% общего производства электроэнергии, из которых более 90% приходится на угольные электростанции (см. Таблица 8.2).

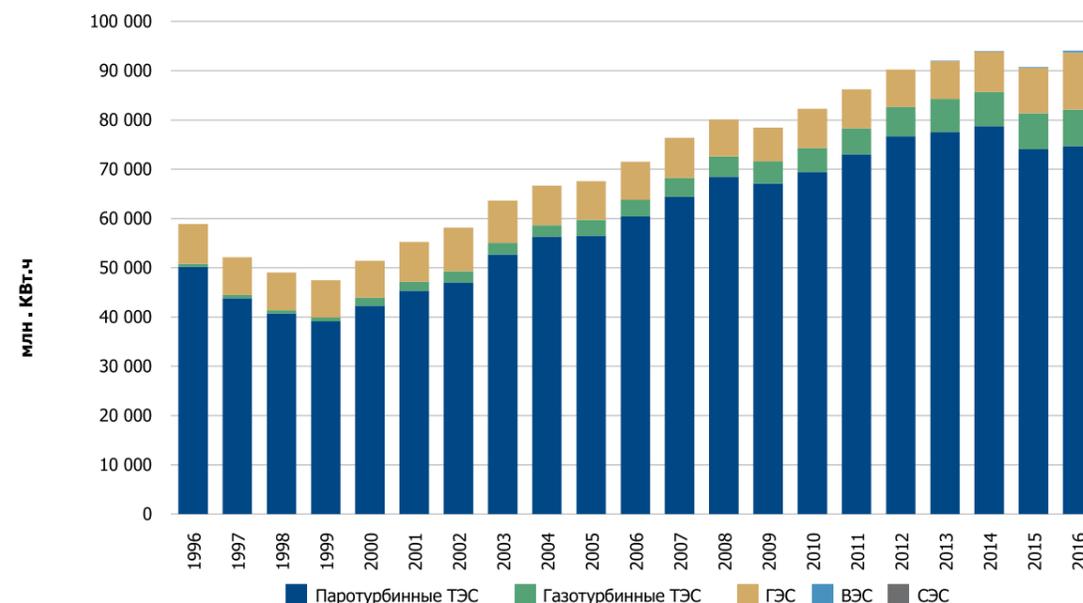
Таб. 8.2. Пять крупнейших производителей электроэнергии в Казахстане (ГВт\*ч)

	2014	доля	2015	доля	2016	доля	Рост с 2014 года	
1	ЕЭК (ERG, Аксуская ГРЭС)	16 401,0	17%	14 668,0	16%	13 868,9	15%	-15,4%
2	Экибастузская ГРЭС - 1	14 096,2	15%	10 728,6	12%	9 037,3	10%	-35,9%
3	Экибастузская ГРЭС - 2	4 754,9	5%	3 211,0	4%	4 976,1	5%	4,7%
4	Казахмыс ГРЭС-2	4 604,5	5%	5 130,2	6%	4 403,4	5%	-4,4%
5	Жамбылская ГРЭС	2 520,5	3%	2 872,7	3%	2 466,0	3%	-2,2%
Всего	42 377,1	45%	36 610,5	40%	34 751,7	37%		

Гидроэнергетика – второй по величине источник производства электроэнергии в Казахстане, на который пришлось около 12% в 2016 году.<sup>8</sup> Помимо того, что гидроэнергетика обеспечивает базовую электрическую нагрузку, она, как правило, используется для удовлетворения пикового спроса. Тем не менее выработка гидроэлектростанций может быть ограничена водным режимом и, следовательно, не всегда доступна, когда это необходимо, или электростанция может иметь невыгодное географическое положение. Примечательно, что производство электроэнергии гидроэлектростанциями удвоилось с 2012 года, а доступная мощность выросла на 30%. Очевидно, что перспективы создания дополнительных гидроэлектростанций относительно ограничены, в виду малочисленных потенциальных площадок для новых крупных проектов. Несмотря на рост мощности паровых турбин и гидроэнергетики в структуре генерирующих мощностей Казахстана, производство электроэнергии газовыми турбинами также значительно увеличилось: годовые темпы роста выработки с 2000 года составили 10,1%, а производство электроэнергии на 6 млрд. кВт\*ч больше в 2016 году по сравнению с 2000 годом.<sup>9</sup> Увеличение производства газовыми турбинами и паро-газовыми турбинами за последнее десятилетие существенно изменило возможности балансирования спроса на электроэнергию в Западной зоне. В 1996 году газовые турбины

составляли всего 10% от производства электроэнергии в Западной зоне, а в 2016 году доля электроэнергии, произведённой газовыми турбинами уже выросла до 37% (4,2 ГВт). Примечательно, что в Западной зоне нет угольных электростанций. Газотурбинная технология готова играть все более значимую роль в структуре генерирующих мощностей Казахстана. Ключевой вопрос заключается в том, готовы ли органы, отвечающие за развитие сектора, стимулировать большее использование газа в производстве электроэнергии за счет политики в отношении направлений развития сектора, регулирования и рыночных механизмов. Первоочередным аргументом в пользу увеличения производства электроэнергии на газовых и парогазовых турбинах в Казахстане является дефицит мощностей готовых реагировать на резкие изменения спроса. Для этого существует ряд причин, среди которых и отсутствие полноценно функционирующего балансирующего рынка и рынка системных услуг, но в основном это связано с особенно высокой долей тепловых электростанций с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, известных как ТЭЦ в Казахстане. Заметным конструктивным ограничением в отношении ТЭЦ является то, что выработка электроэнергии зависит от теплового режима (особенно в отопительный период), в связи с чем их располагаемая электрическая мощность меньше, чем кажется.

Рис. 8.13. Производство электроэнергии в Казахстане по видам электростанций



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

<sup>8</sup>Имеются ввиду технологии генерации: гидротурбины, паровые турбины, газовые турбины.

<sup>9</sup>Рост мощностей ГТЭС преимущественно связан с активным развитием нефтедобычи и необходимостью утилизации попутного нефтяного газа.

Рис. 8.14. Доля производства электроэнергии по видам электростанций в Казахстане, Млн. кВт.ч

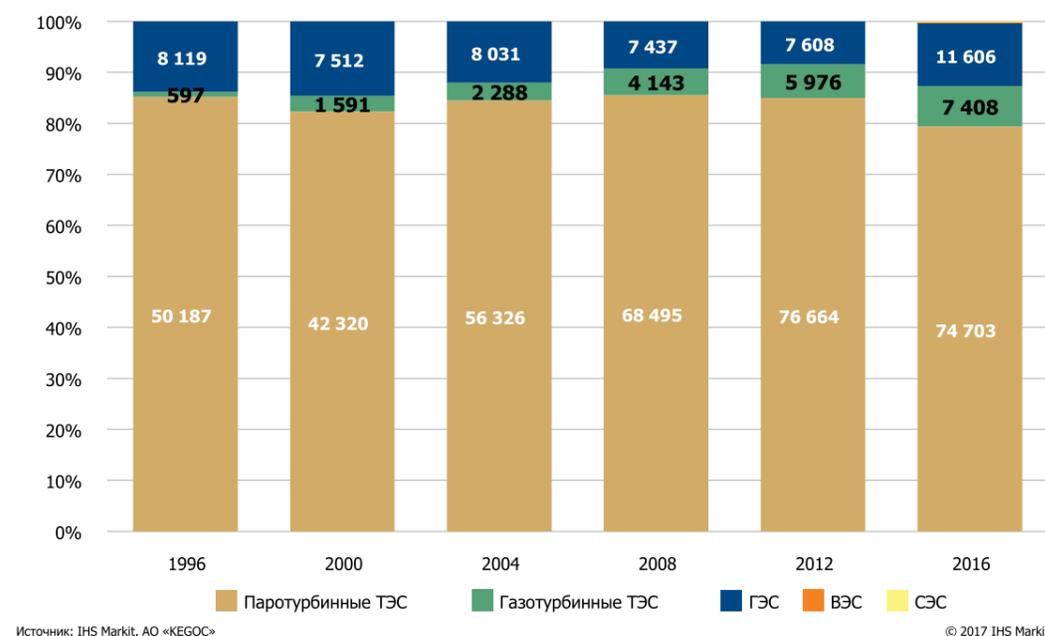
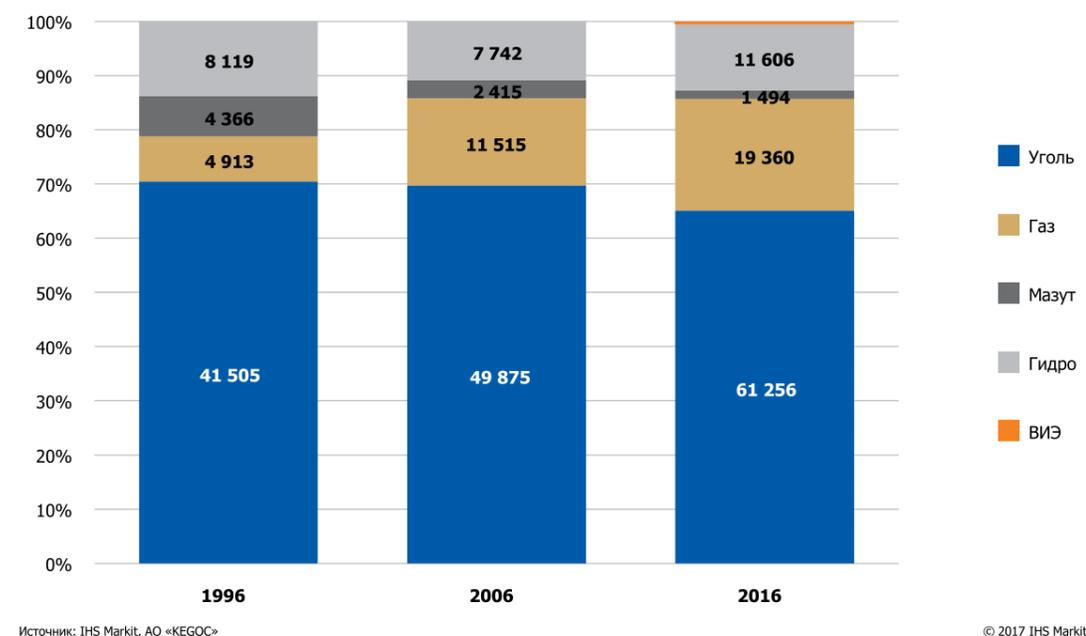


Рис. 8.15. Доля производства электроэнергии по видам топлива в Казахстане, Млн. кВт.ч

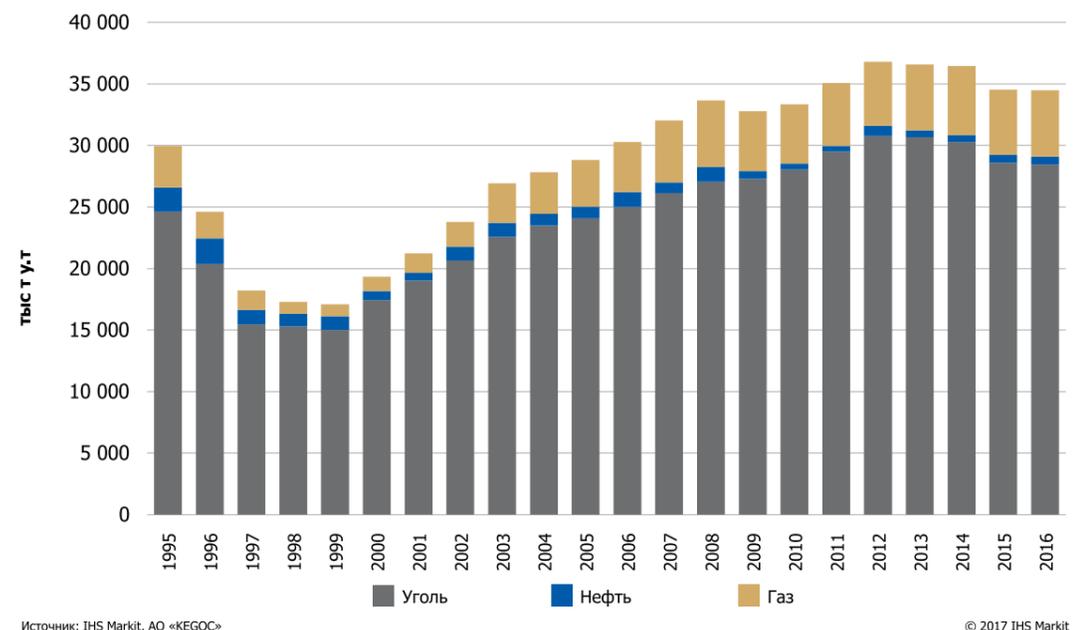


### 8.3.2.3. Роль топлива

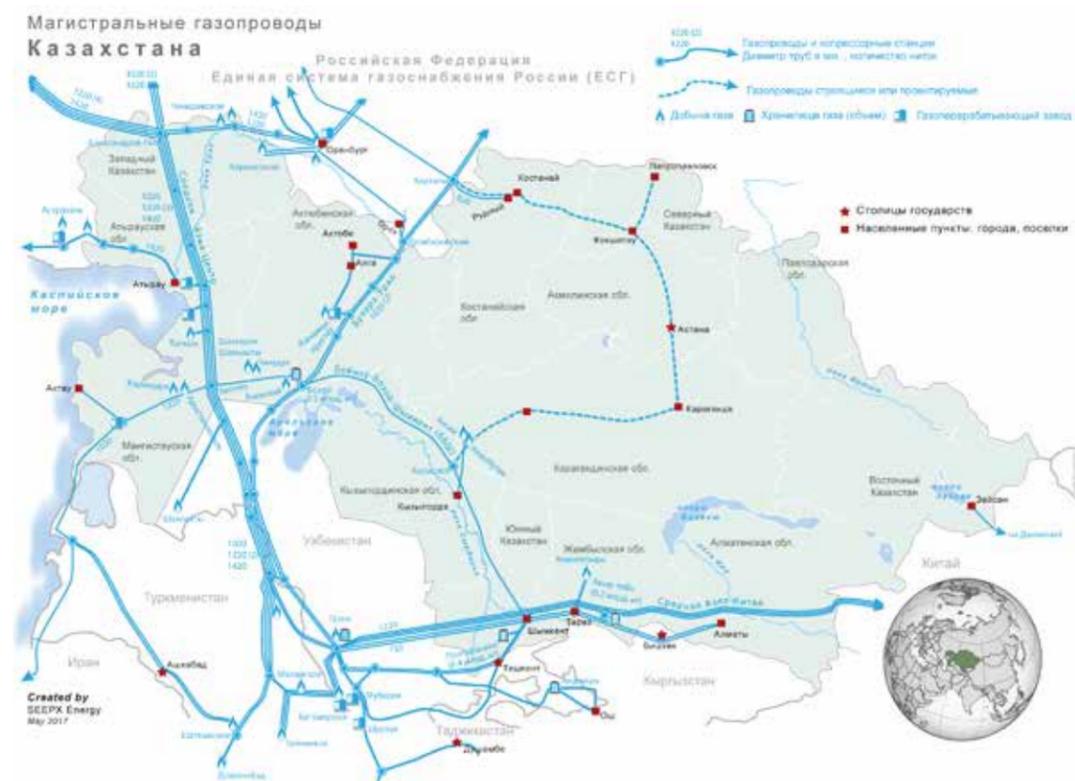
Как отмечалось выше, Казахстан в значительной степени полагается на уголь местной добычи, обычно добываемый вблизи с расположенной электростанцией, для производства 66% электроэнергии в стране (см. Рис. 8.15). Несмотря на то, что его общая доля постепенно снижается, уступая место газу. Хотя рост использования газа в основном связан с газо-турбинными технологиями, парогазовые технологии, также применяются. Таким образом, доля газа в производстве электроэнергии выросла с 8,8% в 1996 году до 15,6% в 2016 году (см. Рис. 8.16). Тем не менее, уголь останется основным топливом для производства электроэнергии, поскольку газовая инфраструктура Казахстана весьма ограничена. Несмотря на это, ожидается, что доля газа в производстве электроэнергии в Казахстане будет расти. Например, для решения проблемы плохого качества воздуха в Алматы (потребление электроэнергии в которой в 2016 году составило порядка 4,7 ТВт•ч), скорее всего, город перейдет от угля к газу. Это предполагает перевод как минимум 650 МВт мощности с угля на газ. В последние годы газопроводная инфраструктура значительно улучшилась, что позволило Казахстану поставлять газ из района

добычи углеводородов на западе к югу по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Шимкент (см. Рис. 8.17). С точки зрения логистики, это позволяет Южной зоне получить больший доступ к газу и существенно сократить зависимость от газа из соседних стран. Имеются также планы на будущее по расширению газопровода от Караозека (пересекающего трубопровод Бейнеу-Бозой-Шимкент вблизи Кызылорды) до Астаны, через Караганду. Также запланирован трубопровод от Костаная до Астаны, через Кокшетау. Если эти проекты будут реализованы - газ будет играть большую, хотя и по-прежнему вторую роль, в производстве электроэнергии. Основным недостатком использования газа является его относительная высокая стоимость по сравнению со стоимостью местного угля. При этом, изменением механизмов рынка электроэнергии для поддержки использования газа, а также наложение штрафов на угольные электростанции через торговлю квотами на выбросы углерода и/или налоговые механизмы, может быть возможным выходом из ситуации. Но такой шаг был бы относительно дорогостоящим для потребителей электроэнергии Казахстана.

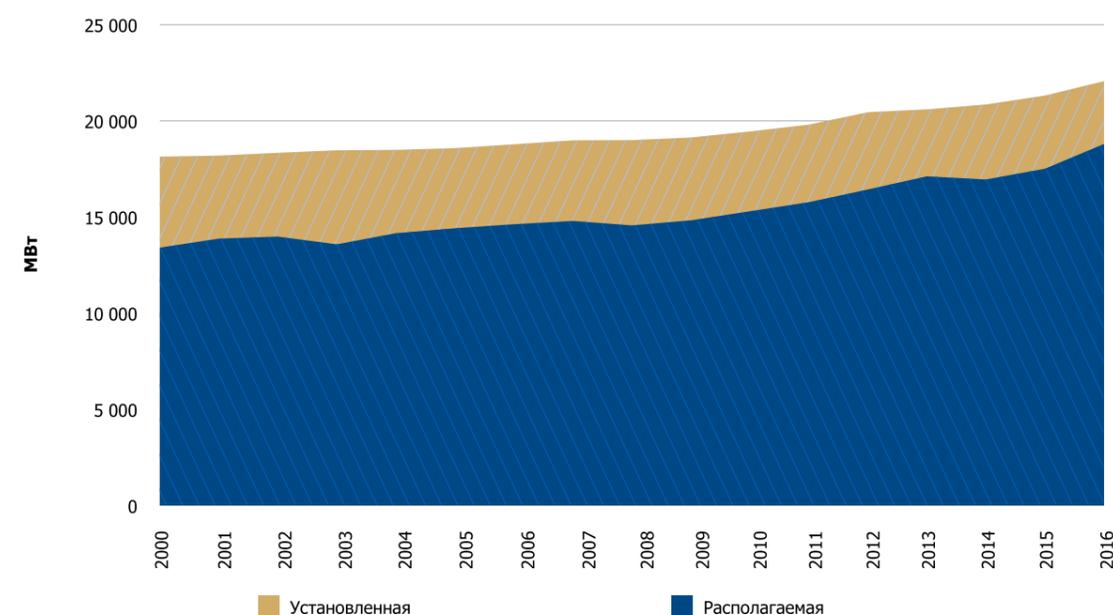
Рис. 8.16. Потребление топлива для производства электрической и тепловой энергии (исключая ГТЭС)



**Рис. 8.17. Магистральные газопроводы Казахстана**



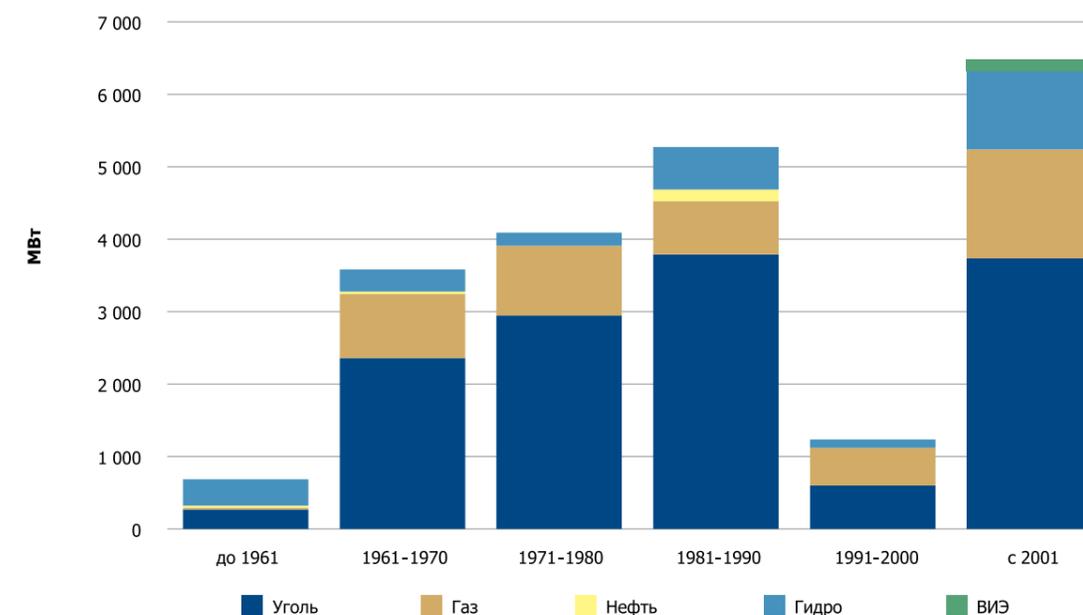
**Рис. 8.18. Установленная и располагаемая мощность электростанций, МВт**



Источник: IHS Markit, АО «KEGOC»

© 2017 IHS Markit

**Рис. 8.19. Возраст генерирующих мощностей в Казахстане по видам топлива**



Источник: SEEPX Energy

© 2017 IHS Markit

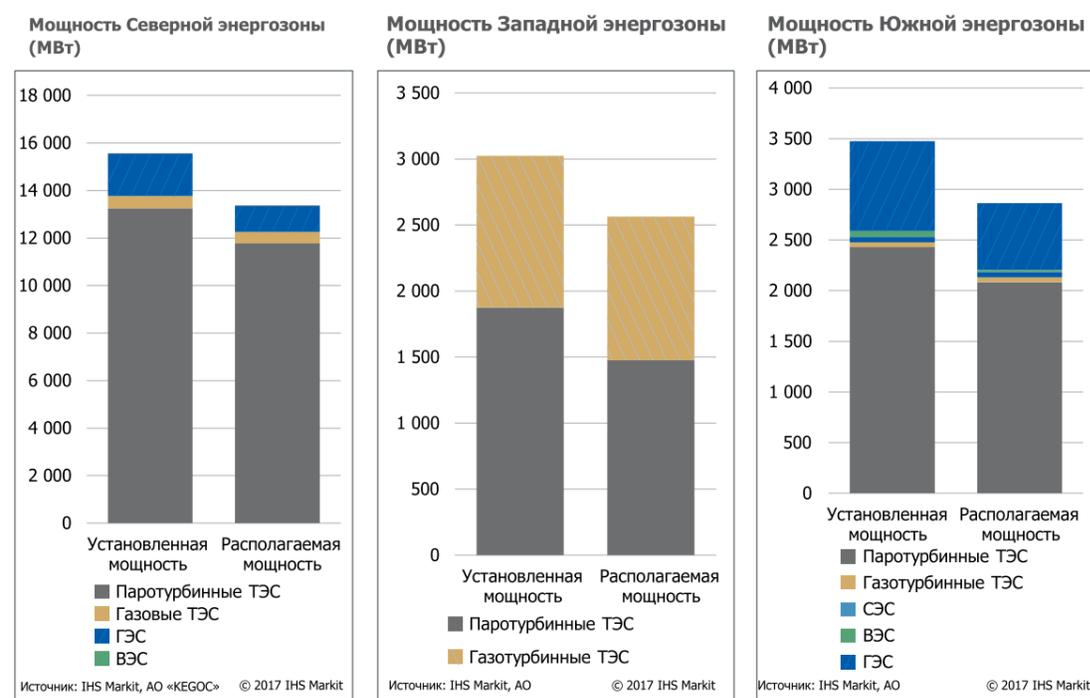
### 8.4. ИНФРАСТРУКТУРА И ТЕХНОЛОГИИ: КЛЮЧЕВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Как отмечалось выше, установленные и располагаемые генерирующие мощности Казахстана неуклонно растут, благодаря вводу новых угольных, гидро- и газо-турбинных мощностей (см. Рис. 8.18). Несмотря на регулярное проведение ремонтов существующих электростанций и ввода порядка 30% новых мощностей с 2001, большая часть парка генерирующих мощностей Казахстана по-прежнему основана на стареющей советской технологии (см. Рис. 8.19). Например, около 39% электростанций Казахстана было построено до 1980 года, и, согласно данным KEGOC, в 2016 году 42% паровых турбин в превысили запланированный срок эксплуатации. Строительство новых угольных электростанций было практически выбором в Северной зоне Казахстана из-за обилия дешевого местного угля (см. Рис. 8.20). Таким образом, новые паро-турбинные установки либо добавляются к существующим, либо заменяют существующие. Исключением является Актюбинская область (присоединенная к Северной зоне в 2009 году), которая располагает доступом к газу и с 2004 года там был введен значительный объем газовых мощностей. Юго-западная часть Карагандинской области, входящая в Северную зону, также стала свидетелем роста газотурбинной технологии в результате расширением добычи

нефти и газа (Аксай и Акшабулак). Электростанции Западной зоны полностью работают на газе, и с 1996 года она устойчиво наращивает мощность газовых турбин, что связано с деятельностью нефтегазовой промышленности. Не смотря на то, что Западная зона по-прежнему полагается на Россию в отношении части своего энергоснабжения, KEGOC работает над несколькими проектами с использованием технологии постоянного тока, которые позволили бы присоединить Западную энергозону к ЕЭС Казахстана по различным маршрутам (запад-север, запад-центр, запад-юг).<sup>10</sup> Примечательно, что тепловые электростанции в Южной зоне Казахстана имеют довольно равномерное сочетание производства электроэнергии на газе и угле. И, несмотря на доступ к газу, зона обладает удивительно небольшим количеством газотурбинных мощностей. В зависимости от создания рыночных стимулов, можно было бы ожидать повышения использования технологии газовых турбин в Южной зоне. Роль гидроэнергетики в Южной зоне также возрастает, хотя масштаб будущего расширения представляется ограниченным.

<sup>10</sup>Проекты сетевого строительства KEGOC учитывают необходимость объединения Западной зоны с ЕЭС Казахстана, необходимость передачи электроэнергии на значительные расстояния для покрытия растущей потребности в Южной зоне Казахстана, а также имеющиеся тренды по международной интеграции энергосистем.

**Рис. 8.20. Установленная и располагаемая мощность электростанций по энергозонам, МВт**



**8.4.1. Технологии для производства электрической (и тепловой) энергии: последние тенденции и прогнозы развития мощностей до 2040 года**

По мере развития энергетической политики Казахстана и развития рыночных механизмов, следующие технологии смогут сыграть важную роль, как в управлении выработкой электроэнергии, так и в сокращении выбросов углерода в Казахстане:

**8.4.1.1. Газовые турбины: продвинутые ТВС и ГТКЦ**

Производство электроэнергии с помощью турбины внутреннего сгорания (ТВС) (простого цикла [ПЦ] и комбинированного цикла [КЦ]) представляет собой проверенную широко применяемую технологию в мире. В некоторых регионах Казахстана газовые турбины уже используются, особенно в районах с более широким доступом к газу. Газовые турбины будут продолжать вытеснять производство на угле.<sup>11</sup> Производители оборудования, которые доминируют на глобальном рынке ТВС для производства электроэнергии, являются General Electric (GE), Simon, Mitsubishi Heavy Industries (MHI) и Alstom.

Несмотря на то, что номинальный коэффициент полезного действия (КПД) газовых турбин превышает 60%, реальный уровень, как правило, значительно ниже в силу различных условий использования этих технологий в мире.

**Назначение**

- Турбина внутреннего сгорания простого цикла (ПЦ) - газовая турбина в автономной конфигурации, используемая для нивелирования всплесков потребления и выработки возобновляемых источников энергии; не предусматривается выработка пара; характеризуется быстрым стартом и постепенным нарастанием напряжения; низкой тепловой эффективностью

- Турбина внутреннего сгорания комбинированного цикла (КЦ) - газовая турбина, сконфигурированная в сочетании с паровым циклом (котел-утилизатор и паровая турбина), используемым для обеспечения базовой (ровной) электрической нагрузки и/или промежуточного производства электроэнергии (включая интеграцию с возобновляемыми источниками энергии); характеризуется более высокой тепловой эффективностью и более длительным временем запуска

**Типы турбин внутреннего сгорания**

- Промышленные (блоки) – мощные, с низкими капитальными затратами, более длительными интервалами технического обслуживания; общая единичная мощность блока ПЦ составляет от 175 МВт до 200 МВт

- Аэродеривативная газовая турбина - адаптирована с реактивных авиационных

двигателей; имеет легкий вес, более высокие капитальные затраты, более быстрый запуск; более высокую тепловую эффективность ПЦ, в отличие от промышленных установок общая единичная мощность блока ПЦ составляет от 40 МВт до 50 МВт

**Основные характеристики и тенденции производительности**

- Единичная мощность – тенденция на увеличение мегаваттной единичной мощности, новые конфигурации представлены блоками более 500 МВт для одного блока 1 × 1 КЦ
- Эффективность - достижение 60-процентной отметки в КЦ; температура на входе в турбину является ключевым фактором термической эффективности, а максимальные температуры ограничены использованием текущих материалов
- Выбросы - инновационные решения для систем внутреннего охлаждения (охлаждение с паровым контуром) обеспечивают высокую температуру горения и низкий уровень выбросов NOx
- Время запуска и набор нагрузки - более быстрый запуск дает возможность более оперативного реагирования на резкие колебания производства и потребления, а также улучшение термической эффективности частичной нагрузки
- Гибкость в использовании топлива- способность сжигать природный газ, дистиллят (как правило, в качестве резервного топлива) и синтетический газ

Полная приведенная стоимость производства электрической энергии колеблется в диапазоне от 70 долл. США/МВт•ч (КЦ) до 150 долл. США/МВт•ч (ПЦ)

**8.4.1.2. Технологии устранения и контроля загрязнителей из дымовых газов после сжигания топлива<sup>12</sup>**

Речь идет о технологиях, которые либо разрушают, либо устраняют загрязнители из дымовых газов до их выброса в атмосферу. В большинстве стран электростанции обязаны, в соответствии с законом, контролировать выбросы диоксида серы (SO<sub>2</sub>), оксидов азота (NOx), ртути, твердых частиц (ТЧ), других загрязнителей с использованием следующих технологий.

**Технологии контроля выбросов, используемые загрязнителем**

- Технология сероочистки (диоксид серы (SO<sub>2</sub>))
  - **Мокрая десульфуризация дымовых газов (мокрая ДДГ):** устранение SO<sub>2</sub> за счет интенсивной промывки дымовых газов суспензиями или растворами (например, известковыми) в специальных абсорберах. Мокрая ДДГ использует противоточное движение газов и суспензии; суспензия распыляется форсунками в виде мелкокапельного раствора. Очищенные дымовые газы, пройдя через систему промывных каплеуловителей, выбрасываются в атмосферу через, так называемую, «мокрую трубу». Мокрая ДДГ использует воду для улучшения реакции между реагентом и

дымовым газом.

- **Сухая десульфуризация дымовых газов (сухая ДДГ):** Устраняет кислотные газы (преимущественно SO<sub>2</sub>) распылением базового активного вещества, например, известковой муки, в специальной камере с получением твердых солей. Соли улавливаются электростатическими пылеуловителями (ЭП) или тканевыми (рукавными) фильтрами.<sup>13</sup> Известковый реагент в этой технологии, как правило, более дорогой, по сравнению с известковой суспензией, который используется в мокрой ДДГ.
- **Сухое распыление поглотителей-сорбентов (СРПС):** Устраняет кислотные газы (оксидов серы [SOx], хлороводородной кислоты [HCl], серной кислоты [H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>], и др.) за счет распыления сорбентов (таких, как трона) с получением твердых солей. Соли улавливаются электростатическими пылеуловителями (ЭП) или тканевыми (рукавными) фильтрами.<sup>13</sup>
- Технология удаления оксида азота (NOx)
  - **Выборочная каталитическая редуция (ВКР):** Удаляет NOx путем расщепления NOx на молекулярный азот (N<sub>2</sub>), который представляет порядка 80% земной атмосферы, и воду с использованием реагента и с присутствием катализатора.
  - **Выборочная некаталитическая редуция (ВНКР):** Удаляет NOx путем расщепления NOx на молекулярный азот (N<sub>2</sub>), который представляет порядка 80% земной атмосферы, и воду с использованием реагента.
- Технология удаления ртути
  - **Впрыск активированного угля (BAU):** Ртуть существует в элементарной, ионной, аэрозольной формах. Системы ввода активированного угля предусматривают впрыск порошкообразного активированного угля в доменный газ и последующее поглощение выбросов элементарной и ионной ртути и превращение их частицы, которые могут быть уловлены электростатическими пылеуловителями (ЭП) или тканевыми (рукавными) фильтрами. Активированный уголь представляет собой пористые частицы с высокой поглотительной способностью в результате термической обработки угля. Химическая очистка (активизация) еще более увеличивает его абсорбирующие характеристики для специфических целей.
  - Технологии удаления твердых частиц (ТЧ)
    - **Электростатические пылеуловители (ЭП)** удаляют ТЧ за счет притяжения заряженных частиц дымовых газов к ЭП. После сбора достаточного объема частиц, встряхивающее устройство или струя воды сбивает отвердевшую пыль в воронку для дальнейшей утилизации или повторного использования.
    - **Тканевые (рукавные) фильтры:** Процесс физического и электростатического

<sup>11</sup>См. Презентацию IHS CERA, взгляд на технологии: продвинутые ТВС и ГТКЦ

<sup>12</sup>См. Презентацию IHS CERA, Технологии контроля выбросов на угольных электростанциях.

<sup>13</sup>Трона (тринатрий бикарбонат водорода дигидрат) добываемый минерал.

улавливания ТЧ дымовых газов через рукавный фильтр и сбор отфильтрованного осадка. Периодическое встряхивание и импульсивная продувка сжатым воздухом позволяют выгрузить отфильтрованный осадок для дальнейшей утилизации или повторного использования.

#### • Контроль выбросов нескольких загрязнителей:

Технологии контроля нескольких загрязнителей включают интегрированный контроль за как минимум двумя выбросами из следующих:  $SO_2$ ,  $NO_x$ , ТЧ, Hg, и  $CO_2$ . Высокая стоимость и сложность по интеграции контроля сразу нескольких выбросов являются стимулами для развития этих технологий. При проведении модернизации, у угольных электростанций есть выбор технологий. Однако, где это возможно, существующие угольные электростанции устанавливают наименее капиталоемкие технологии несмотря на высокие операционные затраты по их содержанию. Это связано с опасением, что инвестиции в дорогостоящие технологии могут не оправдаться из-за падения рентабельности в силу изменений в регулировании или/и падении цен на газ.

На сегодняшний день, технология СРПС не получили широкого применения в электроэнергетике и в основном предназначена для сокращения выбросов триоксида серы ( $SO_3$ ), однако ожидается ее активное применение, с целью контроля большого числа кислотных газов, вместо установки более капиталоемких технологий ДДГ. Более того, электростанции оптимизируют свои существующие электростатистические пылеуловители с целью большего улавливания твердых частиц вместо установки тканевых фильтров.

#### 8.4.1.3. Улавливание и хранение углерода (УХУ)

Существует три основных этапа улавливания и хранения углерода (УХУ): улавливание до и после сжигания, и сжигание обогащенного топлива. На этих этапах загрязняющие вещества из потока отходящих газов либо уничтожаются, либо удаляются перед выбросом в атмосферу.<sup>14</sup>

- При улавливании углерода после сжигания топлива, дымовой газ направляется через газопромывочную колонну, где он реагирует с растворителем (как правило, азотным соединением, таким как аммиак или амин). Вступивший в реакцию растворитель затем регенерируют и повторно используют, а выделенный диоксид углерода ( $CO_2$ ) охлаждают и сжимают для транспортировки.
- При улавливании углерода перед сжиганием, топливо газифицируется, а затем преобразуется в  $CO_2$  и водород через реакцию конверсии водяного газа. Затем для разделения водорода и  $CO_2$  используют газопромывочную колонну с использованием растворителя, и водород сжигается в качестве топлива.
- Сжигание обогащенного топлива включает сжигание топлива в чистом кислороде, который

криогенно отделен от воздуха. Дымовой газ от установки кислородного топлива является прежде всего водой и  $CO_2$ , которые могут быть разделены без газопромывочной колонны через охлаждение и конденсацию.

Как правило, УХУ добавляет 70-80% к капитальным затратам новой сверхкритической угольной электростанции и 100-110% к капитальным затратам новой газовой электростанции комбинированного цикла (ГТКЦ). Однако нынешние процессы улавливания углерода относительно неэффективны из-за излишних потерь мощности: 25-35% для угля и 15-25% для природного газа.

Крупномасштабные демонстрационные электростанции получают финансовую поддержку в Европе, США, Канаде и Австралии через прямые гранты, налоговые льготы и оплату выбросов углерода. Однако, сокращение имеющегося финансирования привело к аннулированию некоторых проектов.

#### Основные препятствия для коммерциализации

- Необходимо большее коммерческое развитие для снижения первоначальных капитальных издержек и излишних потерь мощности
- Развитие технологий УХУ идет медленнее, по сравнению с другими низкоуглеродными технологиями, такими как солнечная энергия и энергия ветра
- Низкие цены на природный газ, высокие капитальные затраты для УХУ и неопределенная политика ценообразования на выбросы углерода являются основными препятствиями на пути развития УХУ
- Неуверенность в регулировании и финансировании привела к многочисленным задержкам и аннулированиям проектов, что замедлило развитие технологии
- Сложная цепочка создания стоимости УХУ в процессе производства электроэнергии, хранения, передачи по трубопроводу и хранения - множество игроков и бизнес-моделей на каждом этапе
- Мониторинг, измерение и проверка процессов хранения углерода необходимы для устранения опасений утечки углерода из подземных хранилищ
- Вопросы обязательств по долгосрочному хранению также нуждаются в разрешении

С другой стороны, УХУ приводит к увеличению удельного расхода топлива на отпуск тепла, так как технология существенно увеличивает собственные нужды станций, в результате улавливания и хранения углекислого газа, уровень воздействия на окружающую среду со стороны угольной генерации возрастает за счет увеличения объемов потребления угля и увеличения объемов угольной золы. Также при геологическом хранении углекислого газа, остается риск утечек углекислого газа.

С учетом высокой зольности казахстанских углей и уровня развития этой технологии, в настоящее время, ее применение в среднесрочной перспективе видится преждевременным для угольных электростанций Казахстана.

#### 8.4.1.4. Системы накопления и хранения энергии

Растущая потребность в низкоуглеродных решениях способных быстро реагировать на непостоянный характер выработки ветровой и солнечной генерации, на фоне продолжающегося снижения стоимости систем хранения энергии, вызвала растущий интерес к проектам хранения энергии (реализуемых, в основном, за счет государственного финансирования в Германии, Италии и Великобритании).<sup>15</sup>

По оценкам IHS Markit, к ноябрю 2016 года в Европе действовало 640 МВт нетрадиционных накопителей, что эквивалентно 940 МВт•ч в энергетическом выражении. Существует еще 190 МВт проектов, которые находятся в стадии строительства или планирования, которые могут быть запущены к концу 2017 года, мощность хранения которых составит до 220 МВт•ч энергии.

- Литий-ионные аккумуляторы быстро набирают обороты; они были предпочтительной технологией для подавляющего большинства проектов в 2015 и 2016 годах. Литий-ионные аккумуляторы составляли три четверти мощности всех проектов (МВт), установленных с 2009 года, и половину объема мощности систем хранения энергии. Серно-натриевые аккумуляторы характеризуются более длительным периодом хранения заряда, и поэтому используются в системах, которые требуют меньшее количество энергии в течение более длительного периода. На базе этой технологии был запущен крупный (в МВт•ч) накопитель энергии в 2014 году, благодаря выбору этой технологии Итальянской компанией TSO Terna для своего проекта. Единственная 290 МВт установка аккумуляторов энергии путем закачки сжатого воздуха (АЭСВ) на сегодняшний день была запущена в Германии в 1978 году.

Германия и Италия располагают самой большой установленной мощностью накопителей энергии. В частности, большое количество литий-ионных батарей STEAG (90 МВт) в 2016 году вместе с существующими АЭСВ в Германии и установкой серно-натриевых аккумуляторов в Италии вывели эти две страны в лидеры. Однако основное внимание было перенесено на Великобританию, благодаря проведению тендера по «Улучшению регулирования частоты Национальной Сети» в объеме 200 МВт в августе 2016 года, который был почти полностью обеспечен проектами по накоплению энергии, главным образом, на базе литий-ионных аккумуляторов. Политика в отношении накопления энергии в Германии в настоящее время больше смещается в сторону бытовых накопителей, нежели сетевых.

- Использование сетевых накопителей в основном было обусловлено необходимостью облегчения ситуации с пропускной способностью сети (Италия) и регулированием частоты (Германия, Великобритания).

Капитальные затраты связанные со строительством сетевых накопителей энергии в настоящее время колеблются от 1000 долл. США/кВт до свыше 4000 долл. США/кВт, в зависимости от технологии и

длительности хранения заряда.

- Проекты с более короткой длительностью хранения заряда являются более дешевыми, поскольку они требуют гораздо меньшего объема полезной емкости; они почти всегда используют литий-ионные аккумуляторы или маховики, которые являются наилучшими вариантами для регулирования частоты.

Накопители на базе свинцово-кислотных аккумуляторов остаются наименее затратной технологией накопления энергии, но ее очень короткий срок хранения заряда не позволяет ей быть конкурентоспособной в большинстве сетевых проектах.

- Две системы аккумуляторов на основе цинка находятся на пороге коммерциализации, и эта технология будет второй с точки зрения наименьших затрат. Однако этой технологии еще предстоит доказать свою жизнеспособность, как в отношении срока хранения заряда, так и эффективности.

Сегодня накопители на базе литий-ионных аккумуляторов остаются высокочастотными, но их стоимость падает быстро. В тоже время их срок хранения энергии и эффективность превосходят варианты с более низкой стоимостью.

- Проточные аккумуляторы имеют гораздо более длительный срок хранения, чем литий-ионные, но их эффективность является низкой, а стоимость снижается не так быстро.

Серно-натриевые аккумуляторы исторически были наименее дорогостоящими, но в настоящее время они доступны только с 7-часовой продолжительностью хранения, а затраты за последние десятилетия не изменились.

В Казахстане на СЭС Капчагай в рамках тестирования была запущена энергоаккумулирующая станция с поточными аккумуляторами (емкостью до 60 кВт•ч), планы по созданию накопительных станций для балансирования выработки на ВЭС и СЭС общей емкостью до 100 МВт•ч, пока неопределены, наиболее вероятно ввиду высокой стоимости технологий.

Высоко эффективные аккумуляторные технологии способны решить проблему интеграции ВИЭ, но на данный момент очевидно, что стоимость и эффективность этих технологий должны на порядок (порядки) быть лучше используемых в настоящее время технологий, чтобы быть экономически целесообразными для использования при интеграции ВИЭ.

Существенный прорыв в технологиях аккумуляторов возможен в области квантовой электроники, но пока остается не ясным, когда появятся образцы годные для промышленного потребления.

#### 8.4.1.5 Микросети

По сути, микросети являются локальными энергосистемами, которые используют набор технологий для работы в следующих условиях:

- Военные объекты
- Университеты
- Больницы
- Городские районы

<sup>14</sup>См. Презентацию IHS CERA, Взгляд на технологии: Улавливание и хранение углерода.

<sup>15</sup>См. Анализ IHS Markit. Накопители электроэнергии в Европе (часть 1 и 2). Состояние рынка и технологии / январь 2017 г.

- Муниципалитеты
- Офисные комплексы/парки

Эти технологии обеспечивают централизованное управление и цифровую связь, необходимые для координации производства, спроса, накопления, прямого управления нагрузкой, распределения электроэнергии и импорта электроэнергии из основной энергосистемы.

Микросети имеют возможность функционировать как в качестве изолированной электрической системы для обеспечения надежности и эффективности, или в целях достижения экономических или экологических целей.

Основные потенциальные выгоды

- Смягчение перебоев в поставках электроэнергии и защита от кибератак
- Интеграция возобновляемой и распределенной генерации
- Повышение эффективности за счет снижения зависимости от топлива, затрат на топливо и выбросов

#### 8.4.1.6. Малые модульные реакторы (ММР)<sup>16</sup>

Технология малых ядерных реакторов (менее 300 МВт) дает преимущество заводского производства и менее сложной доставки оборудования, причем реакторы поставляются предварительно собранными. Но ММР должны продемонстрировать, что модульный дизайн и заводская сборка имеют экономическое преимущество в части производства электроэнергии по сравнению с выработкой электроэнергии на традиционных крупномасштабных атомных электростанциях, работающих в базовом режиме. Производство электроэнергии

## 8.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ: ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО И ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА

Обширное нормативно-правовое регулирование электроэнергетического сектора Казахстана на национальном, региональном и местном уровнях освещает вопросы ценообразования и тарифной политики, антимонопольного регулирования, задачи энергоэффективности и защиты окружающей среды, правил оптового и розничного рынка, а также связанные с ними регулирование в отношении инвестиционной политики, здоровья, безопасности и труда. Тем не менее, прогресс Казахстана в реформировании электроэнергетического сектора с момента обретения им независимости не был равномерным: модель электроэнергетического рынка по-прежнему демонстрирует недостаточную эффективность и результативность в целом как на оптовом, так и на розничном уровнях. Несмотря на некоторые важные законодательные поправки, внесенные в 2015 году, цели и задачи реформирования рынка не были полностью реализованы.

Несмотря на то, что теперь в нормативно правовой базе электроэнергетического сектора предусмотрено освещение некоторых современных

- Реакторы могут быть построены в кластерах с добавлением дополнительных реакторов с течением времени по мере увеличения спроса.
- Реакторы могут обеспечивать электроэнергией удаленные изолированные территории.

Применение тепла для технологических нужд

- Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность
- Нефтенасыщенный песчаный коллектор
- Опреснение
- Производство водорода

Экономика

- Высокая удельная стоимость, длительный срок реализации и сложность строительства крупных реакторов, а политика поддержки низкоуглеродных источников энергии возродили интерес к ММР.
- Экономическая жизнеспособность ММР не ясна в виду технических и лицензионных барьеров. ММР должны продемонстрировать экономические преимущества по сравнению с традиционными вариантами выработки электрической энергии в базовом режиме в части:
  - Заводского производства, упрощенной строительно-монтажной логистики (включая транспортировку) и более короткого периода строительства по сравнению с монтируемой на месте традиционной генерацией
  - Потенциала для более конкурентоспособной цепочки поставок (несколько конкурирующих производителей и проектов)
- Полная приведенная стоимость производства электрической энергии в зависимости от производителя составляет от 90 долл. США/МВт•ч до 160 долл. США/МВт•ч.

концепций, таких как поддержка производства возобновляемых источников энергии, повышение эффективности, сокращение выбросов и др., общая стратегия развития электроэнергетического сектора по-прежнему недостаточно согласованная, детализированная и предсказуемая в долгосрочной перспективе. В последнее десятилетие, органы, отвечающие за регулирование электроэнергетики, Казахстана приоритизировали решение тех вопросов сектора, которые были либо связаны с неотложными инфраструктурными потребностями (например, введение схемы «тариф в обмен на инвестиции» в течение 2009-2015 гг.) либо громких компаний (например, поддержка производства электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, квотирование и торговля выбросами парниковых газов), без реализации согласованной политики с учетом всех аспектов работы сектора и обязательств, взятых на себя Казахстаном.<sup>17</sup> Отсутствие согласованности политики привело к тому, что регулирование сектора оказалось недостаточно эффективным для мобилизации долгосрочных инвестиций.

### 8.5.1. Обзор основных программных документов и обязательств в электроэнергетическом секторе

Ряд реформ электроэнергетического сектора, намеченных в 2008 году, в частности в отношении структуры оптового рынка электроэнергии (рынка на день вперед, балансирующего рынка, рынка системных услуг и рынка мощности), либерализации ценовой политики, а также тарифообразования на основе стимулирующего регулирования в отношении передачи, распределения и сбыта электроэнергии, либо застопорились, либо были заменены механизмами, обеспечивающими жесткий контроль над ценами (например, система предельных тарифов для производителей электроэнергии, [возврат к] тарифу по методологии затраты-плюс на передачу, распределение и сбыт электроэнергии и т. д.). Несмотря на то, что в 2015 году было принято большое число законодательных актов в отношении долгожданных концепций электроэнергетического рынка (рынка мощности, балансирующего рынка, оптового и розничного рынков), по большей части они не учитывали меняющуюся структуру спроса и предложения, продолжали поддержку методологий и практик, ведущих к искажению цен на электрическую энергию, мощность, тепловую энергию, упустили важные детали, и оставили без внимания цели рамочных программ и обязательств, взятых на себя Казахстаном до настоящего времени; а именно:

- Концепция внешней политики 2014-2018<sup>18</sup> о Приоритизация экономической интеграции Казахстана в Евразийский экономический союз.
  - В рамках задачи по индустриально-инновационному развитию Казахстан расширяет международное сотрудничество для привлечения инвестиций и передовых технологий в приоритетные сектора национальной экономики, ее диверсификации и технологической модернизации, повышения ее конкурентоспособности.
  - Уделяя приоритетное внимание вопросам охраны окружающей среды и сохранению глобального климата, Казахстан прилагает усилия по переходу страны к «зеленой экономике» в целях повышения

эффективности использования ресурсов (водных, земельных, биологических и других) и управления ими, повышения качества окружающей среды и благополучия населения. Поэтапный переход к «зеленой экономике», является одним из важных элементов реализации задачи по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира.

- Стратегия «Казахстан-2050»<sup>19</sup>
  - Создание благоприятного инвестиционного климата с целью наращивания экономического потенциала. Прибыльность и возврат от инвестиций.
  - Развивать производство альтернативных видов энергии, активно внедрять технологии, использующие энергию солнца и ветра. с целью достижения не менее 50% совокупного потребления энергии к 2050 году.
  - Концепция развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года<sup>20</sup>
    - Конечной целью развития электроэнергетической отрасли является повышение эффективности энергетических ресурсов Казахстана в поддержку экономического роста и повышения качества жизни населения страны.
    - Среди стратегических приоритетов, которые должны быть достигнуты к 2030 году, можно выделить следующее:
      - Энергетическая безопасность.
      - Развитие ресурсной базы (внедрение передовых технологий в электроэнергетике).
      - Снижение негативного воздействия электроэнергетической отрасли на окружающую среду (включая увеличение доли производства электроэнергии на альтернативных и возобновляемых источниках энергии до 30% к 2030 году и до 50% к 2050 году в рамках перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике»).
    - Цели Концепции по переходу к «зеленой экономике»<sup>21</sup>

<sup>17</sup>См. Указ Президента Республики Казахстан № 577 от 30 мая 2013 года «Концепция перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике»; Послание Президента Республики Казахстан, лидера нации, Н. Назарбаева «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства» 14 декабря 2012 г.; Указ Президента Республики Казахстан № 1030 от 6 апреля 2015 г. «Государственная программа инфраструктурного развития «Нурлы жол 2015-2019»; «Стратегический план развития Республики Казахстан до 2020 года» Указ Президента Республики Казахстан № 922 от 01 февраля 2010 г. ; Указ Президента Республики Казахстан № 874 от 1 августа 2014 года «Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан».

<sup>18</sup>См. Указ Президента Республики Казахстан № 741 от 21 января 2014 года «О Концепции внешней политики Республики Казахстан на 2014-20 годы».

<sup>19</sup>См. Послание Президента Республики Казахстан, лидера нации, Н. Назарбаева «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства», 14 декабря 2012 г.

<sup>20</sup>См. Постановление Правительства Республики Казахстан № 724 от 28 июня 2014 года «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года».

<sup>21</sup>См. Указ Президента Республики Казахстан № 577 от 30 мая 2013 года «Концепция перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике».

о Рост доли альтернативных (солнечных, ветровых, гидро- и атомных электростанций) источников энергии в выработке электроэнергии: не менее 3% к 2020 году (солнечных и ветровых), 30% к 2030 году (солнечных, ветровых, гидро и атомных), и 50% к 2050 году (солнечных, ветровых, гидро и атомных).

о Рост доли газовых электростанций в выработке электроэнергии в общем объеме производства: до 20% к 2020 году, 25% к 2030 году и 30% к 2050 году.

о Сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в электроэнергетике относительно 2013 года: уровень 2012 года к 2020 году, -15% к 2030 году и -40% к 2050 году.

Концепция перехода Казахстана к «зеленой экономике», принятая в 2013 году, «основанная на рациональном использовании природных ресурсов и сокращении выбросов углекислого газа в Казахстане», стала самым значимым обязательством, взятым на себя электроэнергетическим сектором Казахстана. Она предполагает, что наряду с задачами по обеспечению надежности электроснабжения и соотношения цены и качества электроэнергии для конечного потребителя, нормативно-правовое регулирование и механизмы рынка электроэнергии и мощности также должны решать задачи по уменьшению воздействия на окружающую среду.

Любые изменения в нормативно-правовом регулировании сектора должны будут согласовываться с новым инвестиционным циклом в электроэнергетике Казахстана. Последнее связано не только со стоимостью новых технологий (строительством объектов возобновляемых источников энергии, созданием интеллектуальных сетей, строительством новых газовых и атомных электростанций, разработка решений для накопления и хранения электроэнергии, а также адаптация существующей системы к ним и т. д.), но также с тем, что электроэнергетический сектор Казахстана «находится в тисках» высокоуглеродного производства и потребления электроэнергии. Таким образом, новые инвестиции необходимы для финансирования освобождения от них. Инициатива «зеленой экономики» также совпадает с изменением профиля электропотребления (на более неровный и более децентрализованный), что означает, что Казахстан должен по-новому

подойти к вопросам выработки, передачи и потребления электроэнергии к 2050 году. Все эти факторы требуют срочных поправок к подходам планирования баланса электроэнергии и мощности, развитию сети; производству и потреблению электрической и тепловой энергии, установленной и располагаемой мощности, системным услугам и регулированию балансирующего рынка. Например, утвержденный план строительства нескольких новых крупных угольных электростанций противоречит как реализации плана «зеленой энергетики», так меняющемуся профилю потребления и производства (влияние со стороны ВИЭ). Это также потребует потенциального ограничения некоторых видов технологий, которые в настоящее время вносят наибольший вклад в увеличение выбросов углекислого газа в Казахстане, т. е. работы угольных тепловых электростанций (что будет достаточно сложно реализовать в отсутствие полноценного регулирования рынка тепловой энергии и в виду возможных социальных последствий), на фоне обеспечения готовности системы и рынка к интеграции источников энергии с непостоянным характером выработки.

Казахстан, как и многие другие страны, сталкивается с задачей обеспечения электроэнергией по доступной цене на фоне создания устойчивого электроэнергетического сектора и выполнения экологических обязательств. В то время, как для ускорения перехода к «зеленой экономике» потребуются выделение государственного финансирования, но именно частный сектор должен осуществить большую часть инвестиций. При этом, переход на «зеленый» формат без решения фундаментальных вопросов рынка и учета предстоящих технологических изменений, скорее всего, будут сдерживать частные инвестиции или стимулировать рост капитальных затрат. Неприятие интегрированного подхода (включающего надежность электроснабжения, снижение воздействия на окружающую среду, учет новых технологий [как со стороны спроса, так и со стороны производства электроэнергии] и соотношение цены и качества для потребителя) приведут к постоянной необходимости в доработке рыночных механизмов и ненужной финансовой нагрузке на определенные группы потребителей.

## 8.5.2. Основные институты, отвечающие за регулирование и тарифную политику в области электроэнергетики

### 8.5.2.1. Правительство Казахстана

Основы функционирования электроэнергетического сектора Казахстана определяются Законом «Об электроэнергетике», который установил принципы работы сектора и описывает ключевые концепции, которые затем находят свое отражение во всех других нормативных документах, имеющих отношение к электроэнергетике.<sup>22</sup> Согласно Закону «Об электроэнергетике», правительство Казахстана является основным органом, разрабатывающим основные направления государственной политики в области электроэнергетики.

### 8.5.2.2. Министерство энергетики

Ответственность за реализацию государственной политики в электроэнергетическом секторе лежит на Министерстве энергетики, чьи почти 70 компетенций перечислены в Законе «Об электроэнергетике». Главная задача Министерства энергетики заключается в том, чтобы реализовать государственное видение развития электроэнергетического сектора в контексте общей экономики, руководствуясь в первую очередь, «Концепцией развития топливно-энергетического сектора до 2030 года», опубликованной в 2014 году.<sup>23</sup>

### 8.5.2.3. КРЕМИЗК

Антимонопольным и основным органом по утверждению ценовой политики, а также фактическим регулирующим органом сектора является Комитет по Регулированию Естественных Монополий и защите Конкуренции при Министерстве Национальной Экономики (КРЕМИЗК). КРЕМИЗК контролирует соблюдение участниками оптового и розничного рынка электроэнергии антимонопольного законодательства и применяет санкции в отношении любых нарушений.<sup>24</sup> КРЕМИЗК также устанавливает тарифы на услуги естественных монополий, которые в части тепло- и электроэнергетики включают:

- Передачу и/или распределение электроэнергии
- Производство, передачу, распределение и/или снабжение тепловой энергии
- Техническую диспетчеризацию отпуска в сеть и потребления электроэнергии
- Балансирование производства и потребления электроэнергии.

В то время, как ценовое регулирование для производителей электроэнергии на оптовом уровне (предельные тарифы) устанавливаются государством в лице Министерства энергетики, КРЕМИЗК определяет тарифную политику на

розничном рынке (для конечных потребителей) на электрическую и тепловую энергии, а также тарифы на распределение, передачу и сбыт электрической и тепловой энергии.<sup>25</sup> Однако, зависимый статус комитета и недостаточное финансирование означают, что он просто выступает в качестве посредника между правительством и участниками рынка, реализуя политику правительства в части ценообразования естественных монополий, вместо того, чтобы инициировать изменение тарифных методологий, которые могли бы стимулировать более высокую результативность и качество оказания услуг.<sup>26</sup> Кроме того, ограниченное государственное финансирование сказывается на возможностях комитета по мониторингу и проверке деятельности субъектов естественных монополий.

### 8.5.2.4. Совет рынка - Электроэнергетическая ассоциация (ЭЭА)

Идея с созданием представительного органа для представления и защиты интересов покупателей и продавцов электроэнергии (мощности) на оптовом рынке не смогла полностью реализоваться, хотя соответствующее законодательство по созданию Совета Рынка существует. Фактически, интересы производителей электрической энергии и мощности, а также крупных потребителей представляются через Национальную палату предпринимателей «Атамекен», KAZENERGY, АГМП и другие площадки. И хотя Совет Рынка (управляемый Казахстанской Электроэнергетической Ассоциацией [КЭА], www.kea.kz) отслеживает ситуацию в электроэнергетике и рынке и выступает в качестве связующего звена между участниками рынка и Министерством энергетики, КЭА стала еще одной платформой для обсуждения вопросов электроэнергетического сектора, а не консолидированной движущей силой для осуществления изменений, связанных с структурой/дизайном электроэнергетического рынка и/или торговлей электроэнергией, мощностью и квотами на выбросы.

Частично, это связано с ограниченными полномочиями и функциями, наложенными на Совет рынка законом «Об электроэнергетике», ограничивая его мониторингом рынка электроэнергии и сбором мнения участников рынка о законодательных изменениях. Исключением стала роль КЭА в рассмотрении инвестиционных программ электростанций в рамках подготовки к вводу рынка мощности в 2019 году.

<sup>22</sup>См. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» № 588-III от 9 июля 2004 года с изменениями и дополнениями по состоянию на 28 декабря 2016 года.

<sup>23</sup>См. Постановление Правительства Республики Казахстан № 724 от 28 июня 2014 года «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года».

<sup>24</sup>См. Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» № 272-III от 09 июля 1998 года с изменениями от 10 мая 2017 года, который устанавливает принципы регулирования естественных монополий и определяет права потребителей и поставщиков естественных монопольных услуг.

<sup>25</sup> См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 160 от 27 февраля 2015 года «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций»; Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 577 от 16 января 2017 года «О внесении изменений в приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 160 от 27 февраля 2015 года «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций».

<sup>26</sup>В 2014 году правительство заявило о намерении внедрить европейские методологии в электроэнергетический сектор, постепенно увеличивая их долю с 20% в 2014 году, до 60% в 2016 году и до 100% в 2017 году. Ожидалось, что КРЕМИЗК будет руководить этим процессом. Однако, эти планы не материализовались и были заменены на продление программы предельных тарифов до 2019 года для оптовых производителей, и затратного метода для сетевых компаний.

### 8.5.3. Оптовые рынки электроэнергии и мощности

Рынок электроэнергии Казахстана состоит из оптового и розничного рынков, где в настоящее время электроэнергия и мощность рассматриваются как единый продукт. Однако, с 2019 года это изменится с запуском рынка мощности. Это изменение заставит пересмотреть структуру оптового рынка электроэнергии и динамику формирования цен на электроэнергию с использованием новых рыночных механизмов, которые позволят получать отдельную компенсацию постоянных и переменных расходов инвесторов. Например, назначение оптовой цены на электроэнергию будет заключаться в том, чтобы покрывать переменные издержки производителей (в основном топливные расходы), в то время как цена мощности должна будет покрывать постоянные издержки производителей (например, начисление заработной платы, ремонт, инвестиции и т. д.)

#### 8.5.3.1 Оптовый рынок электроэнергии

Деятельность оптового рынка электроэнергии регулируется Законом «Об электроэнергетике» и Правилами оптового рынка электроэнергии (Правила рынка), утвержденными в 2015 году.<sup>27</sup> Хотя Правила рынка закрепляют понятие четырех секторов оптового рынка электроэнергии: централизованной и децентрализованной торговли электроэнергией, балансирующего рынка и рынка системных услуг, на сегодняшний день развитие получили только рынки децентрализованной и централизованной торговли электроэнергией.

#### 8.5.3.2 Участники оптового рынка

Участниками оптового рынка электроэнергии являются:

- Производители электроэнергии, которые вырабатывают электроэнергию на больших электростанциях
- Национальная сетевая компания (KEGOC), которая передает электроэнергию по линиям высокого напряжения (от 110 кВ до 1150 кВ)
- Системный оператор (KEGOC), ответственный за диспетчирование и общее балансирование системы
- Региональные электросетевые компании (РЭК) и другие энергопередающие компании (электро- и тепловой энергии), которые распределяют электроэнергию (тепловую энергию) потребителям с использованием распределительных сетей (110 кВ или ниже) и тепловых сетей
- Энергоснабжающие компании (ЭСК), которые покупают электроэнергию оптом для перепродажи розничным потребителям
- Крупные потребители (как правило, промышленные), покупающие электроэнергию для собственного потребления
- Расчетно-финансовый центр (РФЦ), контролируемый KEGOC, который рассчитывает и распределяет стоимость электроэнергии, произведенной возобновляемыми источниками энергии
- Оператор рынка централизованной торговли электроэнергией (КОРЭМ) Покупатели и продавцы имеют право покупать/продавать электрическую энергию на оптовом рынке при условии покупки/поставки не менее

1 МВт среднесуточной базовой мощности минимума (для возобновляемой генерации, не менее 1 Мвт среднегодовой мощности), наличия автоматизированных систем коммерческого учета мощности, и доступа к электрической сети (национальной и/или региональной). Продавцами оптового рынка выступают производители электрической энергии на традиционных и возобновляемых источниках энергии, в то время как покупателями выступают крупные потребители, компании по передаче и распределению электрической энергии (которые покупают электроэнергию для компенсации потерь), и энергоснабжающие организации (которые покупают электроэнергию для дальнейшей перепродажи на розничном рынке). Системный оператор KEGOC предоставляет услуги по операционному диспетчированию для всех участников оптового рынка. KEGOC уполномочен давать обязательные к выполнению команды участникам рынка с целью балансирования системы (в отношении объема, структуры и распределения резервной мощности среди производителей электроэнергии ЭЭС) в режиме реального времени. Производители электроэнергии, в соответствии с Законом «Об электроэнергетике», обязаны продавать производимую электроэнергию оптовым потребителям, сетевым компаниям и KEGOC для покрытия потерь в распределительных сетях и национальной сети и для собственных нужд.

#### 8.5.3.3 Механизмы торговли электроэнергией

Текущая модель торговли электроэнергией на оптовом рынке использует следующие механизмы:

- Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии (децентрализованная торговля)
- Рынок централизованной торговли (оператор КОРЭМ): краткосрочный (за день вперед, в течение операционных суток) и средне- и долгосрочный (неделя, месяц, квартал и год)

##### 8.5.3.3.1 Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии (рынок децентрализованной торговли)

Почти 90% электроэнергии в Казахстане продается через двусторонние договоры купли-продажи электроэнергии (ДД). ДД подписываются между производителями электроэнергии и крупными промышленными потребителями, а также между производителями электроэнергии и электроснабжающими организациями (ЭСО), при условии, что они удовлетворяют требованиям по покупке и поставке минимальной среднесуточной мощности и имеют доступ к сетям. Участники рынка могут, по своему усмотрению, определять контрагентов ДД, цены (при условии, что они не превышают предельные тарифы каждой электростанции) и объемы. Как правило, ДД заключаются на один год (как правило, в соответствии с ежегодным изменением предельных тарифов). Существует ряд факторов, которые определяют выбор в пользу децентрализованной торговли

электроэнергией по сравнению с централизованной торговлей, а именно:

- Регулирование
  - Согласно правилам рынка участие в централизованной торговле является добровольным. Учитывая снижение спроса и наличие дополнительных мощностей, производители электроэнергии заинтересованы заключить ДД с потребителями с целью получения гарантированного дохода.
  - Объем, сроки и цена электроэнергии в двусторонних соглашениях (в рамках предельных цен) устанавливаются сторонами.
  - Предельные цены не отражают разницу в стоимости электроэнергии с учетом почасовых предельных издержек (базовая, полупиковая и пиковая). Это означает, что электростанции не могут продавать свою пиковую мощность на централизованном рынке по ценам, превышающим предельные тарифы.
- Структура активов участников рынка
  - Вертикально интегрированные промышленные группы владеют значительным числом электростанций. Двусторонние соглашения для этих вертикально интегрированных компаний обеспечивают ценовую эффективность всей цепочки создания стоимости.
  - Технические аспекты
    - С уменьшением выработки тепловой энергии экономическая эффективность теплоэлектростанций [ТЭЦ] снижается (в связи с увеличением стоимости выработки электроэнергии), что делает ТЭЦ неконкурентоспособными на централизованном рынке электроэнергии.
    - ТЭЦ не мотивированы на то, чтобы торговать электроэнергией централизованно, поскольку электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ, является побочным продуктом выработки тепловой энергии, которую ТЭЦ производят и поставляют локализовано в качестве основного продукта.
    - Системный оператор/регулятор не располагают возможностями вывода из эксплуатации электростанций по причине

технологической или экономической неэффективности.

- Экономические аспекты
  - За исключением гидроэнергетики в период весеннего паводка, потребители не имеют доступа к дешевой электроэнергии на централизованном рынке.

Хотя ДД содержат почасовой график потребления, внутридневные цены не чувствительны к спросу и предложению, и, следовательно, электростанции, как правило, заключают договоры купли-продажи с ровным графиком нагрузки. Причиной такой практики является отсутствие надлежащим образом функционирующего балансирующего рынка, а также принудительное ограничение цен.

Договоры купли-продажи электроэнергии между двумя производителями электроэнергии или между двумя энергоснабжающими компаниями запрещены, поскольку данная деятельность в Казахстане считается спекулятивной торговлей, приводящей к увеличению стоимости электроэнергии для конечных потребителей.

Примечательно, что в Казахстане почти 50% оптовой электроэнергии торгуется несколькими электростанциями, но с учетом западного опыта, это не обязательно означает, что рыночная среда не может быть достигнута с использованием централизованного рынка.

#### 8.5.3.3.2 Централизованная торговля электроэнергией

Из общего объема электрической энергии (83,5 млрд. кВт•ч), поставленных потребителям в 2016 году (согласно фактического баланса производства и потребления электроэнергии), около 10,3 млрд. кВт•ч было продано на рынке централизованной торговли, оператором которого является КОРЭМ. По данным КОРЭМ, доля централизованной торговли электроэнергией увеличилась с 7% в 2014 году до 12% в 2016 году, что было обусловлено наличием резервных мощностей (не законтрактованных в двусторонних договорах в результате снижения промышленного потребления) (см. Таблица 8.3).

Таб. 8.3. Доля объемов рынка централизованной торговли в общем объеме поставок электрической энергии на оптовый рынок электроэнергии

	Объем, млрд кВт•ч		
	2014	2015	2016
Общий объем электроэнергии, поставляемой потребителям	81,3	82,1	83,5
Общий объем централизованной торговли	6,02	2,49	10,26
Доля централизованной торговли в общем электроснабжении потребителей	7%	3%	12%

Источник: КОРЭМ

<sup>27</sup>См. Приказ Министра энергетике Республики Казахстан № 106 от 20 февраля 2015 года «Об утверждении правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии» с изменениями от 30.11.2015.

Участниками централизованного рынка являются производители электроэнергии, которые продают объемы электроэнергии, помимо учтенных в ДД, и потребители электроэнергии (промышленные потребители или энергоснабжающие компании), которые покупают недостающие объемы, не закрытые собственным производством, либо ДД. Производители электроэнергии обязаны закрывать торгуемые объемы только своим собственным производством, поскольку действующее законодательство запрещает производителям электроэнергии покупать электроэнергию на централизованном рынке (т.е. от других производителей) для дальнейшей перепродажи потребителям, за исключением чрезвычайных ситуаций выбытия генерирующего оборудования вследствие аварий.<sup>28</sup> Другими словами, производитель электроэнергии не может покупать электроэнергию с централизованного рынка даже в ситуации, когда покупка «в обеспечение» договорных обязательств имеет большую экономическую целесообразность.

Участие в централизованном рынке является добровольным, за исключением обязательной продажи мощностей гидроэлектростанций в периоды паводков. До начала торгов КОРЭМ удостоверяется, что потребители энергии (покупатели) являются платежеспособными (располагают доступными средствами), запрашивая финансовую гарантию.

Покупатели и продавцы электроэнергии могут торговать на централизованном рынке на краткосрочной (рынок за день вперед и торги в течение операционных суток), среднесрочной (неделя, месяц, квартал) и долгосрочной (год) основе - что, по существу, представляет три рынка.

#### Рынок «за день вперед»

Рынок «за день вперед» представляет собой аукцион ценовых заявок и объемов, подаваемых производителями и потребителями электроэнергии за день до поставки. В соответствии с порядком ранжирования цен, в заявках «за день вперед», в первую очередь принимаются заявки покупателей (потребителей и КЕГОС), готовых купить электроэнергию по самой высокой цене и сопоставляются с заявками продавцов (производителей электроэнергии) с предложением наиболее низких цен, до тех пор, пока спрос не будет полностью удовлетворен, за каждый час. Последняя принятая заявка производителя, которая удовлетворяет спрос, формирует (клиринговую) цену для всех электростанций. Этот принцип маржинального ценообразования вознаграждает экономическую эффективность электростанций, и поэтому выгоден электростанциям с самыми низкими маржинальными издержками и предельными

тарифами (например, гидроэлектростанциям). Естественно, чем ниже маржинальные затраты производства электроэнергии электростанциями, тем выше потенциал прибыли.

Системный оператор (КЕГОС) получает результаты торгов от КОРЭМ и включает их в суточный график поставки-потребления на следующий день.

Чтобы сформировать суточный график за день вперед, системный оператор учитывает, как децентрализованные, так и централизованные сделки. По существу, производители электроэнергии информируют системного оператора о своем производственном плане за день до поставки, а энергоснабжающие компании (и РЭКи) представляют графики нагрузки своих потребителей и информируют, сколько этого потребления покрывается за счет двусторонних договоров. Системный оператор рассчитывает потенциальной объем спроса, который может быть не обеспечен генерацией в случае аварии, и оценивает объем резервной мощности, на которую должен быть увеличен объем производства (однако расчет производится исходя из нормативных значений резервных мощностей по каждой энергозоне, а не объема и стоимости потерянной нагрузки).

#### Торги в течение операционных суток

Торги в течение операционных суток позволяют скорректировать суточный график за три часа до физической поставки электроэнергии (начало операционного часа). Торги в течение операционных суток представляют собой непрерывный встречный аукцион. Покупатель и продавец электроэнергии вправе аннулировать ранее поданные заявки до момента окончания их приема лот. КОРЭМ подтверждает пары покупателя и продавца и цены сделок на электроэнергию и передает эту информацию системному оператору для прохождения технической экспертизы и внесения корректировок в суточный график поставок и потребления.<sup>29</sup>

Тем не менее, системный оператор в Казахстане не влияет на удовлетворение спроса за счет наиболее экономически эффективного производства (приоритетный отбор наиболее дешевой генерации и диспетчирование более дорогой генерации только в случае всплесков спроса). Другими словами, роль системного оператора в выборе состава генерирующего оборудования (т.е. определение того, какие генерирующие активы загружать, а какие нет, по соображениям надежности электроснабжения и экономической выгоде для потребителя) ограничивается диспетчеризацией в целях обеспечения стабильности системы.

#### Среднесрочная и долгосрочная торговля электроэнергией

Среднесрочная и долгосрочная торговля электроэнергией представляют собой форвардные соглашения о физической поставке электроэнергии в течение более длительных периодов, а именно недели, месяца, квартала и года вперед. Они различаются по виду электроэнергии:

- Поставка электрической энергии для покрытия базовой нагрузки по ровному графику (базовая электроэнергия) на все дни недели
  - Поставка электрической энергии для покрытия пиковой нагрузки по ровному графику (пиковая электроэнергия) в рабочие дни недели.
- Аукцион на среднесрочную и долгосрочную торговлю электроэнергией проводится в две независимые торговых сессии:
- Первая сессия проводится с 09:30 до 11:30 в будние дни
  - Вторая сессия - это непрерывный встречный аукцион, проводимый с 14:30 до 16:30 в будние дни

Участники торгов могут участвовать в одной из двух или обеих торговых сессиях. График торгов на среднесрочную и долгосрочную торговлю устанавливается КОРЭМ. Пары продавцов и покупателей подписывают ДД после получения информации об объемах и ценах от КОРЭМ.

Долгосрочная торговля представляет интерес как для потребителей электроэнергии, так и для производителей электроэнергии с учетом существующего избытка резервных мощностей. Это связано с тем, что потребители надеются подписать долгосрочные ДД по более выгодной цене, в то время, как производители электроэнергии надеются заключить ДД с новыми потребителями.

#### 8.5.3.4 Ценообразование на оптовом рынке электроэнергии

С 2009 года оптовые цены на электроэнергию квази-регулируются. По существу, это означает, что цена на электроэнергию устанавливается в пределах установленного государством предела («предельного тарифа»), независимо от ценовых индикаторов энергосистемы или сектора. Все электростанции в Казахстане, независимо от их принадлежности, были разделены на 13 групп

(с 2016 года на 17 групп), и каждая из которых получила предельный тариф с учетом затрат (предельные затраты на топливо для тепловых станций и налог на воду для гидроэлектростанций, а также расстояние до источника топлива) и нормы прибыли (для покрытия инвестиционных обязательств).

С точки зрения торговли электроэнергией, как централизованной, так и децентрализованной, производители электроэнергии не вправе продавать электроэнергию по цене, превышающей их соответствующий предельный тариф. Даже на рынке «за день вперед», где предельная цена может превышать предельные тарифы некоторых электростанций в силу маржинального ценообразования (например, для некоторых гидроэлектростанций, чьи предельные тарифы почти вдвое ниже предельных тарифов тепловых электростанций), объем электроэнергии, который может быть продан выше предельного тарифа, не может превышать 10% от общего объема производства. Ограничение цен предельными тарифами также означает, что цены производителей не падают до маржинальных издержек при избытке мощности и не растут, когда объем спроса приближается к располагаемой мощности предложения, будь то в течение операционных суток или в течение более продолжительного периода (обусловленного экономической обстановкой). Согласно Закону «Об электроэнергетике», цена на электроэнергию может превышать предельную цену на балансирующем рынке (после его окончательного запуска) и на экспорт.<sup>30</sup>

Система предельных тарифов была задумана в 2009 году как временная мера на семь лет для привлечения инвестиций в генерирующие активы в условиях угрозы дефицита мощностей. В обмен на более высокие (предельные) тарифы каждая электростанция взяла на себя среднесрочные инвестиционные обязательства в период с 2009 по 2015 год. Предельные тарифы подлежали ежегодной корректировке, с учетом необходимости обеспечения инвестиционной привлекательности отрасли. Инвестиционные программы были санкционированы для финансирования модернизации, технического обслуживания, капитального ремонта и нового строительства генерирующих активов.<sup>31</sup>

<sup>28</sup>См. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» № 588-III от 9 июля 2004 года с изменениями и дополнениями по состоянию на 28 декабря 2016 года. Статья 12, пункт 3-1.

<sup>30</sup>См. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» № 588-III от 9 июля 2004 года с изменениями от 28 декабря 2016 года, Статья 12, пункт 3, подпункт 1.

<sup>31</sup>В случае, если электростанции не смогут покрыть инвестиционные обязательства за счет средств от продажи электроэнергии по предельному тарифу, такие электростанции имеют право на индивидуальный или расчетный тариф (при условии утверждения технического задания и обоснования инвестиций Министерством энергетики). Как только рынок мощности будет запущен в 2019 году, стоимость мощности заменит индивидуальные/ расчетные тарифы. Другими словами, до 2019 года цена оптовой электроэнергии будет рассчитываться на основе затрат и прибыли производителя электроэнергии (предельный тариф) или затрат, прибыли и инвестиций (для индивидуального/ расчетного тарифа).

Система предельных тарифов была заявлена, как «тарифы в обмен на инвестиции», и по данным Министерства энергетики увеличила инвестиции в электроэнергетику более чем в пять раз с привлечением более 1 млрд. тенге

новых инвестиций. В 2009-15 годах Казахстан восстановил (модернизировал) и ввел 2,957 МВт новых генерирующих мощностей, и еще 350 МВт новых генерирующих мощностей, в 2016 году (см. Таблица 8.4).<sup>32</sup>

**Таб. 8.4.** Изменения в установленной и располагаемой генерирующей мощности

Годы	Установленная мощность (МВт)	Располагаемая мощность (МВт)	
		Зима	Лето
2009	19 127,9	14 821,0	12 764,0
2010	19 440,5	15 291,0	13 583,0
2011	19 798,1	15 765,0	14 176,0
2012	20 442,0	16 425,0	14 851,0
2013	20 591,5	17 108,0	15 320,0
2014	20 844,2	16 945,4	16 937,7
2015	21 307,2	17 500,1	16 466,3

Источник: Комитет по статистике Казахстана

К 2016 году схема тарифов в обмен на инвестиции была успешно реализована: избыток генерирующей мощности в энергосистеме составил порядка 3000 МВт. Несмотря на то, что рынок мощности должен был заменить схему тарифов в обмен на инвестиции в 2016 году, перенос запуска рынка мощности на 2019 года заставила правительство продлить действие предельных тарифов, теперь охватывающих 17 групп производителей электроэнергии. Однако, в виду падения спроса,

стимул для новых обязательных инвестиционных программ был потерян, в связи с чем предельные тарифы были установлены на уровне 2015 года на три года вперед (2016-18). Необходимость сохранения предельных тарифов на прежнем уровне была обусловлена планом правительства по включению стоимости производства электроэнергии от возобновляемых источников энергии в предельные тарифы традиционных производителей электроэнергии.

### 8.5.3 Оптовые рынки электроэнергии и мощности

Правительство по-прежнему остается приверженным целям развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), изложенным в «Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2020 года», «Концепции Зеленой Экономики» и «Стратегии Казахстан-2050». Как и в других странах, для стимулирования развития возобновляемых источников энергии Казахстан создал особые (привилегированные) условия (и политику) поддержки ВИЭ. Несмотря на то,

что в Казахстане планировалось, что к 2014 году 1% электроэнергии будет производиться на ВИЭ, в 2017 году на ВИЭ производится только 0,8% электроэнергии. Ключевыми факторами, замедляющими развитие возобновляемых проектов, были:

- (I) Длительный (12-18 месяцев) процесс технического одобрения проектов
- (II) Ограниченные квоты на проекты ВИЭ (перечень одобренных проектов ВИЭ уже

превышает целевые показатели на 2020 год, поэтому, несмотря на то, что некоторые одобренные проекты не были реализованы, новые проекты не могут быть добавлены в перечень.

(III) Неблагоприятные экономические условия, в частности девальвация тенге в 2014 и 2015 годах.

Несмотря на то, что фиксированные тарифы

для проектов ВИЭ могут в 10 раз превышать тарифы традиционных электростанций (гидроэлектростанций), экономика возобновляемых проектов пострадала, ввиду зависимости капиталовложений от импорта оборудования (см. Таблица 8.5). В результате в апреле 2016 года была внесена поправка к текущему закону «О поддержке ВИЭ» разрешающая индексацию фиксированных тарифов с учетом курсовой разницы.<sup>34</sup>

**Таб. 8.5.** Тарифы на поставку для возобновляемых источников энергии (2014 год)

ВИЭ	Тариф (тенге/кВт.ч, без НДС)
ВЭС	22,68
СЭС	34,61
ГЭС (до 35 МВт)	16,71
Биогаз	32,23

Хотя эта мера могла бы способствовать ускорению строительства станций на основе возобновляемых источников энергии, интеграция возобновляемых источников энергии в запланированных объемах к 2030 году в текущую инфраструктуру и в рамках существующих механизмов рынка (балансирующего рынка и рынка системных услуг, а также предлагаемого механизма мощности), скорее всего, будет сложноосуществимым (см. НЭД 2015, Раздел 10, где подробно рассматриваются технологические аспекты и экономические последствия, возникающие в результате интеграции ВИЭ).<sup>35</sup> На развитых энергетических рынках, при строгом регулировании и глубоком проникновении современных технологий, проникновение примерно 15% возобновляемого производства в энергосистему является работоспособной, но все же сложной задачей для некоторых системных операторов, учитывая высокий уровень нестабильности выработки ВИЭ. Для казахстанского энергетического сектора, где общие правила и положения еще недостаточно разработаны, а генерирующие активы и сетевая инфраструктура по-прежнему требуют значительного технологического обновления,

увеличение объемов выработки возобновляемыми источниками, вероятно, вызовет сложности как технологического, так и экономического характера.

Согласно закону «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», возобновляемые источники энергии в Казахстане включают ветровую и солнечную энергию, малые гидроэлектростанции (до 35 МВт), геотермальные станции и станции, работающие на биотопливе. Срок действия договора на покупку электроэнергии, производимой возобновляемыми источниками составляет 15 лет. Производителям возобновляемых источников энергии разрешено продавать свою электроэнергию либо (I) централизованно через Расчетно-финансовый центр (РФЦ) по фиксированным тарифам, либо (II) через двусторонние договорам по ценам, согласованным между сторонами (без права перехода на продажу электроэнергии через РФЦ). РФЦ продает электроэнергию, выработанную ВИЭ, так называемым, «условным» потребителям, представленным:

- (I) Традиционными электростанциями, работающими на топливе (уголь, газ,

<sup>32</sup>Источник: Комитет Республики Казахстан по статистике.

<sup>33</sup>К июлю 2015 года общая установленная мощность проектов по выработке электроэнергии на ВИЭ, одобренных для реализации, достигла 3,756 МВт, и более 2 ГВт ожидали одобрения. Из одобренных проектов 1 987 МВт приходится на ветряные станции, 991 МВт - на солнечные и 779 МВт небольшие гидроэлектростанции - В долгосрочной перспективе и в соответствии с Концепцией перехода к «зеленой экономике» правительство Казахстана надеется, что выработка возобновляемых и альтернативных (атомных) источников энергии может вырасти до 50% от общей выработки в стране.

<sup>34</sup>См. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» № 165-IV от 04 июля 2009 года с обновлениями от 28 декабря 2016 года». Несмотря на принятую поправку, и мировое снижение стоимости оборудования для проектов ВИЭ, вопрос обеспечения рентабельности проектов ВИЭ остался открытым, в силу несоответствия действующих фиксированных тарифов эквиваленту в долларах США 2014 года.

<sup>35</sup>Согласно казахстанскому законодательству, ВИЭ обязаны выполнять суточный график выработки, следовать инструкциям системного оператора в отношении работы установок (для ВИЭ с установленной мощностью более 1 МВт), а для гидроэлектростанции - регулировать внутрисуточный уровень воды в водохранилище. В июле 2017 года Президент Назарбаев объявил, что к 2050 году 42% электроэнергии будет производиться из возобновляемых источников.

нефтепродукты, ядерное топливо и серодержащее сырье)<sup>36</sup>

(II) Участниками рынка, экспортерам электроэнергии

(III) Гидроэлектростанциями с установленной мощностью свыше 35 МВт (введенные до 1 января 2016 года)

В случае, если ВИЭ является источником тепловой энергии, соглашение о покупке тепловой энергии от ВИЭ подписывается на период окупаемости проекта ВИЭ.

Как модернизированным, так и новым ВИЭ предоставляются льготное право доступа либо к электрической, либо к тепловой сети, хотя девелоперы проектов по строительству ВИЭ должны взять на себя расходы по строительству сети от объекта ВИЭ до ближайшей точки подключения к сети.

### 8.5.3.1 Ценообразование на электроэнергию, вырабатываемую возобновляемыми источниками энергии

Согласно Закону «Об электроэнергетике» и Закону «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», расчетно - финансовый центр (РФЦ) покупает всю электроэнергию, произведенную ВИЭ по фиксированному тарифу. Выбор РФЦ в качестве единого закупщика возобновляемой энергии обусловлен стремлением распределить стоимость на возобновляемые источники энергии равномерно, наиболее простым образом. Интересно, что покупателями электроэнергии, произведенной ВИЭ являются не энергоснабжающие компании, а традиционные производители электроэнергии, которые покупают электроэнергию ВИЭ пропорционально их отпуску в сеть.<sup>37</sup> Такие внерыночные механизмы поддержки ВИЭ, предоставляющие ВИЭ финансовые, диспетчерские и эксплуатационные льготы, не являются чем-то необычным в мире (хотя сама схема оплаты уникальна для Казахстана).<sup>38</sup> Однако их одновременное сочетание создало один из самых высоких уровней стабильности для инвесторов в ВИЭ, например:

- Договор купли-продажи электроэнергии

между девелопером и РФЦ может быть заключен за 3 года до ввода в эксплуатацию объекта ВИЭ. Фактически проекты ВИЭ, включаемые в Перечень энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ.

- Фиксированные тарифы определяются для каждого типа ВИЭ (ветровой, солнечной, гидро до 35 МВт, геотермальной и биотопливной генерации) на 15 лет и подлежат ежегодной индексации, на уровень инфляции и изменениям обменного курса тенге. В зависимости от типа ВИЭ, фиксированные тарифы в 3-10 раз выше, чем у традиционных производителей электроэнергии.

- ВИЭ пользуются правом бесплатного подключения к распределительной сети и освобождаются от платежей за модернизацию существующих сетей (которые могут потребоваться для подключения ВИЭ), а также тарифа на передачу электроэнергии.<sup>39</sup> Однако, собственники проектов по строительству ВИЭ должны взять на себя расходы по строительству сети от объекта ВИЭ до ближайшей точки подключения к сети.

- Собственники ВИЭ также получают налоговые льготы и гранты (корпоративный налог, налог на имущество, земельный налог) и инвестиционные субсидии (30% от фактических затрат, связанных с установкой и оборудованием).

- Собственники ВИЭ могут быть освобождены от таможенных пошлин и получать государственные гранты (в отношении бесплатного пользования землей, зданиями, оборудованием и транспортом).

Традиционные производители электроэнергии возмещают расходы, связанные со стоимостью электроэнергии от возобновляемых источников энергии, включая их в стоимость производства собственной электроэнергии. Другими словами, стоимость возобновляемой энергии учитывается при расчете предельного тарифа традиционных электростанций.<sup>40</sup> По существу, традиционные электростанции несут совместную ответственность за обязательство по оплате электроэнергии возобновляемых источников

энергии.<sup>41</sup> Тем не менее, схема включения тарифа ВИЭ в тариф традиционной генерации искажает оптовые цены на электроэнергию и не позволяет оценить истинную стоимость производства электроэнергии.

Хотя ВИЭ освобождаются от любых затрат, связанных с модернизацией существующих сетей если это требуется для их подключения, эти расходы включаются в тарифы на передачу и транслируются конечным потребителям.<sup>42</sup> Передача электроэнергии, произведенной на ВИЭ освободена от уплаты услуг передающих организаций, что означает что затраты передающих организаций (прежде всего потери)

на передачу электроэнергии ВИЭ распределяются между всеми потребителями.

Как и в случае с электроэнергией, ВИЭ освобождаются от платы за подключение к тепловым сетям, если ВИЭ является источником тепловой энергии, и тепловая энергия поступает в централизованную систему теплоснабжения. И также, как и в случае с электроэнергией, энергоснабжающие организации включают эти расходы и стоимость покупки тепловой энергии ВИЭ в цены конечных потребителей.

### 8.5.4. Возобновляемые источники энергии в структуре оптового рынка электроэнергии

Согласно последней Концепции развития топливно-энергетического сектора Казахстана до 2030 года, правительство планирует привлечь 7,5 трлн. тенге или около 51 млрд. долларов США (в ценах 2014 года) большей части частных инвестиций в электроэнергетику. Правительство понимает, что для достижения этого показателя Казахстану необходимо будет создать стимулы для привлечения и обеспечения возврата на инвестиции. Запуск рынка мощностей рассматривается правительством в качестве средства достижения этой цели.

К преимуществам запуска отдельного механизма мощности относятся:

- Создание долгосрочных сигналов ценообразования для потребителей и инвесторов
- Решение хронической проблемы «нехватки денег» в полулиберализованных секторах электроэнергетики, где доходы

от продаж электроэнергии сами по себе не полностью покрывают все расходы, связанные с ее производством. Добавление платы за мощность позволяет покрыть большую часть постоянных затрат и задумывается как инструмент давления на цену электроэнергии вниз

- Создание механизма для обеспечения продолжения модернизации существующих и строительства новых генерирующих активов.

Механизмы компенсации за мощность (МКМ) являются дополнительными к хорошо функционирующим рынкам электроэнергии.<sup>43</sup> Но даже в таком случае МКМ должны быть специально приспособлены к работе в местных условиях (с учетом структуры спроса и предложения, состава и состояния мощностей, паритет потребительских цен) и будущих обязательств (например, решению целей по сокращению выбросов углекислого газа), чтобы быть успешными в долгосрочной

<sup>36</sup>В 2013 году в Казахстане была введена электростанция Сернокислотного завода СКЗ-У, паровая турбина (16 МВт), которая работает на паре образующимся при производстве серной кислоты.

<sup>37</sup>См. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» № 165-IV от 04 июля 2009 года с обновлениями от 28 декабря 2016 года. Традиционные электростанции подписывают ежегодные соглашения о покупке электроэнергии, произведенной на возобновляемых источниках энергии.

<sup>38</sup>Согласно Закону Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» № 165-IV от 04 июля 2009 года», производители возобновляемой энергии могут продавать свою электроэнергию непосредственно конечным потребителям через двусторонние договоры по ценам, установленным сторонами, но при этом такие ВИЭ теряют право продавать свою электроэнергию централизованно через РФЦ.

<sup>39</sup>Для новых проектов при выдаче технических условий подключения к сети стоимость модернизации будет рассчитана и оплачена собственником ВИЭ согласно новой поправке к Закону «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

<sup>40</sup>См. Статью 9, пункт 4 Закона Республики «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» № 165-IV от 04 июля 2009 года с обновлениями от 28 декабря 2016 года.

<sup>41</sup>Хотя эта схема возможна для независимых электростанций, традиционные электростанции, находящиеся в собственности промышленных потребителей (вертикально-интегрированных промышленных групп), сочли бы невозможным и нецелесообразным увеличивать стоимость электроэнергии таким образом за счет сокращения прибыли собственных конечных продуктов (которые, во многих случаях, ориентированы на экспорт). Промышленные потребители, владеющие традиционными электростанциями и готовые самостоятельно строить электростанции, работающие на ВИЭ для собственных нужд, могут свести к минимуму затраты на оплату электроэнергии возобновляемых источников энергии в собственном портфеле. Такой подход также позволит достичь целевых показателей по вводу ВИЭ в стране. В связи с этим, 11 июля 2017 года поправка, разрешающая строительство собственных ВИЭ, была внесена с принятием закона № 89-IV «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты РК». При этом, проекты ВИЭ промышленных групп входят в общие целевые показатели, что, скорее всего, потребует пересмотра списка уже одобренных в настоящее время проектов (особенно, если ВИЭ, предлагаемые к строительству промышленными потребителями, находятся в месте, необходимом для удовлетворения системных потребностей и будут конкурировать с уже утвержденными проектами).

<sup>42</sup>См. Пункт 5 в редакции Закона РК от 28.04.16 г. № 506-V (см. стар. ред.); Закона РК от 28.12.16 г. № 34-VI «В случае расширения и реконструкции энергопередающих организациями существующих электрических и тепловых сетей для подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии соответствующие затраты включаются в тарифы энергопередающих организаций в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях».

<sup>43</sup>Механизмы компенсации мощности включают Стратегический Резерв, Плату за мощность, Тендер на строительство новой мощности, Централизованный аукцион (единый закупщик), Обязательства по поставке мощности, Опционы надежности. Они подразделяются на точечные и в «рамках рынка» в зависимости от целей и срочности решения вопроса надежности электроснабжения. Термин «рынок мощности» является слишком узким и может вводить в заблуждение.

перспективе. Это означает, что цели введения МКМ должна быть четко определена с самого начала. Согласно Закону «Об электроэнергетике», целью рынка мощности в Казахстане является привлечение инвестиций в строительство новых электростанций, а также предоставление дополнительных средств существующим генерирующим активам для поддержания их деятельности, то есть наличие генерирующих активов, достаточных для удовлетворения спроса, в соответствии с прогнозным балансом системного оператора.<sup>44</sup> По сути, помимо решения проблемы «нехватки денег», целью рынка мощности в Казахстане является обеспечение адекватности предложения или надёжности электроснабжения в будущем. Однако важно определиться с тем, что в Казахстане подразумевается под надёжностью электроснабжения: наличие генерирующих мощностей для удовлетворения пикового спроса, топливная безопасность, или наличие пропускной способности сетей по передаче запертой мощности. В этих случаях механизмы компенсации за мощность (МКМ) не всегда являются первым инструментом, который используется для их решения.<sup>45</sup> Если речь идет о достаточности генерирующих мощностей для покрытия пикового потребления, то выбор механизма компенсации за мощность будет зависеть от срочности, с которой проблема надёжности электроснабжения должна быть решена и в каких мощностях есть необходимость (например, способных реагировать на изменяющийся неровный характер потребления и интеграцию ВИЭ).

Согласно прогнозу потребления Министерства энергетики до 2024 год, даже без запуска новых мощностей, до 2024-25 в Казахстане не предусматривается дефицит генерирующих мощностей и надвигающаяся угроза надёжности электроснабжения. Однако, в планах Министерства энергетики строительство еще 3 712 МВт новых мощностей, расширение 1 211 МВт существующих мощностей, а также техническая модернизация 2 502 МВт мощностей. Хотя к 2024 году Министерство энергетики также планирует вывести из эксплуатации 2 373 МВт генерирующих

мощностей, объем избыточной мощности в системе составит порядка 1,339 МВт. Этот показатель избыточной мощности не включает объем ввода новой угольной Балхашской тепловой электростанции (объем покупки мощности которой был определен в 1 221 МВт.), ввод в эксплуатацию которой предполагается до 2022 г., и которая приведет к увеличению избыточной мощности до 2 560 МВт.<sup>46</sup> Учитывая вышесказанное и принимая во внимание существующий состав генерирующих мощностей, меняющийся характер потребления, обязательства, принятые Казахстаном по декарбонизации и интеграции ВИЭ (в частности), а также незавершенность реформирования оптового рынка (в части запуска балансирующего рынка, возможностей по корректированию модели оптового рынка, и рынка системных услуг) внедрение механизма рынка мощности в качестве МКМ могут быть либо преждевременны, либо не отвечать задачам электроэнергетики на долгосрочную перспективу. Возможно, цели и механизмы МКМ должны быть пересмотрены таким образом, чтобы надёжность электроснабжения была обеспечена за счет более маневренной и более «чистой» мощности.

#### 8.5.4.1 Модель рынка мощности, предполагаемая к запуску

Из доступных МКМ Казахстан выбрал механизм рынка мощности. Согласно Правилам рынка мощности в Казахстане, мощность представляет собой услугу, которую оказывают поставщики на основании договоров об оказании услуги по поддержанию готовности электрической мощности, определенную мегаватт, к производству.<sup>47</sup>

Согласно Правилам, участниками оптового рынка мощности являются:

- Оптовые производители электроэнергии
- Энергопередающие организации
- Оптовые потребители электроэнергии (крупные потребители, которые покупают электроэнергию для собственных нужд, и энергоснабжающие компании)
- Системный оператор

Текущая модель рынка мощности основана на

концепции централизованной продажи и покупки мощности производителей электроэнергии через единого закупщика.<sup>48</sup> Дизайн рынка мощности не предусматривает использование технологий управления спросом, поэтому в случае высокого спроса, системный оператор будет вынужден увеличивать производство, нежели иметь выбор регулировать спрос для обеспечения надёжности электроснабжения.

В текущей модели, системный оператор централизованно покупает услуги по поддержанию мощности в разбивке по энергетическим зонам (Северной, Южной или Западной), с учетом имеющейся пропускной способности электрической сети, а также условий обеспечения надёжности в объеме, соответствующем пиковому потреблению, увеличенному на нормативный резерв. Правила рынка не предполагают приоритетного отбора мощности по показателям эффективности, соответствию нормам выбросов или соотношению цены-качества для конечных потребителей. Тем не менее, следующие мощности будут иметь право первоочередного отбора (в следующей очередности):

- 1) Балхашская тепловая электростанция (в силу межправительственного соглашения) – 1 221 МВт (этап 1)
- 2) Новая (тендерная) мощность (рассчитанная с учетом прогноза дефицита мощности согласно Правил)
- 3) Модернизируемые в настоящее время электростанции (получающие сейчас индивидуальные или расчетные тарифы) – порядка 1,000 МВт<sup>49</sup>
- 4) Тепловые электростанции в объеме отпуска тепловой энергии [угольные ТЭЦ] - порядка 5,000 МВт

Все оставшиеся станции будут отбираться через аукцион Единым закупщиком.

Таким образом, из примерно 15 ГВт мощности, которую необходимо отобрать (для покрытия пикового спроса и резерва), порядка 7,2 ГВт будет отобрано вне рынка. В зависимости от размера тендерной мощности и утверждения строительства 3 энергоблока на Экибастузской ГРЭС-2, менее 50% (или порядка) 6,5 ГВт мощностей будет отбираться на конкурсной основе.

Внерыночный отбор ТЭЦ, в частности, (без дальнейшего плана по их модернизации или выбытия) будет означать, что рынок мощности, скорее всего, будет «вознаграждать» неэффективность, нежели препятствовать ее доступу на рынок. В этой связи, программа, стимулирующая полную модернизацию или вывод из эксплуатации

тепловых (особенно угольных) электростанций должна быть запущена одновременно с запуском рынка мощности и сопровождаться принятием нового законодательства «О тепловой энергии» и изменениями в методологии формирования тарифа на тепловую энергию.

Структура текущей модели рынка мощности предусматривает три источника мощности:

- **Новая мощность** : отобранная посредством тендера для устранения риска дефицита мощности
- **Пул существующих электростанций**: отобранных на основе централизованного ежегодного аукциона для поддержания существующей мощности в готовности удовлетворить спрос

- **Модернизируемая мощность**: отобранная по итогам инвестиционных соглашений с уполномоченным органом.

Различные условия для отбора старых и новых мощностей в Казахстане не является чем-то необычным и практикуется в Европе и России. В основном это связано с желанием минимизировать общие затраты на мощность для конечных потребителей (если при условии маржинального ценообразования существующие мощности оплачиваются по той же цене, что и новая мощность), создавая неоправданно высокие доходы для первых, поскольку расходы на мощность новой генерации значительно превышают эксплуатационные расходы существующих электростанций.

Как существующая, так и вновь вводимая генерирующие мощности подвергаются ежегодной аттестации системным оператором, для подтверждения технической возможности по производству электроэнергии и определению объема их располагаемой мощности. Вероятно, Казахстану следует рассмотреть возможность применения стандарта соответствия нормативам выбросов, который должен применяться как к новым, так и к существующим электростанциям, чтобы ограничить доступ к рынку углеродоемкой мощности (или, по крайней мере, ограничить получение оплаты мощности в приоритетном порядке).

Тем не менее, применение стандарта по выбросам не предусмотрено в текущей модели. И при отсутствии в применяемом МКМ требований к более чистым технологиям, даже когда речь заходит о новых станциях, означает переход Казахстана к экологически чистой экономике представляется менее вероятным.<sup>50</sup>

Участие в централизованном оптовом рынке мощности обязательно для всех электростанций,

<sup>44</sup>См. Статью 15-3 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» № 588-II от 9 июля 2004 года с изменениями от 28 декабря 2016 года.

<sup>45</sup>Внедрение МКМ является обоснованным в случае, если после реформирования рынка электроэнергии (изменению ценообразования, созданию инструментов хеджирования рисков, коррекции работы балансирующего рынка и рынка системных услуг) и обоснованности инвестиций в сети (при локальном дефиците) остается угроза надёжности электроснабжения. В Казахстане процесс реформирования не завершен. Еще предстоит запустить балансирующий рынок и совершенствовать оптовый рынок и рынок системных услуг. Помимо этого, реформирования требует рынок тепловой энергии.

<sup>46</sup>См. Постановление Правительства от 17 июня 2014 г. № 667 «О некоторых вопросах реализации проекта «Балхашская тепловая электрическая станция» по состоянию на январь 2016 г.. В дополнение к проекту Балхашской ТЭС правительство планирует ввести в эксплуатацию 3-й энергоблок Экибастузской ГРЭС-2 (636 МВт) в течение того же периода.

<sup>47</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 152 от 27 февраля 2015 года «Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности» с изменениями от 30 ноября 2015 года, Параграф 2, Параграф 3.

<sup>48</sup>Роль Единого Закупщика de facto будет выполняться системным оператором KEGOC.

<sup>49</sup>Источник: Министерство энергетики.

<sup>50</sup>См. Постановление Правительства от 17 июня 2014 г. № 667 «О некоторых вопросах реализации проекта «Балхашская тепловая электрическая станция» по состоянию на январь 2016 г.

независимо от их принадлежности и структуры. В отличие от практики в соседней России модель рынка мощности в Казахстане не предусматривает заключение свободных двусторонних договоров на мощность в дополнение к аукциону.<sup>51</sup> Это означает, что энергоемкие промышленные потребители, владеющие собственными электростанциями и получающими выгоду от такой вертикальной интеграции, будут вынуждены покупать мощность с рынка что, скорее всего скажется на их рентабельности (в силу описанного выше порядка приоритетного отбора мощности, и ценообразования, описанного ниже). Оптовые покупатели покупают мощность в соответствии с величиной их общего максимального годового потребления, с учетом необходимой величины резерва электрической мощности, максимальной в году среднемесячной электрической мощности потребления электроэнергии для компенсации технологических потерь и нужд национальной сети.<sup>52</sup> Снижение объема договорной мощности не допускается. Это предполагает, что вся отобранная мощность должны быть оплачены независимо от потенциального снижения спроса. Таким образом, принцип МКМ в Казахстане оплата производится за наличие мощности, нежели по факту ее поставки (как в России или США, например).

### 8.5.5.2 Тендер на новую генерирующую мощность электростанции

Необходимость привлечения инвестиций в новые генерирующие мощности возникает, если дефицит мощности превышает 100 МВт в течение первых пяти лет ежегодного семилетнего прогноза баланса мощностей системного оператора. Таким образом, тендер представляет собой долгосрочный рынок мощности с поставкой мощности через пять лет с года, когда прогнозируется дефицит. С этой целью Министерство Энергетики проводит тендер и определяет тип, топливо и местоположение будущего генерирующего актива, а также его технические, качественные и эксплуатационные характеристики. В соответствии с тендерными правилами выбор технологии, цены и условий строительства генерирующей

мощности определяются технико-экономическим обоснованием на основании параметров, заданных до проведения тендера. Тем не менее, правила не предписывают, чем необходимо руководствоваться для определения параметров написания технико-экономического обоснования для нового проекта и последующего принятия решений (например, экологических обязательств Казахстана, влияния технологий (включая интеграцию ВИЭ, накопителей и управление спросом), профиль спроса и цены-качества для потребителя).

Предполагается, что помимо выполнения тендерных требований победитель тендера должен обладать опытом реализации аналогичных проектов не менее пяти лет, а также возможностью профинансировать 30% от общих затрат на строительство из собственных средств. Победитель и системный оператор подписывают соглашение о строительстве новых генерирующих мощностей, а затем договор на услуги по поддержанию готовности мощностей в объеме и сроках, определяемых системным оператором. В последнем также определяется цена на мощность, которая устанавливается индивидуально по каждому проекту.<sup>53</sup> Хотя в тендерных правилах не указывается, что оплата мощности начинается только после того, как мощность полностью введена в эксплуатацию, это подразумевается в других нормативных документах, связанных с рынком мощности.<sup>54</sup>

### 8.5.5.3 Централизованный аукцион по отбору мощности

В предлагаемой модели рынка мощности производители электроэнергии продают мощность централизованно на аукционе в объеме располагаемой мощности, аттестованной системным оператором, за минусом (I) объема экспортной мощности, (II) объема тендерной мощности, (III) объема мощности, потребляемыми электростанциями для собственных нужд (IV) мощности ТЭЦ (в P-min) и (V) мощности модернизированных установок. Аукционы на мощность будут проводиться ежегодно, что непродуктивно для сектора, который характеризуется долгосрочными инвестиционными

циклами. Возобновляемые источники энергии (ВЭС и СЭС), в силу непредсказуемого характера выработки, не учитываются по мощности в прогнозах баланса мощности и рынке мощности.

### 8.5.5.4 Ценообразование на мощность

В соответствии с существующим регулированием рынка мощности, стоимость мощности производителя устанавливается либо через тендер (для новой мощности), либо по итогам ежегодного аукциона мощности (для существующих электростанций). Цена мощности для тендерных мощностей устанавливается индивидуально для каждого проекта, в то время как цена мощности существующих электростанций будет определяться в ходе аукциона.

Производители на аукционе получают оплату по цене заявки, в то время, как потребители будут оплачивать среднюю стоимость всей отобранной мощности. Действующее законодательство предполагает, что производители электроэнергии получают оплату отобранной мощности независимо от фактического спроса (и фактически поставленной мощности) на оптовый рынок.

Оптовые покупатели покупают мощность централизованно (независимо от наличия в собственности электростанций) в соответствии с их пиковым потреблением по цене, рассчитанной как средняя стоимость новой генерирующей мощности, введенной в эксплуатацию через тендер, и стоимости существующей мощности, отобранной на ежегодном аукционе централизованной мощности. В настоящее время модель рынка мощности Казахстана не предусматривает зонального

ценообразования. Другими словами, потребители в изолированной Западной зоне будут платить за новые и существующие мощности, построенные и эксплуатируемые в Южной и Северной зонах. Решение против создания зонального ценообразования на рынке мощности позволяет снизить общую стоимостную нагрузку конечных потребителей по оплате за мощность (и энергию). В настоящее время, в Казахстане нет планов по установлению зависимости между ценой на мощность и показателями надежности поставок, или ограничения доступа к рынку мощности по показателям воздействия на окружающую среду. В сочетании с планами по отбору мощности «вне рынка» и оплаты за «готовность» мощности (нежели ее фактическую поставку), существует риск того, что:

- Конечные потребители будут вознаграждать генерацию, которая может не соответствовать будущему профилю спроса и целям по декарбонизации электроэнергетики, независимо от загрузки электростанций по факту
- Стоимость покупки мощности промышленными потребителями, которые уже имеют собственные электростанции, скорее всего, увеличится; Более того, существует высокий риск того, что генерация, принадлежащая промышленным потребителям не будет отобрана (в силу ожидаемого порядка отбора мощности, описанного выше).
- Инвестиции в генерацию останутся низкими из-за ежегодных пересмотров цен на мощность и неопределенность с отбором мощности.

### 8.5.6. Балансирующий рынок электроэнергии

Участие на балансирующем рынке является обязательным для всех участников рынка.<sup>55</sup> Однако, с 2008 года балансирующий рынок в Казахстане работает в имитационном режиме. В 2015 году Министерство энергетики еще раз отложило его фактический запуск на начало 2019 года, сославшись на риски потенциальной волатильности цен, отсутствие достаточного объема маневренной генерации и недостаточное наличие средств коммерческого учета в качестве причин задержки.<sup>56</sup> Продолжающаяся работа рынка в имитационном режиме предполагает проведение физического урегулирования дисбалансов электрической энергии системным оператором на основании договоров, заключенных субъектами

оптового рынка с системным оператором. Однако, он не подразумевает реальных денежных взаиморасчетов за купленную-проданную на балансирующем рынке электрическую энергию, даже в ситуации, когда энергетическая система России участвует в регулировании отклонений в системе Казахстана (обе страны согласились придерживаться нулевого сальдо-перетока).

Ожидаемый ввод балансирующего рынка в 2019 году предполагает, что к этому времени в Казахстане значительно улучшится маневренность системы и оснащение системами коммерческого учета. Но оба вопроса остаются пока неразрешенными, что вероятно, повлияет на работу балансирующего рынка (в связи с необходимостью точного расчета

<sup>51</sup>Крупные промышленные потребители в России имеют право заключать свободные договоры на покупку мощности на весь объем за исключением 1 МВт, которые они обязаны покупать с рынка. Риск оплаты финансовых небалансов рынка мощности через покупку 1 МВт с рынка, делает двусторонние договоры на мощность между потребителями и производителями менее популярными, в отличие от двусторонних договоров на мощность между производителями и энергоснабжающими компаниями. Последние избегают оплаты небаланса и могут более выгодно структурировать оплату платежей за мощность.

<sup>52</sup>Согласно Правилам рынка мощности, величина резерва электрической мощности устанавливается в размере 17 процентов от суммарной максимальной электрической мощности потребления электрической энергии субъектов оптового рынка электрической энергии с учетом среднегодовой электрической мощности потребления электрической энергии для компенсации технологического расхода, на собственные и хозяйственный нужды.

<sup>53</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 110 от 20 февраля 2015 года «Об утверждении Правил проведения тендера на строительство генерирующих установок»; Статья 15-1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года N588-II с изменениями от 28 декабря 2016 года.

<sup>54</sup>См. Постановление Правительства Республики Казахстан от 17 июня 2014 года № 667.

<sup>55</sup>См. Статью 13, п. 6 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» № 588-II от 9 июля 2004 года с изменениями от 28 декабря 2016 года; Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 112 от 20 февраля 2015 г., «Об утверждении Правил функционирования балансирующего рынка электрической энергии», пункт 4.

<sup>56</sup>См. Распоряжение Министра энергетики и минеральных ресурсов № 269 от 30 ноября 2007 года; Распоряжение Министра энергетики № 676 от 30 ноября 2015 года.

стоимости отклонений требуется полный набор учетных данных) и ценообразование (особенно если Казахстан по-прежнему будет полагаться на регулирующие ресурсы России). Ценообразование требует особого внимания, поскольку оно должно отражать затраты на балансирование системы в режиме реального времени.

Общий подход предполагает, что стоимость отклонений должна отражать стоимость регулирования частоты маневренной генерацией по быстрому замещению мощности резервами в предельно короткие сроки. Независимо от того, какую систему ценообразования на балансирующем рынке выберут в Казахстане

### 8.5.7. Рынок системных услуг

Основным принципом рынка системных услуг является поддержание национальных стандартов надежности энергосистемы и качества электроэнергии, определенных в Правилах оказания услуг системным оператором и функционировании рынка системных и вспомогательных услуг.<sup>57</sup>

В соответствии с Правилами рынка системных услуг системный оператор предоставляет на договорной основе следующие услуги участникам оптового рынка:

- (I) услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети, обеспечивая ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности;
- (II) услуги по технической диспетчеризации;
- (III) услуги по резервированию мощности;
- (IV) услуги по организации балансирования производства (потребления) электрической энергии;

В соответствии с вышеперечисленными услугами системный оператор получает компенсацию в виде регулируемого предельного тарифа (рассчитанного на кВтч), а именно: (i) услуги по передаче электроэнергии, (ii) диспетчеризацию и (iii) балансирование производства и потребления электроэнергии.<sup>58</sup> Объем системных услуг, оказываемых KEGOC зависит от сезона (с большим объемом оказываемых системных услуг в осенне-зимний период в результате увеличения потребления). Все вышеуказанные услуги отнесены законодательством Казахстана к сфере естественной монополии. Тарифы на

(систему единого платежа, предусматривающую одинаковую плату за отклонения для тех, кто увеличил или уменьшил дисбаланс, или систему двойного ценообразования со штрафами в отношении участников рынка, отклонившихся по собственной инициативе, и вознаграждению тех участников, которые выполнили команды системного оператора), так как обе располагают преимуществами и недостатками, ключевым является то, что принципы ценообразования и мотивация системного оператора должны быть прозрачными (и с наилучшим соотношением цены и качества для потребителей).

них предварительно согласовываются с КРЕМизК и являются едиными для всех потребителей. Однако правила рынка системных услуг являются непрозрачными в отношении компенсации услуг фактическим поставщикам услуг (оптовым производителям и потребителям электрической электроэнергии) по балансированию системы и не предусматривают такую оплату в будущем, несмотря на планируемый рост производства электроэнергии источниками с непредсказуемым характером выработки (ветряная и солнечная генерация). Эти услуги являются вспомогательными для тех, кто закупается на балансирующем рынке и обычно охватывают:

- Реактивную мощность
- Регулирование частоты
- Пуск без питания от внешнего источника (запуск-по-черному)
- Предоставление резервных мощностей (оперативных, дополнительных и управление (регулирование) спросом).

Действия системного оператора в отношении предоставления и привлечения системных услуг направлены на управление энергосистемой, нежелезисто для балансирования энергии. Традиционно системный оператор имеет в своем распоряжении ряд инструментов, позволяющих минимизировать стоимостные последствия решений в отношении системных услуг. Это означает, что беспристрастности и ресурсообеспечению системного оператора, а также прозрачности принятия им решений придается особое значение.

### 8.5.8. Розничный рынок электроэнергии

#### 8.5.8.1 Электрическая энергия (и мощность)

Розничной рынок электроэнергии в Казахстане регулируется Законом об электроэнергетике и Правилами розничного рынка.<sup>59</sup> В соответствии с этими нормативными документами участниками розничного рынка являются:

- Розничные производители электроэнергии (энергопроизводящие организации)
- Региональные электросетевые компании (РЭК), которые эксплуатируют электрические сети регионального уровня и предоставляют услуги по распределению электроэнергии. Они являются естественными монополиями и по закону обязаны обеспечивать недискриминационный доступ к своей сети.
- Энергопередающие организации (ЭПО), которые управляют небольшими распределительными сетями.
- Энергоснабжающие организации (ЭСО), которые покупают электроэнергию у энергопередающих компаний и/или энергопроизводящих организаций и продают их конечным потребителям на основании договоров электроснабжения.
- Розничные потребители, потребляющие менее 1 МВт среднесуточной (базовой нагрузки) мощности.

Зоны обслуживания ЭСО определяется границами сетей энергопередающих организаций, к сетям которых присоединены потребители. ЭСО, в составе потребителей которого находится большинство бытовых потребителей по сравнению с другими энергоснабжающими организациями в соответствии с зоной ответственности получает статус гарантирующего поставщика. В зону ответственности таких гарантирующих поставщиков (ГП) входит территория, на которую распространяется действие оперативно-диспетчерского управления энергопередающей организации, и все потребители, получающие электрическую энергию через электрические сети энергопередающей организации. Таким образом, ГП берет на себя ответственность за продажу электроэнергии всем конечным потребителям, которые имеют соглашения о распределении электроэнергии с РЭК.

ЭСО имеет право расторгнуть соглашение об электроснабжении с конечными потребителями, уведомив их, ГП, энергопередающую компанию и антимонопольный орган о своем намерении за два месяца. Однако в правилах розничного рынка не прописаны аналогичные возможности со стороны конечных потребителей, хотя юридически это не запрещено. Другими

словами, крупные потребители, потребляющие более 1 МВт среднесуточной или (базовой) мощности и оснащенные автоматизированными коммерческими системами учета, могут покупать электроэнергию либо с оптового рынка, либо через ЭСО. В то время, как мелкие потребители энергии, потребляющие менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности, и не оснащенные автоматизированными системами коммерческого учета, как правило, привязаны договорами электроснабжения к местным ЭСО и, следовательно, не смогут заменить поставщика, даже если они недовольны качеством обслуживания или надежностью электроснабжения. Последнее является особенно чувствительным вопросом, поскольку энергосбытовые компании не контролируют качество и надежность распределения электроэнергии энергопередающими организациями и/или РЭКаи, в то время как РЭК и энергопередающие организации не подписывают соглашения с конечными потребителями: ЭСО подписывают соглашения о поставках электроэнергии с конечными потребителями, в то время как РЭК и энергопередающие организации, в частности, отвечают за качество распределенной электроэнергии и график потребления, поскольку они владеют и контролируют распределительную сеть.

Сбыт электроэнергии был выделен из деятельности распределительных компаний в 2004 году для стимулирования конкуренции на розничном рынке, которая, как надеялись, привела бы к снижению розничных цен на электроэнергию. Однако, вопреки этому плану, и в отсутствие стимулирующего тарифообразования на услуги по сбыту и распределению электроэнергии, 25% всех ЭСО являются монополистами в районе своей деятельности. Это произошло по причине того, что РЭКи, крупные потребители и производители электроэнергии, создали собственные аффилированные ЭСО. Для производителей электроэнергии эта схема обеспечивает реализацию электроэнергии, в то время как тарифообразование на услуги ЭСО не стимулирует их к покупке электроэнергии по самой конкурентоспособной цене. В 2015 году было объявлено о намерении упорядочить структуру сегмента, в частности, сократить количество энергопередающих компаний.<sup>60</sup>

Несмотря на то, что только в апреле 2017 года состоялось первое чтение законопроекта об укрупнении региональных электросетевых компаний в парламенте Казахстана, его окончательно приняли уже 29 июня 2017 года. Консолидация РЭК позволит взять под

<sup>57</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 691 от 3 декабря 2015 года «Правила оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг».

<sup>58</sup>См. Приказ КРЕМизК № 388 от 21 сентября 2015 года о предельных тарифах для регулируемых услуг KEGOC на 2016-20 годы.

<sup>59</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 111 от 20 февраля 2015 года «Об утверждении Правил организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке».

контроль каскадный рост тарифов для конечных потребителей.<sup>61</sup> Вполне вероятно, что из нынешних 160 энергопередающих организаций к 2020 году будет функционировать 130. Сокращение количества энергопередающих организации позволит снизить расходы на передачу, за счет оптимизации функционирования сегмента, тем не менее, общее снижение тарифов маловероятно, ввиду инвестиционных затрат, необходимых для модернизации распределительной сети и инфраструктуры, в частности интеграции интеллектуальных технологий (сетей и счетчиков) учитывая общий износ и состояние распределительных сетей.

Проникновение генерации с непостоянным характером выработки создает дополнительный стресс для распределительных сетей. Регулирование электроэнергетического сектора в отношении поддержки ВИЭ уже предусматривает бесплатное подключение ВИЭ к распределительной сети, а также обязательное принятие электроэнергии, вырабатываемой ими.

В то время как электричество и мощность будут продаваться отдельно на оптовом рынке с 2019 года, на розничном рынке эти два продукта все еще будут упаковываться вместе в договоры энергоснабжения для конечных потребителей. Реализация электроэнергии (и мощности) осуществляется на основании суточного графика, формируемого на основе данных энергопередающих организаций по заявкам ее потребителей на предстоящие сутки. Энергопередающая организация формирует собственный суточный график работы субъектов розничного рынка электрической энергии, подключенных к ее сетям, на основе ежесуточных заявок энергоснабжающих организаций и потребителей, и утверждает его с системным оператором.

### 8.5.8.2 Тарифная политика и ценообразование на розничном рынке

Система розничных тарифов в Казахстане сложна: тарифы варьируются в зависимости от региона, группы потребителей, времени и объема потребления.<sup>62</sup> По группам розничные потребители разделены на (I) население, (II) бюджетные, (III) промышленные потребители с подключенной мощностью 750 кВА и выше, (IV) другие юридические лица с подключенной мощностью до 750 кВА. КРЕМЗК (и его региональные филиалы) является основным регулирующим органом, отвечающим за утверждение розничных тарифов по группам потребителей.

В рамках исполнения поручения Главы государства о дальнейшем переходе на рыночное ценообразование во всех секторах экономики одним из направлений является отмена с 1 января 2017 года государственного ценового регулирования на некоторых регулируемых рынках (например, электро- и теплоэнергетике). Но для предотвращения социальных волнений в результате возможного повышения цен конечных потребителей правительство сохранило ценовое регулирование в «общественно значимых» рынках (включая розничную продажу электроэнергии до 2020 года).<sup>63</sup>

Дифференциация тарифов по объему потребления была введена в 2009 году, в рамках инициативы по энергосбережению для бытовых потребителей в целях более рационального использования электроэнергии.

Дифференциация тарифов в зависимости от времени суток доступна всем розничным потребителям, которые покупают электроэнергию (мощность) через ЭСО, то есть домохозяйствам (при наличии счетчиков) и юридическим лицам (обязательное наличие счетчиков).<sup>64</sup> Одновременное применение как

тарифов, рассчитываемых по объему потребления, так и по времени суток для домохозяйств не предусмотрено (пока это только выбор одного из двух), а последние внесенные поправки отменяют дифференциацию тарифа по зонам суток для юридических лиц, из-за убытков которые несут ЭСО.

Структура тарифа розничных потребителей (без учета НДС) включает средневзвешенную оптовую цену электроэнергии, средневзвешенную стоимость услуг на передачу (распределение) электроэнергии (РЭК и ЭПО), стоимость услуг на передачу (KEGOC), плату за диспетчеризацию (KEGOC), плату за балансирование (KEGOC), плату за предоставление системных услуг (KEGOC), плату администратору оптовой централизованной торговли (KOREM) и сбытовую надбавку. Рост розничных тарифов сдерживается установленным коридором инфляции.

Хотя нынешнее регулирование оказывает определенное давление на конечных потребителей, с точки зрения экономии электроэнергии за счет дифференцированного платежа за потребленный объем, потребители, в свою очередь лишены возможности влиять на качество предоставляемых им услуг. Энергоснабжающие организации не мотивированы в приобретении электроэнергии по самой дешевой цене, и просто транслируют цены на электроэнергию на конечного потребителя. Более того, их доход не зависит от качества обслуживания, которое они предоставляют потребителю. Политика, в отношении распределительных и сбытовых компаний, означает, что потребители в Казахстане практически не имеют выбора лучшего поставщика электроэнергии, а сложность в понимании рыночного регулирования затрудняет их смену.

### 8.5.8.3 Формирование сетевых тарифов

Не существует реалистичного способа введения конкуренции в электрических сетях (распределение электроэнергии и передача ее подпадают под деятельность естественных монополий и подлежат государственному тарифному регулированию). Тем не менее, в отличие от большинства европейских стран, где тарифное регулирование привязано к оценке эффективности деятельности таких компаний, тарифы на передачу и распределение в Казахстане по-прежнему рассчитываются на основании затратного метода, суть которого в компенсации

операционных расходов и установлении нормы прибыли с одной стороны, и отсутствие стимулов к сокращению затрат и инвестициям).

**Тариф на услуги по передаче электроэнергии**  
По мнению KEGOC, своей основной задачей в качестве оператора национальной сети является обеспечение надежной работы национальной сети и ее развитие в интересах KEGOC и потребностей казахстанской экономики, KEGOC, в роли системного оператора изложил свою миссию, в «обеспечении надежной работы и эффективное развитие ЕЭС Казахстана «в соответствии с современными техническими, экономическими, экологическими стандартами и нормами охраны здоровья».<sup>65</sup> Таким образом, цели KEGOC, как системного оператора, аналогичны целям большинства других стран, по обеспечению надежности электроснабжения на фоне перехода к более низкоуглеродной энергетической системе. Деятельность KEGOC, как оператора национальной сети и системного оператора в отношении услуг по передаче и балансированию системы регулируются Законом о естественных монополиях.

Тарифы KEGOC устанавливаются в соответствии с методологией «затраты плюс фиксированная прибыль», основанной на оценке операционных и инвестиционных затрат KEGOC, а также возврата на инвестиции. Фактический тариф рассчитывается как соотношение выручки (операционных расходов и фиксированной прибыли) к объему услуг, предоставляемых KEGOC. При расчете фиксированной прибыли KРЕМЗК рассчитывает базу активов KEGOC (стоимость активов, используемых для предоставления услуг, скорректированных на коэффициент оптимизации, с целью получения активов, фактически используемых при предоставлении услуг, и умноженных на норму прибыли). С 2013 года тарифы на услуги KEGOC устанавливаются на пять лет вперед (в настоящее время 2016-20) и известны как предельные тарифы.<sup>66</sup> Хотя пятилетние тарифы обеспечивают большую определенность с точки зрения планирования затрат и инвестиций, методология не стимулирует KEGOC к оптимизации затрат или желанию превзойти оценку выручки KРЕМЗК. Несмотря на то, что долгосрочная стратегия KEGOC предусматривает улучшение индекса средней продолжительности прерывания электроснабжения в системе (SAIDI) и индикатора средней частоты перебоев электроснабжения в системе (SAIFI) и снижения доли потерь, эти

<sup>60</sup>См. «План нации - 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ Главы Государства Нурсултана Назарбаева» май 2015, шаг 51.

<sup>61</sup>Из 160 энергопередающих компаний в Казахстане наибольшее количество, а именно 42 – в Карагандинской области, 10 в Акмолинской области, 13 в Восточно-Казахстанской области, 13 в Костанайской области, 17 в Мангистауской области, 8 в Актюбинской области, 9 в Алматы.

<sup>62</sup>См. Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (в настоящее время КРЕМЗК) от 20 февраля 2009 года № 57-ОД «Об утверждении Правил дифференциации энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию по зонам суток и (или) в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами».

<sup>63</sup>См. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36, «Об утверждении Правил ценообразования на общественно-значимых рынках». Общественно- значимые рынки включают розничную продажу электроэнергии, услуги по обеспечению готовности торговой системы для централизованной торговли электроэнергией, администрирование централизованной торговли электроэнергией и централизованную торговлю возобновляемыми источниками энергии.

<sup>64</sup>Для домашних хозяйств применяется двухэтапный тариф (день и ночь), а трехфазный тариф (день [дневной пик и дневной корыто], вечерний пик и ночные [ночные впадины] применимы к юридическим лицам. Ежедневный объем розничных потребителей рассчитывается на основе средних ежедневных графиков потребления в пиковые дни июня и декабря в соответствующих региональных энергетических системах.

<sup>65</sup>См. Комментарии руководства к финансовой отчетности от 31 марта 2016 года АО KEGOC.

<sup>66</sup>См. Приказ КРЕМЗК № 388-ОД от 21 сентября 2015 года об утверждении предельных уровней тарифов на регулируемые услуги по передаче электрической энергии, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и балансирования производства-потребления электрической энергии АО KEGOC на 2016-20 годы.

параметры не связаны с изменениями уровня выручки KEGOC. Методология «затраты плюс» не имеет встроенных стимулов, которые связывали бы доходы и тарифы KEGOC с показателями качества и эффективности работы компании.

В целях поддержки оперативной деятельности отдельных отраслей, в 2016 году КРЕМиЗК разработала систему понижающих коэффициентов, применимых к тарифам на передачу и диспетчеризацию (от 0,71 до 0,99), которые дифференцируются по компаниям. Несмотря на то, что эти коэффициенты планировались к вводу как временная мера, KEGOC считает, что «временные» понижающие коэффициенты будут применяться к его тарифам и в обозримом будущем.

С 1 августа 2010 года тариф передачи KEGOC рассчитывается на основе переданного объема электроэнергии без учета расстояния передачи. Применяя эту методологию, KEGOC предоставил потребителям электроэнергии недискриминационный доступ к национальной сети (единые тарифы на передачу по всей территории, рассчитанные по принципу «почтовой марки», активно применяются в мире).

#### Тариф на услуги по распределению электроэнергии

Хотя электрические сети и, в частности, распределительные сети, находятся в центре непрерывных изменений в электроэнергетике (в связи с появлением интеллектуальных счетчиков и интеллектуальных сетей, интеграцией ВИЭ, электромобилей и децентрализованного накопления и хранения электроэнергии), тарифы на распределение электроэнергии в Казахстане лишены достаточных стимулов для управления системой и более эффективного инвестирования

#### 8.5.9. Рынок тепловой энергии

Рынок тепловой энергии в Казахстане по-прежнему тесно связан с рынком электроэнергии и насчитывает 2,207 источников производства тепловой энергии, мощностью от 3 до 100 Гкал / час.<sup>67</sup> Производителями тепловой энергии в Казахстане в основном являются тепловые электростанции комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (ТЭЦ) и котельные. Тепловые электростанции составляют 64% в общем объеме производства тепловой энергии.

Крупнейшими потребителями тепловой энергии являются: коммерческий и муниципальный сектор; бытовые потребители и промышленность. Тепловая энергия продается по договору поставки тепловой энергии между энергоснабжающими компаниями и потребителям, подключенным

в нее. После пробного периода установления тарифов с использованием бенчмаркинга, регулирование тарифов для распределительных компаний вернулось к методологии «затраты плюс», с той лишь разницей, что с 2016 года КРЕМиЗК устанавливает предельные тарифы на пять лет вперед.

- Регулятор (КРЕМиЗК) утверждает экономически обоснованные расходы и корректирует разрешенный доход на основе расчетов операционных расходов.
- Инвестиции распределительными компаниями финансируются за счет амортизации, сокращения технических потерь и прибыли текущего года.
- Эта методология вынуждает распределительные компании искусственно раздувать тарифы и не стимулируют к оптимизации затрат.

При такой методологии операторы распределительных (энергоснабжающих) компаний не получают вознаграждение (дивиденды) за владение и управление принадлежащими им активами, инвестиции ограничиваются программами технического обслуживания и ремонтов, а доступ к долгосрочным займам ограничен. Несмотря на то, что в мировой практике нет единого подхода к методологии расчета тарифа на услуги по распределению электроэнергии, как правило сами тарифы сетевых компаний имеют две составляющие: фиксированную (оплату за содержание сетей) и, собственно, тариф на передачу (хотя они могут существенно различаться в зависимости от страны). Такой подход еще не рассматривается в Казахстане.

либо к их тепловым сетям, либо непосредственно к тепловым сетям производителей тепловой энергии.<sup>68</sup>

Производство, передача, распределение и продажа тепловой энергии относится к сфере естественных монополий и регулируются законом о естественных монополиях.<sup>69</sup> Некоторые аспекты работы сектора теплоэнергетики также прописаны в Законе об электроэнергетике. Кроме того, отношения между производителями тепловой энергии, энергоснабжающими организациями, организациями по передаче и распределению тепловой энергии по тепловыми сетями и потребителями в целом регулируются гражданским законодательством Казахстана и Правилами пользования тепловой энергии (последний больше фокусируется на технических

аспектах подключения к тепловой сети, измерения тепловой энергии, оценки тепловой энергии в горячей воде и паре, порядке оплаты тепловой энергии потребителями и т. д.).<sup>70</sup>

Хотя потребность в едином законе, регулирующем все аспекты функционирования рынка тепловой энергии и теплоснабжения активно обсуждалась с 2009 года, он все еще не разработан.<sup>71</sup> Это означает, что большое количество вопросов, которые могли бы определить инвестиционную привлекательность теплоэнергетики и заложить основу для ее возрождения, пока не прописаны, например:

- Основные принципы организации отношений между производителями, теплоснабжающими организациями, организациями по передаче и распределению тепловой энергии по тепловым сетям и потребителями тепловой энергии.
- Принципы формирования цен (виды тарифов) на тепловую энергию для производителей тепловой энергии, организаций по передаче и распределению тепловой энергии по тепловым сетям, снабжению тепловой энергией и потребителей.
- Правила централизованного теплоснабжения.
- Рынок услуг (плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности).
- Коммерческий учет тепловой энергии и теплоносителя.
- Техническое обслуживание и вывод из эксплуатации источников тепловой энергии и сетей.
- Требования к надежности, безопасности и энергетической эффективности объектов тепловой энергии.
- Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов.
- Процедуры готовности к отопительному сезону.

- Подключение к системе теплоснабжения.
- Изменение прав собственности и ответственности за теплоэнергетические активы и т. д.

Хотя в 2015 году правительство заявило о своем намерении «создать к 2030 году новую систему правовых и экономических отношений между производителями и поставщиками тепловой энергии», изменения потребуются гораздо раньше, чтобы поддержать запуск рынка мощности, восстановление сегмента, планирование и поэтапный отказ от практики искажения цены электроэнергии за счет расходов, связанных с производством тепловой энергии.<sup>72</sup>

Правительство разработало план модернизации теплоснабжения до 2020 года.<sup>73</sup> в плане предусматривается, что общие инвестиции будут поступать из тарифов (с некоторым целевым государственным финансированием тех сетей, которые требуют срочной замены); однако тариф на тепловую энергию не будет превышать утвержденный государством коридор инфляции. Остается неясным, будут ли уровни тарифов зависеть от качества и надежности теплоснабжения и будет ли методология расчета тарифа на тепловую энергию стимулировать операторов тепловой сети к оптимизации затрат. Последнее может стать проблемой, если стандартизированные (бизнес) расходы по-прежнему будут регламентироваться КРЕМиЗК, а не самими компаниями (включая коэффициенты топлива, стоимость материалов, количество сотрудников и т. д.). Согласно тарифной политике в сферах естественных монополий до 2020 года, правительство планирует регламентировать 80% ключевых затрат на тепловую энергию (тепловая энергия, топливо, начисление заработной платы, амортизация, сырье), оставляя на усмотрение предприятия только 20% затрат.<sup>74</sup>

#### 8.5.9.1 Ценообразование на тепловую энергию для производителей, организаций

<sup>68</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 211. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 12 февраля 2015 г. «Об утверждении Правил пользования тепловой энергией».

<sup>69</sup>См. Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-І о естественных монополиях (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.05.2017 г.), Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 декабря 2014 года № 1360 Об утверждении Программы по тарифной политике в сферах естественных монополий в Республике Казахстан до 2020 года.

<sup>70</sup>См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 211. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 12 февраля 2015 г. «Об утверждении Правил пользования тепловой энергией».

<sup>71</sup>Закон, который объединил бы все аспекты работы рынка тепловой энергии, определил юридические основы экономических отношений между всеми участниками рынка тепловой энергии и соответствовал бы более направлению развития электроэнергетики Казахстана и целям государственной политики.

<sup>72</sup>Искажение цен на электроэнергию происходит из-за перераспределения на ТЭЦ некоторых издержек, связанных с выработкой тепловой энергии, в стоимость электроэнергии. Причиной является текущее тарифное регулирование, основанное на принципе сдерживания тарифов (подробно обсуждалось в Национальном энергетическом отчете KAZENERGY 2015). В результате, тариф на тепловую энергию для конечного потребителя не покрывает полностью затраты на производство и распределение тепловой энергии или какие-либо значимые инвестиции.

<sup>73</sup>См. План КРЕМиЗК по модернизации тепловых сетей на 2014-20 годы.

<sup>74</sup>См. Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 декабря 2014 года № 1360 Об утверждении Программы по тарифной политике в сферах естественных монополий в Республике Казахстан до 2020 года.

<sup>67</sup>См. Комитет по статистике Республики Казахстан, 2017 год.

### передающих тепловую энергию по тепловым сетям, и потребителей тепловой энергии

Тариф ТЭЦ для комбинированного производства электроэнергии и тепловой энергии устанавливается в соответствии с методологией распределения затрат. В НЭД 2015 IHS Markit, обсуждался вопрос об искажении стоимости тепловой энергии на тепловых электростанциях путем переноса переменных издержек, связанных с производством тепла в расходы на производство электроэнергии и легализации, таким образом, «перекрестного субсидирования» тепловой энергии за счет электроэнергии.

С января 2017 года правительство ослабляет государственное ценовое регулирование сектора тепловой энергии. Тарифы на тепловую энергию будут по-прежнему дифференцироваться по группам потребителей (население, бюджет и другие), с дальнейшей разбивкой населения на тех, у кого есть или нет счетчиков тепловой энергии, и тех, кто живет в зданиях, где установка счетчиков тепловой энергии технически невозможна. С 2012 года тарифы на тепловую энергию на 20% ниже для тех потребителей, у которых установлен счетчик тепловой энергии. Однако тарифы на отопление для потребителей (населения) рассчитываются на основе размера занимаемого помещения (на кв. м отапливаемой площади), а не фактического потребления тепла, поэтому любое индивидуальное повышение эффективности потребителя может не привести к сокращению стоимости тепловой энергии (хотя это может помочь тепловым сетям улучшить положение с коммерческими потерями).<sup>75</sup>

## 8.5.10. Заключение и рекомендации

### 8.5.10.1.1 Интеграция трилеммы электроэнергетического сектора в новую Концепцию развития электроэнергетического сектора до 2035 года и взглядом до 2050 года.

Казахстан сталкивается с той же глобальной трилеммой в своем секторе электроэнергетики, как и другие страны мира: сочетание надежности электроснабжения, соотношения цены-качества для потребителей (вместо дешевизны) и экологической устойчивости. Несмотря на то, что регулирование электроэнергетического сектора Казахстана обширно со множеством нужных инициатив, охватывающих большинство из перечисленных аспектов, они, как правило, реализуются несогласованно друг от друга и не

В части тарифов на теплоснабжение существует также проблема отсутствия платы за подключенную тепловую мощность для предприятий. Так ряд крупных потребителей тепла, имеющих собственные источники теплоснабжения, подключены к тепловым сетям для целей повышения надежности теплоснабжения, но практически не потребляют тепло от централизованных систем теплоснабжения. В результате оплата за потребление тепловой энергии минимальна, при этом тепловые сети и источники несут значительные издержки за счет потерь и необходимости поддержания готовности тепловых мощностей к покрытию нагрузки.

Тариф для организаций, занимающихся передачей тепловой энергии по тепловым сетям, регулируется законом о естественных монополиях и соответствующей методологией установления тарифов на тепловую энергию. Аналогично передаче и распределению электроэнергии тариф на тепловую энергию устанавливается в соответствии с методологией «затрат плюс» (экономически обоснованные затраты и разрешенная прибыль) и рассчитывается как соотношение затрат и прибыли к годовому объему тепловой энергии, которая должна быть поставлена потребителям. Аналогично тарифам на электрическую сеть тариф на электроэнергию не зависит от эффективности работы компаний, не разделяется на затраты на мощность и обслуживание сетей и не имеет стимулов, которые мотивировали бы сокращение расходов, повышение качества обслуживания и более эффективные инвестиции.

скоординированы с существующими механизмами рынка и политикой сектора. Комплексный подход должен применяться к общему планированию развития электроэнергетического сектора, рыночным механизмам, регулированию тарифов и использованию технологий (включая технологии со стороны спроса и сетей). В рамках этого изменения Казахстану рекомендуется ускорить реформу рынка тепловой энергии, а также внедрить стимулирующие тарифные методологии в сфере передачи, распределения и сбыта тепловой и электрической энергии, основанные на показателях эффективности работы таких компаний. *Учитывая все вышесказанное, рекомендуется разработать новую Концепцию развития*

### электроэнергетического сектора до 2035 года с взглядом до 2050 года.

#### 8.5.10.1.2 Внедрить структуры и механизмы с проверенным опытом работы на постсоветском пространстве

Реализация последовательного и прозрачного регулирования сектора и внедрение узнаваемых механизмов рынка электроэнергии и мощности, скорее всего, положительно скажутся на инвестиционной жизнеспособности казахстанского электроэнергетического рынка. В связи с этим Казахстану следует продолжить реализацию планов по запуску рынка мощности, балансирующего рынка и доработки рынка системных услуг.

Однако, для адаптации этих концепций казахстанскому контенту потребуется время. Это означает, что стоимость капитала (ввиду неопределенностей с их эффективностью в Казахстане и в силу разобщенности инициатив в рамках политики), вероятно, останется высокой. Россия, которая имеет много общего с Казахстаном, когда речь заходит об электроэнергетическом секторе и социальной политике, уже успешно адаптировала западные механизмы рынка, а также внедрила новое регулирование рынка тепловой энергии, и регулирование на основе оценки эффективности деятельности и качества услуг для сетевых и сбытовых компаний.

Мы рекомендуем учесть опыт России, сформированный при различных исторических, структурных и технологических формациях (формирование энергозон, энергосистем, энергообъединений, единой энергосистемы; в периоды моноукладной экономики, переходных и деградиционных процессов, реформ и смешанной собственности) и использовать наиболее жизнеспособные наработки, признанные в т.ч. международным профессиональным сообществом, применительно к реалиям Казахстана (технологическую основу, прозрачность и однозначность принципов ценообразования оптовых рынков электроэнергии мощности, рынка системных услуг, рынка тепловой энергии, с сохранением зон директивного регулирования, а также в области формирования сетевого и сбытового тарифов). Наша рекомендация, безусловно, не предполагает прямого копирования.

#### 8.5.10.2 Рекомендации по совершенствованию оптового рынка электроэнергии и мощности

В то время как Казахстан будет руководствоваться собственной политикой и обязательствами и

как следствие адаптировать механизмы рынка и соответствующие методологии в соответствии с ними, принятие во внимание подходов и опыта России, скорее всего, сэкономит время, затраты и облегчит интеграцию в пространство Евразийского экономического союза. В связи с вышесказанным и в целях большей гармонизации с Россией, мы рекомендуем Казахстану использовать опыт России, когда речь идет о следующих аспектах.

- Формирование и прозрачность ценообразования на оптовом рынке
- Доступ к рынку электроэнергии
- Порядок отбора мощностей
- Программа по выводу из эксплуатации неэффективной мощности
- Доступ к данным и информации

#### 8.5.10.2.1 Миссия по отмене предельных цен на электроэнергию

Административные ограничения цены искажают цену на электроэнергию и устраняют стимулы для точных сигналов как для загрузки мощностей так и инвестиций, в связи с чем мы рекомендуем их отмену.

Оптовые цены на электроэнергию должны стимулировать экономически эффективный переход на более чистые источники энергии и обеспечивать определенность для инвестиций в низкоуглеродную генерацию.

#### 8.5.10.2.2 Возобновляемое источники энергии: переход от механизма поддержки «вне рынка» к рынку, где ценовые сигналы стимулируют переход на более чистые источники энергии

По мере роста проникновения возобновляемых источников энергии в Казахстане ожидается, что ВИЭ окажут значительное влияние на оптовые цены на электроэнергию. Мы рекомендуем, Казахстану пересмотреть прямые схемы поддержки ВИЭ, и перейти к поддержке ВИЭ через рыночные механизмы (ВИЭ в любом случае выиграют от цены на электроэнергию, которая сложится на рынке при маргинальном ценообразовании).

Так переход от фиксированных тарифов на «фиксированную премию» позволит ВИЭ лучше интегрироваться в работу рынка (операторы ВИЭ получают премию к доходу от продажи электроэнергии на рынке). Переход на фиксированную премию также позволит контролировать выработку ВИЭ в период низкого спроса, так как они не будут мотивированы, как это происходит при фиксированном тарифе, продолжать свою выработку в период низкого спроса, если он совпадает с периодом их высокой выработки (так при формировании негативных

<sup>75</sup>Потребительский тариф рассчитывается путем умножения тарифа на тепловую энергию на стандартизованные затраты на отопление одного квадратного метра помещений, деленное на продолжительность отопительного сезона. В соответствии со строительными нормами энергопотребления и тепловой защиты гражданских зданий устанавливается 212 дней в году, умноженное на количество дней в месяце.

цен на рынке из-за переизбытка мощности ВИЭ не получают оплату премии).

При этом в дальнейшем, мы рекомендуем полностью уходить от административного установления фиксированных тарифов или премий ВИЭ к рыночному, через аукцион, проводимому по принципу снижения цены в каждом раунде (descending clock), в целях выбора наиболее конкурентной ценовой заявки.

Схема оплаты ВИЭ через традиционные электростанции искажает цену на электроэнергию, что препятствует формированию ценовых сигналов, отражающих стоимость производства электроэнергии и, как следствие, прозрачной конкуренции между электростанциями. В связи с этим, мы рекомендуем уход от этой схемы поддержки ВИЭ на участие ВИЭ в оптовом рынке и оплате потребителями напрямую через энергоснабжающие организации. При этом, в интересах поддержки энергоёмкой промышленности, ориентированной на экспорт, мы рекомендуем следовать международному опыту для этой группы потребителей и предусмотреть введение льгот по снижению оплаты ВИЭ, или освобождению их от оплаты ВИЭ. В условиях Казахстана, первый вариант является более приемлемым, с учетом нагрузки на других потребителей.

Мы рекомендуем оценивать эффективность поддержки ВИЭ не только с точки зрения достижения целевых показателей, но и изменения стоимости электроэнергии для конечных потребителей при сохранении надежности работы энергосистемы.

Такой подход к ВИЭ позволит открыть рынок электроэнергии и мощности для всех технологий (включая ВИЭ), а также участие в них не только производителей, но и ресурсов со стороны спроса (регулирование нагрузки потребителей и использование систем накопления и хранения энергии).

### 8.5.10.2.3 Централизованная продажа оптовой электрической энергии

В целях повышения прозрачности в отношении выбора состава генерирующего оборудования и ценообразования, мы рекомендуем Казахстану рассмотреть возможность обязательной продажи на оптовом рынке электроэнергии, произведенной электростанциями с установленной мощностью свыше 35 МВт, которые подключены к единой

энергетической системе (ЕЭС) Казахстана.<sup>76</sup> Промышленные потребители, владеющие электростанциями, могут быть освобождены от обязательной продажи электроэнергии на оптовом рынке при условии соблюдения всех следующих требований:

#### Группа 1

- Промышленные потребители, чье среднемесячное энергопотребление составляет более 75% от среднемесячного объема производства электростанции, которой они владеют, и к которой они подключены через собственную сеть.
- не более 40% потребностей в электроэнергии может быть поставлено с оптового рынка.
- объем производства электрической энергии в среднем в календарном месяце предыдущего года за час указанной электростанцией не превышает объем потребления электрической энергии объектами основного промышленного производства более чем на 35 МВт.<sup>77</sup>

#### Группа 2

- электрическая энергия вырабатывается с использованием в качестве основного топлива нефтяного (попутного) газа и (или) продуктов его переработки, доменного, коксового, конвертерного газов, масляных смесей, каменноугольной смолы, отходящего тепла технологического оборудования, являющихся побочными продуктами основного промышленного производства такого потребителя.
- Промышленные потребители, чье среднемесячное энергопотребление составляет более 75% от среднемесячного объема производства электростанции, которой они владеют, и к которой они подключены через собственную сеть.
- Такие электростанции представляют собой технологически единый процесс с основным промышленным производством, и без таких электростанций промышленное производство в долгосрочной перспективе либо невозможно, либо ограничено.
- Объем производства электрической энергии в среднем в календарном месяце предыдущего года за час электростанцией не превышает объем потребления электрической энергии объектами основного промышленного производства более чем на

35 МВт.

Системные электростанции, тепловые электростанции (только в отношении объема, производимого в режиме тепловой нагрузки [до принятия нового Закона о теплоснабжении и рынке тепловой энергии]), ВИЭ и гидроэнергетика будут иметь приоритет загрузки, за которым следуют все другие электростанции, в том числе тепловые установки в объеме, не связанном с производством тепловой энергии. Объем, электроэнергии, проданной по свободным двусторонним договорам, учитывается, но не формирует цену.

Все оптовые участники рынка электроэнергии могут выступать в качестве как покупателей, так и продавцов электроэнергии для выполнения своих обязательств по договорам купли-продажи электроэнергии наиболее экономически эффективным способом.

### 8.5.10.2.4 Оптовые цены на электроэнергию должны быть маргинальными и локальными

Мы рекомендуем, чтобы рынок «за день вперед» отражал предельные издержки производства электроэнергии на каждый час и местоположение объекта генерации (т. е. с ценообразованием по зонам, если только узловое ценообразование не будет более корректным).

Мы рекомендуем, маргинальное ценообразование на аукционе «за день вперед», что означает, что всем участникам рынка, прошедшим отбор, будет выплачена одна и та же цена за единицу МВтч в соответствующей энергоне. Приоритет отдается заявкам производителей с самым низким предложением цены и предложениям потребителей, готовых купить электроэнергию по самой высокой цене, за исключением заявок тепловых электростанций в Р-тип. и гидроэлектростанций, которые подают по ценоприниманию.<sup>78</sup> Наивысшая по цене заявка, которая удовлетворит спрос (которая, вероятно, будет подана ТЭЦ, и не относящаяся к работе в тепловом режиме), установит цену для всех электростанций энергозоны.

Мы не рекомендуем вводить минимальные цены на выбросы с целью включения их в цену электроэнергии традиционной генерации на твердом топливе (для недопуска к рынку «грязной» генерации). Это привело бы к искажению оптовой цены на электроэнергию при одновременном повышении потребительских цен. Вместо этого, углеродный фокус должен применяться к рынку мощности или выноситься за пределы рынка в специализированные механизмы торговли выбросами.

Новая структура будет предполагать большую

ответственность системного оператора и коммерческого оператора КОРЭМ, в том числе, принятие более сложных коммерческих, и технических решений.

Балансирование производства и потребления в режиме реального времени происходит на балансирующем рынке. Цена балансирующего рынка будет зависеть от того, произошли ли отклонения от суточного графика по инициативе покупателей и/или продавцов или по внешней инициативе [системного оператора]. Формирование цены на колебания по собственной инициативе предусматривает штрафование неточного планирования и вознаграждает точное выполнение команд системного оператора.

В течение переходного периода по снятию ценовых ограничений мы рекомендуем сохранить регулируемые договоры в отношении объемов потребления населением. Объемы таких договоров не могут превышать установленного процента от поставок электроэнергии производителями на оптовом рынке, и постепенно будут сокращаться.

### 8.5.10.2.5 ВИЭ предстоит внести свой вклад в рынок системных услуг

Мы рекомендуем предусмотреть взимание с ВИЭ платы за нарушение стабильности системы (рассчитанной на основе их «предсказуемой» выработки, с учетом данных метеопрогнозов). Таким образом, ВИЭ не только будут способствовать финансированию стабильности системы, но и будут заинтересованы в инвестировании в системы накопления и хранения энергии и оплате более точных метеопрогнозов. Этот подход также позволит минимизировать трансляцию системных издержек на потребителей, через счета за электроэнергию.

### 8.5.10.2.6 Переоценка концепции рынка мощности с целью решения триллемы электроэнергетического сектора

Мы рекомендуем, не только заново оценить назначение и дизайн механизма компенсации мощности (в виде предлагаемого рынка мощности) до его запуска (в его нынешнем виде), но также в качестве целей прописать решение триллемы электроэнергетики. Поскольку «рынок» мощности, вероятно, станет ключевым элементом экономической и коммерческой среды, в которых производители электроэнергии и потребители будут работать на десятилетия вперед, важно, чтобы они были разработаны правильно и запущены во время, когда они действительно необходимы, так как «реформа» рынка электроэнергии не устранила угрозу надежности электроснабжения.<sup>79</sup>

<sup>76</sup> Эта рекомендация основана на опыте России в соответствии с Федеральным Законом № 35» Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года (с изменениями от 28 декабря 2016 года) и «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности» Постановление Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 года (с изменениями от 07 июня 2017 года), все электростанции с установленной мощностью более 25 МВт продают электроэнергию и мощность на оптовом рынке.

<sup>77</sup> В соответствии с российскими Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности Постановление Правительства РФ № 1172 от 27 декабря 2010 года (с изменениями, внесенными 07 июня 2017 года) и при условии соблюдения всех положений статьи 33.

<sup>78</sup> До тех пор, пока не будет введено надлежащее регулирование рынка тепловой энергии, объем ТЕТ в отношении режима нагрева будет получать приоритет загрузки, но не будет устанавливать цену.

Казахстанский рынок мощности должен позволять всем видам мощности участвовать в рынке на равных условиях: не только электростанциям, работающим на ископаемом топливе, но и ВИЭ, технологиям управления спросом, накопления энергии. При этом мы рекомендуем, чтобы при отборе генерирующих мощностей учитывался стандарт по выбросам в качестве технического требования, чтобы обеспечить доступ на рынок более маневренной, чистой и надежной генерации.

- Стандарт по выбросам, вероятно, ограничит доступ определенного вида электростанций к механизмам компенсации (аукциону) мощности. Такие производители электроэнергии могут выбрать (i) отказаться от получения доходов за мощность и полагаться только на продажи электроэнергии, или (ii) начать вывод электростанций из эксплуатации. Последнее, однако, может быть невозможно сразу из-за их обязанности поставлять тепловую энергию. В этом случае регулятор и системный оператор могли бы использовать опыт России по предоставлению таким электростанциям статуса «вынужденной генерации» с возможностью получения оплаты мощности в течение только ограниченного периода в 2-3 года. Это позволило бы владельцу либо начать процесс вывода или полной модернизации электростанции (особенно, оснатив ее технологиями утилизации и контроля загрязнителей из дымовых газов). Однако оплата мощности таких «вынужденных» производителей на период действия их тарифов будет производиться только потребителями области, в которой находится данная электростанция.

Ценообразование на рынке мощности должен зеркально отражать принцип ценообразования на рынке электроэнергии. Другими словами, если цена на электроэнергию будет устанавливаться по энергозонам, тогда и цена мощности тоже должна быть зональной.

Чтобы достичь наименьшей стоимости мощности для потребителя электроэнергии, механизм аукциона должен быть организован таким образом, чтобы стоимость договоров на мощность снижалась с каждым раундом торгов. В дополнение, потребители выиграют, если им предстоит платить за фактически поставленную на рынок мощность, а не за всю отобранную мощность.

Промышленным потребителям, которые владеют электростанциями и традиционно покупают

электроэнергию и мощность непосредственно от них, должно быть разрешено подписывать договоры на покупку мощности. Однако, поскольку эти электростанции являются неотъемлемой частью энергетической системы Казахстана, такие покупатели будут обязаны купить 1 МВт мощности с рынка, таким образом разделяя затраты на поддержание и развитие энергосистемы.

Мы рекомендуем проводить аукционы за 4-5 лет вперед, в соответствии с длительным инвестиционным циклом электроэнергетического сектора.

Изменение поддержки ВИЭ будет означать, что мощность возобновляемых источников будет включаться в прогноз мощности, необходимой для удовлетворения пикового спроса (в рамках их «надежной» выработки). В свое время мощность тепловой генерации, за счет которой должен бы быть удовлетворен прогнозируемый пиковый спрос, не будет уменьшена из-за влияния ВИЭ. Другими словами, все объемы предложения и спроса будут в явном виде включены и оценены (без уменьшения пиковой нагрузки, предназначенной для покрытия тепловыми электростанциями).

#### 8.5.10.3 Переход к стимулирующему регулированию в отношении передачи и распределения электрической и тепловой энергии

Мы рекомендуем заменить методологию затраты-плюс для организаций по передаче и распределению электроэнергии и тепла на методологию, которая бы позволила бы таким организациям получить прибыль на совершенные инвестиции в обмен на повышения эффективности работы и качества обслуживания. Если организация более эффективна, чем предполагалось регулятором при оценке ее дохода и согласования затрат, то есть она потратит меньше средств на операционную деятельность, чем разрешенный доход, но при этом выполняет обязательства по показателям эффективности и надежности электроснабжения, такая организация сохраняет полученную экономию средства до конца периода контроля цен, тем самым стимулируя компанию к большей эффективности.<sup>80</sup>

Мы предлагаем перейти к концепции «общих расходов (totex)» (построенной на принципе оценки полных экономических последствий принятия решения о расходовании средств без дифференциации источников расходов на

определенные и капитальные), что позволит сбалансированно относиться к расходам, не отдавая предпочтения капитальным расходам (когда инвестиционные решения часто принимаются в сторону строительства новых объектов, нежели ремонта и поддержания старых). Этот подход позволит оценивать и вознаграждать организации в соответствии с их показателями деятельности и пользе сектору, нежели по свершенным инвестициям, которые могут быть необходимы или нет. Это означает, что разрешенный доход организаций по передаче и распределению электроэнергии будет основан регулятором на прогнозе «totex», который должен определяться будущими потребностями распределительного бизнеса, а не формулой амортизационных отчислений, как это практикуется в настоящее время (так как амортизационные отчисления являются основным источником инвестиции в настоящее время).

Мы рекомендуем установить прямую зависимость между допустимыми доходами и качеством обслуживания для создания дополнительных стимулов повышения эффективности, в отношении количества и продолжительности перерывов электроснабжения и выполнения стандартов деятельности. А также установить прямую зависимость между разрешенными доходами и эффективностью инвестиций, и инновациями (новые технологии и операционная практика) для поддержания инвестиционных расходов под контролем и обеспечения дальнейшего улучшения сети.

Более продолжительные периоды контроля цен (от 4 до 8 лет) позволяют компаниям планировать инвестиции с некоторой (но не полной) уверенностью в отношении будущих доходов: что представляет собой огромное преимущество по сравнению с методологией «затраты-плюс», учитывая капиталоемкий характер распределительного сектора и длительность инвестиционных циклов.

Мы рекомендуем пересмотреть структуру тарифов и перейти к двухуровневому тарифу, который позволит получить оплату затрат (i) на поддержание сети и (ii) предоставление услуг по передаче. Такой подход будет более гибким для приспособления к будущим изменениям, а не станет препятствием для новых технологий и инновационных рыночных решений.

Важно, чтобы КРЕМИЗК предусмотрел, что риски сетевых организаций ограничиваются факторами, находящимися под их контролем, а такие аспекты, как налоги, инфляция и изменение процентных

ставок финансирования задолженности, перекладываются на потребителей электроэнергии через ежегодный пересмотр допустимого дохода, а не покрываются сетевыми организациями. Такой подход поможет снизить стоимость капитала и будет способствовать привлечению инвесторов на долгосрочный период благодаря стабильными доходами от дивидендов и низким рискам, связанным с регулированием сегмента.

#### Новые подключения и распределенная генерация

Мы рекомендуем, чтобы тариф на новые подключения соответствовал политике правительства, направленной на поощрение определенных технологий генерации или спроса. Если правительство намерено поощрять распределенную генерацию, то подключение до ближайшей подстанции является наиболее подходящим. Это уменьшает стоимость подключений для всех других пользователей. Однако подключения особого характера, особенно промышленных потребителей, могут быть очень специфичными и затратными. В таких случаях, потребуются вынести расходы на подключение таких потребителей за рамки регулируемой базы. Таким образом, такие подключения необходимо рассматривать как «исключенную услугу» (как в Великобритании, например), причем затраты на подключение рассчитываются индивидуально. В некоторых случаях потребитель может внести оплату за все или часть издержек самого подключения. В этих случаях такие активы исключаются из регулируемой базы активов сетевой компании, и потребитель взимается только за соответствующие расходы по передаче и обслуживанию сети.

Некоторые виды генерации могут потребовать дополнительные затраты на укрепление сети, а также потенциально устранить необходимость в таком усилении, в зависимости от характера генерации и баланса спроса и предложения в сети. IHS Markit рекомендует РЭКам и более мелким сетевым компаниям раскрывать информацию о возможностях сетей по подключению новых источников энергии для содействия развитию солнечной и ветряной генерации, особенно в свете перехода Казахстана к «зеленой» экономике.

#### 8.5.10.4 Институциональные изменения

##### 8.5.10.4.1 Изменение функций системного оператора в результате эволюции рынка в долгосрочной перспективе может потребовать разработки механизмов,

<sup>79</sup> Выбор правильного механизма компенсации мощности необходимо обосновать по результатам моделирования (i) рентабельности электроэнергетических (электростанций) активов (влияния доходов от продажи электроэнергии, вспомогательных услуг, рынка мощности как единого интерактивного процесса) и (ii) влияния различных механизмов на цены на электроэнергию, доходы электростанций, выходы из эксплуатации, межграничные перетоки электроэнергии (с Россией и Центральной Азией).

<sup>80</sup> Допустимый доход = затраты + амортизация + возврат на инвестированный капитал [реальная норма прибыли x регулируемая база активов] + налоги + показатели эффективности. База регулируемых активов = существующая база (только активы, задействованные в предоставлении услуг) - амортизация - капвложения (так как капвложения не участвуют в предоставлении услуг)

### обеспечивающих усиление роли системного оператора ЕЭС Казахстана.

По мере того как система, технологии и рынок электроэнергии в Казахстане будут развиваться, будет изменяться и управление энергосистемой. Трансформация мировых рынков электроэнергии в силу появления новых технологий и нового экологического регулирования электроэнергетики (приведшего к растущей доле производства на ВИЭ) сделали задачу балансирования энергосистем значительно более сложной.

В условиях усложнения внутренних взаимодействий, становится необходимым более системный взгляд на энергосистему как на единый технологический комплекс, а не как на сумму генерации, сетей и потребителей. Дополнительно, традиционный взгляд на энергосистему двух уровней (передачи и распределения электроэнергии) меняется в силу все большей необходимости балансирования энергосистем на уровне распределительных сетей в силу использования накопителей энергии, управления спросом потребителей, участия потребителей в продаже излишков в систему, распределенной генерации. Это означает, что при содействии оперативно-диспетчерских служб на распределительном уровне системный оператор будет вовлечен в управление режимами работы энергосистемы на всех уровнях. На фоне этих изменений в задачи системного оператора будет входить:

- Управление надежной, устойчивой и экономически эффективной электроэнергетической системой в интересах всей системы. Ожидается, что при надлежщем запуске балансирующего рынка системному оператору предстоит думать о том, как он сможет повысить эффективность балансирования и как его действия в краткосрочной и долгосрочной перспективе (аукционах мощности и тендерах) могут повлиять на конечную стоимость электроэнергии для конечного потребителя.
- Способствовать продвижению конкуренции и эффективности во всех аспектах энергосистемы и способствовать внесению изменений в регулирование для поддержки инноваций и конкуренции в будущем.
- Содействовать инновациям, маневренности и применению интеллектуальных решений как стороны технологий управления спросом, так и сетей. Новые технологии могут предоставить ряд инновационных решений для существующих

системных проблем. Важно, чтобы такие решения были эффективными и принятие решений было беспристрастным.

Учитывая увеличение роли системного оператора в принятии решений, которые могут оказать влияние на цену электроэнергии, в том числе при долгосрочном планировании развития электроэнергетической системы Казахстана (с учетом всех имеющихся технологий), рекомендуется начинать проработку механизмов по усилению прозрачности функций, системного оператора для исключения риска возникновения конфликта интересов между участниками рынка.

С учетом вышесказанного, мы рекомендуем системному оператору определить среднесрочные и долгосрочные задачи в рамках оперативно-диспетчерского управления и эксплуатации сетей, и предусмотреть разработку механизмов по усилению отдельных функций, ответственности и отчетности системного оператора при разработке своей долгосрочной стратегии.

С изменением функций и зоны ответственности системного оператора, более остро будет стоять вопрос о необходимости оценки эффективности системного оператора с точки зрения эффективного администрирования энергосистемы и максимальной обоснованности и прозрачности принятых решений (в том числе по долгосрочному планированию).

Поэтому, мы рекомендуем рассмотреть возможность применения передового международного опыта повышения эффективности работы системного оператора путем включения финансовых стимулов в отношении следующих видов деятельности:

- Прогнозирования спроса
  - Прогнозирования производства ветровой генерации
  - Балансирование спроса и предложения
  - Расходы на передачу / балансирование
  - Расходы на привлечение вспомогательных услуг
- Помимо этого, проработать нефинансовые стимулы для следующих видов деятельности:
- Разработку долгосрочного прогноза развития Единой электроэнергетической системы Казахстана с применением различных технологий обеспечения системной надежности по мере их появления с регулярным обновлением
  - Обязательную публичную отчетность о коммерческой и физической сторонах работы единой электроэнергетической системы

Казахстана на регулярной основе.

#### 8.5.10.4.2 Создание независимого КРЕМиЗК

Поистине, независимый и хорошо финансируемый регулятор необходим для проведения эффективной политики установления тарифов, особенно для естественных монополий, таких как распределение электроэнергии и тепла и их продажа.<sup>81</sup> У КРЕМиЗК должен быть бюджет, который позволяет:

- Расходовать значительные ресурсы для улучшения и совершенствования навыков и возможностей существующего технического персонала.
- Собирать, обрабатывать и применять информацию о расходах компаний и разрабатывать алгоритмы для планирования эффективных затрат и инвестиций.

Мы предлагаем ввести лицензионный сбор в пользу КРЕМиЗК, с участников электроэнергетического сектора (кроме розничных потребителей), который обеспечит финансирование КРЕМиЗК и расширит его возможности по привлечению независимых экспертных компаний. В то же время мы предлагаем, чтобы КРЕМиЗК подвергался жесткому регулированию собственных расходов.

#### 8.5.10.4.3 Укрепление Совета рынка (Совет Рынка) и перенос его обязанностей

Несмотря на то, что Казахстан сделал первые шаги в создании Совета рынка электроэнергии, он стал лишь одной из многих платформ для обсуждения вопросов электроэнергетического сектора. Однако в электроэнергетическом секторе отсутствует сильная организация, обладающая юридическими правами по представлению интересов участников рынка (в частности, оптовых производителей и потребителей). Изменения, предложенные для торговли на рынке электроэнергии Казахстана, а также успешная работа Совета рынка в России, предполагают, что наиболее логичным субъектом, который возьмет на себя функции Совета рынка, является КОРЭМ.

#### 8.5.10.5 Рассмотрение вопросов раскрытия информации и прозрачности

Хотя раскрытие информации и открытые консультации по дальнейшему развитию сектора между участниками рынка являются

общепринятой практикой на развитых рынках, раскрытие и обмен информацией и данными по всем аспектам работы электроэнергетического рынка и функционирования ЕЭС Казахстане не рассматриваются в качестве основных/приоритетных обязанностей Министерства и КЕГ-ОС, и во многих случаях может рассматриваться как правонарушение. За исключением Министерства энергетики и КЕГОС, подробные достоверные данные о работе сектора и рынка электроэнергии и мощности и аналитические данные не являются общедоступными.

Мы рекомендуем лучше, более регулярно и полнее раскрывать информацию и данные в общедоступных источниках, таких как сайт Комитета по статистике, сайт системного оператора, сайт Совета Рынка, сайт Министерства энергетики, и обязанность раскрытия информации должна быть прописана в Законе об электроэнергетике. Статистические данные должны подкрепляться ежемесячной, ежеквартальной и ежегодной публичной отчетностью включая коммерческие и физические параметры работы энергосистемы со стороны системного оператора, КОРЕМ и Совета рынка в части электроэнергии и КРЕМиЗК в части аспектов работы рынка тепловой энергии.

<sup>81</sup> Совершенно независимый и должным образом обеспеченный ресурсами регулятор имеет столь же важное значение для успеха стимулирующего регулирования, как и разработка самих методологий. Это означает, что регулятор в состоянии самостоятельно оценить подлинные эффективные факторы, влияющие на предоставление услуг и затраты по передаче, распределению, и сбыту электрической и тепловой энергии (вместо утверждения или отказа в утверждении списка постоянных и переменных издержек составленных в соответствии с методологией ведения бухгалтерского учета, когда некоторые затраты напрямую не связаны с фактическим предоставлением услуг). Он должен иметь эффективные механизмы для стандартизованного и прозрачного сопоставления эффективности работы компаний на основе высококачественного раскрытия и сбора данных.



## 9. ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦЕЛИ ПЕРЕХОДА К ЗЕЛЕННОЙ ЭКОНОМИКЕ

9.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

9.2. ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, УГЛЕРОДОЕМКОСТЬ И ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА – НОВЫЕ ДАННЫЕ

9.3. ПУТИ К ПАРИЖСКИМ ЦЕЛЯМ: СТРАТЕГИИ РЕАЛИЗАЦИИ КАЗАХСТАНОМ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ К 2030 Г.

9.4. НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ПГ

# 9. ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦЕЛИ ПЕРЕХОДА К ЗЕЛЕННОЙ ЭКОНОМИКЕ

## 9.1. КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- Казахстан входит в число стран мира с самым высоким уровнем углеродоемкости ВВП (1,44 кг выбросов CO<sub>2</sub> на доллар США ВВП [в долларах 2010 г.]), что вполне ожидаемо, учитывая сильную сырьевую направленность экономики страны.<sup>1</sup>
- Принятый в соответствии с Парижским соглашением по климату (заключенным в конце 2015 г.) предварительно определенный национальный вклад (INDC) для Казахстана предполагает сокращение к 2030 г. выбросов парниковых газов в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 г. в качестве безусловного целевого показателя и на 25% от уровня 1990 г. в качестве условного целевого показателя. Для достижения безусловного показателя INDC к 2030 г. Казахстану необходимо снизить выбросы ПГ на 53,4 млн. т до уровня 302,8 млн. т CO<sub>2</sub> в эквиваленте.
- В Казахстане – впервые для азиатского региона – в 2013 г. была введена система регулирования выбросов парниковых газов (только для CO<sub>2</sub>), построенная по аналогии с Европейской системой регулирования выбросов ПГ и торговли квотами. Работа рынка торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub> продолжалась в течение двух лет (2014-2015 гг.), но была временно прекращена (с приостановкой действия ограничений на выбросы парниковых газов) – до введения в действие

новой пересмотренной системы, которое намечено на 2018 г. Однако, учитывая сохраняющуюся неясность в области регулирования и наличие очевидно нерешенных вопросов, связанных с новыми правилами торговой системы, при очень сжатых сроках реализации, маловероятно, что повторный запуск системы торговли квотами на выбросы даст желаемый эффект без изменения принципов формирования спроса и предложения на углеродном рынке.

- Поскольку целых 4/5 от общего объема выбросов парниковых газов приходится на электроэнергетику (главным образом, на угольные электростанции), в ближайшей перспективе лидерам страны следует акцентировать внимание на мерах, направленных на сокращение выбросов, исходя из имеющегося состава генерирующих мощностей. В целях стимулирования роста энергоэффективности и экологической безопасности генерации, при возобновлении работы внутреннего рынка торговли квотами на выбросы в 2018 г. Республике Казахстан необходимо учитывать, как собственный опыт, так и опыт ЕС.

- Благодаря повышению энергоэффективности в период с 2000 г. по 2015 г., Казахстан добился существенного прогресса в сокращении выбросов парниковых газов в расчете

на душу населения и на единицу ВВП, несмотря на ощутимый экономический рост. Прогнозы IHS Markit в отношении выбросов парниковых газов от ТЭК в Казахстане предполагают резкое сокращение выбросов на единицу ВВП (примерно до половины от нынешнего уровня к 2040 г.) при условии дальнейшего роста энергоэффективности и постепенного перехода в электроэнергетике на природный газ, возобновляемые источники и (в более долгосрочной перспективе) на атомные мощности.

- Казахстан способен реализовать около половины безусловного целевого показателя выбросов парниковых газов, согласно Парижскому соглашению (сократив их почти на 8%), без

изменения в подходах к ведению деятельности, что означает следование уже существующей или запланированной к реализации политики. При этом мы также рассматриваем альтернативный сценарий, при котором Казахстан сможет не только в полном объеме достичь сокращения выбросов на 15% согласно Парижскому соглашению, но и пройти половину пути к реализации условного целевого показателя (составляющего 25%), благодаря гораздо более существенному повышению совокупной энергоэффективности, более заметному сокращению потребления угля и более быстрому расширению мощностей ветровой и солнечной энергетики.

## 9.2. ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, УГЛЕРОДОЕМКОСТЬ И ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА – НОВЫЕ ДАННЫЕ

В настоящем разделе мы рассматриваем виды экологического воздействия, связанные с добычей, переработкой и потреблением энергоресурсов, которые имеют непосредственное отношение к выбросам парниковых газов. Здесь не приводится анализ других видов воздействия на окружающую среду в результате добычи и использования энергоресурсов, таких как загрязнение нефтешламом, радиоактивное заражение (связанное с добычей нефти, а также

добычей и переработкой урана), обращение с золошлаковыми отходами на угольных электростанциях, а также загрязнение воздуха и воды на объектах добычи и переработки полезных ископаемых, не связанное с выбросами парниковых газов. Данные вопросы рассматривались в Главе 13 (Раздел 13.2) Национального энергетического доклада за 2015 год.

### 9.2.1. Глобальное изменение климата

Основанием проводимой в мире политики по ограничению выбросов парниковых газов (ПГ) является доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) 1990 года, подтвердивший реальность угрозы глобального изменения климата в результате антропогенного воздействия. Под глобальным потеплением в докладе понимается рост среднегодовой температуры атмосферы до 3°C к 2100 г. (от уровня 1990 г.) и связанные с ним последствия. По мнению экспертов МГЭИК, основным фактором, приводящим к росту среднегодовой температуры воздуха, является увеличение концентрации в атмосфере парниковых газов (в основном, углекислого газа) в результате активного использования человечеством ископаемых энергоресурсов. В последние 50 лет наблюдается беспрецедентный за последние 200 000 лет рост концентрации углекислого газа. В 2016 году концентрация CO<sub>2</sub> в атмосфере Земли превышала уровень 400 ppm (долей на миллион) или 0,0392%.<sup>2</sup> Однако, формирование теплого климата на

нашей планете является следствием парникового эффекта, суть которого заключается в удержании части теплового излучения Земли из-за дифференциальной проницаемости части газов атмосферы для коротковолнового и длинноволнового излучения. 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, но парниковый эффект приводит к её увеличению на 30°C, из которых 20,6°C (или около 70%) объясняется наличием в воздухе водяного пара, а 7,2°C (или 24%) – углекислого газа. Таким образом, парниковые газы играют существенную роль в формировании климата планеты.

На протяжении всей истории человечества климат Земли претерпевал постоянные изменения: эпохи похолодания сменялись более теплыми периодами и наоборот. Согласно данным исследований, средняя температура атмосферы 10 000 лет назад была выше

<sup>1</sup>Далее по тексту под долларом понимается доллар США.

<sup>2</sup>В доиндустриальный период концентрация CO<sub>2</sub> составляла порядка 280 ppm.

текущего значения на 2-2,5оС (атлантический климатический оптимум), а в VIII-XII веках – на градус выше текущего значения (средневековый климатический оптимум).

Существующие в настоящее время физические модели долгосрочного прогнозирования климата не могут учитывать всего многообразия прямых и обратных эффектов, связанных с увеличением концентрации парниковых газов, ввиду чего

достоверность долгосрочных климатических прогнозов остается весьма низкой. Тем не менее, в настоящее время теория влияния концентрации углекислого газа на изменение климата на международном уровне принята в качестве основной (климатический консенсус), и большинство стран проводят экологическую и энергетическую политику, направленную на ограничение выбросов парниковых газов.

### 9.2.2. Выбросы парниковых газов в Казахстане

Согласно данным АО «Жасыл Даму» выбросы ПГ в Казахстане в 1990-е годы резко падали (с 356,2 млн. т в 1990 г. до 161,9 млн. т в 2000 г.) (см. Рис. 9.1). Снижение объемов выбросов в этот период, было главным образом связано со спадом в экономике страны. Впоследствии, выбросы ПГ начали увеличиваться наряду с экономическим ростом 2000-х годов, достигнув уровня около 290,7 млн. т в 2010 г. и выйдя на пиковый показатель 319,8 млн. т в 2014 г., но в 2015 г. снизились до 310,2 млн. т. Неудивительно, что самая большая доля выбросов ПГ приходится на ТЭК – в 2015 г. она составила 79% (пиковый показатель – 88% – был зарегистрирован в 2010 г.). Второе место по объему выбросов ПГ занимает сельское хозяйство – 29,1 млн. т или 9% выбросов в 2015 г. В то же время, на долю горнодобывающего сектора в 2015 г. пришлось 17,6 млн. т или 6% от общего объема выбросов. ТЭК является крупнейшим источником выбросов

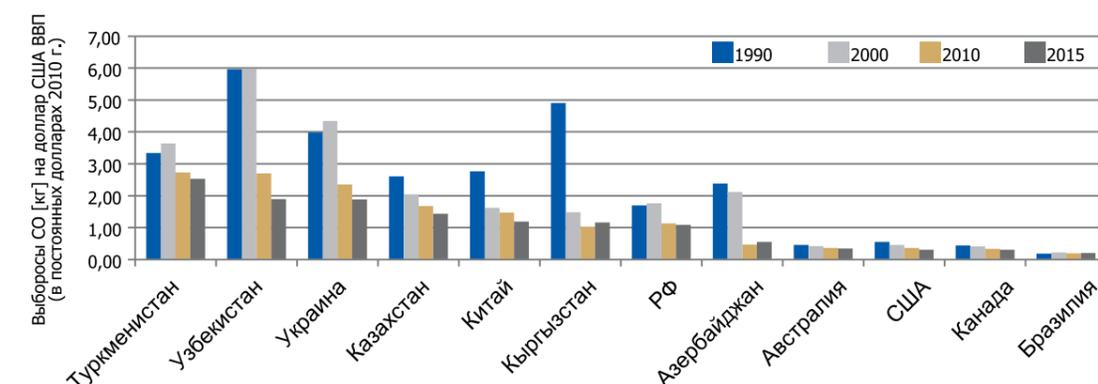
углекислого газа, а в сельском хозяйстве выбросы в основном представлены метаном и окислами азота (см. Рис. 9.1).

Выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>), который является самым распространенным из парниковых газов после водяного пара, используются для расчета углеродоемкости – широко используемого международного показателя «экологичности» экономики страны. Согласно самым последним сведениям по углеродоемкости ВВП Базы данных Европейской комиссии о выбросах для исследования мировой атмосферы (EDGAR), в 2015 г. Казахстан (наряду с тремя другими республиками Центральной Азии – Кыргызстаном, Узбекистаном и Туркменистаном) вошел в число 10 стран мира с самым высоким уровнем данного показателя (см. текстовую вставку: «Углеродоемкость экономики как мера выбросов CO<sub>2</sub> на доллар ВВП»). Его величина выбросов составила 1,44 кг CO<sub>2</sub> на доллар ВВП (в ценах

2010 г.). Для сравнения, приведем аналогичные показатели других крупных добывающих стран: Россия – 1,09 кг, Канада – 0,31 кг, Австралия – 0,34 кг и Китай – 1,19 кг (см. Рис. 9.2). При этом необходимо учитывать, что, как и в случае с энергоемкостью, выбросы CO<sub>2</sub> в каждой отдельно взятой стране в существенной мере зависят от структуры ее экономики. Порядка 55% потребления первичных энергоресурсов в Казахстане приходится на уголь, и ожидается, что его потребление в абсолютном выражении будет сохраняться примерно на том же уровне где-то до 2025 года. Это достаточно высокий показатель по сравнению со среднемировым значением (29% в пересчете на млн. т н.э. в 2015

г.), что опять-таки является следствием сырьевой направленности экономики Казахстана, где на единицу ВВП потребляется большое количество энергии. Данное обстоятельство является очень важным с точки зрения выбросов CO<sub>2</sub> в стране: при полном сжигании природного газа в атмосферу выбрасывается в 1,8 раза меньше углекислого газа, а при полном сжигании мазута – в 1,4 раза меньше углекислого газа, чем при полном сжигании такого же объема угля (лигнита) в энергетическом эквиваленте (см. Руководящие принципы МГЭИК 2006 г.).

Рис. 9.2. Снижение уровня углеродоемкости в отдельных странах мира

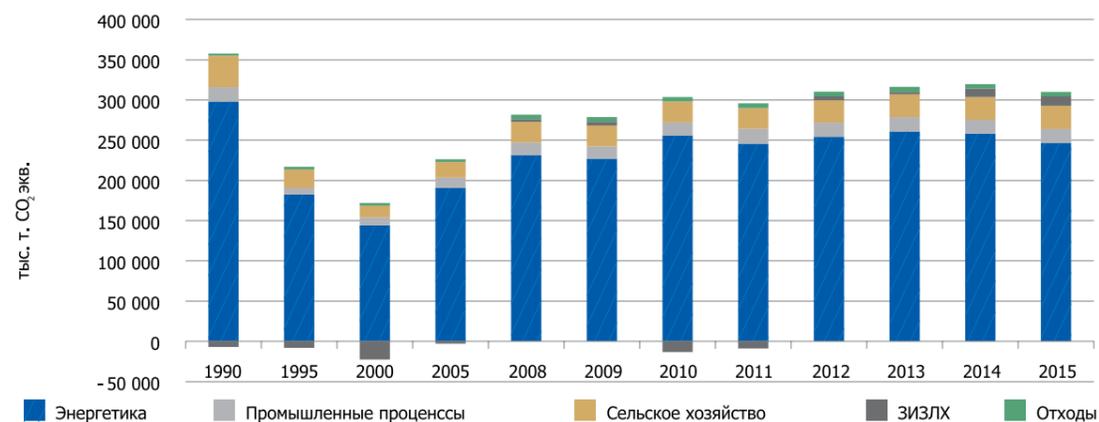


Примечание: Выбросы CO<sub>2</sub> в мире от использования ископаемых видов топлива и производства цемента

Источник: База данных о выбросах для исследования мировой атмосферы (EDGAR) Европейской комиссии, Всемирный банк, IHS Markit

© 2017 IHS Markit

Рис. 9.1. Выбросы парниковых газов в Казахстане с разбивкой по отраслям



Примечание: ЗИЗЛХ - землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство.

Источник: АО «Жасыл даму»

© 2017 IHS Markit

### Углеродоемкость экономики как мера выбросов CO<sub>2</sub> на доллар ВВП

59% общемирового объема выбросов CO<sub>2</sub> приходится первую пятерку стран с самым высоким уровнем этого показателя – Китай, США, Индию, Россию и Японию (по имеющимся оценкам, в 2015 г. он составил 36,1 млрд. т).<sup>3</sup> Основной вклад в его рост с течением времени вносил Китай, доля которого увеличилась с 14% (3,6 млрд. т) в 2000 г. до 30% (10,6 млрд. т) в 2015 г. В то же самое время, США добились прогресса в сокращении своей доли выбросов с 23% (5,9 млрд. т – показатель, при котором США занимали первое место в мире по уровню

выбросов) в 2000 г. до 14% (5,2 млрд. т) в 2015 г. Соотношение объема выбросов CO<sub>2</sub> и ВВП той или иной страны позволяет оценить углеродоемкость ее экономики. Казахстан, наряду с тремя другими республиками Центральной Азии (Туркменистаном, Узбекистаном и Кыргызстаном), входит в десятку стран с самым высоким уровнем выбросов CO<sub>2</sub> на доллар ВВП. Например, в 2015 г. объем выбросов CO<sub>2</sub> в Казахстане достиг показателя 268 млн. т, и, на основании его отношения к ВВП того же года,

<sup>3</sup>Всемирный банк ограничивает измерение выбросов объемами от сжигания ископаемых видов топлива и производства цемента.

углеродоемкость составила 1,44 кг на доллар ВВП.<sup>4</sup> Если говорить о развивающихся странах, то в Туркменистане углеродоемкость составила 2,53 кг, в Китае – 1,19 кг, в России – 1,09 кг и в Индии – 1,07 кг CO<sub>2</sub> на доллар ВВП. Для сравнения, аналогичные показатели в развитых странах были следующими: США и Канада – по 0,31 кг, Австралия – 0,34 кг, Япония и Германия – по 0,21 кг, Великобритания – 0,15 кг и Норвегия – 0,09 кг на доллар ВВП.

В период с 2013 г. по 2015 г. углеродоемкость экономики Казахстана снизилась на 0,08 кг и составила 1,44 кг, что представляло собой четвертый годовой спад подряд, начиная с 2011 г. Высокая углеродоемкость экономики той или иной страны объясняется самыми разнообразными факторами (или их сочетанием). Во-первых, она зависит

от структуры экономики – экономика с более высокой долей энергоемких отраслей будет более углеродоемкой. Во-вторых, использование менее энергоэффективных технологий или более высокая доля «загрязняющих» видов топлива в энергетическом балансе (например, угля) также будет приводить к повышению углеродоемкости в стране. Например, в 2014 г. 57% выбросов CO<sub>2</sub> в Казахстане было связано с потреблением твердых видов топлива, что является следствием высокой доли угля в балансе энергоресурсов страны. Для сравнения, 50% выбросов CO<sub>2</sub> в России связаны с потреблением газового топлива, что отражает высокую долю газа в топливном балансе России.

Поскольку примерно 2/3 всей установленной мощности в Казахстане работает на угле, в ближайшие 20 лет будет сложно существенно изменить структуру добычи и потребления энергоресурсов. И даже несмотря на рост использования природного газа в электроэнергетике, на долю угля, по меньшей мере, будет приходиться более половины (около 58%) объема выработки электроэнергии в период до 2040 г.

В то же самое время, при вводе в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, Казахстан будет придерживаться курса на повышение экологичности отрасли, отдавая приоритет энергоэффективной угольной генерации (переход на котлы с ультравысокими параметрами пара), – природному газу и отчасти ВИЭ. Тем не менее, возможности внесения радикальных изменений в структуру потребляемых в Казахстане энергоресурсов в целях значительного сокращения выбросов

углекислого газа весьма ограничены, поскольку обновление существующей энергетической инфраструктуры – довольно медленный процесс, и, помимо прочего, из-за низкой стоимости добываемого угля ему чаще всего отдадут предпочтение при выборе топлива для производства электроэнергии. В отдаленной перспективе дополнительный эффект снижения выбросов парниковых газов даст строительство АЭС (1 200 МВт). Однако в настоящее время, представляется более целесообразным в ближайшей перспективе акцентировать внимание на других эффективных мерах сокращения выбросов, исходя из сложившегося топливного баланса. Они изложены в следующем крупном разделе этой главы (см. Раздел 9.3 ниже), где рассматривается ряд путей, которым Казахстан может следовать для достижения целевого уровня сокращения выбросов, предусмотренного его обязательствами согласно Парижскому соглашению по климату, принятому в 2015 г.

### 9.2.3. Политика в области изменения климата: Парижское соглашение 2015 г. (РКИК ООН) – новые данные

Рамочная конвенция по изменению климата Организации Объединённых Наций (РКИК ООН), принятая в 1992 г., стала основой для дальнейших действий международного сообщества в области борьбы с изменением климата. В 1997 г. Киотским протоколом были определены обязательные для соблюдения развитыми странами (подписавшими вышеуказанный документ) условия по сокращению

выбросов парниковых газов, предполагающие выход на конкретные целевые показатели, с целью ограничить увеличение средней мировой температуры уровнем, не более чем на 2°C выше по сравнению с доиндустриальным периодом. Однако несмотря на то, что Киотский протокол подписали 83 страны, прогресс скоординированных действий мирового сообщества, направленных на

сокращение выбросов, впоследствии затормозился, поскольку документ не был ратифицирован ни страной с наибольшим на тот момент объемом выбросов CO<sub>2</sub> (США), ни сегодняшним лидером по данному показателю (Китай).

Тем не менее, 12 ноября 2014 г. США и Китай подписали соглашение об объединении усилий по сокращению выбросов путем более строгого и качественного соблюдения уже действующих в обеих странах экологических норм и правил. Это обозначило новую повестку дня по вопросам борьбы с изменением климата на 21-й Конференции РКИК ООН, состоявшейся в Париже в ноябре 2015 г. Отличительной чертой конференции в Париже, стала замена обязательных показателей сокращения выбросов менее жесткими и более реальными задачами. Если говорить конкретнее, то каждая из 195 стран, подписавших соглашение, установила собственные целевые показатели сокращения выбросов, известные как предварительно определенные национальные вклады (INDC). Окончательная версия соглашения была принята единогласно 12 декабря 2015 г., а процесс ратификации (официального подписания каждой из стран-участниц) начался 22 апреля 2016 г. К октябрю 2016 г. было представлено достаточное количество подписей (94 страны, на долю которых приходится 2/3 общемирового объема выбросов углекислого газа) для вступления в силу документа, получившего название «Парижское соглашение» (4 ноября 2016 г.). INDC Казахстана предусматривает сокращение к 2030 г. выбросов парниковых газов в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 г. в качестве безусловного целевого показателя и на 25% в качестве условного целевого показателя.<sup>5</sup> Вскоре после Конференции по климату в Париже были заключены два близких по тематике соглашения в отношении конкретных видов деятельности, приводящих к выбросам парниковых газов (ПГ), которые не были охвачены общим соглашением. Первое из них, относящееся к сфере международных пассажирских авиаперевозок (на которые приходится порядка 2% от общемирового объема выбросов ПГ), было принято 6 октября 2016 г. на совещании Международной организации гражданской авиации (ИКАО) более чем 190 странами. Соглашение должно вступить в силу в 2021 г. Его условия требуют от авиакомпаний принятия серьезных мер по повышению эффективности

потребления топлива на международных рейсах. Хотя Казахстан является членом ИКАО, он не входит в число добровольных участников пилотного и первого этапов реализации Механизма рыночных мер (МВМ) в соответствии с соглашением (2021-2026 гг.), также известного как «Система компенсации и сокращения выбросов углерода для международной гражданской авиации» (CORSIA). По всей видимости, это объясняется тем, что в рамках системы CORSIA Казахстан относится к категории развивающихся стран, не имеющих выхода к морю, и в этой связи освобождается от участия в вышеуказанных этапах, но в дальнейшем может добровольно присоединиться к программе на втором этапе (2027-2035 гг.)

Почти сразу вслед за этим, 15 октября 2016 г., представители более чем 170 стран договорились об ограничении объемов выбросов, связанных с использованием химических хладагентов, известных как гидрофторуглероды (ГФУ), которые применяются в кондиционерах и холодильниках. Хотя на долю ГФУ приходится лишь небольшой процент концентрации парниковых газов в атмосфере, их способность улавливать тепло в разы выше, чем у углекислого газа и даже метана. В соответствии с так называемой Кигальской поправкой (принятой в столице Руанды) более благополучные страны начнут сокращать производство и потребление ГФУ раньше (начиная с 2019 г.), чем менее благополучные (2024 г. или 2028 г. для стран с жарким климатом). Поправка предусматривает четко обозначенные и обязательные к соблюдению целевые показатели, сроки реализации и торговые санкции за несоблюдение условий. В соответствии с Кигальской поправкой, Казахстан (наряду с Россией, Таджикистаном, Беларусью и Узбекистаном) начнет сокращать потребление ГФУ на 5% (от среднего уровня потребления в 2011-2013 гг.) к 2020 г. и на 35% к 2035 г.

Несмотря на международный прогресс в данном отношении в 2016 г., серьезным отскоком назад стал объявленный 1 июня 2017 г. президентом США Дональдом Трампом выход США из Парижского соглашения. Процесс одностороннего выхода США из соглашения, которое уже имеет статус международного закона, займет, как минимум, более трех лет.<sup>6</sup> При этом Вашингтон заявил об отказе в промежуточный период от соблюдения

<sup>5</sup>Условный целевой показатель зависит от получения Казахстаном дополнительных международных инвестиций и финансирования в целях борьбы с изменением климата (средств «зеленого климатического фонда»), а также низкоуглеродных технологий и определенной степени гибкости с учетом того, что он является страной с переходной экономикой.

<sup>6</sup>Стороны, подписавшие соглашение, могут начать процесс выхода не ранее, чем через три года после его ратификации. Самая ранняя дата, на которую США могут представить письменное уведомление о выходе – 4 ноября 2019 г., а официальный выход возможен не ранее, чем через год после этого (и так совпало, что эта дата приходится на день, следующий после президентских выборов 2020 года в США). Если новая администрация сочтет это необходимым, она сможет подать заявление на повторное присоединение к соглашению в конце января 2021 г., а повторное принятие должно произойти через 30-дневный период после этого.

<sup>4</sup>Для поправки на инфляцию ВВП оценивается в постоянных долларах 2010 г.

необязательных условий соглашения, включая INDC (сокращение выбросов на 26-28% от уровня 2005 г. к 2025 г.), а также от внесения доли в размере более 100 млрд. долл. в рамках оказания ежегодной финансовой помощи подписавшим соглашение развивающимся странам, призванной помочь им адаптироваться к изменению климата.<sup>7</sup> Хотя выход США наносит удар по скоординированным международным усилиям, направленным на сокращение выбросов парниковых газов, он ни в коей мере не является фатальным, как с точки зрения действий США, так и с точки зрения мирового лидерства страны в данной области (см. текстовую вставку «Потенциальное влияние администрации Трампа на экологическую политику США»). Во-первых, многие штаты (особенно самый густонаселенный из них – Калифорния) и крупные города США будут сопротивляться действиям федерального правительства по выходу из соглашения и могут предпочесть придерживаться собственных

стандартов эффективности использования топлива и целевых показателей ВИЭ – более строгих, чем соответствующие федеральные нормы.<sup>8</sup> Согласно прогнозу, приведенному в одном из недавних аналитических исследований, одно только продолжение текущих экономических тенденций (без учета дополнительных обязательств согласно Парижскому соглашению) к 2025 г. приведет к сокращению выбросов ПГ в США на 15-19% от уровня 2005 г. (что составляет более половины INDC США в соответствии с Парижским соглашением).<sup>9</sup> Во-вторых, в ситуации отсутствия явного лидерства США на международной арене, на ней могут утвердиться новые игроки, которые будут более активно проводить политику сокращения выбросов. К таким игрокам можно отнести, прежде всего, Китай и Индию, а также, возможно, некоторые страны Европы и Латинской Америки и Казахстан, который является принимающей стороной международной выставки ЭКСПО-2017 в Астане, посвященной теме «Энергия будущего».

### Потенциальное влияние администрации Трампа на экологическую политику США

Несмотря на активный импульс, который в 2016 г. приобрела реализация скоординированной международной стратегии, направленной на решение проблем изменения климата, избрание Дональда Трампа на пост президента США в ноябре того же года поставило под вопрос дальнейший прогресс страны в данной области, начиная с 2017 г. и далее. Дональд Трамп ранее (в 2012 г.) заявлял, что изменение климата – это выдумка, сфабрикованная Китаем, чтобы сделать продукцию из США неконкурентоспособной, и на предвыборной кампании пообещал

вывести страну из Парижского соглашения. Данное обстоятельство наряду с общим политическим сдвигом в конгрессе США, где большинство в обеих палатах в настоящее время принадлежит республиканцам, судя по всему, предвещает новую эру изменений в области регулирования, когда многие из инициатив предыдущей администрации, направленных на сокращение выбросов, могут быть отменены. И действительно, 1 июня 2017 г. Трамп выполнил одно из своих многочисленных обещаний по отмене политических инициатив своего

предшественника в области охраны окружающей среды, объявив о выходе США из Парижского соглашения. Тем не менее, масштабы отказа США от выполнения ранее взятых на себя экологических обязательств в течение первого срока президентства Трампа, вероятно, в итоге окажутся ограниченными. Проще всего будет отменить распоряжения, подписанные Бараком Обамой в последние дни его пребывания на посту президента. В соответствии с Законом о пересмотре Конгрессом (Congressional Review Act) 1996 г., Конгресс может отменить новые постановления в течение 60 «законодательных дней» [время официального заседания одной из палат Конгресса, которое начинается с процедуры открытия собрания и заканчивается объявлением перерыва в работе] с момента их принятия простым большинством голосов (51 голос) в Сенате. В первые дни правления администрации Трампа таким образом уже попали под удар постановления по ограничению выбросов метана в нефтегазовом секторе на федеральных землях и по ограничению добычи угля на горных склонах открытым способом (методом «срезания горы»). Помимо этого, открыт правовой путь для отмены постановления 2011 г. (принятого совместно Агентством по охране окружающей среды США и Министерством транспорта США), которое требует от автопроизводителей обеспечить к 2025 г. выпуск автомобилей со средним

показателем расхода топлива (исходя из пробега) на уровне 54,5 миль на галлон. И действительно, 15 марта 2017 г. Дональд Трамп инициировал процесс пересмотра, который позволит представителям автомобильной промышленности добиться менее строгих стандартов экономии топлива. Изменить или отменить другие постановления будет уже сложнее. Принятый в 2015 г. Бараком Обамой план «Чистая энергия», который ограничивает объемы выбросов от объектов электроэнергетики и направлен главным образом на угольные электростанции, в настоящее время обжалуется более чем двадцатью штатами в федеральном апелляционном суде и, возможно, в конечном итоге дело дойдет и до Верховного суда США. 28 марта 2017 г. Президент Трамп подписал распоряжение о начале комплексного процесса снятия и пересмотра плана «Чистая энергия». Однако эксперты в области права полагают, что на урегулирование юридических моментов в отношении плана может уйти от четырех до пяти лет – возможно, этот процесс не завершится до президентских выборов 2020 г. Однако уже сейчас можно сказать, что сокращение финансирования Агентства по охране окружающей среды (на 31%), предусмотренное бюджетом, который был представлен Конгрессу новой администрацией, может серьезно ограничить возможности реализации плана «Чистая энергия», снизив его эффективность.

#### 9.2.4. Будущий объем выбросов парниковых газов в Казахстане в свете обязательств страны согласно Парижскому соглашению (два сценария)

Высокая энергоёмкость экономики Казахстана и текущая структура потребления энергоресурсов (где доля угля превышает аналогичный показатель в любой другой из бывших республик СССР) одновременно создают проблемы с точки зрения сокращения выбросов парниковых газов и открывают широкие возможности для оптимизации в будущем. Учитывая, что на энергетический сектор приходится основная часть от общего объема выбросов парниковых газов (около 80%), а доля сельского хозяйства, которое

занимает второе место по данному показателю, составляет лишь около 10%, основное внимание в настоящем Докладе будет уделяться именно энергетике и выбросам парниковых газов от экономической деятельности, связанной с использованием энергоресурсов. В Таблице 9.1 приводятся расчетные данные IHS Markit по выбросам парниковых газов от потребления энергоресурсов с разбивкой по видам топлива в отдельные годы за период с 1990 г. по 2040 г.<sup>10</sup> В целом динамика выбросов (из всех источников

<sup>7</sup>Администрация Трампа, в частности, заявила о прекращении дальнейшего финансирования со стороны США «Зеленого климатического фонда» Парижского соглашения, в который предыдущая администрация президента Барака Обамы обязалась внести 3 млрд. долл. (1 млрд. из которых уже был выплачен). Помимо этого, в июне 2017 г., в рамках внутренней реорганизации, Министерство энергетики США закрыло Управление по международным вопросам климата и технологий, ответственное за предоставление технических консультаций другим странам, стремящимся к сокращению выбросов ПГ. Новый бюджет, предложенный администрацией Трампа, также упраздняет Инициативу по предотвращению глобального изменения климата Министерства иностранных дел (Госдепартамента) США, а также вклады Госдепартамента США в банки международного развития, финансирующие «зеленые» проекты.

<sup>8</sup>Калифорния имеет особый статус согласно закону о чистоте воздуха (Clean Air Act), позволяющий ей придерживаться более строгих стандартов топливной эффективности, чем те, которые действуют на общегосударственном уровне. В конце марта 2017 г. Калифорнийский совет по воздушным ресурсам проголосовал за продолжение соблюдения более строгих стандартов эффективности использования автомобильного топлива на период до 2025 г., независимо от последующих действий со стороны федерального правительства. При этом следует иметь в виду, что 12 других штатов обычно координируют свою политику с калифорнийской.

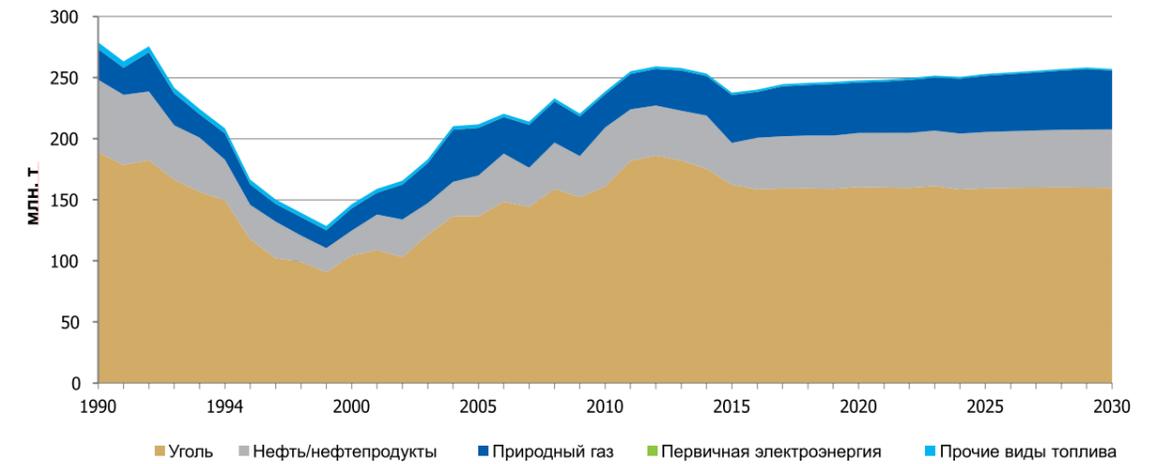
<sup>9</sup>См. Брэд Пламер, «Договоренность по борьбе с изменением климата и последствия выхода из нее США», Нью-Йорк Таймс, 1 июня 2017 г. [Brad Plumer, "The Climate Deal, and What a U.S. Departure Would Mean," New York Times, 1 June 2017].

<sup>10</sup>Приведенные показатели выбросов рассчитываются только для потребления энергоресурсов, что позволяет проводить последовательное историческое сравнение. Общий объем выбросов парниковых газов по стране несколько больше, поскольку данный показатель включает в себя выбросы во всех отраслях экономики. В последние годы выбросы парниковых газов в топливно-энергетическом секторе составляли около 80-85% от общего объема выбросов парниковых газов в стране.

энергии), в период с 1990 г. и по сегодняшний день довольно точно повторяет траекторию динамики производства в Казахстане – с устойчивым сокращением в период экономического спада 1990-х годов и резким ростом на фоне восстановления экономики после 2000 г. (см. Рис. 9.3), за которым – после 2012 г. – вновь следует снижение. Необходимо отметить, что по состоянию на 2016 г. 66% от общего объема выбросов парниковых газов в экономике страны, связанных с потреблением энергоресурсов, приходилось на уголь (159 млн. т из 240 млн. т). Тем не менее, взаимосвязь между объемами выбросов и экономическим ростом ослабевает, и в будущем данная тенденция сохранится. При том, что ВВП Казахстана, как ожидается, будет расти умеренными темпами, в течение оставшейся части прогнозного периода (с 2015 г. по 2040 г. среднегодовые темпы роста ВВП составят 2,4%), объемы выбросов парниковых газов, связанных с потреблением энергоресурсов, в тот же период будут увеличиваться не так быстро (в среднем лишь на 0,2% в год) и к 2040 г. составят около 263 млн. т. Если доля выбросов парниковых газов от потребления энергоресурсов (в общем объеме выбросов ПГ в масштабе всей экономики) в целом останется примерно такой же, как в настоящее время, то к 2020 г. совокупный объем выбросов парниковых газов в Казахстане вырастет примерно до 297 млн. т., к 2030 г. – до 307 млн. т. и к 2040 г. – до 320 млн. т.

Одна из основных причин замедления роста объемов выбросов по отношению к росту ВВП состоит в том, что энергоресурсы, используемые для удовлетворения растущего спроса на энергию, в будущем станут более экологически чистыми. Природный газ, при сжигании которого объем выделяемых парниковых газов (количество тонн выбросов на одну потребленную тысячу тонн нефтяного эквивалента) составляет лишь 55% от аналогичного показателя для угля, 72% – для нефти и 35% – для других источников (таких как торф и древесина), в будущем будет удовлетворять значительную часть растущего спроса на энергоресурсы в экономике страны, вытесняя при этом прочие источники. Как видно из Таблицы 9.1, доля природного газа в совокупном объеме выбросов парниковых газов в Казахстане увеличивается гораздо более быстрыми темпами по сравнению с другими источниками (в среднем на 2,4% в год в период с 2015 г. по 2040 г.). Хотя на первый взгляд такое «достижение» выглядит сомнительным, оно сопровождается значительным сокращением выбросов парниковых газов (примерно наполовину) в расчете на единицу производимой в стране продукции (самая нижняя строка в Таблице 9.1). Сравнение объемов выбросов парниковых газов от потребления энергоресурсов за 1990 г. с показателями, прогнозируемыми на период до 2030 г., позволяет сделать вывод о том, что при

**Рис. 9.3.** Расчетные показатели выбросов парниковых газов в Казахстане\* (без изменений в подходах к ведению деятельности)



Примечание: \*Запуск АЭС предполагается в 2030 г.

Источник: IHS Markit, Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

**Таблица 9.1.** Расчетные показатели выбросов парниковых газов (ПГ) в Казахстане от экономической деятельности, связанной с потреблением энергоресурсов, в 1990-2040 гг. (млн.т)

	Коэффициент выбросов (в тоннах на потребленную тысячу тонн н.э.)	Годы				
		1990	1995	2000	2005	2010
<b>Всего</b>		278,9	208,5	146,4	211,7	238,6
Уголь	3,81	188,7	149,5	104,3	136,7	161,0
Нефть/нефтепродукты	2,93	59,6	33,3	20,5	33,2	48,2
Природный газ	2,12	25,1	21,7	18,3	39,1	27,3
Первичная электроэнергия	--	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие (торф, древесина и т.п.)	6,00	5,5	4,0	3,2	2,8	2,1
Выбросы ПГ/тыс. \$ ВВП (в долларах США 2005 г.)		2,4	2,9	1,8	1,6	1,3

Примечание: расчетные показатели приводятся только для экономической деятельности, связанной с потреблением энергоресурсов (сжиганием топлива); расчет выполнен IHS Markit.

						Среднегодовое изменение в процентах (2016-2030 гг.)	Среднегодовое изменение в процентах (2015-2040 гг.)
2015	2020	2025	2030	2035	2040		
237,7	247,6	252,9	257,0	255,7	260,5	0,5	0,2
162,3	160,5	159,4	159,8	150,2	146,0	0,1	-0,7
34,3	44,2	46,1	47,8	50,1	55,7	0,9	0,9
39,3	41,3	46,1	48,3	54,4	60,6	1,8	2,4
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0	-2,9	-2,4
1,1	0,9	0,9	0,8	0,7	0,7	-2,1	-2,1

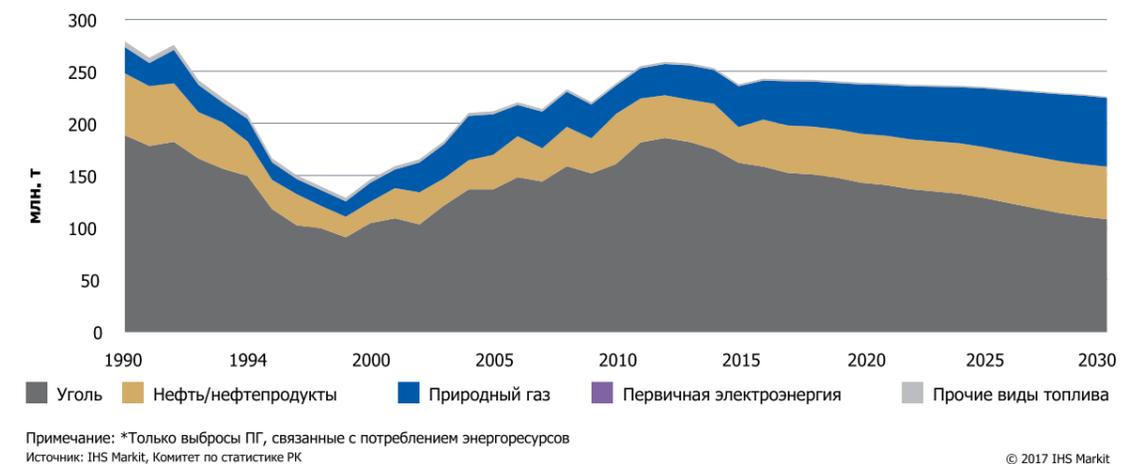
«обычном» подходе – т.е. при следовании уже существующей или запланированной реализации политики (в том, что касается газификации экономики, повышения стандартов качества топлива для транспортных средств, стандартного роста эффективности и постепенного увеличения объемов производства электроэнергии с использованием альтернативных видов топлива и ВИЭ) – Казахстан может реализовать около половины (7,8%) своего безусловного целевого показателя сокращения выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению (15%) (см Таблицу 9.1). В соответствии с таким «базовым сценарием», прогноз на период с 2016 г. по 2030 г. (целевой год сокращения выбросов согласно Парижскому соглашению) в целом предполагает продолжение текущих тенденций, а именно: (1) среднегодовые темпы роста ВВП на уровне 2,6%; <sup>11</sup> (2) среднегодовой рост потребления первичных энергоресурсов на уровне 0,7%; (3) среднегодовое повышение совокупной энергоэффективности на уровне 1,9%; (4) незначительный рост потребления угля – на 0,1% в год; (5) увеличение доли газа в общем объеме потребления первичных энергоресурсов с 23% в 2016 г. до 27% в 2030 г.; а также (6) увеличение доли источников производства электроэнергии с нулевым уровнем выбросов с 12,7% в 2016 г. (ГЭС – 12,3%, ВЭС – 0,3% и СЭС – 0,1%) до 13,8% в 2030 г. (ГЭС – 8,8%, АЭС [с вводом в эксплуатацию с конца 2030 г.] – 3,4%, ВЭС – 1,3% и СЭС – 0,3%).

Реализация вышеупомянутого целевого показателя в полном объеме потребует намного более существенного роста эффективности, ускоренной газификации, более активного наращивания мощностей ВИЭ, резкого снижения объемов добычи и потребления угля, а также более существенного сокращения количества частных автомобилей и более широкого использования общественного транспорта, чем предусмотрено текущими планами. Чтобы наглядно представить объем изменений, которые будут необходимы для сокращения выбросов на 19% (что превышает безусловный целевой показатель и позволяет пройти половину пути к достижению условного целевого показателя) к 2030 г., мы составили «альтернативный сценарий» (Таблица 9.2). Следует отметить, что достижение целевого показателя согласно альтернативному сценарию требует применения всех трех основных способов (путей) снижения объемов выбросов углекислого газа, а именно: повышение уровня энергоэффективности, ускоренное сокращение потребления угля с переходом на низкоуглеродные виды топлива (газификация) и увеличение доли ВИЭ в объеме потребляемых энергоресурсов. В противном случае, достижение вышеуказанного показателя, предусмотренного альтернативным сценарием, будет невозможным при любых реально допустимых условиях.

Альтернативный сценарий предполагает такую же траекторию роста ВВП, как и при базовом сценарии (2,6% за период с 2016 г. по 2030 г.). Однако остальные параметры будут отличаться, а именно: (1) рост потребления первичных энергоресурсов (0,3% в год) составит менее половины показателя базового сценария, что связано с такими факторами как (2) ускоренное повышение совокупной энергоэффективности (увеличение до 2,3 % в год в период с 2016 г. по 2030 г. по сравнению с 1,9% согласно базовому сценарию); (3) существенное снижение потребления угля – в среднем на 2,1% в год (по сравнению с ростом на 0,1% согласно базовому сценарию); (4) ускоренный рост потребления природного газа в качестве компенсации предполагаемого сокращения доли угля (рост

в среднем составит 4,1%, а не 1,8%, как предусмотрено базовым сценарием); а также (5) ускоренные темпы строительства новых объектов солнечной и ветровой генерации – в 2030 г. доля генерации с нулевым уровнем выбросов должна достичь 14,1% от общего объема (вместо 13,8% согласно базовому сценарию), из которых 0,5% будет приходиться на энергию солнца и 1,4% – на энергию ветра. Таким образом, в целом, альтернативный сценарий требует гораздо более существенного повышения общей эффективности и сокращения потребления угля, а также более активного строительства объектов ветровой и солнечной энергетики (см. Рис. 9.4).

Рис. 9.4. Расчетные показатели выбросов ПГ в Казахстане – альтернативный сценарий.



Примечание: \*Только выбросы ПГ, связанные с потреблением энергоресурсов  
Источник: IHS Markit, Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

Таб. 9.2. Расчетные показатели выбросов парниковых газов (ПГ) в Казахстане от экономической деятельности, связанной с потреблением энергоресурсов, в 1990-2040 гг. (млн. т) - альтернативный сценарий

	Коэффициент выбросов (в тоннах на потребленную тысячу тонн н.э.)	Year				
		1990	1995	2000	2005	2010
<b>Всего</b>		278,9	208,5	146,4	211,7	238,6
Уголь	3,81	188,7	149,5	104,3	136,7	161,0
Нефть/нефтепродукты	2,93	59,6	33,3	20,5	33,2	48,2
Природный газ	2,12	25,1	21,7	18,3	39,1	27,3
Первичная электроэнергия	--	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие (торф, древесина и т.п.)	6,00	5,5	4,0	3,2	2,8	2,1
Выбросы ПГ/тыс. \$ ВВП (в долларах США 2005 г.)		2,4	2,9	1,8	1,6	1,3

Примечание: расчетные показатели приводятся только для экономической деятельности, связанной с потреблением энергоресурсов (сжиганием топлива); расчет выполнен IHS Markit.

						Среднегодовое изменение в процентах (2016- 2030 гг.)	Среднегодовое изменение в процентах (2015- 2040 гг.)
2015	2020	2025	2030	2035	2040		
237,7	239,2	235,2	225,8	219,0	215,8	-0,5	-0,6
162,3	143,1	128,5	108,0	93,8	82,7	-2,7	-2,8
34,3	47,0	48,9	50,6	52,8	55,6	0,8	0,9
39,3	47,5	56,5	66,0	71,3	76,6	4,1	3,4
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
1,8	1,6	1,4	1,2	1,1	1,0	-2,9	-2,4
1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	-3,1	-2,9

<sup>11</sup>Это показатель среднегодовых темпов роста ВВП в период с 2016 г. по 2030 г. Среднегодовые темпы роста ВВП в период до 2040 г. прогнозируются на уровне 2,4%.

Следующий крупный раздел настоящего Доклада посвящен рассмотрению мер, которые Казахстан может принять, помимо «обычного подхода к ведению деятельности», для достижения целевого показателя INDC согласно Парижскому соглашению. Такими «путями к парижским целям» являются: (а) внедрение низкоуглеродных технологий для обеспечения энергоэффективности стационарных

источников выбросов (электростанций и зданий) и (b) транспортных средств, а также (с) создание более благоприятной политической среды для сокращения выбросов – как с помощью мер стимулирования, так и с помощью систем взимания платы за выбросы ПГ (налог на выбросы CO<sub>2</sub>, система торговли выбросами) (см. Рис. 9.5).

Рис. 9.5. Основные направления сокращения выбросов CO<sub>2</sub>



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 9.2.5. Выводы / Существенные изменения по сравнению с 2015 г.

Подписав Парижское соглашение по климату, принятое в конце 2015 г., Казахстан взял на себя новые обязательства по сокращению выбросов парниковых газов – от 15% от уровня 1990 г. (в качестве безусловного целевого показателя) до 25% от уровня 1990 г. (в качестве условного целевого показателя). Эти обязательства заменяют предыдущие (по Киотскому протоколу, ратифицированному в 2009 г.), предполагавшие сокращение Казахстаном выбросов парниковых газов на 5% от уровня 1992 г. к 2020 г. (в обязательном порядке), а также на 15% к 2020 г. и на 25% к 2030 г. (на добровольной основе).

Помимо этого, Казахстан принял на себя обязательства (в соответствии с Кигальской поправкой) по сокращению потребления гидрофторуглеродов (не охваченных Парижским соглашением) – на 5% (от среднего уровня 2011-2013 гг.) к 2020 г. и на 35% к 2035 г. Казахстан

также может добровольно присоединиться к участию во втором этапе соглашения ICAO, которое распространяется на выбросы парниковых газов, связанных с международными пассажирскими авиаперевозками.

Работа системы регулирования выбросов парниковых газов в Казахстане (рынок торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub>), реализованной в виде пилотного проекта в 2013 г. и в рабочем режиме в 2014-2015 годах, была приостановлена в феврале 2016 г., чтобы предоставить системному администратору и регулирующим органам больше времени на разработку новой системы отчетности о выбросах и дальнейшей оптимизации рынка торговли квотами на выбросы ПГ. Внедрение новой системы, предполагающей более эффективную организацию распределения квот, намечено на 2018 г. (ниже данный вопрос рассматривается более подробно).

### 9.3. ПУТИ К ПАРИЖСКИМ ЦЕЛЯМ: СТРАТЕГИИ РЕАЛИЗАЦИИ КАЗАХСТАНОМ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ К 2030 Г.

Цели охраны окружающей среды и повышения энергоэффективности самым непосредственным образом взаимосвязаны. Чем меньше энергии требуется на поддержание определенного уровня экономической активности, тем меньше для этого необходимо добывать и потреблять топливно-энергетических ресурсов и, соответственно, тем ниже становится уровень воздействия на окружающую среду. Казахстан добился огромных успехов в повышении общей эффективности потребления энергоресурсов на единицу ВВП (снижении энергоемкости), что выражается в сокращении выбросов ПГ, связанных с потреблением энергоресурсов, в расчете на единицу ВВП (см. Рис. 9.6).<sup>12</sup> Несмотря на относительно высокий уровень общей энергоемкости (в немалой степени связанный с сырьевой направленностью экономики, расположением в высоких широтах и обширной площадью территории страны), в период с 2000 г. по 2015 г. ее совокупный показатель в Казахстане очень заметно снижался – в среднем на 3,6% в год. Этому способствовали, прежде всего, быстрый экономический рост на фоне активного инвестирования и общая модернизация (широкомасштабная оптимизация экономики часто является наиболее действенным способом повышения энергоэффективности).<sup>13</sup> Помимо этих общих причин улучшения эффективности, энергоемкость снизилась также в результате крупных инициатив, реализованных за этот период: создание Государственного энергетического реестра (ГЭР) крупных промышленных предприятий и общественных зданий (объектов, потребляющих

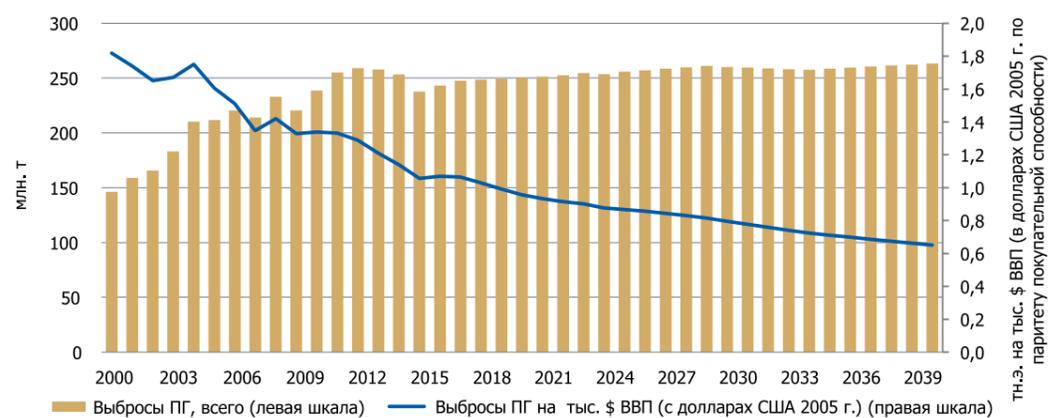
энергетические ресурсы в объеме эквивалентном более 1500 тонн условного топлива в год); проведение энергетических аудитов на таких предприятиях/объектах и составление планов энергосбережения по результатам таких аудитов; составление карты энергоэффективности Республики Казахстан;<sup>14</sup> а также поддержка инвестиций в повышение энергоэффективности через сервисные контракты. Однако следует отметить, что реализация контрактов на предоставление таких услуг в настоящее время оказывается сложной задачей – как из-за трудностей с определением точной цены энергосервисного контракта, так и из-за ненадлежащей оснащенности системами учета энергии (учет энергоресурса до проведения энергосервисных мероприятий и после является одним из центральных моментов энергосервиса). В феврале 2015 года было объявлено о заключении первого энергосервисного контракта на замену систем освещения отделений АО «Казпочта». Однако этот контракт был заключен, между предприятиями (с долями государственного участия) напрямую без проведения тендерных процедур. Как показывает опыт, основные трудности привлечения инвестиций по энергосервисной схеме заключаются в процедурах закупки услуг, которые регулируются законодательством для недропользователей, государственных компаний (входящих в Холдинг «Самрук-Казына»), государственных предприятий и субъектов естественных монополий.

<sup>12</sup>В то время как IHS Markit оценивает энергоэффективность (энергоемкость) на базе всего объема выбросов ПГ в ТЭК, на Рис. 9.2 приведены данные по «углеродоемкости» только на базе выбросов CO<sub>2</sub> от использования ископаемых видов топлива и производства цемента.

<sup>13</sup>Важно отметить, что в некоторых отраслях для роста эффективности существенно важно обеспечить именно модернизацию, а не просто дооснащение или частичную оптимизацию технологий. Например, на предприятиях черной и цветной металлургии более 90% потребления энергоресурсов связано непосредственно с технологическим процессом. В этой связи, основной потенциал энергосбережения заключается в полной модернизации или замене технологического оборудования, что фактически равносильно строительству нового завода. Аналогичным образом, для горнорудного комплекса основными путями роста энергоэффективности являются замена основного оборудования и внедрение систем оптимизации потребления топлива при добыче, перевалке и переработке руды.

<sup>14</sup>Привлечение инвестиций в энергосбережение по энергосервисному механизму является Шагом 59 комплексного плана модернизации «100 конкретных шагов», обнародованного Президентом Нурсултаном Назарбаевым вскоре после его переизбрания в 2015 г., для реализации которого составлена Карта энергоэффективности, где указаны источники финансирования конкретных проектов повышения энергоэффективности и раскрыты планы их реализации.

Рис. 9.6 Выбросы ПГ от потребления энергоресурсов в Казахстане



Источник: IHS Markit, Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

### 9.3.1. Путь 1: Низкоуглеродные и энергосберегающие технологии сокращения выбросов от стационарных источников

Настоящий раздел не содержит детального рассмотрения энергосберегающих и низкоуглеродных экологических технологий сокращения выбросов от стационарных источников (поскольку этот вопрос был подробно изложен в Главе 11 Национального энергетического доклада за 2015 г.). Здесь представлен краткий обзор основных тенденций развития ВИЭ в общемировом масштабе, а затем рассматриваются две наиболее значимых технологии, применение которых в Казахстане представляется целесообразным с учетом текущего баланса энергоресурсов страны (доля ВИЭ в котором на данный момент остается относительно небольшой), а именно – улавливание и хранение углерода, а также меры по повышению энергоэффективности зданий. В заключении приводится обобщенная информация об инициативах в данной области, предпринятых в Республике Казахстан, начиная с середины 2015 г.

#### 9.3.1.1. Рекордный объем ввода в эксплуатацию новых мощностей ВИЭ в мире

Важной тенденцией мировой электроэнергетики в 2016 г. стал рекордный рост мощностей ВИЭ (150 ГВт), превысивший аналогичный показатель для всех остальных источников энергии, что явилось следствием снижения затрат и сильной политической поддержки при строительстве солнечных фотоэлектрических установок и наземных ВЭС. Разработанный IHS Markit базовый («конкурентный») сценарий мировой энергетики на период до 2040 г. предполагает, что в период

с 2015 г. по 2040 г. генерирующие мощности ВИЭ (включая энергию ветра, солнца, приливов, а также геотермальную энергию и биомассу, но не включая гидроэнергию) будут в среднем расти на 6,5% в год и в совокупности достигнут показателя 3,7 ТВт (или 37% от совокупной мощности объектов электроэнергетики). Однако, несмотря на такое активное наращивание мощностей, к 2040 г. ВИЭ будут составлять лишь 5% от общемирового объема потребления первичных энергоресурсов, а более трех четвертей будет по-прежнему приходиться (в совокупности) на уголь, нефть и газ.<sup>15</sup>

В своем выступлении 22 июня 2017 г. Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев предложил ввести систему аукционов для закупки электроэнергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками, а также усилить существующие стимулы (льготные тарифы на поставку в сеть, гарантии покупки) для поддержания роста данного сектора. Президент отметил, что (с учетом длительных сроков замены генерирующих мощностей электроэнергетики) наиболее приемлемая в ближайшей перспективе стратегия предполагает «смешанную систему энергопроизводства» – продолжение выработки электроэнергии из традиционных источников параллельно с постепенным наращиванием мощностей возобновляемой энергетики. Согласно прогнозам IHS Markit, к 2040 г. доля энергетических ресурсов, не относящихся к ископаемым видам топлива (гидроэнергия, атомная энергия, а также энергия ветра и солнца), составит около 18% от

общего объема производства электроэнергии в Казахстане.

#### 9.3.1.2. Улавливание и хранение углерода (CCS)

Хотя, согласно прогнозам, в общемировом масштабе к 2020 г. объем мощностей улавливания и хранения углекислого газа (углерода) на производстве вырастет до 58,7 млн. т, существующие проблемы (высокие затраты на разработку, неблагоприятная государственная политика, неопределенность, связанная с применением технологий) пока в достаточной мере не компенсируются прогрессом в других областях (утилизация промышленных отработанных газов на объектах или расширение масштабов использования CO<sub>2</sub> для обратной закачки в целях повышения нефтеотдачи). Это указывает на отсутствие серьезного продвижения в перспективах использования данной технологии. По состоянию на начало 2017 г. в мире действуют лишь около 15 крупномасштабных проектов улавливания и хранения углерода, при том что 2016 год оказался неблагоприятным для данной технологии, как с точки зрения деятельности в рамках проектов, так и с точки зрения политической поддержки.<sup>16</sup> Низкие цены на нефть, газ и уголь снизили экономическую целесообразность и возможности финансирования применения этой технологии энергетическими компаниями (в частности, для извлечения CO<sub>2</sub> в целях закачивания в пласт и повышения нефтеотдачи), в результате чего в 2016 г. во всем мире был введен в эксплуатацию только один крупномасштабный проект, два были отменены, еще два – приостановлены, а даты старта еще девяти – перенесены на год или более. Общее количество проектов (в эксплуатации, на стадии строительства, на стадии разработки [OIP] и на стадии планирования) не растет, а сокращается – с более 70 в 2012 г. до менее 40 в конце 2016 г. Тем не менее, сторонники данной технологии (такие как Глобальный институт по улавливанию и хранению углерода) утверждают, что она имеет важное значение для борьбы с изменением климата. Одним из их аргументов является то, что, с учетом нынешней структуры потребления первичных энергоресурсов, объемы использования угля в мировой экономике невозможно будет сократить настолько быстро, насколько это необходимо для достижения целевых показателей сокращения выбросов парниковых газов согласно Парижскому соглашению по климату, без дальнейшей разработки технологий CCS с последующим широким применением их в промышленности. По сути, они добиваются, чтобы технологии

улавливания и хранения углерода были поставлены в равные политические условия с другими принимаемыми правительством мерами (такими как повышение энергоэффективности и развитие возобновляемой энергетики) по обеспечению реализации предварительно определенных национальных вкладов в соответствии с Парижским соглашением. Сторонники технологии утверждают, что при наличии стимулов и субсидий на НИОКР, аналогичных тем, которые действуют в отношении ВИЭ, внедрение и развертывание мощностей CCS можно будет осуществить довольно быстрыми темпами.

Как отмечалось, внедрение технологий улавливания и геологического хранения углекислого газа на угольных электростанциях Казахстана на данном этапе технологического развития не представляется целесообразным. Несмотря на то, что современные технологии позволяют улавливать 85-95% углекислого газа, их использование на угольных электростанциях в настоящее время неэффективно, как с экологической, так и с экономической точки зрения ввиду: (а) роста удельного потребления топлива на 14-40%; (б) увеличения общего объема выбросов загрязняющих веществ (вследствие роста потребления топлива); (в) повышения стоимости выработки электроэнергии на 43-90%; а также (г) удорожания строительства станций на 30-90%

#### 9.3.1.3. Энергоэффективность и теплосбережение в зданиях: ситуация в Европейском Союзе

Как отмечалось, существенным потенциалом для повышения общей энергоэффективности (и сокращения выбросов ПГ) в экономике Казахстана обладают жилые дома и здания общественного назначения. Средний объем энергопотребления в жилом секторе Казахстана (270 кВт\*ч/м<sup>2</sup>) превышает аналогичный показатель в Европе (100-120 кВт\*ч/м<sup>2</sup>) и России (210 кВт\*ч/м<sup>2</sup>). Причиной такой ситуации, помимо климатических условий, является необходимость модернизации жилого фонда. Порядка 70% зданий в Казахстане были построены в период с 1950 г. и 1980 г. и не отвечают современным требованиям к теплоизоляции, что приводит к потерям тепла в размере 30%. Еще одной перспективной сферой коммунально-бытового сектора, располагающей значительным потенциалом энергосбережения, является освещение, на долю которого приходится около 39% от общего объема потребления электроэнергии в ЖКХ.<sup>17</sup>

Важным шагом вперед на пути к повышению энергоэффективности зданий стал Закон «Об

<sup>15</sup>Более подробно тенденции инвестиций в ВИЭ рассматриваются в Разделе 2.2.

<sup>16</sup>См. Стив Филлипс, «Улавливание углерода – краткий обзор за 2016 г.: время крупных неудач в отрасли, где ожидался рост в 2017 г.», IHS Markit: Обзор в области изменения климата и выбросов CO<sub>2</sub>, 1 декабря 2016 г. [Steve Phillips, Carbon Capture Snapshot 2016: A Year of Notable Setbacks for an Industry Poised for Growth in 2017, IHS Markit: Climate and Carbon Insight, December 1 2016].

энергосбережении и энергоэффективности» (2012 г.), в соответствии с которым при проектировании и строительстве новых жилых домов является обязательным применение современных энергосберегающих материалов, а также установка автоматизированных систем отопления и индивидуальных приборов учета. Что касается уже введенных в эксплуатацию жилых домов, оснащенные такими новыми материалами, системами отопления и приборами учета предписывается заменой при проведении капитального ремонта или реконструкции. Однако нехватка денежных средств на ремонт и реконструкцию зданий и сооружений приводит к тому, что эти меры пока реализуются в очень ограниченном объеме.

Необходимость повышения энергоэффективности в жилом секторе и зданиях общественного назначения существует не только в Казахстане. Это является типичной проблемой во всем мире, и стало одним из «последних рубежей» в рамках кампании, направленной на рост энергоэффективности. Пожалуй, нигде в мире для этого не было настолько весомых оснований, как в Европе, которая встала в авангарде борьбы за повышение уровня энерго- и теплосбережения в зданиях. По этой причине и в свете того, что политические лидеры Казахстана рассматривают новые пути достижения целевых показателей энергоэффективности и уровня выбросов, представляется целесообразным рассмотреть текущую политику ЕС в данной области. В Европейском Союзе 40% потребления энергоресурсов и 36% выбросов CO<sub>2</sub> приходится именно на здания. В то время как жители новых зданий обычно потребляют менее трех-пяти литров эквивалента топочного мазута на квадратный метр в год, в старых зданиях расходует в среднем около 25 литров, а иногда объем потребления доходит до 60 литров (при этом около 35% существующих зданий в ЕС были построены более 50 лет назад). Власти ЕС полагают, что повышение энергоэффективности зданий поможет снизить общее потребление энергоресурсов на территории на 5-6%, а выбросы CO<sub>2</sub> – примерно на 5%.<sup>18</sup>

Ответственность за обеспечение роста энергоэффективности в строительной отрасли Европейского Союза разделяется между Европейской комиссией и странами-членами ЕС. Ряд директив устанавливают общие принципы и определяют минимальные стандарты, предоставляя странам значительную степень свободы в том, что касается

их реализации и соблюдения. Например, каждая из стран-членов ЕС самостоятельно разрабатывает строительные нормы и правила (которые должны соответствовать общей политике).

Ниже приводится описание четырех основных директив (разработанных на базе ранее принятых нормативно-правовых актов), которые регулируют потребление энергоресурсов в жилищном секторе и общественных зданиях ЕС.

#### **Директива по энергоэффективности (EED).**

Директива по энергоэффективности, принятая в 2012 г. и получившая статус национального закона в июне 2014 г., устанавливает общие принципы для всех стран-членов, на основе которых Европейский Союз должен достичь целевых показателей энергоэффективности на 2020 г. (экономия в размере 20% от уровня, достигаемого при ведении деятельности в привычном режиме). Согласно данной директиве, страны-члены ЕС должны достичь определенного уровня энергосбережения в период с 2014 г. по 2020 г. за счет проведения энергоаудитов, ведения учета (снятия показаний счетчиков) и выставления счетов, услуг в области обеспечения энергоэффективности и принятия иных мер. Самым важным требованием является обеспечение странами ЕС роста энергосбережения на 1,5% в год в рамках схемы обязательств по энергоэффективности (или аналогичных механизмов). Более конкретно, схема обязательств по энергоэффективности требует от энергетических компаний стран ЕС обеспечивать энергосбережение (сокращение объемов реализации электроэнергии конечным потребителям) в размере 1,5% в год. Для достижения этой цели компаниям следует принимать меры, способствующие повышению энергоэффективности зданий со стороны конечных потребителей. Такие меры могут включать оптимизацию систем отопления в домах потребителей, установку окон с двойными стеклопакетами или повышение качества теплоизоляции крыш для снижения объемов потребления энергии. Правительства стран ЕС могут также применять иные политические меры<sup>19</sup>, направленные на снижение конечного потребления энергии.

**Директива по экодизайну.** Директива по экодизайну определяет минимальные стандарты энергоэффективности изделий

(приборов), продаваемых в Европейском Союзе. Она направлена на поэтапное прекращение использования ламп накаливания по всей Европе, а также на введение более строгих стандартов, регулирующих потери в резервном режиме (безнагрузочные потери).<sup>20</sup> Первоначальная директива 2005 года охватывала 19 категорий изделий, в каждой из которых продавалось более 200 000 единиц в год, что означало существенное воздействие на окружающую среду. В ноябре 2009 г. сфера действия директивы была расширена – теперь она распространяется на изделия, потребляющие энергию, а также на изделия, которые **вливают** на потребление энергии. Такое расширение охвата стало очень значимым, поскольку позволило устанавливать минимальные общеевропейские стандарты эффективности для таких изделий, как окна и изоляция зданий.

После продолжительных дебатов и существенных задержек, в сентябре 2013 г., были приняты нормативы экодизайна и маркировки для нагревательных приборов, тепловых насосов и водонагревателей. В отношении последних принятые стандарты предусматривают повышение эффективности новых газовых водонагревателей на 20-30% от текущего среднего показателя. На некоторых крупных рынках потребления газа в жилом секторе (например, в Нидерландах и Великобритании), уже были введены правила, обязывающие покупать конденсационные котлы (водонагреватели, работающие на газе или мазуте), однако в других странах (таких как Германия) доля конденсационных котлов остается очень низкой. С 2015 г. европейское законодательство требует, чтобы все новые котлоагрегаты были конденсационными.

#### **Директива по энергоэффективности зданий (EPBD).**

Введенная в 2010 г. Директива по энергоэффективности зданий устанавливает минимальные стандарты по отоплению для всех новых зданий. С конца 2020 г. все новые здания в должной мере иметь показатели потребления энергии, близкие к нулевому уровню (NZEB), а для зданий общественного назначения соответствие данному стандарту должно быть обеспечено двумя годами ранее. Общая концепция здания с нулевым потреблением энергии предполагает нулевой чистый итоговый

показатель энергопотребления – когда общий объем энергии, ежегодно потребляемой зданием, примерно равен объему вырабатываемой в его пределах возобновляемой энергии (например, с помощью солнечных панелей).<sup>21</sup> При проведении в существующих зданиях капитального ремонта, ремонтируемую часть требуется также приводить в соответствие с требованиями NZEB.

Директива по энергоэффективности зданий также предусматривает: (1) включение во все объявления о продаже или аренде зданий сведений сертификатов энергоэффективности; (2) разработка и внедрение схем проведения инспекций систем отопления и кондиционирования воздуха либо мер, обеспечивающих аналогичный эффект; (3) минимальные требования к энергоэффективности для новых зданий, для капитального ремонта существующих зданий, а также для замены или модернизации элементов зданий (систем отопления и кондиционирования, крыш, стен и т.п.); а также (4) составление списков национальных финансовых мер, направленных на повышение энергоэффективности зданий.

#### **Директива по энергетической маркировке.**

Директива по энергетической маркировке дополняет Директиву по экодизайну (см. выше), которая устанавливает минимальные стандарты эффективности. Действие первоначальной директивы 1992 г. ограничивалось бытовой техникой, но в 2010 г. было расширено и стало распространяться на все изделия, так или иначе связанные с потреблением энергии. Согласно требованиям Директивы по энергетической маркировке, на выпускаемые изделия должна наноситься маркировка с указанием энергопотребления таким образом, чтобы их можно было сравнивать по показателям энергоэффективности с изделиями других марок и моделей; Аналогичным образом, на изделия, имеющие отношение к энергопотреблению, которые прямо или косвенно существенным образом влияют на объемы потребления энергии или иных значимых ресурсов, а также реально позволяют обеспечить повышение энергоэффективности, необходимо наносить соответствующую маркировку, если это может

<sup>18</sup><https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

<sup>19</sup>Такие меры могут включать, в частности: налоги на потребление энергии или на выбросы CO<sub>2</sub>; финансовые стимулы, способствующие расширению использования энергоэффективных технологий; нормативно-правовые акты или добровольные соглашения, способствующие расширению использования энергоэффективных технологий; системы энергетической маркировки, помимо тех, которые уже являются обязательными в соответствии с законодательством ЕС; а также учебные и образовательные инициативы, в том числе программы предоставления консультаций в области энергетики.

<sup>20</sup>Потери мощности в резервном режиме, также называемые «энергетическим вампиризмом» или «фантомной нагрузкой», представляют собой потребление электроэнергии электронными и электрическими приборами, когда они выключены или находятся в режиме ожидания.

<sup>21</sup>Согласно Директиве по энергоэффективности зданий, «здание с потреблением энергии, близким к нулю» понимается как «здание с очень высоким уровнем энергоэффективности». Конкретные стандарты устанавливаются по усмотрению стран-членов ЕС, но, исходя из практики, под этим понимается потребление первичных энергоресурсов на уровне около 45-50 кВт\*ч/м<sup>2</sup> в год.

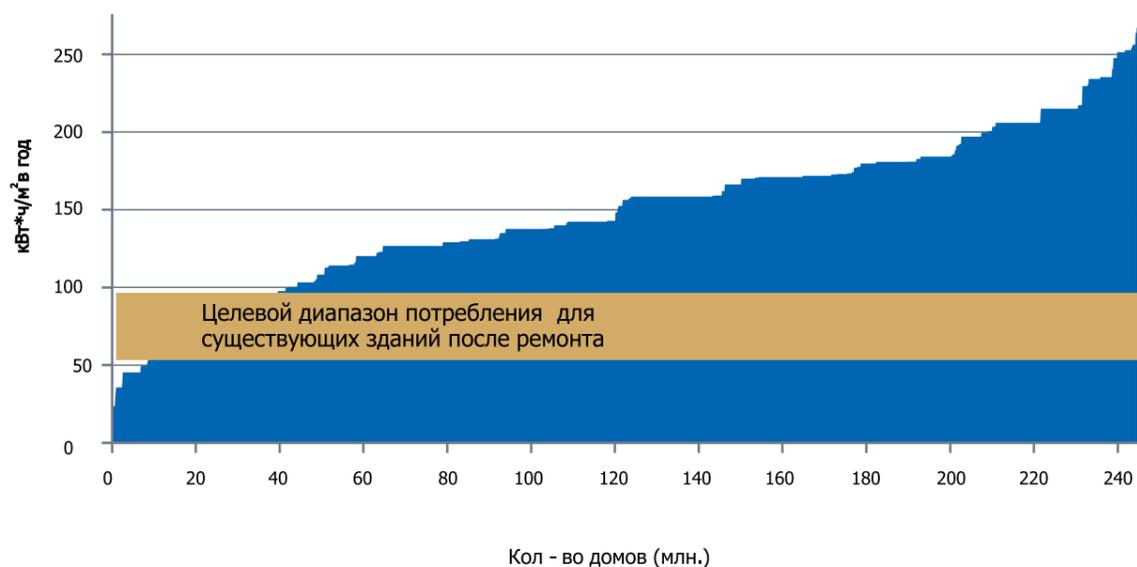
послужить стимулом для покупки более энергосберегающих изделий конечными потребителями. Цель заключается в том, чтобы потребители стали отдавать предпочтение более энергоэффективным изделиям по сравнению с изделиями, потребляющими больше энергии, что в конечном итоге должно привести к снятию с производства или выводу из эксплуатации менее энергоэффективных товаров.

**Предлагаемый новый пакет законов.** В декабре 2016 г. Европейская комиссия приняла пакет законодательных актов «Чистая энергия для всех европейцев». Он, в частности, предусматривал обязательное достижение к 2030 г. целевого показателя, предполагающего обеспечение энергосбережения на уровне 30% в ЕС в целом. Пакет также включал предложения по пересмотру директив EED и EPBD для приведения их в соответствие с намеченными на 2030 г. целями в области энергетики и борьбы с изменением климата, проверки их эффективности, упрощения и оптимизации законодательства, а также для содействия их реализации на национальном уровне. Новая редакция директивы EPBD введет более строгие

требования к долгосрочным стратегиям ремонта существующих зданий в целях декарбонизации фонда зданий и сооружений к 2050 г. Последний момент особенно важен, поскольку, согласно оценкам IHS Markit, к 2040 г. в Европе будет построено 40 миллионов новых домов, тогда как в настоящий момент их насчитывается более 240 миллионов и многие из них отличаются довольно низкой энергоэффективностью (см. Рис. 9.7).

Помимо этого, предусмотрены меры по оптимизации сбора данных об энергоэффективности зданий, а также новый Рабочий план по экодизайну на 2016-2019 гг. В настоящее время предложения находятся на обсуждении в Совете и Парламенте ЕС. По состоянию на данный момент, Совет полагает, что требования по декарбонизации фонда зданий к 2050 г. являются слишком жесткими. Приведенные меры можно рассматривать как самые передовые из существующих в мире подходов к обеспечению повышения энергоэффективности зданий.

Рис. 9.7. «Энергопотребление в домах Европы»).



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

#### 9.3.1.4. Недавние инициативы и достижения в области энергоэффективности в Казахстане

В период с середины 2015 г. по середину 2017 г. Республика Казахстан в сотрудничестве с международными партнерами инициировала ряд программ по обеспечению энергосбережения, ориентированных на стационарные (не относящиеся к транспорту) источники выбросов парниковых газов, которые, как представляется, имеют схожие цели с рассмотренными выше инициативами ЕС. В апреле 2015 г. Международное энергетическое агентство (МЭА), Министерство энергетики Республики Казахстан и Ассоциация KAZENERGY подписали меморандум о взаимопонимании в целях укрепления взаимного сотрудничества между сторонами в продвижении вопросов устойчивого развития энергетики. Основная цель подписания меморандума (в преддверии ЭКСПО-2017) заключается в обмене опытом между сторонами в таких областях, как возобновляемая энергетика, энергоэффективность, улавливание и хранение углерода, энергосбережение, а также оптимизация сбора и отслеживания статистических данных в сфере энергетики.

Вслед за этим, в сентябре 2015 г. началась официальная реализация четырехлетнего проекта «Повышение энергоэффективности в Казахстане», разработанного и контролируемого Министерством по инвестициям и развитию Республики Казахстан и Всемирным банком. Проект направлен на повышение энергоэффективности государственных и социально значимых объектов (школы, детские сады, больницы, объекты уличного освещения) и создание благоприятных условий для финансирования мероприятий в области энергосбережения. Банк выделил на реализацию проекта 21,76 млн. долл., и предполагалось, что начальный этап будет посвящен повышению энергоэффективности 19 социальных объектов страны (8 школ и 11 детских садов). Однако в конце октября 2016 г. было объявлено о том, что реализация программы отложена. Хотя проекты в отношении шести из девятнадцати изначально предусмотренных объектов получили официальное одобрение, тендеры в их отношении были отменены к августу 2016 г. из-за недостаточного количества поступивших заявок. В ближайшем будущем ожидается объявление повторного тендера. При этом проекты по оставшимся 13 объектам будут пересмотрены и повторно представлены на утверждение. Второй этап предусматривает расширение программы с включением в нее еще 25 объектов (в настоящее время по ним ведется подготовительная работа).

В региональном плане, в конце марта 2016 г. аким Восточно-Казахстанской области Даниал Ахметов

и директор ЕБРР по Казахстану Джанет Хекман подписали соглашение на сумму 7,7 млрд. тенге (23,9 млн. долл.) о замене уличного освещения в городах Усть-Каменогорск и Семей на более энергосберегающее. Ожидается, что новые осветительные приборы позволят снизить расходы на освещение в регионе на 60%.

И, пожалуй, самая существенная из подобных инициатив была запущена в 2017 г. ЕБРР объявил о выделении кредита в размере 9 млрд. тенге (28 млн. долл.) для ускорения процесса установки приборов учета тепла в жилых зданиях Казахстана. Кредит позволит государственному «Фонду развития ЖКХ» установить приборы учета тепла в отдельных жилых зданиях, а затем начать пилотную фазу установки приборов оптового учета электроэнергии. Новые счетчики не только помогут экономить тепло и электроэнергию в Казахстане, но и позволят компаниям централизованного теплоснабжения оптимизировать подачу тепла и снизить системные потери. Централизованное теплоснабжение является одним из приоритетных направлений финансируемых ЕБРР инициатив.<sup>22</sup> В настоящее время лишь 45% всего жилого фонда оборудованы приборами учета тепла, причем в зависимости от региона данный показатель в значительной степени варьируется. В рамках проекта, реализуемого при поддержке ЕБРР, планируется в течение последующих двух-трех лет вывести данный показатель в целом по стране на уровень свыше 80%.

Самым важным из недавних достижений Казахстана в сфере политики энергосбережения было сокращение доли ламп накаливания с 74% до 18% от общего числа в период с 2012 г. по 2016 г. Такого прогресса, в частности, удалось достичь благодаря снижению вдвое стоимости энергосберегающих светодиодных ламп. При этом также существует много других энергосберегающих технологий (помимо освещения), которые при правильной реализации в соответствующих условиях могут способствовать росту энергоэффективности в Казахстане. Однако внедрение таких технологий — намного более сложный процесс, чем модернизация систем освещения. В этой связи, главной целью законодательных органов с точки зрения содействия политики в области энергоэффективности должно стать создание экономических условий, стимулирующих инвестиции в модернизацию оборудования.

Согласно данным энергоаудитов промышленных предприятий и социальных объектов, выполненных Институтом развития электроэнергетики и энергосбережения в период с 2014 г. по 2016 г., потенциал энергосбережения в целом по стране составляет 17,2 млн. т топливного эквивалента (т.э.), а разрабатываемые в настоящее время меры должны способствовать ежегодному сокращению

<sup>22</sup>ЕБРР выделил 80 млн. евро (87 млн. долл.) в рамках шести проектов модернизации в сфере централизованного теплоснабжения в Казахстане.

потребления энергоресурсов на 4,9 млн. т т.э., при инвестициях в размере около 363,5 млрд. тенге (1,1 млрд. долл.). Однако процедуры энергоаудита пока несовершенны из-за фактического отсутствия методологий его проведения и нехватки специалистов. Как правило, такие аудиты сводятся к заполнению энергоаудиторами на предприятиях стандартных форм. Для повышения эффективности энергоаудитов промышленным предприятиям следует перейти с системы, предполагающей сдачу отчетности «вручную», на полностью автоматизированную систему контроля и учета.

Определено можно сказать, что энергосбережение начинается с системы учета (энергоресурсов), этот тезис несмотря на его простоту является фундаментальным если ставится задача достижения существенной экономии энергоресурсов, тем самым в Казахстане в ближайшие годы помимо проведения энергетических аудитов необходимо решить прежде всего проблемы с учетом энергоресурсов. Так, несмотря на постепенный рост оснащенности приборами учета тепла жилых зданий, учет отпуска тепла в ряде котельных может вестись,

по расчетным методикам. В результате, баланс по тепловой энергии не отражает реальной ситуации, в том числе величина потерь в тепловых сетях остается весьма приблизительным значением.

Учет потребления природного газа в Казахстане тоже сталкивается с рядом трудностей, связанных с тем, что значительное число приборов учета, не имеют встроенной функции температурной коррекции, необходимой для приведения объема газа к стандартным условиям (20 оС, 760 мм. ртутного столба), тем самым их показания являются заниженными, особенно в холодное время года, на которое и приходится пик потребления природного газа. Для целей решения этой проблемы в ряде областей (Мангистауской, Атырауской и Костанайской) национальный оператор АО «КазТрансГаз Аймак» ввел специальные поправочные коэффициенты, учитывающие среднюю температуру месяца, однако такое решение было отменено в феврале 2017 года по решению суда.

### 9.3.2. Путь 2: Низкоуглеродные и энергосберегающие технологии на транспорте

#### 9.3.2.1. Мировые тенденции транспортной сферы

Потребление транспортного топлива обеспечивает более половины (56%) общемирового объема спроса на жидкие углеводороды. При этом почти 4/5 от совокупного объема спроса со стороны транспортной сферы приходится на автодорожный транспорт (легковые и грузовые автомобили). В этой связи ожидается, что текущие изменения в типах автомобильных двигателей и в формах передвижения пассажиров будут оказывать существенное воздействие на потребление топлива и объемы выбросов парниковых газов. При оценке развития событий в транспортной сфере и конкретно в области автодорожного транспорта, IHS Markit делит мировой автопарк на две категории: частный (личный) и коммерческий транспорт.<sup>23</sup>

Частные транспортные средства или легковые [и малотоннажные] автомобили (LDV) являются самыми крупными потребителями жидкого углеводородного топлива – прежде всего, бензина. Такие автомобили обычно принадлежат частным лицам, имеют низкий коэффициент использования и относительно длительный срок службы (как правило, от 11 до 20 лет). Коммерческие транспортные средства, также известные как автомобили средней грузоподъемности (MDV) и автомобили высокой грузоподъемности [высокомощный и большегрузный транспорт]

(HDV), обычно принадлежат муниципальным и коммерческим предприятиям. В отличие от легковых, они имеют высокий коэффициент использования и гораздо более короткий срок службы (от трех до пяти лет). Основным видом топлива для этих автомобилей (таких как грузовики и автобусы) является дизельное.

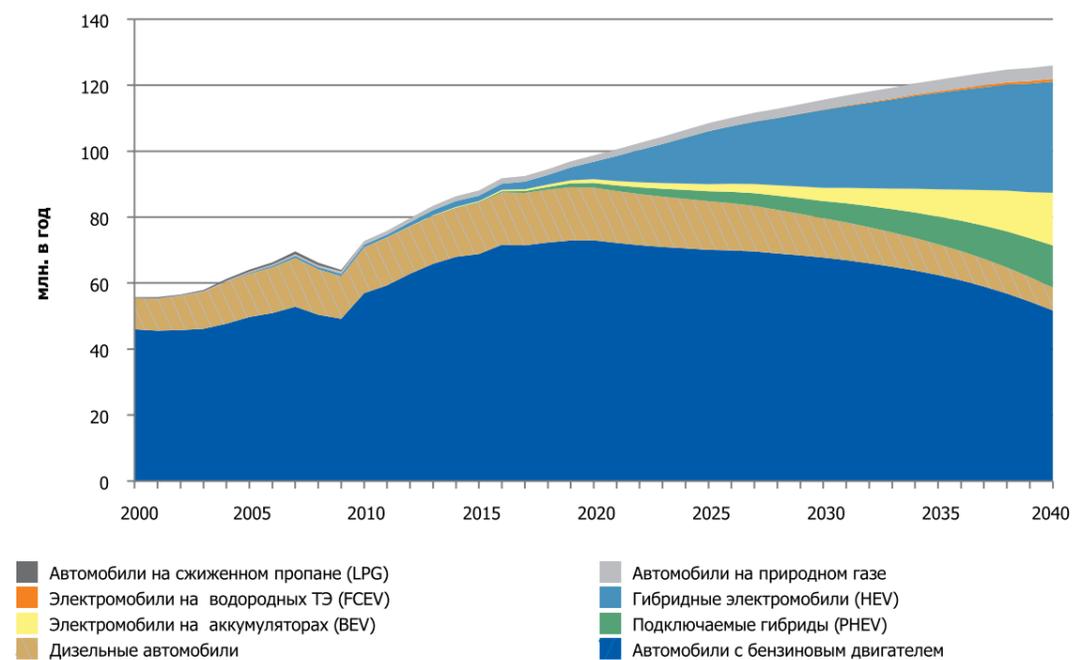
Рынок коммерческих транспортных средств является источником 30% спроса на автомобильное топливо. При этом основная доля продаж коммерческих автомобилей и спроса на топливо для них приходится на грузовые автомобили (фуры), осуществляющие перевозки на дальние расстояния. Следует отметить, что при выборе транспортных средств операторы парков коммерческих автомобилей руководствуются по большей части иными принципами, чем частные автовладельцы. Хотя вопрос расходов является важным в обоих случаях, при покупке личных автомобилей зачастую уделяется больше внимания менее существенным (как правило, эстетическим) факторам – таким как аксессуары, дизайн, бренд и престиж автомобиля. В свою очередь, оператор автопарка первоочередное внимание при покупке уделяет таким аспектам как эффективность, надежность и стоимость автомобиля. На настоящий момент преимущества дизельных двигателей (в частности, их эффективность, надежность и мощность) затрудняют процесс проникновения в коммерческий парк автомобилей альтернативных видов двигателей и топлива.

Представленные на рынке аккумуляторы пока не способны обеспечить плотность энергии, пробег без дозаправки и срок эксплуатации, которые требуются с учетом высокого коэффициента использования транспортных средств на большинстве коммерческих предприятий. Тем не менее, формы природного газа с более высокой плотностью энергии – такие как КПГ и СПГ<sup>24</sup> – начинают использоваться в парках автомобилей, работа которых предполагает частый возврат на базу. Такие транспортные средства выполняют повторяющиеся задачи на фиксированных маршрутах и не требуют большого количества дозаправок в пути (к ним относятся мусоровозы, городские автобусы и фургоны доставки). В краткосрочной перспективе основными препятствиями для использования природного газа в качестве топлива для коммерческого автопарка (особенно для грузового транспорта в сфере перевозок на дальние расстояния) будут более высокий уровень вложений в покупку транспортных средств, работающих на КПГ и СПГ, а также недостаточно развитая инфраструктура АЗС. Помимо этого, незначительная текущая разница в ценах на дизельное топливо и на природный газ, меньшее количество вариантов имеющихся на рынке автомобилей, использующих КПГ или СПГ, ограниченность базы и опыта техобслуживания и коммерческой инфраструктуры, а также более

длительное время заправки, также пока замедляют процесс внедрения подобных транспортных средств во многих странах, за исключением Китая. Согласно прогнозам IHS Markit, цены на нефть будут постепенно расти, что должно стимулировать рост использования автомобилей на КПГ и СПГ (хотя это также будет зависеть и от иных рыночных и политических аспектов).<sup>25</sup>

Гораздо более существенным фактором влияния на выбор топлива (и на уровень выбросов) в автомобильном транспорте является парк частных транспортных средств (легковых автомобилей), на долю которого приходится 70% спроса. Хотя существует целый ряд аспектов, потенциально ограничивающих общий объем продаж частных транспортных средств, включая их стоимость, а также политические меры, направленные на ограничение их продаж и использования, IHS Markit полагает, что продажи таких автомобилей продолжат расти: с уровня около 90 млн. единиц в 2016 г. до уровня около 128 млн. единиц к 2040 г. (см. Рис. 9.8). Это может привести к увеличению количества частных автомобилей на дорогах с 1,2 млрд. до 1,8 млрд. в течение ближайших 25 лет. В будущем мы прогнозируем рост (а не сокращение) потребности в средствах личного передвижения, хотя он может оказаться и менее существенным, чем предполагалось ранее.

Рис. 9.8. Мировой объем продаж легковых автомобилей по видам двигателей - базовый («конкурентный») сценарий



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

<sup>23</sup>См. Кевин Бёрн, Тиффани Груд и Хоссейн Сафаэи, «Как транспорт повлияет на мировой спрос на нефть (в том числе из нефтеносных песков)?», Стратегический отчет IHS Markit, декабрь 2016 г. [Kevin Birn, Tiffany Groode, and Hossein Safaei, Where Will Transportation Drive Global Oil (and Oil Sands) Demand?, IHS Markit Strategic Report, December 2016].

<sup>24</sup>Однако использование природного газа на транспорте также не лишено проблем. Одним из недостатков его использования является снижение на 18%-20% мощности двигателей за счет меньшей калорийности газовоздушной смеси (по сравнению с бензино-воздушной смесью), которая попадает в карбюраторный двигатель. Однако для двигателей с электронными системами впрыска, оснащаемых современными системами газового питания, потери мощности гораздо менее значительны.

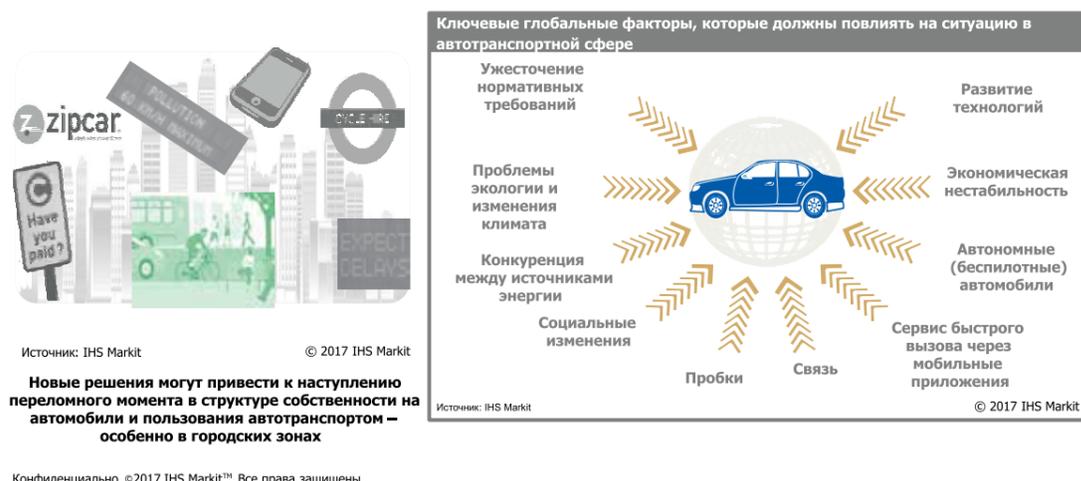
<sup>25</sup>Более подробная информация приводится в Разделе 5.3.2 настоящего Доклада, посвященного использованию природного газа на транспорте.

Однако расширение парка легковых автомобилей (которое ожидается, прежде всего, в городских зонах развивающихся стран, где частная собственность на автомобили пока еще не так широко распространена) в конечном итоге само по себе становится фактором, ограничивающим дальнейший рост. Чрезвычайно высокий уровень плотности населения в городах вышеупомянутых стран и вытекающий из этого высокий уровень концентрации транспортных средств при отстающем развитии инфраструктуры зачастую приводит к серьезному затруднению движения и существенному ухудшению качества воздуха. Серьезность этих вопросов для жизни городов

отражается на муниципальных решениях, как в государственном, так и в частном секторах. Так, в государственном секторе, все чаще проводится политика ограничения продаж транспортных средств в городах. Например, с 2016 г. в семи городах Китая действуют определенные муниципальные ограничения на продажу автомобилей или дополнительные сборы при их покупке. В свою очередь, в частном секторе появились новые варианты организации личного передвижения, такие как каршеринг и быстрый вызов машины с водителем через мобильные приложения (см. ниже) (см. Рис. 9.9).

Рис. 9.9. «Факторы перемен в транспортной сфере»

В автотранспортной сфере никогда еще не было такого количества несущих перемены факторов: политика, технологии и социальные аспекты



Несмотря на предполагаемое увеличение объема мирового парка легковых автомобилей на целых 50%, пропорционального роста потребления нефтепродуктов и выбросов парниковых газов не ожидается. В частности, повышение спроса на нефтепродукты должно затормозиться из-за сочетания целого ряда факторов (таких как сокращение частоты поездок на автомобилях, рост топливной эффективности транспортных средств и распространение альтернативных видов двигателей и топлива).

Объем поездок на автомобилях, который измеряется как пройденное автомобилем расстояние (пробег), является самым существенным фактором спроса на автомобильное топливо – особенно в краткосрочной перспективе. Так, во время глубокого экономического кризиса темпы роста потребления бензина в мире снизились с 1,3% в 2007 г. до 0,4% в 2008 г. Основной причиной замедления темпов роста спроса было то, что люди просто стали меньше ездить. В частности, перестали ездить на работу те, кто ее потерял. Семьи с ограниченным бюджетом сократили количество поездок на

личных автомобилях за покупками, на различные мероприятия и на отдых. Подобное изменение привычного поведения незамедлительно и заметно отразилось на мировом спросе на нефть, который в 2009 г. снизился на 2% по сравнению с 2007 г. (в Северной Америке спад составил 5%). В свою очередь, увеличение дальности и частоты поездок на автомобилях отражается на спросе не менее быстро. Так, в результате снижения цен на бензин в США в 2015 г. спрос вырос на 2,7% даже при вялом экономическом росте. По сравнению с 2014 г. средний пробег в расчете на человека в 2015 г. вырос почти на 4%, что привело к увеличению спроса на бензин.

По наблюдениям IHS Markit, привычки вождения во всем мире постепенно меняются. В развитых странах – таких как США, Япония и Европа – сложился зрелый рынок, на котором автомобили есть практически у всех, кому они нужны. Таким образом, существенных изменений в использовании автомобилей (включая пробег) на таких рынках в обозримом будущем может не произойти. Но в то же самое время, снижение общей стоимости

поездок, за счет использования альтернативных видов передвижения (например, автономных («беспилотных») автомобилей или вызова машины с водителем через мобильное приложение – см. ниже), способно привести к увеличению пробега. Если говорить о развивающихся странах, то было принято полагать, что с ростом доходов населения ситуация с собственностью на автомобили и их использованием будет складываться примерно так же, как это происходило в свое время в развитых странах, приводя к увеличению продаж автомобилей и повышению спроса на нефтепродукты. Однако теперь это представляется все менее и менее вероятным. Одним из ключевых отличий является присутствие таких упомянутых выше факторов как затрудненное движение в городах, низкое качество воздуха и рост стоимости использования транспортных средств в городских центрах, которые не способствуют покупке и использованию автомобилей.

Еще одним важным аспектом, влияющим на спрос на автомобильное топливо и выбросы парниковых газов, является топливная эффективность. Средний показатель экономии топлива автопарка в целом складывается из средней эффективности

всех видов транспортных средств (и их двигателей) на дороге. Данный показатель меняется по мере выхода на рынок и исчезновения с него тех или иных транспортных средств. Помимо этого, проблемы, связанные с энергетической безопасностью (обеспеченностью энергоресурсами), качеством воздуха и изменением климата, заставляют законодателей развивать и расширять стандарты экономии топлива в целях сокращения его потребления и объема вредных выбросов (см. текстовую вставку «Стратегии сокращения выбросов парниковых газов от автомобилей с традиционными видами двигателей в транспортном секторе»). В общемировом масштабе на 80% продаж новых пассажирских транспортных средств распространяются те или иные требования к экономии топлива. Такие требования заставляют автопроизводителей как модернизировать традиционные технологии (работу и использование двигателей на бензине и дизельном топливе), так и разрабатывать перспективные виды двигателей и автомобили, работающие на альтернативных видах топлива (таких как электричество).

### Стратегии сокращения выбросов парниковых газов от автомобилей с традиционными видами двигателей в транспортном секторе

Казахстанская система торговли квотами на выбросы, работа которой должна возобновиться в 2018 г. (см. Раздел 9.3.3 ниже), охватывает 140 предприятий нефтегазовой, электроэнергетической, горно-металлургической и химической промышленности. Как и многие аналогичные системы в других странах мира, она не включает транспортный сектор. Это, прежде всего, связано со сложностью организации учета и отчетности в отношении многих тысяч отдельных точечных источников загрязнения атмосферы, а в некоторых случаях также с наличием большого числа обслуживающих предприятий. Помимо этого, поскольку стационарные источники выбросов, как правило, имеют более длительный срок службы – для электростанций и зданий он составляет несколько десятков лет – меры, направленные на борьбу с выбросами углекислого газа от них, как правило, обеспечивают более существенные объемы сокращения (на протяжении всего периода эксплуатации таких объектов). В свою очередь, цикл эксплуатации мобильных источников выбросов (особенно транспортных средств) имеет тенденцию быть более коротким, что дает возможность постоянного повышения эффективности с помощью механизмов, отличных от СТВ – таких как новые стандарты топливной эффективности и объемов выбросов. Однако, учитывая увеличение количества частных автомобилей в Казахстане (которое в 2015 г. составляло чуть более 4 млн. единиц,

хотя к апрелю 2017 г. снизилось до 3,85 млн. единиц), снижение выбросов парниковых газов в транспортной сфере может в той или иной мере помочь Казахстану реализовать предварительно определенный национальный вклад согласно Парижскому соглашению по климату. Фактически, в Казахстане уже существуют инструменты – такие как стандарты экономии автомобильного топлива и нормы выбросов, система проверки выбросов от транспортных средств и требования к качеству топлива – которые могут послужить хорошей основой для сокращения выбросов парниковых газов в транспортной сфере. Во-первых, исходя из того, что сокращение потребления топлива означает сокращение выбросов, в 2012 г. Казахстан ввел минимальные стандарты экономии (расхода) топлива для всех видов автотранспортного транспорта. Казахстанские стандарты основаны на показателях теплоты сгорания и удельного расхода топлива. Правительство также активно поддерживает топливную эффективность, устанавливая более высокие ставки транспортного налога для автомобилей с большими объемами двигателей и выборочно увеличивая таможенные пошлины на импорт более старых автомобилей и автомобилей с более крупногабаритными двигателями. Однако один типичный недостаток заключается в том, что, несмотря на все эти стандарты и меры, росту топливной экономии часто препятствует низкое октановое число либо низкое качество имеющегося в наличии топлива.

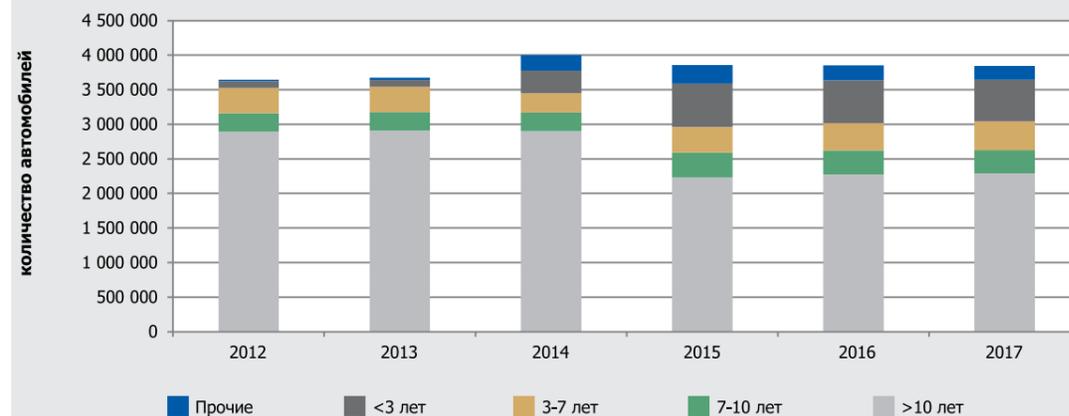
Во-вторых, в 2004 г. в Казахстане был введен режим проверки выхлопных газов транспортных средств для всех легковых автомобилей, в рамках которого были установлены предельно допустимые максимальные концентрации «оксидов углерода» и углеводородов (например, твердых частиц дизельного топлива) в выхлопных газах. Выбросы от транспортных средств не должны превышать максимально допустимого уровня, предусмотренного Техническим стандартом 51709-2004 «Автотранспортные средства. Требования к техническому состоянию по условиям безопасности движения». Как и в случае с упомянутыми выше стандартами экономии топлива на транспортных средствах, относительно низкое качество имеющихся в Казахстане видов автомобильного топлива отрицательно сказывается на эффективности работы транспортных средств и в целом означает повышение концентрации монооксида углерода и углеводородов в выхлопных газах.

Два вышеприведенных примера наглядно демонстрируют, что введение технических норм и правил в области экономии топлива и ограничения объема выбросов от автотранспортных средств, опережает развитие производства на НПЗ более высококачественных марок топлива. Сроки введения новых стандартов автомобильного топлива с прекращением производства низкооктанового бензина АИ-80 и увеличением производства марок бензина и дизельного топлива более высокого качества (особенно Евро-4 и Евро-5), неоднократно переносились на более поздний срок. Это, в частности, было обусловлено разным уровнем готовности производителей/импортеров автотранспортных средств и НПЗ к осуществлению необходимых преобразований (модернизации), для обеспечения соответствия новым стандартам. Таким образом, задача заключается в координации процессов повышения качества выпускаемого в стране автомобильного

топлива и усовершенствования технологических характеристик парка автомобилей Казахстана. Позитивным моментом является ожидаемое завершение программы модернизации трех НПЗ страны во второй половине 2018 г., что позволит существенно увеличить объемы производства высокооктанового бензина и дизельного топлива. Таким образом, даже в самой ближайшей перспективе переход с более низкокачественных на более высококачественные марки бензина, для двигателей внутреннего сгорания может обеспечить существенный уровень сокращения выбросов парниковых газов. В более долгосрочной перспективе основу для ускоренного сокращения выбросов закладываются принимаемые Казахстаном меры по переходу на альтернативные виды топлива для транспортных средств (например, на природный газ) одновременно с постепенным выходом на рынок автомобилей с электрическим двигателем (гибридных либо работающих полностью на электричестве).

Хотя парк частных автомобилей в Казахстане довольно сильно устарел, в течение последних нескольких лет в нем происходят заметные изменения, которые способны отразиться на общей картине потребления топлива. Тогда как в 2014 г. автомобили возрастом более 10 лет составляли почти 3/4 парка всех частных автомобилей, в 2017 г. их доля снизилась примерно до 60%. (см. Рис. 9.10). В легковом парке Казахстана преобладают транспортные средства, работающие на бензине (94% в 2017 г.). Однако за последние пять лет выросла доля автомобилей, использующих смешанные виды топлива (предположительно, в основном СУГ) – с уровня менее 1% в 2012 г. до уровня более 3% в 2017 г.

Рис 9.10. Парк легковых автомобилей в Казахстане с разбивкой по году производства



Примечание: Данные за 2017 г. приведены по состоянию на конец мая 2017 г.

Источник: IHS Markit, Комитет по статистике РК

© 2017 IHS Markit

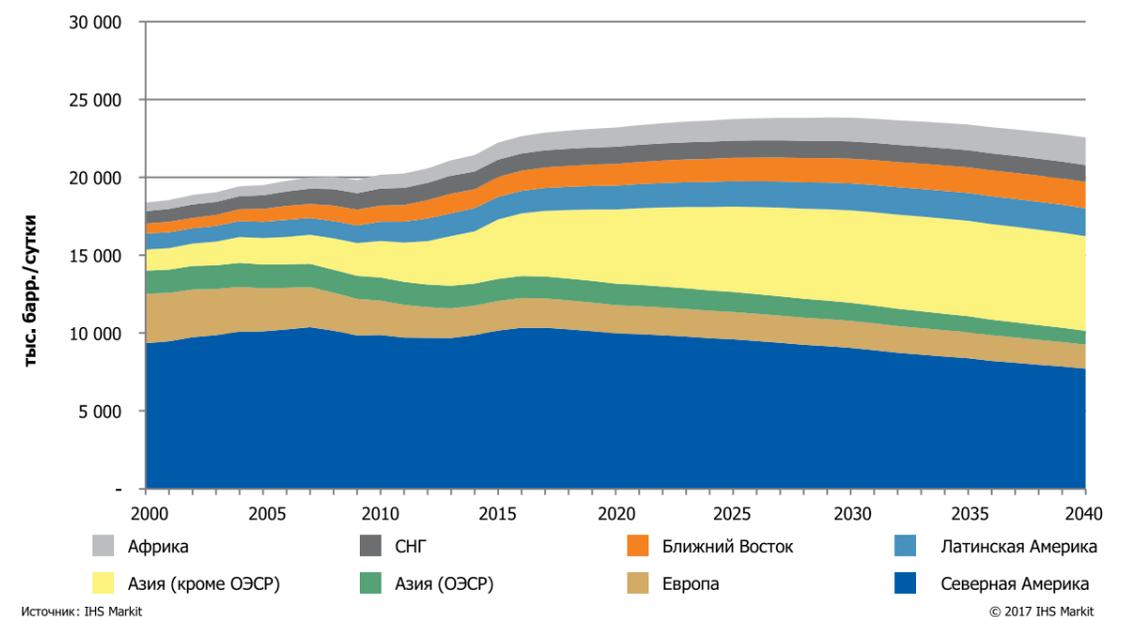
Еще одной заметной тенденцией в сфере передвижения на транспорте в Казахстане является увеличение доли пассажирских поездок на автобусах (в километрах), которая в течение последнего десятилетия росла в среднем почти на 11% в год. Это обещает хорошие перспективы муниципальным властям, которые стремятся к модернизации автобусного парка и сопутствующей инфраструктуры с переходом на более чистые виды топлива. В сфере товарных перевозок все так же преобладает железнодорожный транспорт (46% общего объема грузооборота). В этой связи, железнодорожному оператору «Казахстан

Темир Жолы» рекомендуется продолжать замену тягового состава на производимый, в рамках совместного предприятия с Alstom, заменяя ими старые советские поезда. Учитывая региональную взаимосвязь железнодорожных сетей, Казахстану следует использовать такие платформы, как ЕАЭС, чтобы продвигаться в направлении оптимизации региональных стандартов в целях повышения энергоэффективности со стороны операторов железных дорог и производителей подвижного состава (и двигателей для него).

Несмотря на изменения в показателях пробега транспортных средств и эффективности потребления топлива, а также на постепенное начало использования автомобилей с альтернативными видами двигателей (см. следующий раздел), базовые сценарии экспертов по прогнозам в области энергетики, таких как Управление по информации в области энергетики США (EIA) и Международное энергетическое агентство (МЭА) предполагают, что в период до 2040 г. совокупный спрос на сырую нефть будет продолжать расти, хоть и с некоторым замедлением.<sup>26</sup> Однако воздействие подобных изменений на спрос на нефтепродукты, используемые главным образом в качестве автомобильного

топлива, будет более значительным. Согласно базовому («конкурентному») сценарию IHS Markit, общемировой спрос на бензин и дизельное топливо (для всех типов автомобилей в транспортной сфере и во всех других отраслях экономики) выйдет на пиковый уровень около 2025 г., после чего будет оставаться практически неизменным. Спрос на бензин для легковых автомобилей достигнет пика к 2030 г., а затем будет медленно снижаться (см. Рис. 9.11). С этого момента весомая доля в спросе на автомобильное топливо начнет приходиться на электричество.<sup>27</sup>

Рис. 9.11. Мировой спрос на бензин для легковых автомобилей в разных регионах мира



Источник: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

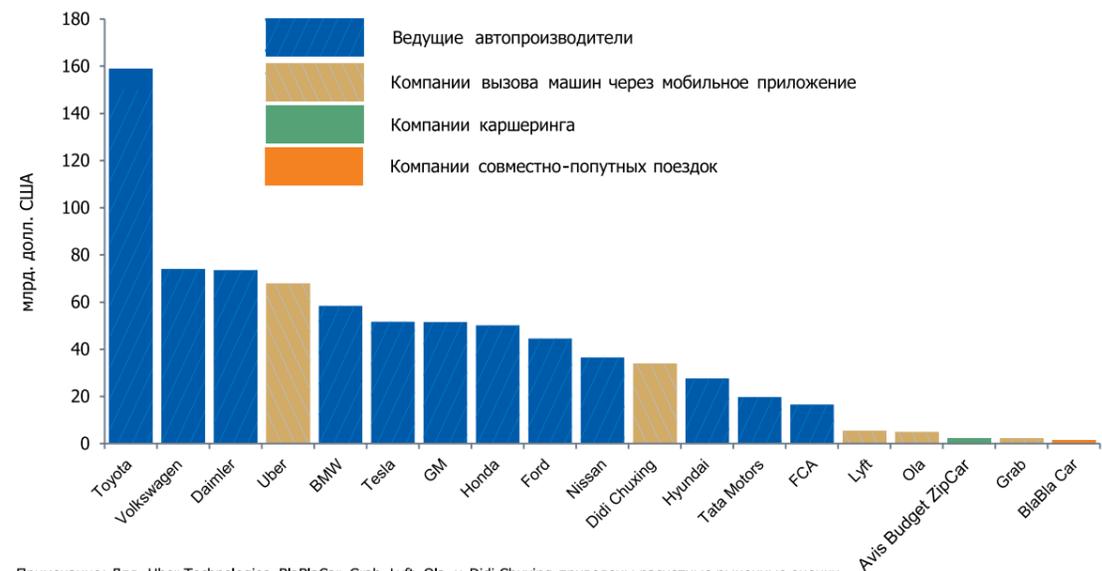
<sup>26</sup>Как МЭА, так и EIA, прогнозируют, что к 2040 г. мировой спрос на нефть вырастет приблизительно на 20 млн. барр./сутки и выйдет на уровень свыше 120 млн. барр./сутки.

<sup>27</sup>Мировой рост спроса на нефть после 2030 г. будет поддерживаться ростом спроса на другие нефтепродукты. Ожидается, что до 2040 г. мировой спрос на нефть будет существенно расти из-за увеличения спроса в нефте-химической отрасли. Мировое потребление авиакеросина также значительно возрастает в течение прогнозируемого периода, вследствие увеличения количества воздушных перевозок в развивающихся странах.

Следует отметить, что эти прогнозы не в полной мере учитывают еще одно направление развития транспортной сферы, которое вполне способно оказать влияние на уровень спроса на автомобильное топливо и объемы выбросов в атмосферу, хотя его пока сложно точно рассчитать. Речь идет о таком непредсказуемом на данный момент факторе, как новые формы передвижения, когда поездка на автомобилях приобретает как услуга, без необходимости покупки личного транспортного средства. Предполагается, что сервисы вызова машины с водителем, через мобильные приложения и каршеринга, в ряде зон начнут обходиться дешевле, чем содержание личного автомобиля – особенно в городах, где движение сильно затруднено из-за большого количества машин на дорогах и возможности для

парковки ограничены. В 2016 г. бизнес компании Uber (пионера в области вызова машин через мобильные приложения), оценивался в 68 млрд. долл. – выше, чем рыночная капитализация любой из «большой тройки» американских автопроизводителей (см. Рис. 9.12). К октябрю того же года, Uber и другие аналогичные компании, такие как Lyft, Juno и Via, ежедневно перевозили 500 000 пассажиров только в городе Нью-Йорк, утроив аналогичный показатель за предыдущий год. Во второй половине 2016 г. Didi – ведущая компания вызова машин через мобильное приложение в Китае – осуществляла в среднем 20 миллионов поездок в день. Исходя из того, что средняя дальность поездки составляет около 5 миль, это означает примерно 100 миллионов миль в день.

**Рис. 9.12.** Рыночная капитализация ведущих автопроизводителей и компаний вызова машин через мобильное приложение, каршеринга и совместно-попутных поездок, май 2017 г.



Примечание: Для Uber Technologies, BlaBlaCar, Grab, Lyft, Ola и Didi Chuxing приведены расчетные рыночные оценки.  
Источник: NYSE/Nasdaq, Bloomberg, TechCrunch © 2017 IHS Markit

Эти новые формы передвижения – несмотря на то, что они все еще нередко оказываются дороже поездок на общественном транспорте – могут привести к снижению объема выбросов на душу населения, если будут способствовать уменьшению количества частных автомобилей. Это особенно актуально для тех стран мира, где частное автовладение еще не получило широкого распространения. Например, ожидается, что вызов машин через мобильные приложения станет преобладающей формой передвижения на транспорте в городских зонах стран с формирующейся рыночной экономикой. Однако

глобальное воздействие этой тенденции на выбросы парниковых газов от транспортных средств пока до конца не ясно. Например, в Нью-Йорке одним из непредвиденных прямых последствий использования сервиса вызова машин через мобильное приложение стало сокращение пассажиропотока на общественном транспорте, что в короткий срок привело к увеличению как пробок на дорогах, так и объемов выбросов.<sup>28</sup> Внедрение «беспилотных» или автономных технологий, также может способствовать распространению поездок на автомобиле как услуги, хотя и не обязательно станет

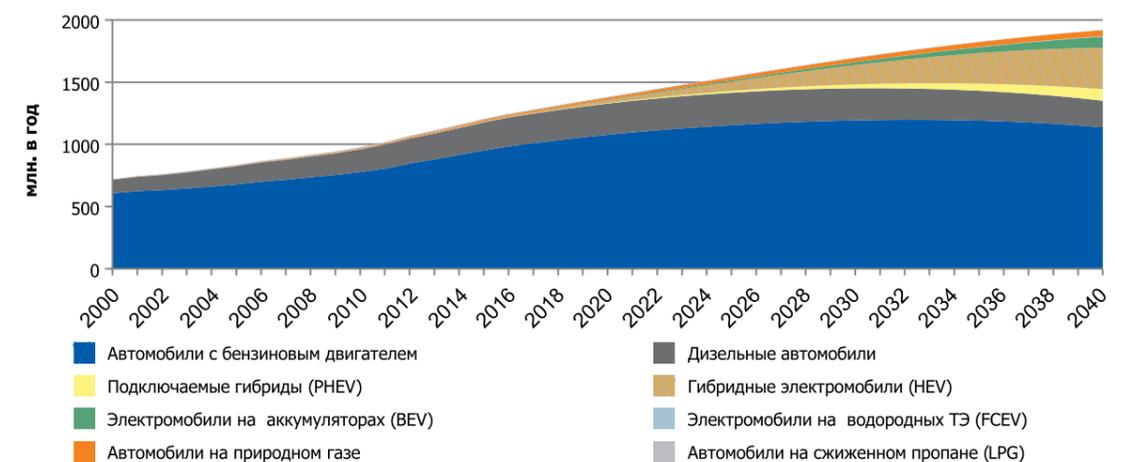
фундаментальным фактором перемен. Использование автомобилей без водителя, позволило бы снизить стоимость поездок при вызове через мобильные приложения, став таким образом доступным для новых слоев населения. Компании, работающие в сфере технологий, такие как Apple и Google, которые располагают одним из самых крупных в мире капиталов, серьезно заняты разработкой «беспилотных» систем, что означает возможность новых и неожиданных инноваций в области автономного передвижения и транспортного сообщения. В конечном итоге, в глобальном масштабе пока не ясно, как эти новые формы передвижения отразятся на дальности и частоте поездок (пробега) в расчете на человека, количестве транспортных средств, необходимых для обеспечения всех этих поездок, а также какая часть пройденного расстояния будет обеспечиваться за счет использования бензина и дизельного топлива и какая часть – за счет использования электричества или даже природного газа либо водорода. Ясно одно: старое уравнение с такими переменными как автомобили, пробег и потребление топлива (оставшееся относительно стабильным на протяжении почти столетия) в ближайшие десятилетия может измениться – и, возможно, радикально.

**9.3.2.2. Электрический/гибридный транспорт**

Благодаря политической поддержке со стороны

государства, альтернативные транспортные средства – особенно электромобили – начали наращивать присутствие на рынке. Политика, направленная на укрепление энергетической безопасности (обеспеченности энергоресурсами), борьбу с изменением климата и улучшение качества воздуха в городах, способствует росту использования электромобилей во всем мире. Это стимулирует значительные инвестиции в аккумуляторные технологии, как на государственном, так и на частном уровне. И эти инвестиции начинают окупаться, поскольку с 2012 по 2015 г. стоимость автомобильных литиевых аккумуляторов снизилась почти на 30%. Согласно прогнозам IHS Markit, с течением времени объем продаж, как гибридных автомобилей, так и электромобилей на аккумуляторах, будет расти, хотя их влияние на объем совокупного спроса на топливо станет заметным далеко не сразу. Разработанный IHS Markit базовый («конкурентный») сценарий мировой энергетики предполагает, что к 2040 г. на долю всех альтернативных видов двигателей (газовых, гибридных, электрических (аккумуляторных) и водородных) в совокупности может приходиться почти половина (46%) от общего объема продаж новых легковых автомобилей в мире, и к тому моменту они будут составлять почти 30%<sup>29</sup> всего легкового парка (см. Рис. 9.8) сценарий» и Рис. 9.13).

**Рис. 9.13.** Мировой парк легковых автомобилей с разбивкой по видам двигателей – базовый сценарий



Источник: IHS Markit © 2017 IHS Markit

<sup>28</sup>См. Эмма Г. Фицсиммонс и Уинни Ху, «Обратная сторона мобильных сервисов: рост пробок на дорогах Нью-Йорка», Нью-Йорк Таймс, 6 марта 2017 г. [Emma G. Fitzsimmons and Winnie Hu, "The Downside of Ride Hailing: More New York City Gridlock," The New York Times, March 6, 2017]. А так же Мелисса Эдди и Джек Юинг: «В то время как Европа уходит от дизельных автомобилей, немецкие производители борются за их спасение», Нью-Йорк Таймс, 3 августа 2017 г. [Melissa Eddy and Jack Ewing, "As Europe Sours on Diesel Cars, German Groups Fight to Save Them," The New York Times, August 3, 2017.]

<sup>29</sup>Следует отметить, что доля гибридных и плагин-гибридных электромобилей в общем объеме автомобилей с альтернативными видами двигателей довольно существенна – на остальные альтернативные варианты (автомобили с двигателями на природном газе, электрических аккумуляторах и водороде) в 2040 г. будет приходиться лишь 7% от общего парка легковых автомобилей.

При этом IHS Markit прогнозирует, что в период с 2016 г. по 2025 г. продажи гибридных и электрических легковых автомобилей в мире вырастут в десять раз – до 21,2 млн. единиц – и при этом они будут составлять чуть менее 20% совокупного объема продаж новых автомобилей. Основная часть из них (16 млн. единиц) будет приходиться на гибридные электромобили. Ожидается, что продажи подключаемых гибридов (плагин-гибридных электромобилей / PHEV) вырастут примерно до 0,8 млн. единиц – также как и продажи автомобилей с полным электродвижением (работающих только на электричестве). Последние продемонстрируют самое быстрое увеличение доли на рынке, пусть и с очень низкого (на настоящий момент) уровня продаж. Прогнозы на более долгосрочную перспективу в значительной степени варьируются, но, согласно базовому сценарию IHS Markit, продажи автомобилей с полным электродвижением вырастут до 4 млн. единиц к 2030 г. и почти до 16 млн. единиц к 2040 г. (на тот момент такие транспортные средства будут составлять 9% от общего количества всех автомобилей на дорогах).

Западная Европа, где гибридный и электрический транспорт впервые стал использоваться в широком масштабе, останется его крупнейшим региональным рынком (44% от общемирового объема спроса), но более активный рост при этом ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе, где лидером будет Китай (в 2016 г. продажи вырастут на 70%). Так же как и в случае с проблемами использования СПГ в мировом транспортном секторе, которые рассматривались в Национальном энергетическом докладе за 2015 г., поддержание спроса в данной сфере зависит, прежде всего, от развития инфраструктуры зарядки аккумуляторов в крупных городах и вдоль основных автотранспортных магистралей. Как в Европе, так и в Китае основным фактором, способствующим ускорению перехода на гибридный и электрический транспорт, является высокий уровень выбросов NO<sub>2</sub> и твердых частиц от дизельных автомобилей. Хотя переход на дизельные автомобили в Европе в последние десятилетия получал официальную поддержку по экологическим соображениям (более экономный расход топлива в расчете на пройденное расстояние и более низкий уровень выбросов углекислого газа по сравнению с бензином), в ходе его планирования не было принято во внимание существенное увеличение выбросов загрязняющих веществ, не относящихся к CO<sub>2</sub>, при широком использовании дизельного топлива на транспорте (так, например, на дизельном топливе работает половина парка частных автомобилей в Великобритании).<sup>30</sup>

По данным объединения «КазАвтоПром» (Союза предприятий автомобильной отрасли Казахстана), аккумуляторные электромобили в Казахстане на данный момент остаются экзотикой, относящейся к элитному сегменту рынка. В 2016 г. в стране

было продано 35 электромобилей, что на 9% больше, чем в 2015 г. Хотя такие покупки не поддерживаются субсидиями, как во многих других странах, определенные стимулы все же присутствуют – это нулевая ставка импортных пошлин в период с сентября 2016 г. по август 2017 г., а также более низкие сборы за использование и регистрацию (в два раза меньше, чем для традиционных транспортных средств). Помимо этого, электромобили в Казахстане освобождены от транспортного налога. Тем не менее, представители объединения «КазАвтоПром» отмечают, что вышеуказанные стимулы пока не привели к заметному увеличению спроса на электромобили. Помимо высоких цен (от 23 000 до более 100 000 долларов), спрос ограничивают такие факторы как суровый климат страны, а также нехватка станций зарядки и сервисных пунктов. Хотя большинство электромобилей импортируется, небольшое количество также производится в Казахстане (согласно расчетам объединения «КазАвтоПром», в первом квартале 2017 г. одна треть транспортных средств [всех типов], приобретенных в стране, была произведена на ее территории).<sup>31</sup> Первая в Казахстане станция быстрой зарядки электромобилей появилась в июле 2017 г. в Астане. Мощность станции составляет 50 кВт и подзарядка на ней аккумуляторов мощностью 24 кВт с уровня 30% до уровня 80% занимает 15 минут.

В настоящее время в парке общественного транспорта страны также начинают появляться гибридные транспортные средства. В мае 2017 г. компания IVECO Bus отправила первую партию (для окончательной сборки в Костанаете), в рамках контракта на поставку, 210 автобусов Urbanway и Urbanway Hybrid для использования в городе Астана во время проведения выставки ЭКСПО-2017 и в последующие годы. Автобусы Urbanway Hybrid объединяют электрическую тяговую систему с двигателем внутреннего сгорания Евро-6. Благодаря этому, они расходуют на 30% меньше топлива, чем обычные автобусы на дизельном топливе, а также позволяют сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 33% и оксидов азота – на 40%.

Другие недавние события также указывают на то, что, помимо импорта и сборки электромобилей, Казахстан способен играть более весомую роль в их производстве. В начале 2017 г. представители фонда «Самрук-Казына» объявили, что в Восточно-Казахстанской, Алматинской и Кызылординской областях обнаружены запасы лития, который используется в производстве литий-ионных и литий-полимерных аккумуляторов для электромобилей. Хотя на настоящий момент комплексной оценки ресурсной базы страны не проводилось, только на месторождении Ахметкино в Восточно-Казахстанской области, по имеющимся сведениям, содержится 26 000 т оксида лития. Эксперты полагают, что Казахстан в достаточной мере обеспечен ресурсами для создания системы

литиевого производства (от добычи руды до выпуска литиевых аккумуляторов) в течение ближайших 10-15 лет.

По имеющимся прогнозам, спрос на литий в мире вырастет с 184 000 т в 2015 г. до 534 000 т к 2025 г. При этом ожидается, что аккумуляторы для электромобилей в 2025 г. будут обеспечивать около 38% общего объема спроса на литий (по сравнению с 14% в 2015 г.), поскольку снижение стоимости литиевых аккумуляторов к середине следующего десятилетия должно сделать электромобили полностью конкурентоспособными по цене в сравнении с транспортными средствами, оснащенными двигателями внутреннего сгорания. Спрос на литий в производстве сетевых систем хранения энергии также увеличится – с 400 тонн в 2015 г. до 33 800 тонн в 2025 г. – составив более 6% от общего объема спроса на данный металл. Другим потенциальным источником лития в Казахстане и других странах мира является попутная вода, получаемая при добыче нефти и газа. Канадская компания MGX Minerals в настоящее время изучает рентабельность технологии «петролитий» – получения лития из попутных вод

(при таких низких концентрациях как 67 мг/л) путем сложного процесса нанофлотации и фильтрации – в рамках пилотных проектов в провинции Альберта и штате Юта. Данная технология требует предварительной подготовки попутных вод (удаления нефти, коллоидов и металлов) до извлечения лития, что с одной стороны обеспечивает экологические преимущества, а с другой – приводит к росту затрат. Однако ожидается, что эти затраты более чем компенсируются доходами от производства лития. Если удастся обеспечить рентабельность данного подхода, MGX предположительно будет налаживать партнерские отношения с крупными нефтяными компаниями и/или основными поставщиками сервисных услуг для установки оборудования, оснащенного подобной технологией, вблизи основных площадок сбора и повторной закачки воды. В этой связи, на данный момент для добывающих предприятий Казахстана представляется целесообразным отследить уровень содержания лития в попутных водах, чтобы выявить наличие потенциально перспективных участков.

## Углеродный след: электромобили и традиционный транспорт

С целью заблаговременной оценки потенциального воздействия перехода на автомобили с частичным или полным электродвижением на выбросы парниковых газов, эксперты IHS Markit выполнили сравнение выбросов CO<sub>2</sub> от подключаемых гибридных электромобилей (плагин-гибридов/PHEV) с выбросами от ряда других видов двигателей, в том числе при различных сценариях (см. ниже).<sup>32</sup> С точки зрения выбросов парниковых газов, подключаемый гибридный электромобиль – хорошая альтернатива сегодняшним автомобилям с полным электродвижением (работающим на аккумуляторах): он полностью приводится в действие электрическим двигателем, который периодически подзаряжается от обычной электросети. И только если уровень заряда аккумулятора электрического двигателя падает ниже критической отметки, срабатывает двигатель внутреннего сгорания, обеспечивая питание электродвигателя. Иными словами, подключаемый гибрид – это электромобиль, который использует бензин только в случаях, когда необходимо продлить поездку, но для этого не хватает заряда электродвигателя. В отличие от этого, обычный гибридный автомобиль (HVE) при низких скоростях приводится в действие электродвигателем,

а при высоких – двигателем внутреннего сгорания, и основным топливом для него является бензин.

Потенциал плагин-гибридов и аккумуляторных электромобилей с точки зрения сокращения выбросов парниковых газов зависит главным образом от двух факторов: (а) высокой энергоэффективности электрического двигателя, которая позволяет снизить общий уровень энергопотребления и (б) топлива, из которого вырабатывается электроэнергия для питания аккумулятора электродвигателя.

Эксперты IHS Markit провели исследование, целью которого было определить уровень сокращения объемов выбросов при использовании электромобилей по сравнению с автомобилями с традиционным двигателем. Для этого было выполнен анализ выбросов CO<sub>2</sub> от подключаемых гибридных электромобилей, электропитание которых обеспечивается с применением: (а) безуглеродных источников (атомная энергия, гидроэнергия, а также энергия ветра и солнца), (б) природного газа и (в) угля в сравнении с выбросами от (а) двигателей внутреннего сгорания и (б) обычных гибридных автомобилей (HVE). Сравнительные показатели по двигателям

<sup>30</sup>См. Кимико де Фрейтас-Тамука, «Лондон задыхается от рекордного загрязнения воздуха в результате перехода на дизельное топливо», Нью-Йорк Таймс, 18 февраля 2016 г. [Kimiko de Freytas-Tamuka, "A Push for Diesel Leaves London Gasping Amid Record Air Pollution," The New York Times, February 18, 2016].

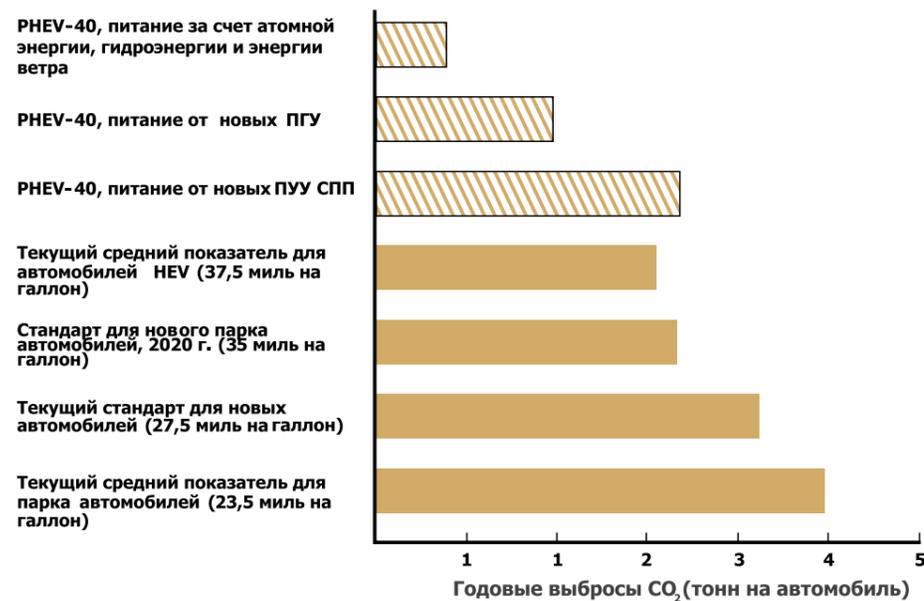
<sup>31</sup>Первым выпущенным в Казахстане электромобилем был кроссовер KIA Soul EV, собранный на заводе «Азия Авто» в конце 2014 г., а в июле 2016 г. с конвейера ТОО «СарыаркаАвтоПром» в Костанаете сошла партия электромобилей JAC.

<sup>32</sup>Патриция А. Диорио, Эрон Ф. Брэди, «От заливки к зарядке: каков потенциал подключаемых гибридных электромобилей?», Индивидуальный отчет CERA, июнь 2008 г. [Patricia A. Diorio and Aaron F. Brady, From the Pump to the Plug: What Is the Potential of Plug-in Hybrid Electric Vehicles? CERA Private Report, June 2008.]

внутреннего сгорания также подразделялись в зависимости от соответствия (а) действующему на момент проведения анализа (2008 г.) среднему показателю топливной эффективности, который составлял 23,5 миль на галлон для легковых и малотоннажных грузовых автомобилей; (б) действующему на тот момент стандарту средней корпоративной экономии топлива (CAFE) для новых легковых автомобилей – 27,5 миль на галлон; а также (с) стандарту CAFE для новых автомобилей на 2020 г. – 35 миль на галлон.<sup>33</sup> Исследование показало, что сокращение выбросов при использовании плагин-гибридов в существенной мере зависело от топлива, из которого вырабатывается электроэнергия для питания автомобильного аккумулятора. Если электричество вырабатывалось на электростанциях, оснащенных пылеугольными установками со сверхкритическими параметрами пара, то уровень выбросов

не сокращался (составляя около 3,5 т CO<sub>2</sub> в год на автомобиль) по сравнению с применением двигателей внутреннего сгорания, соответствующих действующим на данный момент стандартам CAFE 2016/2020 гг. (3,4 т). Сокращение выбросов наблюдалось только при использовании более экологически чистых видов топлива в целях выработки электроэнергии для зарядки аккумулятора – таких как природный газ (на парогазовых установках – около 2 т в год на автомобиль), а также энергия ветра и солнца, атомная энергия и гидроэнергия (около 0,7 т).<sup>34</sup> (Рис. 9.14) Таким образом, результаты исследования IHS Markit показывают, что заметное снижение выбросов углекислого газа за счет использования электромобилей возможно только при условии существенного повышения уровня газификации электроэнергетики и усовершенствования сети электроснабжения.

Рис. 9.14. «Углеродный след» от легковых автомобилей в США сейчас и в будущем



Источник: Cambridge Energy Research Associates.

Примечание: Предполагается, что: мощность электростанций составляет 8900 БТЕ/кВт\*ч для угольных установок со сверхкритическими параметрами пара и 7000 БТЕ/кВт\*ч для ПГУ на природном газе; содержание CO<sub>2</sub> в галлоне бензина составляет 19,4 фунтов; пробег автомобилей составляет 13 200 миль в год; 67% пробега подключаемых гибридных электромобилей (PHEV) обеспечивается электродвигателем, а расход топлива при использовании бензинового двигателя составляет 50 миль на галлон. Показатель экономии топлива на данном графике – средний показатель для существующих малогабаритных гибридных автомобилей «седан» с бензиновым двигателем. ПГУ = парогазовая установка (газовая турбина с комбинированным циклом). ПУУ СПП =пылеугольная установка со сверхкритическими параметрами пара HEV = гибридный электромобиль.

### 9.3.2.3. Водородные и топливные элементы на транспорте

Еще одна группа технологий, некоторые из которых уже используются, а другие находятся на стадии НИОКР – это технологии использования водорода в качестве энергоносителя/проводника для преобразования энергии в целях использования в топливных элементах. Использование транспортных средств на водородных топливных элементах является потенциально перспективным способом снижения автомобильных выбросов, поскольку они приводятся в действие в результате химической реакции в топливных элементах, а не в результате сгорания. Соответственно, они не выделяют в атмосферу парниковых газов или стандартных продуктов сгорания, а только воду и тепло.

Наиболее широко распространенной среди применяемых в настоящее время водородных технологий является так называемый **паровой риформинг углеводорода** (каталитическая и конверсия углеводорода в присутствии водяного пара) или **паровой риформинг метана**. Природный газ взаимодействует с паром, в результате чего образуется синтез-газ (состоящий из H<sub>2</sub>, CO и CO<sub>4</sub>), из которого извлекается чистый водород. Аналогичная технология «риформинга» предполагает реакцию синтез-газа, полученного при сжигании угля на угольных электростанциях, с водяным паром в целях производства водорода и электроэнергии, что позволяет снизить выбросы CO<sub>2</sub> от таких электростанций. Помимо этого, существует такая технология как **риформинг возобновляемых жидких продуктов**, которая заключается в получении водорода путем реакции возобновляемого жидкого топлива (например, этанола) с высокотемпературным паром.

При том, что все эти технологии риформинга в той или иной мере уже находят свое применение, по ряду причин они рассматриваются как «промежуточные», а не долгосрочные решения. Дело в том, что водород отличается относительно низкой энергетической плотностью, требуя в два раза больше энергии на условную единицу работы (продукции) по сравнению со многими другими используемыми в настоящее время источниками энергии (такими как уголь, ядерная энергия и даже солнечные батареи), а потери энергии в процессе производства, доставки и применения могут быть при этом весьма существенными.<sup>35</sup> Помимо потерь энергии, паровой риформинг углеводорода не может рассматриваться в качестве долгосрочного инструмента в арсенале средств сокращения выбросов парниковых газов, поскольку данный процесс может предполагать как добычу, так и сжигание ископаемых видов топлива. Более того, даже топливо, используемое в процессе риформинга возобновляемых жидких продуктов, становится источником некоторого объема выбросов CO<sub>2</sub>.

Другая применяемая технология – **электролиз**, при котором электрический ток расщепляет воду на водород и кислород – является очень

энергоемкой (и дорогостоящей), но позволяет избежать выбросов углекислого газа в случае использования ветровой или солнечной энергии для выработки электричества.

И последняя группа технологий использования водорода, которая в настоящее время находится в разработке, предполагает использование возобновляемой энергии без выбросов в атмосферу углекислого газа с получением водорода непосредственно из воды. Это так называемые технологии «солнечного водорода», которые включают в себя три основных подхода: термическое разложение воды, фотобиологическое разложение воды и фотоэлектрохимическое разложение воды. При том, что все эти технологии являются самыми безопасными с экологической точки зрения, они пока остаются экспериментальными – в настоящее время перед исследователями стоит задача повысить коэффициент преобразования энергии с помощью «солнечно-водородных» методов до промышленных уровней.

Еще одним важным аспектом, который необходимо учитывать при рассмотрении технологий водородной энергетики, является динамика спроса со стороны конечных потребителей, и, прежде всего, со стороны рынка транспортных средств, работающих на водородных топливных элементах. Первые транспортные средства с водородными топливными элементами, выпущенные в промышленном (коммерческом) масштабе, стала продавать компания Toyota и арендовать компания Hyundai в 2015 г. В настоящее время такие автомобили стоят дорого (Toyota Mirai в Калифорнии продается за 58 500 долл.), поскольку их производство пока еще не вышло на массовый уровень, обеспечивающий экономию за счет масштаба. Помимо этого, недостаточно хорошо развита инфраструктура водородных заправочных станций (так, в США по состоянию на 2016 г. насчитывалось 23 общедоступных водородных АЗС, 20 из которых – в Калифорнии). К середине февраля 2017 г. объем продаж в общемировом масштабе составил 2 840 единиц – в основном в Японии, США, Европе и ОАЭ.

В завершении следует отметить, что транспортные средства на топливных элементах в настоящее время едва ли способны конкурировать с аккумуляторными электромобилями. По имеющимся оценкам, из-за неэффективности процессов начального переноса энергии на водород, а также ее хранения и последующего преобразования в электричество в топливном элементе, в итоге остается лишь около 30-40% от исходной энергии. Тем не менее, в будущем, ожидается как минимум умеренный спрос со стороны транспортной сферы для применения в областях, которые требуют быстрого ввода в эксплуатацию большого количества новых объектов и нулевого объема выбросов (например, в закрытых помещениях, таких как склады).

<sup>33</sup>Вступление в силу стандартов 2020 г. было впоследствии (в 2012 г.) ускорено администрацией Президента Барака Обамы и произошло в 2016 г. В настоящее время они являются действующими стандартами экономии топлива (нормами топливной эффективности) в США.

<sup>34</sup>При проведении исследования предполагалось, что плагин-гибриды не будут всегда работать на электричестве: считалось, что 67% от годового пробега будет обеспечиваться электродвигателем, а 33% - бензиновым двигателем. С учетом того, что после 2008 г. произошло усовершенствование аккумуляторных технологий, позволившее увеличить интервалы между подзарядками, вышеприведенные показатели выбросов для плагин-гибридов могут быть пересмотрены в сторону понижения.

<sup>35</sup>Так, согласно имеющимся расчетам, при переносе на водород в процессе парового риформинга углеводородов теряется 30% энергии природного газа.

### 9.3.3. Путь 3: Политическая среда, плата за выбросы углерода и система торговли выбросами в Казахстане

#### 9.3.3.1. Обзор программных документов и законодательства

Основным нормативно-правовым актом, регулирующим выбросы парниковых газов, а также многие другие аспекты, имеющие отношение к экологии, является Экологический кодекс Республики Казахстан (от 9 января 2007 г. с последующими изменениями и дополнениями). Три из 47 его глав посвящены государственному регулированию выбросов парниковых газов (включая распределение и торговлю квотами) и созданию системы мониторинга этих выбросов. Целевой показатель снижения выбросов парниковых газов в Казахстане соответствует его предварительному определенному национальному вкладу (INDC), который был представлен после присоединения страны к Парижскому соглашению в конце 2015 г. (сокращение к 2030 г. выбросов парниковых газов в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 г. в качестве безусловного целевого показателя). INDC еще раз подтверждает поддержку Казахстаном применения рыночных механизмов в рамках реализации Парижского соглашения и указывает на возможность введения механизма торговли квотами на выбросы углекислого газа, признанного РКИК ООН, в составе мер по достижению целевого показателя сокращения выбросов ПГ. В целях реализации представленного INDC, в 2018 г. Казахстан возобновит работу системы торговли квотами на выбросы парниковых газов после почти двухлетнего перерыва, отведенного на процесс совершенствования рыночной модели распределения квот и введения электронной системы отчетности о выбросах (см. ниже). Помимо этого, существует ряд других программ и стратегий, направленных на сокращение вредных выбросов в ходе экономической деятельности. Среди них можно отметить следующие: (а) Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», принятая в мае 2013 г., которая ставит цели по снижению уровня воздействия на окружающую среду, повышению энергоэффективности экономики страны и развитию производства электроэнергии от альтернативных источников<sup>36</sup> (б) Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан; а также (в) Закон «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». Казахстан также играет ведущую роль в финансируемой ООН программе партнерства «Зеленый мост» (ППЗМ), направленной на содействие обмену знаниями и опытом, а также обеспечению доступа к технологиям и финансированию для

поддержки устойчивого экономического развития в Центрально-Азиатском регионе в целом.

Одной из основных проблем развития зеленых технологий в Казахстане является доступ к долгосрочному финансированию в местной валюте. Для ее решения Международный финансовый центр «Астана» (МФЦА, созданный указом Президента в декабре 2015 г.) в сотрудничестве с ЕБРР разработал концепцию и схему развития «Зеленой» Финансовой Системы (ЗФС) в Казахстане. В задачи системы, работа которой должна начаться в сентябре 2017 г., будет входить привлечение достаточных объемов внутреннего и внешнего финансирования, для обеспечения необходимого уровня инвестирования в энергоэффективность, а также развитие возобновляемых источников энергии и низкоуглеродных технологий (т.е., инвестирования в проекты, которые в целом соответствуют задачам, поставленным государственной концепцией по переходу к «зеленой экономике» 2013 г.). Одной из основных целей ЗФС, в частности, является подготовка инфраструктуры и создание административных функций, которые должны помочь казахстанским компаниям выпускать «зеленые облигации». Они в целом не отличаются от корпоративных облигаций, выпускаемых для других целей, но ориентированы на «зеленые» проекты – не только в энергетике (в целях борьбы с изменением климата), но и в других областях, связанных с охраной окружающей среды, таких как утилизация твердых отходов, обеспечение качества воды и сохранение биологического разнообразия. Одной из главных проблем, с которыми сталкивается МФЦА, является нехватка источников долгосрочного финансирования внутри страны. В настоящее время, банки Казахстана не обладают достаточным уровнем капитализации для обеспечения подобных займов. В неблагоприятных внешних условиях, вызванных снижением мировых цен на нефть с середины 2014 г., банки страны отдают предпочтение краткосрочному финансированию и операциям на денежном рынке. Их готовность финансировать долгосрочные проекты посредством займов в местной валюте сдерживается ограниченной ликвидностью и наблюдающейся в последние годы непредсказуемостью обменного курса. В таких условиях ЗФС должна обеспечить альтернативный источник финансирования для предприятий, желающих осуществлять «зеленые» инвестиции.

По большей части, вышеупомянутые программы и стратегии определяют долгосрочный курс страны, но не обеспечивают нормативную базу. Начальные

элементы такой базы были заложены в 2012 и 2013 гг., соответственно, в области торговли квотами на выбросы парниковых газов (см. ниже) и в области развития ВИЭ (законом «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», устанавливающим индивидуальные льготные тарифы для отдельных технологий ВИЭ – например, использование биомассы, энергии солнца, энергии ветра, геотермальной энергии и малых ГЭС).

При этом существует необходимость доработки механизмов регулирования и нормативно-правовых актов, регулирующих торговлю квотами на выбросы, а также присоединение к сети и выдачу разрешений на строительство проектов ВИЭ.

#### 9.3.3.2. Цены на выбросы CO<sub>2</sub> в мире: сфера охвата и основные формы

В общемировом масштабе, 2017 год должен стать рекордным годом в плане увеличения доли объема выбросов парниковых газов, на которую распространяется та или иная форма платы за выбросы CO<sub>2</sub> – с 13% до более чем 20% – если в Китае, согласно имеющимся планам, ближе к концу текущего года будет запущена национальная система торговли квотами на выбросы. Однако, несмотря на трехкратное увеличение доли оплаченных объемов выбросов CO<sub>2</sub> в мире по сравнению с 2005 г., расходы, связанные с соблюдением нормативов, в среднем были недостаточно высокими, чтобы стимулировать резкое сокращение выбросов. В какой-то мере это связано с тем, что в первые годы работы многих систем торговли квотами на выбросы ставится цель ограничения роста на какой-либо ранее существовавшей отметке, и только впоследствии постепенное (а затем и ускоренное) понижение предельно допустимого уровня. Тем не менее, одно только замедление темпов роста выбросов в общемировом масштабе уже является важным поворотным моментом. Предварительные оценки общемирового объема выбросов CO<sub>2</sub> от использования органических видов топлива в 2016 г. показывают очень незначительный рост по сравнению с уровнем 2015 г., который, в свою очередь, почти не изменился по сравнению с уровнем 2014 г. На этом основании ряд специалистов высказывают предположение о том, что объем выбросов в мире достиг своего пика. Двумя самыми распространенными в мире видами платы за выбросы углекислого газа являются система торговли выбросами (СТВ) и налог на выбросы CO<sub>2</sub>. В то время как СТВ устанавливает объем сокращения выбросов, а цену позволяет определять рынку в ходе торгов, налог на выбросы углекислого газа устанавливает цену сокращения выбросов, а итоговый объем выбросов позволяет определять рынку. Ввиду вышеуказанных различий в подходах каждая из стратегий имеет явные преимущества и недостатки, в результате

чего многие страны рассматривают возможность реализации сразу двух механизмов взимания платы за выбросы, чтобы как следует оценить все их плюсы и минусы. В целом в мире преобладает мнение, что в условиях определенности налог на выбросы и система торговли квотами являются во многом взаимозаменяемыми политическими инструментами, особенно если квоты на выбросы реализуются на торгах (в рамках аукциона). Они в целом одинаковы как в экологическом, так и в фискальном отношении, и стратегический выбор между этими двумя инструментами можно сделать, исходя из других факторов, таких как административные издержки, связанные с их регулированием, а также конкурентоспособность рынка торговли квотами.<sup>37</sup>

Одно из преимуществ налога на выбросы углекислого газа (например, со ставкой в долларах на тонну выбросов CO<sub>2</sub> или ПГ) заключается в том, что размер платы за выбросы стабилен и предсказуем, что позволяет предприятиям и руководителям энергетической отрасли принимать инвестиционные решения, не опасаясь резких изменений расходов, связанных с соблюдением нормативно-правовых требований. Он также более прозрачен и правительству легче осуществлять связанные с ним административные функции, поскольку при этом отсутствует необходимость распределения квот на выбросы. И даже при отрицательной динамике, когда уровень выбросов падает, налог продолжает посылать ценовой сигнал (тогда как СТВ не стимулировала бы сокращение ниже установленного предельного уровня выбросов на конкретный год). Наконец, хотя ставка налога на выбросы CO<sub>2</sub> не предполагает колебаний в зависимости от краткосрочных изменений, она может быть скорректирована (с надлежащим заблаговременным уведомлением), если становится слишком высокой для предприятий, являющихся источниками выбросов (начинает представлять угрозу для их рентабельности), или слишком низкой (перестает стимулировать сокращение выбросов).

В отличие от этого, размер платы за выбросы углекислого газа в рамках СТВ устанавливается рынком и, следовательно, (по крайней мере, теоретически) автоматически реагирует на изменения в технологиях, потреблении электроэнергии, расходах на топливо и т.п., посылая (теоретически) реальный (а не директивно установленный) ценовой сигнал. СТВ также обеспечивает заранее определенный итоговый объем сокращения выбросов, хотя его общая стоимость при этом остается непредсказуемой.

Недостатки этих двух стратегий в некотором смысле являются прямым следствием их преимуществ. Так, прозрачность налога на выбросы CO<sub>2</sub> заостряет внимание на связанных с ним расходах, в то время как долгосрочные выгоды от сокращения выбросов часто представляются абстрактными или не вполне понятными. В этой

<sup>36</sup>Под альтернативными источниками энергии понимаются энергия ветра и солнца, гидроэлектроэнергия и атомная энергия. Следуя предписаниям Стратегии «Казахстан-2050», Концепция по переходу к «зеленой экономике» предполагает, что совокупная доля альтернативной энергии должна увеличиться с 3% в 2020 г. до 30% в 2030 г. и до 50% в 2050 г.

<sup>37</sup>См. Стивен Смит, «Экологические налоги и системы торговли квотами на практике», Организация экономического сотрудничества и развития, Директорат по охране окружающей среды, 11 июня 2008 г. [Stephen Smith, Environmentally Related Taxes and Tradable Permit Systems in Practice, Organisation for Economic Co-operation and Development, Environment Directorate, 11 June 2008].

связи, если такой налог будет сочтен участниками отрасли чрезмерной нагрузкой на бизнес, он может оказаться политически непопулярной мерой и потерять поддержку. Одним из способов снижения вероятности такого исхода могло бы стать перенаправление правительством части или всего объема поступлений от налога на выбросы CO<sub>2</sub> предприятиям для финансирования деятельности, направленной на дальнейшее сокращение выбросов. В свою очередь, критики системы торговли квотами на выбросы отмечают, что реальные рынки квот в конечном итоге не оказываются теми по-настоящему конкурентными рынками, которыми они зачастую представляются в теоретических рассуждениях. Различия между теорией и практикой наблюдаются, прежде всего, в таких сферах как (а) особенности организации рынка, (б) формы рыночной деятельности и (в) рыночные издержки и неэффективность.

### 9.3.3.3. Система торговли выбросами в Казахстане

В ноябре 2010 г. был принят закон о внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по экологическим вопросам, который проложил путь для создания рынка торговли квотами на выбросы углекислого газа, установив общие правила торговли квотами и меру ответственности предприятий за выбросы парниковых газов сверх установленного предела (согласно выделенным квотам). Затем, в декабре 2011 г., были внесены поправки в Экологический кодекс Республики Казахстан, которые определяли рыночный механизм сокращения выбросов (систему торговли квотами), позволяющий торговать квотами на выбросы как на внутреннем, так и на внешнем рынке. В течение 2012 г. были разработаны правила функционирования внутренней системы торговли квотами, которые были законодательно закреплены в постановлениях Правительства Республики Казахстан «Об утверждении правил распределения квот на выбросы парниковых газов» (№ 586 от 7 мая 2012 г.) и «Об утверждении правил торговли квотами на выбросы парниковых газов и углеродными единицами» (№ 151-е от 11 мая 2012 г.).

В 2013 г. был реализован пилотный проект (продолжительностью один год), в котором приняли участие 178 крупных предприятий электроэнергетической, нефтегазовой, угледобывающей, химической и горно-металлургической промышленности, годовой объем выбросов углекислого газа которых составлял 20 000 т и более. В сумме на долю этих предприятий в 2010 г. приходилось 77% выбросов CO<sub>2</sub> и 55% выбросов парниковых газов в Казахстане. В соответствии с Национальным планом распределения квот для всех 178 предприятий был установлен лимит (квота),

исходя из объемов выбросов парниковых газов в 2010 г. (147 млн. т CO<sub>2</sub>).<sup>38</sup> В целом, в соответствии с разработанным подходом предполагалось, что предприятия, которым не удалось сократить выбросы (до уровня 2010 г.), будут приобретать неиспользованные квоты у других предприятий или платить штрафы (примерно до 75 долл. за тонну выбросов CO<sub>2</sub> сверх установленной нормы). Тем не менее, в пилотном режиме действия системы штрафы с предприятий не взимались.

Несмотря на технические и организационные проблемы пилотной фазы, система регулирования выбросов парниковых газов была запущена в 2014 г. уже в рабочем режиме, предусматривающем штрафные санкции или покупку предприятиями, превысившими установленный лимит, дополнительных квот у сокращающих выбросы предприятий. В рамках Национального плана распределения квот на 2014-2015 гг, квоты были выделены 166 компаниям, исходя из показателей объемов выбросов за 2013 г. (с обязательствами по поддержанию данного уровня выбросов в 2014 г. и его сокращению на 1,5% в 2015 г.). Объемы превышения разрешенных выбросов ПГ предприятия могли приобрести в рамках биржевой торговли, организованной на площадке товарной биржи Каспий. Спорным моментом в тот период стала выдача администратором рынка (государственной компанией АО «Жасыл даму») бесплатных дополнительных квот предприятиям по полученным запросам о вводе новых источников выбросов, послужившая причиной возникновения беспокойства относительно справедливости и прозрачности механизма выделения таких дополнительных квот, так как части предприятий дополнительные квоты на новые источники выбросов выданы не были. Помимо этого, многие участники рынка, включая государственные и частные предприятия, не имели четкого представления о том, как система торговли выбросами углекислого газа согласуется с долгосрочной политической стратегией сокращения выбросов CO<sub>2</sub>.

Небольшой объем рынка торговли квотами также приводил к проблеме ликвидности. В 2014 г. было продано лишь 1,27 млн. т CO<sub>2</sub> по средней цене 301 тенге (1,62 долл.) за тонну, а в 2015 г. – 1,25 млн. т по цене 765 тенге (4,13 долл.) за тонну. За первые пять месяцев 2015 г. было зарегистрировано лишь 15 сделок. Цены квот были нестабильными и непрозрачными, и в результате для нефтедобывающих компаний они оказались гораздо выше, варьируясь в диапазоне от 1 000 до 1 600 тенге (5,40-8,91 долл.), из-за чего участникам рынка было сложно найти надежные ценовые ориентиры.<sup>39</sup>

Наконец, возникли вопросы относительно происхождения квот, торгуемых на рынке в течение периода (2014-2015 г.), когда внутренняя добыча угля снижалась, выработка электроэнергии на некоторых электростанциях

падала, и объем промышленного производства в целом был относительно слабым. Это навело некоторых экспертов на мысль, что часть квот продавалась предприятиями исключительно в результате сокращения производства (которое приводило к снижению объема выбросов). Хотя такие продажи в явной форме были запрещены пунктом 8 статьи 94.2 Экологического кодекса, механизм обеспечения соблюдения данного запрета, судя по всему, является недействительным: при регистрации квот на торговой платформе предприятиям не обязательно было сообщать их источник (т.е. фактические причины сокращения выбросов). Определить реальный объем торгов квотами стало еще труднее после выхода Приказа Министра энергетики от 18 марта 2015 г., в котором указывалось, что выделение квот предприятиям может быть в дальнейшем пересмотрено с учетом: (а) изменений, планируемых в характере или функционировании установок; и (б) ввода новых источников выбросов парниковых газов (производственных мощностей, приводящих к увеличению объема выбросов). Отсутствие достаточно четких критериев толкования первого условия дает очень широкий простор для его интерпретации, потенциально позволяя некоторым предприятиям рассматривать сокращение объемов производства как изменения в его «характере». В преддверии 2016 года правительство страны начало работу по пересмотру системы распределения квот, и 30 декабря 2015 года издало Постановление № 1138 «Об утверждении Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов на 2016-2020 годы», дополняющее предыдущие нормативно-правовые акты, с введением в действие 1 января 2016 г. (почти сразу после опубликования). Однако, указанная выше проблема все же не была надлежащим образом решена.

В феврале 2016 г. вице-министр энергетики Республики Казахстан Асет Магауов объявил, что работа системы торговли квотами на выбросы будет приостановлена до 1 января 2018 г. по причине несбалансированности. Такое решение было направлено на то, чтобы дать всем сторонам дополнительное время: правительству – на оптимизацию системы с учетом вышеупомянутых проблем, а промышленным предприятиям – на внесение необходимых корректив и проведение подготовительных мероприятий. При том что действие принудительных мер было приостановлено, согласно требованиям Экологического кодекса Республики Казахстан, 140 предприятий-участников третьего этапа СТВ (на долю которых приходится порядка 50% от общего объема выбросов CO<sub>2</sub>), обязаны продолжать предоставлять сведения о выбросах. И хотя на сегодняшний день система предусматривает регулирование и продажу только CO<sub>2</sub>, предприятия-участники также

отчитываются о выбросах метана, оксида азота (N<sub>2</sub>O) и перфторуглеродов. В этой связи возникла обеспокоенность относительно отсутствия ясности в отношении того, какие именно парниковые газы подлежат регулированию в рамках СТВ. Текст двух постановлений 2012 г., устанавливающих правила торговли квотами (№ 586 и №151-е, см. выше), говорит о **парниковых газах** в широком смысле, в то время как действующие в настоящее время и действовавшие ранее Национальные планы предусматривают правила выделения квот и торговли ими только для CO<sub>2</sub>. Если в будущем планируется осуществлять продажу и регулирование других газов (помимо CO<sub>2</sub>), это должно быть четко прописано в законодательстве с приведением официальных определений в форме, понятной для всех государственных органов и подведомственных учреждений, а также предприятий, которые участвуют в системе торговли квотами на выбросы.

В рамках усилий, направленных на возобновление работы системы торговли квотами на выбросы в 2018 г. на более эффективной основе, в начале 2017 г. Министерство энергетики Республики Казахстан при поддержке Всемирного банка приступило к созданию электронной системы отчетности по выбросам парниковых газов. Она должна обеспечить предприятиям, являющимся источниками выбросов, возможность предоставлять соответствующие данные в режиме онлайн, сторонним проверяющим – возможность проводить независимые аудиты (проверки) предоставленных данных, а АО «Жасыл даму» и регулирующим органам (Департаменту по изменению климата Министерства энергетики и Комитету экологического регулирования и контроля Министерства энергетики) – возможность автоматически контролировать выполнение взятых обязательств. Внедрение новой системы отчетности намечено на конец декабря 2017 г. – непосредственно перед возобновлением работы системы торговли квотами в январе 2018 г.

Новая электронная система отчетности по выбросам парниковых газов будет обслуживать новую систему торговли квотами, работающую через товарную биржу, что упростит процесс торговли квотами между участниками СТВ Казахстана. Биржа будет действовать на платформе только что открывшейся в Астане фондовой биржи под управлением Международного финансового центра «Астана» (см. выше). Биржа позволит предприятиям через подачу заявок приобретать дополнительные квоты на аукционе из «единиц внутреннего сокращения выбросов» предприятий, которым удалось снизить выбросы ниже установленного базового уровня или уровня, определенного методом бенчмаркинга.<sup>40</sup> Цена продажи на аукционе должна определяться свободно сторонами транзакций, в зависимости от предложения квот и спроса на них на момент проведения аукциона. В случае отсутствия

<sup>38</sup>Также был выделен резерв квот в размере 20,6 млн. т под ввод новых мощностей на таких предприятиях в 2013 г.

<sup>39</sup>Якопо Деттони, «Рынку торговли квотами на выбросы в Казахстане нужен глоток свежего воздуха», Обзор азиатского региона, 30 мая 2015 г. [Jacopo Dettoni, "Kazakhstan's Emissions Market Needs Breath of Fresh Air," Nikkei Asian Review, 30 May 2015].

<sup>40</sup>Приобретение дополнительных квот возможно не только на бирже, но и из Государственного реестра углеродных единиц, который предназначен для обеспечения нужд роста производства на существующих предприятиях. Национальным планом на 2016-2020 гг. предусмотрено 746,5 млн. т бесплатных квот на выбросы для 140 предприятий-участников и 21,9 млн. т резервных квот дополнительно.

котировки рыночной цены на день транзакции, цена будет определяться по данным независимого международного поставщика информации о ценах квот на выбросы.

Еще одно новшество в работе СТВ 2018 года заключается в предоставлении предприятиям возможности выбирать механизм распределения бесплатных квот на выбросы: с применением ранее действовавшего метода, основанного на «базовом уровне выбросов», или с применением метода бенчмаркинга. Последний основан на практике, применяемой в рамках системы торговли квотами на выбросы в ЕС, и предполагает определение оптимально низкого практического показателя уровня выбросов на производстве в качестве эталона при установлении размера квот, бесплатно выделяемых предприятиям. Эталонные показатели, определяемые методом бенчмаркинга, в максимальной степени учитывают специфику производства (т.е., они будут разными для электростанций, металлургических заводов и нефтехимических предприятий). В целом, в системе ЕС эталонный показатель для того или иного вида продукции основан на среднем уровне выбросов парниковых газов на лучших (наиболее эффективных) десяти процентах объектов (установок), производящих такую продукцию. Объекты, которые в принципе соответствуют этим эталонным критериям, получают все необходимые им квоты. В свою очередь, предприятия, которые не соответствуют эталонным критериям, должны покупать дополнительные квоты для достижения необходимого показателя. Сложность такого подхода заключается в том, что в отдельных отраслях объемы выбросов зависят от нагрузки (например, на ТЭС или ТЭЦ) или от самых разнообразных геологических особенностей и условий эксплуатации (как в случае добычи угля, нефти и газа). При распределении квот на выбросы парниковых газов методом бенчмаркинга Министерство энергетики может столкнуться с рядом трудностей в том, что касается создания равных условий – даже при сравнении предприятий в узко ограниченных секторах экономики.

Помимо этого, требует решения такой вопрос работы новой торговой системы, как отсутствие специальных условий или льгот для новых объектов, которые только начинают осуществлять производство, или для участников проектов разведки и добычи в рамках СРП. Учет условий реализации новых проектов особенно важен для нефтяных и газовых компаний, поскольку производство (добыча) растет постепенно, а исторические эталонные показатели по таким операциям отсутствуют. Если говорить о СРП, то ключевой вопрос состоит в том, что технически, предприятиям в рамках СРП в Казахстане, разрешается покупать и продавать только продукты, которые они извлекают из недр (такие как нефть, газ или сера), но не квоты на выбросы CO<sub>2</sub>.

### 9.3.3.4 Опыт работы системы торговли квотами на выбросы в ЕС

Потенциально ценные уроки можно извлечь из превратностей судьбы СТВ ЕС – первой системы подобного рода (запущенной в пробном режиме в 2005 г. и в полном рабочем режиме с 2008 г.), по аналогии с которой отчасти построена текущая модель в Казахстане. Система годами испытывала проблемы, связанные с существенным избытком «лишних» квот, который приводил к снижению цен и, как следствие, не обеспечивал достаточных стимулов для инвестирования в технологии сокращения выбросов CO<sub>2</sub>. Ранние прогнозы предполагаемых в будущем выбросов в системе ЕС, на основе которых определялись предельно допустимые уровни, оказались завышенными, в результате чего на рынке накопился большой объем дополнительных квот, что в 2006-2007 гг. привело к обвалу цен практически до нуля. Аналогичным образом, непредвиденные последствия глубокого экономического кризиса настолько сократили общую экономическую активность в Европе, что выбросы CO<sub>2</sub> в 2009 г. упали на 10% относительно уровня 2008 г., почти наполовину снизив цену дополнительных квот (с 29,20 евро за тонну в июле 2008 г. примерно до 15 евро за тонну в середине 2009 г.). Продолжающаяся с тех пор тенденция падения цен (до уровня ниже 4 евро за тонну осенью 2016 г.) указывает на то, что участники рынка торговли квотами на выбросы ожидают сохранения ситуации избытка квот в системе.<sup>41</sup>

Опыт работы СТВ ЕС показывает, что, несмотря на все усилия по созданию «рыночной среды», торговля квотами на выбросы представляет собой чрезвычайно сложный процесс, неоднократно требующий административного вмешательства в определенные моменты. Цена, установившаяся в настоящее время в системе ЕС, не является достаточным стимулом для инвестиций в технологии экологически чистой энергетики. Это указывает на необходимость создания влиятельного органа надзора, способного принимать меры для предотвращения образования излишка квот в системе или сдерживать волатильность цен (путем ограничения предельно низкого уровня цен в целях недопущения их падения либо предельно высокого уровня цен в целях недопущения их чрезмерного роста). Несмотря на веру в способность рынка формировать цены, в Европе все же считается, что «политически приемлемый» диапазон, при котором цена достаточно высока, чтобы стимулировать инвестиции, но не настолько, чтобы привести к сокращению производства на предприятиях, по имеющимся оценкам, составляет от (минимум) 15-20 евро за тонну до (максимум) 40-50 евро за тонну. К сожалению, цена, формирующаяся на торгах в рамках СТВ ЕС, находилась в пределах этого диапазона лишь кратковременно (только в течение 2006 г., а затем в первой половине 2008 г.).

В этой связи страны ЕС принимают или рассматривают меры (как в одностороннем

порядке, так и совместно) по реформированию системы. Так, в 2012 г. Великобритания представила концепцию «минимальной цены выбросов CO<sub>2</sub>» для электроэнергетики. Первоначально предполагалось, что она должна составлять около 30 евро за тонну CO<sub>2</sub> и включать компонент «поддержания цен выбросов CO<sub>2</sub>», выплачиваемый генерирующими предприятиями, который в сумме с ценой выбросов CO<sub>2</sub> в рамках СТВ ЕС составит общенациональный минимальный показатель. Однако позже (в 2014 г.), правительство заявило, что компонент поддержания цен будет ограничен максимальным уровнем в 18 фунтов стерлингов (около 20 евро) за тонну CO<sub>2</sub> до 2021 г. включительно, чтобы ограничить снижение конкурентоспособности предприятий и сократить сумму выплат за энергию для потребителей Великобритании. Таким же путем решила пойти и Франция, предложив в середине 2016 г. ввести государственную плату за выбросы CO<sub>2</sub>, подлежащую внесению генерирующими предприятиями электроэнергетики (первоначально предполагалось, что она составит примерно 30 евро за тонну CO<sub>2</sub>), к которой будет прибавляться текущая цена СТВ.<sup>42</sup> Однако, впоследствии французская инициатива была приостановлена из-за опасений относительно

будущего пяти угольных электростанций страны, конкурентоспособности ее газовых электростанций и риска, связанного с исследованием в области предоставления государственной помощи со стороны Европейской комиссии.

В настоящее время, в этом направлении также ведется более широкая деятельность – в масштабах всего ЕС. В декабре 2016 г. Комитет по охране окружающей среды Европарламента выступил с предложением о внесении ряда изменений в СТВ, большинство из которых должно вступить в силу после 2020 г., когда закончится третий этап работы системы. Стремясь поддержать цены, Комитет предложил меры, направленные на ускоренное устранение избытка квот на рынке и более существенное ежегодное сокращение предельного уровня выбросов, чем было предусмотрено ранее. Однако эти предложения вызвали споры и на следующем заседании Комиссии в феврале 2017 г. предполагаемые ими требования были снижены. В настоящее время они находятся на обсуждении Комитета, Совета ЕС и Европейского парламента в полном составе.

## 9.4. НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ И ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ПГ

### 9.4.1. Новая система регулирования выбросов парниковых газов

Хотя мы приветствуем намерение Казахстана возобновить работу системы торговли квотами на выбросы в пересмотренном варианте, демонстрирующее приверженность страны целям Парижского соглашения по климату, нельзя не указать на необходимость осторожного и взвешенного подхода к ее реализации. Это объясняется как проблемами, наблюдающимися в рамках СТВ ЕС, так и моментами, вызывающими беспокойство участников аналогичной системы в Казахстане. Прежде всего, следует более строго отнестись к проблеме разграничения снижения объемов выбросов в результате принятия надлежащих мер (таких как повышение энергоэффективности или внедрение технологий контроля выбросов) и в результате сокращения объемов производства без принятия таких мер (что запрещено). Помимо этого, некоторые участники добывающей промышленности не уверены, что новые правила обеспечат достаточный объем квот на выбросы для предприятий с меняющимся профилем производства (добычи), что потенциально может препятствовать реализации новых проектов расширения. Они также отмечают, что система в ее текущем виде не предполагает инструментов обеспечения соблюдения требований, которые присутствуют в системах торговли квотами на выбросы стран

ОЭСР – таких как кредитование и банкинг, внутренние взаимозачеты или дополнительные бесплатные квоты для предприятий, участвующих в торговле (экспортеров – см. ниже).

В дополнение к этому, предприятия, осуществляющие добычу полезных ископаемых, отмечают, что в случае использования метода бенчмаркинга (одного из двух возможных для применения методов) при распределении квот система не обеспечивает механизмов для создания равных условий в таких отраслях, как добыча угля, нефти и газа, где различия в геологических особенностях и условиях эксплуатации могут в значительной степени влиять на уровень выбросов (например, некоторые месторождения изначально гораздо сложнее разрабатывать по сравнению с остальными, что означает более высокий уровень энергозатрат и, соответственно, выбросов). Схожая проблема существует и в электроэнергетике. Объемы выбросов на единицу выработки электроэнергии варьируются в зависимости от нагрузки, а также, ввиду длительного срока службы электростанций, в отрасли существуют объекты самого разнообразного возраста и технологического уровня. Подобные различия, а также необходимость выполнения социальных и строго экономических функций (таких как теплоснабжение для ТЭЦ) со стороны некоторых

<sup>41</sup>Если в системе не произойдет никаких изменений, то к 2020 г. объемы выбросов в Европе будут на 10% ниже планового предельного уровня, что означает продолжение накопления излишков.

<sup>42</sup>См. Элен Бонфис и Корали Лоренсен «Еще одна государственная мера в области выбросов CO<sub>2</sub>: минимально допустимый уровень платы за выбросы во Франции», Обзор IHS Markit, 2 июня 2016 г. [Helene Bonfils and Coralie Laurencin, Another National Carbon Measure: A Carbon Price Floor in France, IHS Markit Insight, 2 June 2016].

объектов энергетического сектора создают ту же проблему «сопоставления несопоставимого», что и в добывающем секторе.

С нашей точки зрения, Министерству энергетики важно ясно сформулировать долгосрочные цели сокращения выбросов и обеспечить четкие ориентиры для предприятий, которым необходимо сформировать стратегии сокращения выбросов углекислого газа в рамках системы торговли выбросами. Эта система должна быть в достаточной степени продвинутой и гибкой, принимая во внимание различия в геологических особенностях и условиях эксплуатации для добывающих предприятий, а также различия в нагрузке и наличие других обязательств (теплоснабжение) при выработке электроэнергии. Работу СТВ следует строить на согласованной законодательной базе, где должно быть четко прописано, на какие именно виды газов распространяется регулирование, а также приведены определения в форме, понятной для всех государственных органов и предприятий, которые участвуют в системе торговли квотами на выбросы.

Системным администраторам и регулирующим органам следует предоставить полномочия вмешиваться в работу системы при возникновении явно выраженного дисбаланса или иных проблем. Хотя слишком частые вмешательства могут представлять угрозу для рыночного характера отношений в рамках СТВ, европейский опыт указывает на то, что административное участие может оказаться необходимым даже при всем огромном желании отдать ситуацию на волю рыночных сил.

Также представляется целесообразным предусмотреть запасные варианты, к которым можно будет прибегнуть, если непредвиденные обстоятельства начнут негативно отражаться на согласованной работе системы. В частности, это могут быть такие меры как: (а) сужение сферы действия до определенных регионов или отраслей (таких как электроэнергетика)<sup>43</sup>; или (б) исключение из участия более старых из занесенных в реестр предприятий (например, угольных электростанций 1960-х гг.), срок эксплуатации которых в любом случае, очевидно, приближается к концу.

Наконец, мы рекомендуем рассмотреть преимущества введения дополнительных механизмов обеспечения надлежащей работы системы, которые в настоящее время действуют в других странах, но пока отсутствуют в Казахстане. Во-первых, это введение «кредитования и

банкинга» для квот на выбросы, которое позволит участникам организовывать финансирование сокращения выбросов с расчетом на более долгосрочную перспективу и снизит уровень неопределенности при планировании годового бюджета. Иными словами, помимо непосредственной купли-продажи квот на выбросы на аукционах, предприятия смогут получать «кредиты» на квоты с оплатой в более поздний срок или создавать «сберегательные счета» квот на выбросы, которые можно будет продать позднее.

Вторым вариантом является внутренний взаимозачет. Он заключается в предоставлении квот за сокращение выбросов или за реализацию механизмов смягчения их последствий, явно не предусмотренных в рамках СТВ (например, сокращение выбросов ПГ участниками системы на небольших объектах, не включенных в реестр СТВ, или инициативы по восстановлению лесов и «секвестрации» (удалению и хранению) углерода). В настоящее время в Казахстане рассматриваются подобные схемы взаимозачета, и предполагается, что они обеспечат предприятиям более высокую степень гибкости в обеспечении соблюдения нормативов. Взаимозачеты уже используются в рамках систем торговли выбросами ряда стран и регионов мира (ЕС, пилотные региональные системы Китая, Региональная инициатива по парниковым газам в США, система Калифорния/Квебек, Южная Корея, Токийский округ) и, как правило, с их помощью компаниям разрешено покрывать от 3% до 10% от общего объема выбросов.

В-третьих, встает вопрос о предоставлении бесплатных дополнительных квот для предприятий, участвующих в торговых операциях экспортного сектора Казахстана. Такие предприятия могут понести убытки, столкнувшись с конкуренцией со стороны зарубежных предприятий в странах, где СТВ или налоги на выбросы углекислого газа отсутствуют либо где действуют менее строгие требования.

Если говорить о более долгосрочной перспективе, то следует упомянуть о том, что в теории экологической политики чаще всего принято рассматривать имеющиеся инструменты (такие как налог на выбросы CO<sub>2</sub> и систему торговли квотами) в качестве альтернативных, а не взаимодополняющих, вариантов. Однако на практике возможно совместное применение различных инструментов, при котором новые инструменты, будут дополнять – а не заменять – существующие механизмы регулирования.<sup>44</sup>

Целесообразность такого подхода, в частности, объясняется наличием реальных практических сложностей, которые невозможно предусмотреть в теории. Учитывая многогранный характер проблем загрязнения окружающей среды, наличие нескольких инструментов способно обеспечить более целенаправленное и эффективное регулирование. Возможно, «один размер» (или одна система) в реальности не подходит всем без исключения, и более надежным вариантом может оказаться очень постепенное продвижение вперед с добавлением новых инструментов, как в рамках системы торговли выбросами, так и за

ее пределами, вместо того, чтобы раз за разом менять существующую структуру целиком. Учитывая большое количество не до конца ясных правовых и функциональных вопросов, связанных с системой торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub>, Казахстану следует рассмотреть возможность отсрочки ее реализации до тех пор, пока все они не будут окончательно прояснены. Помимо этого, принимая во внимание многочисленные сложности организации работы СТВ, более целесообразным для применения в Казахстане может оказаться налог на выбросы углекислого газа – прежде всего ввиду простоты его администрирования.

#### 9.4.2. Экологически чистый транспорт

Поскольку транспортная сфера не включена в систему торговли выбросами в Казахстане, необходимо также принять действенные меры по сокращению выбросов на транспорте. Помимо обеспечения соблюдения существующих стандартов экономии топлива и контроля (проверки) выбросов от существующих транспортных средств, Казахстану следует ускорить переход к более высококачественным маркам бензина и дизельного топлива, а также повысить уровень надзора и контроля над качеством топлива в целях соответствия требованиям. Недавнее исследование, проведенное компанией ExxonMobil в США, показало, что повышение эффективности потребления топлива на обычных транспортных средствах является одним из самых экономичных средств борьбы с выбросами углекислого газа в стране и при этом фактически имеет отрицательную себестоимость, так как предполагает сокращение расходов на топливо.<sup>45</sup> Хотя автопарк Казахстана не так велик, как в США, низкое качество топлива для существующих видов автомобилей на рынке Казахстана является весомым фактором, препятствующим успехам в области экономии топлива и сокращения выбросов.

#### 9.4.3. Прочие меры повышения энергоэффективности

Учитывая преобладание угля в структуре потребления первичных энергоресурсов в стране и угольных мощностей в электроэнергетике (Главы 6 и 8), оптимизация процессов выработки, передачи и распределения электроэнергии способна внести весомый вклад в повышение эффективности использования энергоресурсов в экономике в целом. При этом новым рубежом энергосбережения может стать повышение энергоэффективности зданий общественного назначения и жилья. Важной инициативой в данном отношении стала начатая в 2017 г. реализация программы по ускорению процесса установки приборов учета тепла в жилых зданиях Казахстана при поддержке ЕБРР. Новые приборы учета не только помогут

В более долгосрочной перспективе Казахстану следует продолжать продвигаться по пути расширения использования альтернативных видов транспортного топлива, таких как компримированный природный газ и сжиженный природный газ (см. Главу 5 настоящего Доклада). Следует также более тщательно исследовать потенциал, открывающийся в связи с недавним открытием месторождений лития (и, возможно, новые технологии с применением петролития). Это может послужить основой для развития системы литиевого производства, на базе которого возможно наладить выпуск и использование электромобилей на аккумуляторах. Развитие подобных форм экологически чистого транспорта – наряду с учетом новых форм передвижения (таких как вызов машин через мобильные приложения или каршеринг) и постоянным содействием использованию общественного транспорта в городских зонах – способно помочь снизить зависимость от импорта нефтепродуктов и смягчить воздействие транспорта на экологию воздуха.

экономить тепло и электроэнергию, но также позволят предприятиям централизованного теплоснабжения оптимизировать подачу тепла и снизить системные потери.

Необходимо также упорядочить административную сферу. Функции многих государственных органов, участвующих в контроле и регулировании вопросов энергоэффективности, в существенной степени дублируются. К таким органам относятся: (1) Институт развития электроэнергетики и энергосбережения (при Министерстве инвестиций и развития) – аналитический центр, который отвечает за проведение энергоаудитов промышленных

<sup>43</sup>В этом контексте следует отметить, что, по имеющейся информации, Китай в настоящее время (в преддверии внедрения СТВ в стране в этом году) рассматривает вопрос о сокращении числа изначально участвующих в системе секторов экономики с восьми до трех (угольные электростанции, производство цемента и производство алюминия), для которых характерна относительная простота производственных процессов, что облегчает задачу сбора точных данных о выбросах (Крис Бакли, «Лидер Китая продолжает большую игру на рынке торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub>», Нью-Йорк Таймс, 24 июня 2017 г. [Chris Buckley, "China's Leader Pushes Ahead with Big Gamble on a Carbon Trading Market," New York Times, 24 June 2017]).

<sup>44</sup>Например, налог на выбросы CO<sub>2</sub>, установленный на очень низком уровне и (возможно) распространяющийся на более широкий круг секторов экономики, чем те, которые участвуют в СТВ, может послужить пределом, ограничивающим минимально допустимую цену в рамках СТВ. Если налог на выбросы CO<sub>2</sub> распространяется на все компании, участвующие в СТВ, цена квот должна сократиться на сумму налога (см. вышеупомянутую работу Стивена Смита (Stephen Smith), 2008 г., стр. 38-39).

<sup>45</sup>ExxonMobil, Энергетический прогноз 2017 г.: перспективы на период до 2040 г. [ExxonMobil, 2017 Outlook for Energy: A View to 2040], стр. 31.

предприятий и зданий общественного назначения согласно Закону «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», а также проводит исследования путей упрощения реализации контрактов на энергоснабжение в жилищном секторе, за счет применения четких правил и устанавливает партнерские отношения с международными организациями, в целях привлечения в Казахстан образовательных и финансовых ресурсов для содействия развитию практики энергосбережения в стране; (2) Казахстанский институт развития индустрии (также при Министерстве инвестиций и развития); (3) Министерство энергетики, которое реализует собственные инициативы в области экологии и энергосбережения; и (4) даже фонд «Самрук-Казына», который осуществляет свои программы, направленные на повышение энергоэффективности – прежде всего, в области устойчивого развития.<sup>46</sup>

Каждый из вышеперечисленных органов склонен рассматривать энергосбережение со своей собственной точки зрения и с учетом своих конкретных целей. В этой связи следует рассмотреть возможность консолидации некоторых из этих видов деятельности (возможно, в рамках Министерства энергетики) или как минимум создания межправительственного органа, координирующего различные виды деятельности Министерства инвестиций и развития, Министерства энергетики и фонда «Самрук-Казына».

Отсутствие скоординированности ложится дополнительным административным бременем на промышленные предприятия Казахстана. Например, на типовое крупное предприятие тяжелой промышленности, могут одновременно распространяться требования по предоставлению отчетности и проведению проверок в рамках СТБ, а также по проведению аудитов энергоэффективности и инспекций различных органов государственной власти<sup>47</sup> в ведении которых находятся вопросы выбросов, энергоемкости и энергоэффективности. Поскольку многие из этих ведомств и подрядчиков используют разные подходы к измерению результатов или соответствия требованиям, в их действиях присутствует некоторая степень избыточности, означающая излишне потраченные усилия и ресурсы в рамках процедур отчетности и проверки соблюдения нормативов.

Хотя это ни в коей мере не является уникальной проблемой, характерной исключительно для Казахстана, мы все же рекомендуем выявить сферы, в которых имеет место дублирование

функций, и принять меры для дальнейшей оптимизации деятельности, направленной на обеспечение соблюдения требований в отрасли. В той мере, в которой это возможно, государственным органам необходимо обеспечить единую методологию, а если методологические процессы различаются – ясное понимание имеющихся различий (и того, где именно и по какой причине они возникают) со стороны всех ведомств и предприятий. Рационально организованная и унифицированная система контроля различных показателей позволит улучшить качество данных, поможет политическим лидерам в разработке политики и снимет с предприятий часть административного бремени, связанного с отслеживанием показателей сокращения выбросов и повышения энергоэффективности. Иными словами, необходимо стремиться к унификации и согласованности концептуальных принципов и процессов, а также применяемых методик и административных обязанностей. Одним из примеров возможного упрощения данной системы может стать создание единой платформы, позволяющей предприятиям отслеживать как показатели эффективности, так и уровень выбросов.

<sup>46</sup>Соблюдение положений программы устойчивого развития фонда «Самрук-Казына» приобретает все более существенный вес при принятии корпоративных решений, поскольку в настоящее время является фактором оценки общей эффективности работы компании.

<sup>47</sup>В 2016 году получили распространения проверки со стороны комитета индустриального развития и промышленной безопасности промышленных предприятий на предмет соответствия требованиям законодательства в части энергоэффективности, в том числе на соблюдение «нормативов энергопотребления». В случае превышения «нормативов энергопотребления» предусмотрены штраф исчисляемые в % от объема потребления энергии сверх нормы. Но как и писалось в единые (т.е. для всех предприятий отрасли) нормативы энергопотребления слабо применимы к реальным условиям действующих предприятий.

## БИБЛИОГРАФИЯ/ИСТОЧНИКИ

Рамочная Конвенция Организации Объединенных Наций Об Изменении Климата. (1992).

Киотский Протокол К Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций Об Изменении Климата. (1997).

Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года

Решение Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 года №7 "О Концепции формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза"

Решение Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 года №7 "О Концепции формирования общего рынка нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза"

Решение Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 N 826 "О принятии технического регламента Таможенного союза "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (вместе с "ТР ТС 013/2011. Технический регламент Таможенного союза. О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту")

Соглашение от 9 декабря 2010 года между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан.

Послание Президента Республики Казахстан от 14 декабря 2012 года "Стратегия "Казахстан-2050": новый политический курс состоявшегося государства"

Послание Президента Республики Казахстан от 17 января 2014 года "Казахстанский путь-2050: Единая цель, единые интересы, единое будущее"

Послание Президента Республики Казахстан от 11 ноября 2014 года "Нұрлы Жол - путь в будущее"

Программа Президента Республики Казахстан от 20 мая 2015 года "План нации - 100 конкретных шагов"

Послание Президента Республики Казахстан от 31 января 2017 года "Третья модернизация Казахстана: глобальная конкурентоспособность"

Указ Президента Республики Казахстан от 1 февраля 2010 года № 922 "О Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2020 года"

Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577 "О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»"

Указ Президента Республики Казахстан от 17 января 2014 года № 732 "О Концепции по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира"

Указ Президента Республики Казахстан от 21 января 2014 года № 741 "О Концепции внешней политики Республики Казахстан на 2014-2020 годы"

Указ Президента Республики Казахстан от 1 августа 2014 года № 874 "Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы и о внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года № 957 "Об утверждении Перечня государственных программ"

Указ Президента Республики Казахстан от 6 августа 2014 года № 875 "О реформе системы государственного

управления Республики Казахстан»

Указ Президента Республики Казахстан от 6 апреля 2015 года № 1030 "Об утверждении Государственной программы инфраструктурного развития "Нұрлы жол" на 2015-2019 годы и внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года № 957 "Об утверждении Перечня государственных программ"

Экологический кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 года № 212-III

Кодекс Республики Казахстан от 10 декабря 2008 года № 99-IV "О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)"

Предпринимательский кодекс Республики Казахстан от 29 октября 2015 года № 375-V

Закон Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 209-V "О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам совершенствования инвестиционного климата"

Закон Республики Казахстан от 24 июня 2010 года № 291-IV "О недрах и недропользовании"

Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I "О естественных монополиях"

Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 532-IV "О газе и газоснабжении"

Закон Республики Казахстан от 20 июля 2011 года № 463-IV "О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов"

Закон Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV "Об энергосбережении и повышении энергоэффективности"

Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года № 603-II "О техническом регулировании"

Закон Республики Казахстан от 12 января 2016 года № 442-V "Об использовании атомной энергии"

Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-II "Об электроэнергетике"

Закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 года № 165-IV "О поддержке использования возобновляемых источников энергии"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 "Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 13 августа 2012 года № 1042 "О Концепции развития геологической отрасли Республики Казахстан до 2030 года"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275 "Об утверждении Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 20 января 2015 года № 10 "О подписании Меморандума о взаимопонимании между Правительством Республики Казахстан и Организацией экономического сотрудничества и развития о реализации проекта Страновой программы по сотрудничеству между Казахстаном и Организацией экономического сотрудничества и развития"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 13 марта 2015 года № 133 "Об утверждении ставок акцизов на бензин (за исключением авиационного) и дизельное топливо"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2015 года № 1141 "О некоторых вопросах приватизации на 2016 - 2020 годы"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года № 1171 "Об утверждении Генеральной схемы газификации Республики Казахстан на 2015 - 2030 годы"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 14 сентября 2012 года № 1202 "Об утверждении Стратегии развития акционерного общества "Фонд национального благосостояния "Самрук-Казына" на 2012-2022 годы"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2015 года № 1138 "Об утверждении Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов на 2016 - 2020 годы и внесении дополнения в постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 586 "Об утверждении Правил распределения квот на выбросы парниковых газов"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 августа 2016 года № 467 "Об утверждении Национального плана реагирования на ядерные и радиационные аварии"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 апреля 2015 года № 345 "О подписании Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Международным агентством по атомной энергии о создании Банка низкообогащенного урана Международного агентства по атомной энергии в Республике Казахстан"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 июля 2007 года N 642 "Об утверждении Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о создании Международного центра по обогащению урана"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 июня 2011 года № 728 "Об утверждении Программы развития атомной отрасли в Республике Казахстан на 2011 - 2014 годы с перспективой развития до 2020 года"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 17 июня 2014 года № 667 "О некоторых вопросах реализации проекта "Балхашская тепловая электрическая станция"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 декабря 2014 года № 1360 "Об утверждении Программы по тарифной политике в сферах естественных монополий в Республике Казахстан до 2020 года"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2013 года № 1497 "Об утверждении Концепции индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015 - 2019 годы"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 586 "Об утверждении Правил распределения квот на выбросы парниковых газов"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 15 июня 2017 года № 370 "Об утверждении Правил распределения квот на выбросы парниковых газов и формирования резервов установленного количества и объема квот Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 декабря 2015 года № 1138 "Об утверждении Национального плана распределения квот на выбросы парниковых газов на 2016 - 2020 годы и внесении дополнения в постановление Правительства Республики Казахстан от 7 мая 2012 года № 586 «Об утверждении Правил распределения квот на выбросы парниковых газов»"

Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 9 декабря 2014 года № 256 "Об утверждении Стратегического плана Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан на 2014 - 2018 годы"

Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 29 декабря 2016 года № 887 "Об утверждении Стратегического плана Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан на 2017 - 2021 годы"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28

октября 2014 года № 79 "Об утверждении Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014 - 2018 годы"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28 декабря 2016 года № 571 "Об утверждении Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2017 - 2021 годы"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 160 "Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 8 декабря 2014 года № 184 "Об утверждении Правил определения предельной цены на розничную реализацию нефтепродуктов, на которые установлено государственное регулирование цен"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 "Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 октября 2014 года № 68 "Об утверждении Правил составления плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 декабря 2014 года № 209 "Об утверждении Правил определения предельных цен оптовой реализации товарного и сжиженного нефтяного газа на внутреннем рынке"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 "Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 110 "Об утверждении Правил проведения тендера на строительство генерирующих установок, вновь вводимых в эксплуатацию"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 691 "Об утверждении Правил оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг"

Приказ и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 30 ноября 2007 года № 269 "Об утверждении Правил функционирования балансирующего рынка электрической энергии"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 211 "Об утверждении Правил пользования тепловой энергией"

Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 февраля 2016 года № 81 "Об утверждении Перечня товаров, в отношении которых применяются вывозные таможенные пошлины, размер ставок и срок их действия и Правил расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из нефти"

Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 186 "Об утверждении перечня регулируемых услуг (товаров, работ) субъектов естественных монополий"

Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36 "Об утверждении Правил ценообразования на общественно значимых рынках"

Приказ Комитета по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Республики Казахстан от 21 сентября 2015 года №388-ОД "Об утверждении предельных уровней тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги по передаче электрической энергии, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства-потребления электрической энергии акционерного общества «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» на 2016-2020 годы"

Приказ Председателя Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий от 20 февраля 2009 года № 57-ОД "Об утверждении Правил дифференциации энергоснабжающими организациями тарифов на электрическую энергию по зонам суток и (или) в зависимости от объемов ее потребления физическими лицами"

Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 11 мая 2012 года № 151-ө "Об утверждении Правил торговли квотами на выбросы парниковых газов и углеродными единицами"

Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике"

Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 № 1172 "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности"

KAZENERGY. (2015). Национальный Энергетический Доклад.

IHS Energy. (2017). IHS Upstream Spend Report: Global upstream oil and gas industry spending (historical and outlook)

IHS Energy. (2017). Renewable Policy Trends in Emerging Markets, Market Update.

IHS Energy. (2017). Upstream Operating Costs Service.

IHS Energy. (2016). Upstream Oil and Gas Technology Development Focus Areas Inventory.

IHS Energy. (2016). Steam Coal Forecaster.

IHS CERA presentation. Technology Snapshot: Advanced CT and CCGT.

IHS CERA presentation. Postcombustion Emission Control Retrofit Technologies at Coal-fired Power Plants.

IHS CERA presentation. Technology Snapshot: Carbon Capture and Storage.

IHS CERA presentation. Technology Snapshot: Small Modular Reactors.

Sagers, M. (2017) Eurasian Gas Export Outlook. IHS Energy.

Sagers, M. (2017) Eurasian Oil Export Outlook. IHS Energy.

Webb, J., Mahnovski, S., and Sagers, M. (2007). Russian Oil Companies Widen Efforts to Extract Value from Growing Natural Gas Stream. IHS.

Yermakov, V. (2015). Is a Solution to Russia's Petroleum Gas Flaring within Reach? IHS Energy.

Walker, Ch. (2016). Overview of Major Infrastructure Projects: CASA-1000 Transmission Line and Pakistan-UAE Water Pipeline. IHS Energy, Russian and Caspian Energy Presentation, Abu Dhabi, UAE.

Mann, D. (2017). European Grid Storage (Part 1 and 2)—Market and technology status. IHS Markit.

Birn, K., Groode, T., & Safaei, H. (2016) Where Will Transportation Drive Global Oil (and Oil Sands) Demand? IHS Markit

Diorio, P. & Brady, A. (2008). From the Pump to the Plug: What Is the Potential of Plug-in Hybrid Electric Vehicles? CERA

Bonfils, H. & Laurencin, C. (2016) Another National Carbon Measure: A Carbon Price Floor in France. IHS Markit

Phillips, S. (2016). Carbon Capture Snapshot 2016: A Year of Notable Setbacks for an Industry Poised for Growth in 2017. IHS Markit.

BP. (2017). BP Statistical Review of World Energy.

ExxonMobil. (2017). Прогноз развития энергетики 2017 года на период по 2040 год включительно.

Energy Intelligence Group. (2014). Megaprojects: The Problem Big Oil Can't Solve. Petroleum Intelligence Weekly.

Всемирный Банк. (2017). Ведение бизнеса 2017: Равные возможности для всех.

Schwab, K. (ed.) (2016). Global Competitiveness Report 2016–2017. World Economic Forum

The World Justice Project. (2016). The WJP Rule of Law Index 2016.

Jandhyala B.G. Tilak. (2002). Building Human Capital in East Asia: What Others Can Learn. International Bank for Reconstruction and Development.

Дорожная Карта Научно-Технологического Развития Добывающего Сектора Нефтегазовой Отрасли Казахстана. (2013).

GGFR. (2004). Flared Gas Utilization Strategy: Opportunities for Small-Scale Uses of Gas. Report No. 5. International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

GGFR. (2017). Technology Overview: Utilization of Small-Scale Associated Gas. International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

International Atomic Energy Agency. (2016). Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050.

Thakur, P. (2017). Advanced Reservoir and Production Engineering for Coal Bed Methane. Houston: Gulf Professional Publishing.

Shen Baohong. (2014). The Status and Development of CBM Technology of Mining Area. China Coal Technology & Engineering Group.

Nuclear Energy Agency & The International Atomic Energy Agency. (2016). Uranium 2016: Resources, Production and Demand.

Smith, S. (2008). Environmentally Related Taxes and Tradable Permit Systems in Practice. Organization for Economic Co-operation and Development, Environment Directorate.

Fitzsimmons, E. & Hu, W. (2017). 'The Downside of Ride Hailing: More New York City Gridlock'. The New York Times. 6 March.

Freytas-Tamuka, K. (2016). 'A Push for Diesel Leaves London Gaspng Amid Record Air Pollution'. The New York Times. 18 February

Eddy, M. & Ewing, J. (2017). 'As Europe Sours on Diesel Cars, German Groups Fight to Save Them'. The New York Times. 3 August

Buckley, Ch. (2017). 'China's Leader Pushes Ahead with Big Gamble on a Carbon Trading Market'. New York Times. 24 June.

Dettoni, J. (2015). 'Kazakhstan's Emissions Market Needs Breath of Fresh Air'. Nikkei Asian Review. 30 May

House Bill No. 1134. Sixty-third Legislative Assembly of North Dakota In Regular Session Commencing Tuesday, 8 January 2013.

EU Council Directive 93/12/EEC of 23 March 1993 relating to the sulphur content of certain liquid fuels (as amended by Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 1998, Directive 2003/17/EC of the European Parliament and of the Council of 3 March 2003, and Directive 2009/30/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009)

Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC

Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009 establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products

Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings

Directive 2010/30/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the indication by labelling and standard product information of the consumption of energy and other resources by energy-related products



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ДОКЛАД

2017