



Казахстанская ассоциация организаций
нефтегазового и энергетического комплекса
«KAZENERGY»



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД KAZENERGY 2021

Настоящий Национальный энергетический доклад 2021 (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 Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса
«KAZENERGY»,
Республика Казахстан, 010000, город Нур-Султан, проспект Кабанбай батыра 19
kense@kazenergy.com
+7 7172 79 01 75, +7 7172 79 01 82





Казахстанская ассоциация организаций
нефтегазового и энергетического комплекса
«KAZENERGY»

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД
KAZENERGY 2021**



УВАЖАЕМЫЕ ДАМЫ И ГОСПОДА!

За последние два года в мировой экономике произошли серьезные изменения, вызванные не только пандемией, но и политическими решениями ключевых стран о необходимости ускорения перехода к низкоуглеродному развитию.

Концепция «энергетического перехода», инициированная в странах Европейского союза, уже стала частью политического курса ряда стран и оказывает влияние на решения международных финансовых организаций. Полный отказ от финансирования угольных проектов и смещение акцентов с природного газа и нефтепродуктов на использование водорода в обозримой перспективе окажет существенное влияние на страны-экспортеры углеводородов. Казахстан занимает заметное место в мировом экспорте энергоресурсов, и уменьшение спроса на них является вызовом для всей экономики страны.

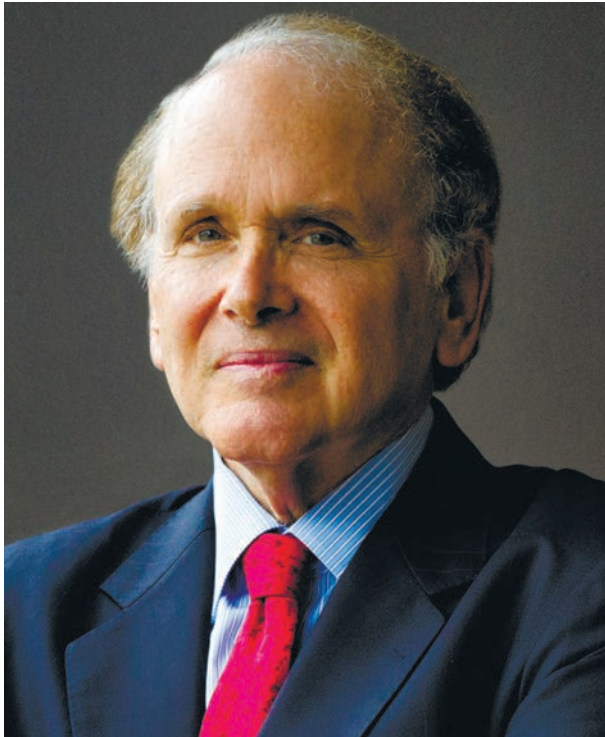
Поэтому особую актуальность для Казахстана сегодня имеет применение системного подхода к планированию развития энергокомплекса республики, который позволит снизить риски и повысить конкурентоспособность. Республикой принимаются последовательные и концептуальные изменения по регулированию отрасли и достижению целей, озвученных Президентом Республики Казахстан К.К. Токаевым.

Возможностям и вызовам новой мировой энергетической повестки посвящен новый выпуск Национального энергетического доклада, представляющий взгляд ведущих иностранных и отечественных экспертов на перспективы развития энергетического сектора Казахстана и пути совершенствования регуляторной, ценовой и тарифной политики.

Данный 5-й выпуск Национального энергетического доклада, подготовленный Ассоциацией KAZENERGY совместно с казахстанскими и международными экспертами, представляется особенно важным в год 30-летия Независимости Республики Казахстан и позволяет оценить развитие отрасли в исторической ретроспективе.

Полагаю, что компетентность и независимость представленного в настоящем Докладе мнения делают полезным его учет при формировании государственных решений в энергетической сфере.

*С уважением,
Председатель Ассоциации KAZENERGY
Тимур Кулибаев*



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Уже четвертый раз нам выпадает высокая честь участвовать в подготовке Национального энергетического доклада для Республики Казахстан за 2021 год (НЭД 2021). Важность этого документа сложно переоценить: он позволяет открыть новые грани энергетического сектора страны – его высокой значимости, многопланового характера, успехов и проблем. Примечательно, что в этом году Республика Казахстан празднует 30-летнюю годовщину национальной независимости. Мы искренне поздравляем казахстанский народ с этой знаменательной датой!

Настоящий Доклад знаменует важную веху на пути Казахстана, который, как и весь мир, активизирует усилия, направленные на решение проблемы изменения климата и на воплощение в жизнь глобального энергетического перехода, который призван сократить выбросы парниковых газов в результате потребления ископаемого топлива. В то же время, мы представляем новый Доклад в период все еще продолжающейся глобальной пандемии COVID-19, которая вызвала масштабный экономический спад, приведший к падению глобального спроса на первичные энергоресурсы на 5% в 2020 году. При этом ожидается, что в 2022 году спрос на энергоресурсы восстановится до уровней 2019 года, а затем будет расти умеренными темпами. Однако в будущем растущий спрос станет все в большей мере удовлетворяться за счет низкоуглеродных или неуглеродных источников, поскольку глобальные темпы декарбонизации ускорятся (по сравнению с нашими прогнозами до пандемии) на фоне стремления к нулевому балансу выбросов углерода.

В НЭД 2021 отражен целый ряд значимых для Казахстана моментов. Хотя за три десятилетия после обретения независимости экономика Казахстана заметно продвинулась по пути развития и диверсификации, углеводороды и другие энергоресурсы по-прежнему занимают в ней центральное место. Одна только нефтегазовая отрасль вместе со смежными

секторами (такими как транспортировка, строительство добывающих объектов и геология) обеспечила 17% ВВП страны в 2020 году. Нефть также обеспечивает основную часть экспортных поступлений и является главным источником доходов государственного бюджета Казахстана. Развитие нефтегазовой отрасли служило и продолжает служить залогом благополучия страны. Оно стимулировало экономическую активность, способствовало созданию рабочих мест и приносило доходы, которые с 1991 года играли основополагающую роль в укреплении Казахстана как независимого государства, а также в обеспечении роста доходов и уровня жизни населения страны. Помимо прочего, это содействовало укреплению отношений Казахстана с его соседями и сделало страну крупной фигурой в мировой нефтяной промышленности, а также значимым участником глобальных рынков, мирового сообщества и международных событий.

С другой стороны, подобная важность нефтегазовой отрасли увеличивает уязвимость национальной экономики перед внешними потрясениями. В 2020 году это еще раз – весьма болезненно – подтвердила пандемия COVID-19. Поскольку мировой спрос на жидкие углеводороды упал почти на 11%, Казахстан вступил в самую глубокую рецессию за два десятилетия: ВВП страны упал на 2,6%. Причиной послужили снижение цен на нефть и слабый спрос на экспорт углеводородов. А влияние локдаунов на внутреннюю экономическую активность лишь усугубило проблемы.

При этом ситуация складывается неоднозначно. Учитывая важность энергетики в экономике Казахстана, доходы от экспорта углеводородов и других энергоресурсов будут иметь чрезвычайно высокую значимость для инициатив по диверсификации и для финансирования перехода страны к низкоуглеродной энергии в будущем. Тем не менее – как подчеркивается в Докладе – международные рынки

углеводородов будут претерпевать существенные изменения по мере того, как глобальный энергетический переход продолжит набирать обороты. И совершенно очевидно, что Казахстан столкнется с растущей конкуренцией за ограниченные объемы иностранных инвестиций во всем мире (в том числе со стороны других крупных производителей углеводородов). Компании-инвесторы по-прежнему будут рассматривать новые возможности, но теперь они гораздо более избирательны в выборе новых проектов, и странам, располагающим ресурсами, будет все труднее бороться за доступные инвестиции. В складывающейся ситуации властям Казахстана важно придерживаться продуманной фискальной политики и принимать иные действенные меры, чтобы продемонстрировать, что страна располагает «выгодными» ресурсами – запасами нефти и газа, разработка, добыча и транспортировка которых возможна по относительно низкой цене и с незначительным углеродным следом. Не менее важными факторами являются предсказуемая нормативная среда и своевременное принятие решений. Именно эти критерии будут играть главную роль при выборе объектов для инвестирования международными компаниями.

Несмотря на общий рост обеспокоенности, текущая пандемия привела к формированию новых плодотворных механизмов международного сотрудничества. «Мега-сделка» альянса ОПЕК+, заключенная в апреле 2020 года и направленная на сдерживание производства в ответ на обвал мирового спроса на нефть, ознаменовала крупнейшее из когда-либо организованных сокращений добычи сырой нефти. Она позволила успешно стабилизировать мировые рынки, в результате чего цены на нефть вновь поднялись с очень низких отметок (а вместе с ними выросли и доходы нефтяных экспортеров). Значимая роль в действиях альянса по балансированию мирового спроса и предложения принадлежит Казахстану. Еще одно направление широкого регионального сотрудничества в энергетическом пространстве – это предстоящее формирование единых рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках Евразийского экономического союза. Интеграция между государствами-членами (включая Казахстан) принесет новые преимущества и возможности, но потребует от Казахстана целого ряда корректив – прежде всего, в сфере формирования цен на энергоресурсы. Другим примером является текущее участие Казахстана в обсуждении вопросов глобальной климатической политики и публикация стратегии достижения углеродной нейтральности Казахстана до 2060 года, в преддверии 26-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (также известной как саммит в Глазго или КС-26), которая должна состояться в ноябре 2021 года.

Признаки перемен в глобальной деловой среде энергетических отраслей отразились еще в предыдущем Национальном энергетическом докладе за 2019 год. Тогда мы отмечали, что международные нефтегазовые компании сместили акцент с наращивания объемов запасов на рентабельность, внедряя при этом инновационные технологии (большие данные, облачные вычисления, искусственный интеллект) для сокращения затрат и увеличения производства на действующих объектах. Мы также упоминали о том, что некоторые крупные нефтегазовые компании уже продвигались по пути диверсификации, расширяя свою деятельность с охватом «зеленых» направлений, таких как возобновляемая энергетика; станции зарядки электромобилей; улавливание, использование и хранение углерода (CCUS); а также распределение электроэнергии и природного газа.

Вышеперечисленные тенденции активизировались на фоне COVID-19. Быстро меняющаяся национальная политика в области климата и растущее давление – не только со стороны правительства, но также инвесторов, активистов по борьбе с изменением климата и широкой общественности – отражаются на стратегиях и планах энергетических компаний и более широкого делового сообщества во всем мире. Все стремятся ускорить декарбонизацию – в частности, путем постановки долгосрочных целей в отношении деятельности и продукции компаний. Одновременно ведутся дискуссии о том, какие именно формы энергии следует считать «зелеными» и, следовательно, подходящими для государственного финансирования и будущих частных инвестиций. Растет понимание, что существенный прогресс в сокращении выбросов парниковых газов потребует применения не только проверенных низкоуглеродных технологий, таких как ветровая и солнечная энергетика, но и технологий, которые в настоящее время находятся на стадии демонстрации или эксперимента. Особенно это касается сфер, декарбонизация которых представляется особенно затруднительной – таких как тяжелая промышленность и транспорт. Это отнюдь не означает, что углеводородные энергоресурсы больше не будут играть важной роли. Несомненно, они сохраняют свою значимость в мировой экономике в обозримом будущем, но со смещением акцента на уменьшение их воздействия на климат и повышение эффективности их потребления. А значит все больше внимания будет уделяться улавливанию и компенсации выбросов углерода.

Одним из ключевых моментов, на которых был сделан акцент в нашем предыдущем Докладе (НЭД 2019), стал шаткий баланс между стремлением правительства Казахстана поддерживать цены на электроэнергию, природный газ и нефтепродукты для казахстанских потребителей на низком уровне и необходимостью формирования политики для стимулирования производства, переработки и распределения этих ресурсов (в частности, в целях получения доходов для реинвестирования в энергетику). Данная проблема освещается и в текущем выпуске Доклада, но теперь она усложняется необходимостью развивать энергетику с учетом полного осознания климатических проблем, с которыми сейчас сталкивается мир. Таким образом, ключевой темой НЭД 2021 является анализ наилучших доступных техник (НДТ), существующих в мировой практике, которые могут применяться для снижения воздействия производства и потребления энергоресурсов на окружающую среду, а также общая оценка экономической целесообразности их внедрения в Казахстане.

Мы представляем НЭД 2021 на текущем важнейшем этапе развития энергетического сектора Казахстана с тем же ощущением оптимизма и целеустремленности, что и первый Доклад, выпущенный в 2015 году. Наша задача – обеспечить всеобъемлющее понимание складывающейся ситуации, чтобы способствовать принятию эффективных решений и формированию грамотной политики. Мы искренне надеемся, что это позволит Казахстану справиться с энергетическими и экологическими проблемами, стоящими перед страной, одновременно способствуя экономическому и социальному благополучию своего народа.

**Доктор Дэниел Ергин,
Вице-председатель IHS Markit
Октябрь 2021 г.**

БЛАГОДАРНОСТЬ

Национальный энергетический доклад KAZENERGY-2021 подготовлен Ассоциацией KAZENERGY (при активном участии ее членов), а также компаниями IHS Markit и ТОО «Avantgarde Group». В его основу легла предварительная работа и аналитические исследования, выполненные широким кругом казахстанских и зарубежных экспертов, представляющих самые разнообразные организации – такие как Ассоциация KAZENERGY, государственные органы Республики Казахстан, научно-исследовательские и проектные институты, а также отраслевые компании. Мы приносим им самую искреннюю благодарность за неоценимое содействие. Настоящий Доклад знаменателен тем, что публикуется в 2021 году, когда Республика Казахстан празднует 30-летие независимости страны. Мы искренне поздравляем казахстанский народ с этой исторической датой!

Работа над НЭД 2021 велась во время глобальной пандемии, которая существенно усложнила ее выполнение. Мы от всей души благодарны организациям, выделившим время для виртуальных бесед с командой аналитиков. Мы также выражаем глубокую признательность компаниям-членам Ассоциации KAZENERGY и государственным учреждениям, которые отвечали на наши информационные запросы, предоставляя исчерпывающие письменные комментарии, полезные сведения и ценные наблюдения. Отдельно хотелось бы поблагодарить ряд международных нефтяных компаний и других участников Совета иностранных инвесторов за их неоценимый вклад и конструктивные замечания в процессе исследования.

Особую благодарность выражаем компании «Avantgarde Group» в лице ее Генерального директора Руслана Мухамедова, а также Олега Архипкина, принимавших

активное участие в создании Доклада и работавших над содержанием главы, посвященной электроэнергетике, значительный вклад в составление которой внесла Екатерина де Вер Уолкер (компания SEEPX) при существенном содействии Андрея Кибарина, Татьяны Поляничкиной, Алишера Кубаналиева и Александра Чернокульского. Мы также признательны АО «Жасыл Даму» за разработку долгосрочной модели экономики, прежде всего Гульмире Исмагуловой и Айдыну Бакдолотову.

Помимо этого, немало специалистов из Казахстана и других стран мира выполняли доработку отдельных глав Доклада, соответствующих сфере их компетенции. Мы искренне благодарим их за внесенные предложения и замечания.

Также хотелось бы выразить глубокую признательность Узакбаю Карабалину, Заместителю Председателя Ассоциации KAZENERGY, Кенжебеку Ибрашеву, Генеральному директору Ассоциации KAZENERGY, Талгату Карашеву, Исполнительному директору Ассоциации KAZENERGY и Рустаму Журсунову, Уполномоченному по защите прав предпринимателей Казахстана. Полноценное составление Доклада было бы невозможным без их действенной помощи, поддержки и рекомендаций.

Настоящий Доклад вышел в свет во многом благодаря поддержке АО «Самрук-Энерго» и финансовой помощи: ТОО «CNPC International Kazakhstan», компании «North Caspian Operating Company N.V.», Евразийского подразделения «Шеврон», ТОО «Тенгизшевройл», «ЭксонМобил Казахстан Инк.» и «Karachaganak Petroleum Operating B.V.».

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

Министерство энергетики Республики Казахстан	Мирзагалиев М.М., Магауов А.М., Абилхаиров Д.Т., Крикбаев С.Б.
Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан	Брекешев С.А., Керей Б.Д., Агабеков О.П.
Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан	Атамкулов Б.Б.
Министерство национальной экономики Республики Казахстан	Иргалиев А.А.
Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан	Ратбеков К.А., Умурзакова С.С., Кошекбаев К.К., Смкей А. А.
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан	Умаров Е.К.
АО «Самрук-Казына»	Акчулаков Б.У.
АО «Каспийский трубопроводный консорциум»	Кабылдин К.М.
НАО «МЦЗТИП»	Куанбаева Е.В., Атякшева А.Д.

Ассоциация «KAZENERGY»	Ибрашев К.Н., Карашев Т.К., Ногайбай З.М., Абытов Ф.Х., Кудабаяев Ш.С., Калменов М.Э., Нарынбаев Д.С., Ементаев А.М., Суттыбаев А.К., Туякбаев М.М., Утеньязов А.А.
АО «Жасыл Даму»	Исмагулова Г.Е., Есекина А.С., Ахметова Б.А., Бақдолотов А.
АО «НАК «Казатомпром»	Пирматов Г.О., Шарипов М.Б., Ким О.В., Иманкожоев А.Д.
АО «Самрук-Энерго»	Есимханов С.К.
ТОО «CNPC International Kazakhstan»	Ли Юнг Хонг
North Caspian Operating Company N.V	Оливье Лазар
Корпорация «Шеврон»	Джон Балтц
ТОО «Тенгизшевройл»	Кевин Лайон
ЭксонМобил Казахстан Инк.	Динеш Дж. Сивасамбу
Karachaganak Petroleum Operating B.V.	Джанкарло Руи

Своевременной публикации Доклада на двух языках в существенной мере способствовала работа высокопрофессионального переводчика, Марии Гавриловой. Мы также благодарим Екатерину де Вер Уолкер (SEEPX) и Наталью Шурмину за перевод некоторых разделов и глав.

Особой честью для нас является возможность представить Доклад в рамках проведения в г. Нур-Султан – XIV Евразийского Форума KAZENERGY и Всемирной энергетической недели-2021, посвященных актуальным вопросам будущего энергетики Казахстана.

С глубокой признательностью, Мэтью Дж. Сейгерс, Вице-президент, IHS Markit (Matt.Sagers@ihsmarkit.com)

Полина Миренкова, Директор и менеджер проекта, IHS Markit (Paulina.Mirenkova@ihsmarkit.com)

Дина Шолк, Заместитель директора и Генеральный директор офиса IHS Markit в Казахстане (Dena.Sholk@ihsmarkit.com)

Эндрю Р. Бонд, Старший консультант, IHS Markit (Andrew.Bond@ihsmarkit.com)

Джон Вебб, Директор, IHS Markit (John.Webb@ihsmarkit.com)

Динара Дарибаева, Аналитик и Глава офиса IHS Markit в Казахстане (Dinara.Daribayeva@ihsmarkit.com)

Ернар Ахметтаев, Старший аналитик-исследователь, IHS Markit (Yernar.Akhmettayev@ihsmarkit.com)



ExxonMobil

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЗОР И ПРОГНОЗ МИРОВОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА ПОСЛЕ ПАНДЕМИИ COVID-19.....	14
1.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	14
1.2 АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ COVID-19 НА ГЛОБАЛЬНУЮ ЭКОНОМИКУ И ЭНЕРГОРЫНКИ.....	15
1.2.1 ДИНАМИКА ГЛОБАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГОРЫНКОВ В 2020-2021 ГГ.	15
1.2.2 МЕРЫ ОПЕК+ В ОТВЕТ НА ГЛОБАЛЬНЫЙ ОБВАЛ ЦЕН НА НЕФТЬ.....	16
1.2.3 МИРОВЫЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ: РОСТ ВОЛАТИЛЬНОСТИ, СОКРАЩЕНИЕ ЦИКЛОВ	20
1.2.4 РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО РЫНКА: РОСТ РОЛИ СТРАН, НЕ ВХОДЯЩИХ В ОЭСР.....	22
1.2.5 БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ IHS MARKIT – «ПЕРЕЛОМНЫЙ ЭТАП»: ТРАНСФОРМАЦИЯ ГЛОБАЛЬНОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА В 2021-2050 ГГ. ПОД ВЛИЯНИЕМ УСКОРЕННОЙ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ.....	26
1.3 ОЦЕНКА СИТУАЦИИ В ЭКОНОМИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ КАЗАХСТАНА В 2020 ГОДУ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ	31
1.3.1 СИТУАЦИЯ В ЭКОНОМИКЕ КАЗАХСТАНА В 2020-2021 ГГ. И ПРОГНОЗ ДО 2050 ГОДА.....	31
1.3.2 СИТУАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ КАЗАХСТАНА В 2020-2021 ГГ. И ПРОГНОЗ ДО 2050 ГОДА.....	38
1.4 ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ БУДУЩЕГО СПРОСА НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ, СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА	41
2 ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД, РЕАКЦИЯ ОТРАСЛИ НА НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ КАЗАХСТАНА	44
ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД	44
2.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ.....	44
2.2 ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД: 2020 ГОД КАК ПЕРЕЛОМНЫЙ МОМЕНТ	45
2.3 МЕРЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОДДЕРЖКУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА.....	46
2.3.1 ПОПЫТКИ ИЗВЛЕЧЬ ПОЛЬЗУ ИЗ КРИЗИСА: «АМЕРИКАНСКИЙ ПЛАН ЗАНЯТОСТИ» (ПАКЕТ ПО РАЗВИТИЮ ИНФРАСТРУКТУРЫ В США).....	47
2.3.2 ЧТО СЧИТАТЬ «ЗЕЛЁНОЙ ЭНЕРГИЕЙ»? БАЛАНС МЕЖДУ «ХОРОШИМ» И «ИДЕАЛЬНЫМ» ПРИ ФИНАНСИРОВАНИИ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ.....	48
2.3.3 СТАНЕТ ЛИ ВОДОРОД ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА?.....	50
2.3.3.1 ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОРОДА В КАЗАХСТАНЕ	53
2.3.4 МЕЖДУНАРОДНАЯ ТОРГОВЛЯ ВЫБРОСАМИ И МЕХАНИЗМ ТРАНСГРАНИЧНОГО УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЕС (СВАМ).....	54
2.4 ДЕЙСТВИЯ КОМПАНИЙ В СВЕТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА.....	56
2.4.1 НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ	56
2.4.1.1 «ПЕРВОПРОХОДЦЫ».....	57
2.4.1.2 КОМПАНИИ С БОЛЕЕ ТРАДИЦИОННЫМ ПОДХОДОМ.....	58
2.4.1.3 ИСТОРИЯ ДВУХ КОМПАНИЙ: РАЗНЫЕ СТРАТЕГИИ ВЫЗЫВАЮТ ОДИНАКОВОЕ НЕДОВОЛЬСТВО ЗАДЕЙСТВОВАННЫХ СТОРОН – «ЭТОГО НЕДОСТАТОЧНО».....	59
2.4.1.4 НАЦИОНАЛЬНЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ (ННК)	59
2.4.2 ДЕЙСТВИЯ КОМПАНИЙ, НЕ ОТНОСЯЩИХСЯ К ЭНЕРГЕТИКЕ.....	61
2.4.2.1 GOOGLE И AMAZON.....	61
2.4.2.2 КОРПОРАЦИИ ОБЪЕДИНЯЮТСЯ ПРИ ЗАКЛЮЧЕНИИ КОНТРАКТОВ НА ВИЭ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЭФФЕКТА МАСШТАБА.....	62
2.4.2.3 РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В РАЙОНАХ, ГДЕ ОТСУТСТВУЕТ ДОСТУП К ЭНЕРГОСЕТИ.....	63

2.5 ОБНОВЛЕННЫЙ ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ НА НАЦИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ ВКЛАД (ОНУВ) КАЗАХСТАНА В РАМКАХ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ	64
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ КАЗАХСТАНА	64
2.6 ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС КАЗАХСТАНА И ПУТЬ К РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕЛЕЙ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ	71
2.6.1 ВНЕДРЕНИЕ НДТ В КАЗАХСТАНЕ	72
2.6.2 ПРЕПЯТСТВИЯ И ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПУТИ ВНЕДРЕНИЯ НДТ В СООТВЕТСТВИИ С НОВЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ КОДЕКСОМ	75
2.7 СИСТЕМА ТОРГОВЛИ КВОТАМИ НА ВЫБРОСЫ (СТВ) КАЗАХСТАНА	76
2.8 РЕКОМЕНДАЦИИ	80
3 СЕКТОР РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА В КАЗАХСТАНЕ	84
3.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	84
3.2 НЕДАВНЯЯ ДИНАМИКА НЕФТЯНОГО БАЛАНСА КАЗАХСТАНА И ПРОГНОЗ ДО 2050 ГОДА	85
3.3 ДИНАМИКА ДОБЫЧИ СЫРОЙ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА	86
3.3.1 ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ТЕНДЕНЦИИ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ	86
3.3.2 ТЕНДЕНЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА (ДАННЫЕ ПРОШЕДШИХ ПЕРИОДОВ И ПРОГНОЗ)	89
3.4 ТРАНСПОРТИРОВКА СЫРОЙ НЕФТИ	95
3.4.1 ПОСЛЕДНИЕ ТЕНДЕНЦИИ ЭКСПОРТА И ПРОГНОЗ ДО 2050 ГОДА	95
3.5 ОБЩИЙ ОБЗОР НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ АКТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ В КАЗАХСТАНЕ	97
3.5.1 УСЛОВИЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ	99
3.5.2 ПОЛИТИКА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ: ИНИЦИАТИВА ОНЛАЙН-АУКЦИОНОВ	101
3.5.3 НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАКТИКА В ОТНОШЕНИИ МЕСТНОГО СОДЕРЖАНИЯ	101
3.6 ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ В КАЗАХСТАНЕ	104
3.6.1 ОПЕРАЦИОННЫЕ И СОВОКУПНЫЕ ЗАТРАТЫ ДОБЫВАЮЩИХ ПРОЕКТОВ	104
3.6.2 ПОЛОЖЕНИЕ КАЗАХСТАНА НА ГЛОБАЛЬНОЙ КРИВОЙ ЗАТРАТ ПОЛНОГО ЦИКЛА ДЛЯ НОВЫХ ПРОЕКТОВ	105
3.7 НДТ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ В КАЗАХСТАНЕ: НОВЫЕ ЗНАЧИМЫЕ МОМЕНТЫ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ	107
3.7.1 НДТ	107
3.7.2 ЦИФРОВИЗАЦИЯ	110
3.8 ДИНАМИКА РЫНКА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	111
3.8.1 ИЗМЕНЕНИЯ В БАЛАНСЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ КАЗАХСТАНА	111
3.8.2 ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА СЫРУЮ НЕФТЬ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ: ФОРМУЛА «ИЗДЕРЖКИ ПЛЮС» ОСТАЕТСЯ ПРОБЛЕМНОЙ	114
3.8.3 ВНУТРЕННИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ И ДИНАМИКА ИНТЕГРАЦИИ РЫНКА ЕАЭС	116
3.9 РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА	118
4 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И СТРАТЕГИЯ ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА	122
4.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	122
4.2 ЗАПАСЫ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА	122
4.3 СЕКТОР ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ	124
4.4 РЫНОЧНАЯ СТРУКТУРА И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА	127
4.5 ПЕРЕРАБОТКА И ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА	127

4.6 ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ И ПРОГРАММА ПО ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА	130
4.6.1 ГАЗИФИКАЦИЯ.....	130
4.6.2 ИСТОРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО ПОТРЕБЛЕНИЮ ГАЗА.....	131
4.7 ПРОГНОЗ ВНУТРЕННЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА И ПОТРЕБНОСТЬ В ИМПОРТНЫХ ПОСТАВКАХ В БУДУЩЕМ	134
4.8 РАЗВИТИЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАЗАХСТАНА НА БАЗЕ ГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ	135
4.9 ЭКСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА: ИСТОРИЯ И ПРОГНОЗ	137
4.10 ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА ГАЗ В КАЗАХСТАНЕ.....	139
4.10.1 ЦЕНЫ ДЛЯ КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	139
4.10.2 ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ.....	139
4.10.3 ЦЕНЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ.....	139
4.10.4 РОЛЬ НАЦИОНАЛЬНОГО ОПЕРАТОРА КТГ И ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ТРУБОПРОВОДНЫЕ ПОСТАВКИ.....	140
4.10.5 ТАРИФЫ НА ТРУБОПРОВОДНЫЕ ПОСТАВКИ.....	141
4.11 ЕДИНЫЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕАЭС И ГАРМОНИЗАЦИЯ ЦЕН НА ГАЗ.....	143
4.12 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ В СЕКТОРЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА И НДТ	143
4.12.1 МИРОВЫЕ ВЫБРОСЫ МЕТАНА В СЕКТОРЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	143
4.12.2 УСИЛИЯ КОМПАНИЙ В КАЗАХСТАНСКОМ СЕКТОРЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ МЕТАНА	146
4.12.3 ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ НДТ НА ДРУГИХ РЫНКАХ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В ГАЗОВОМ СЕКТОРЕ КАЗАХСТАНА.....	150
4.13 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ РЫНКА, УВЕЛИЧЕНИЮ ЗАПАСОВ И ГАРМОНИЧНОЙ ИНТЕГРАЦИИ В ОБЩИЙ РЫНОК ЕАЭС	151
4.13.1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ НДТ В ОТНОШЕНИИ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ.....	151
5 УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА	156
5.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	156
5.2 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ПРАВОВАЯ БАЗА	156
5.3 ЗАПАСЫ.....	156
5.4 ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ УГЛЯ.....	157
5.4.1 ДОБЫЧА	157
5.4.2 ЭКСПОРТ.....	161
5.5 ОБЗОР МИРОВОГО СПРОСА НА УГОЛЬ	164
5.6 ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЯ.....	165
5.7 ВНУТРЕННЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ УГЛЯ.....	166
5.8 ПРОГНОЗ УГОЛЬНОГО БАЛАНСА КАЗАХСТАНА	168
5.9 ЗНАЧИМЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА С 2017 ГОДА.....	169
5.9.1 ОТМЕНА РЕНТНОГО НАЛОГА НА ЭКСПОРТ УГЛЯ И КОРРЕКТИРОВКА НДПИ УПРОЩАЮТ ПРОЦЕСС ИНТЕГРАЦИИ В РАМКАХ ЕАЭС.....	169
5.9.2 ДОРОЖНАЯ КАРТА ДЛЯ УГОЛЬНОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА СМЕЩАЕТ АКЦЕНТ НА «ГЛУБОКУЮ» ПЕРЕРАБОТКУ С ПОВЫШЕНИЕМ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ	169
5.9.3 НОВЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС	170
5.10 АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ НДТ В УГЛЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ.....	171
5.10.1 ТЕКУЩИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В УГЛЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА	172
5.10.2 ОПЫТ ДРУГИХ СТРАН И ПОТЕНЦИАЛ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В КАЗАХСТАНЕ	173
5.10.3 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.....	174

6 ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА.....	176
АВТОРЫ ГЛАВЫ ТОО «AVANTGARDE GROUP» И SEEPX ENERGY	
6.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	176
6.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКЕ.....	176
6.2.1 ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	179
6.2.2 ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	180
6.2.3 ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	182
6.2.4 РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТРАСЛИ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ В ОТРАСЛИ.....	184
6.2.5 АНАЛИЗ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	189
6.3 СТРУКТУРА И ЦЕЛЕПОЛАГАНИЕ РЕФОРМ	193
6.3.1 ЗАДАЧИ И ВЫЗОВЫ ОТРАСЛИ.....	194
6.3.2 ЦЕЛЕПОЛАГАНИЕ В ОТРАСЛИ.....	195
6.3.3 ПЕРЕХОД НА ПРИНЦИПЫ НДТ.....	196
6.3.4 ПОДДЕРЖКА И РАЗВИТИЕ ВИЭ.....	197
6.3.5 МЕХАНИЗМ ЕДИНОГО ЗАКУПЩИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	199
6.3.6 СТИМУЛИРУЮЩЕЕ ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ	200
6.3.7 СХЕМА РЕФОРМИРОВАНИЯ.....	203
6.4 ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКИ.....	205
6.4.1 ПРОГНОЗ IHS MARKIT ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКИ КАЗАХСТАНА ДО 2050 ГОДА	206
7 УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ: ОБЗОР И ОЦЕНКА НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ АТОМНОЙ ЭНЕРGETИКИ	210
7.1 КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	210
7.2 СТРУКТУРА РЫНКА И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ СРЕДА.....	210
7.3 ЗАПАСЫ УРАНА И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	211
7.4 ДОБЫЧА И ЭКСПОРТ	213
7.5 МИРОВОЙ РЫНОК УРАНА.....	215
7.6 ТРАНСПОРТИРОВКА УРАНА.....	218
7.7 НАЧАЛЬНАЯ СТАДИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА.....	218
7.7.1 КОНВЕРСИЯ.....	219
7.7.2 ОБОГАЩЕНИЕ.....	220
7.7.3 ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК.....	220
7.8 ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	221
7.9 КОНЕЧНАЯ СТАДИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА, УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ, ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ	222
7.9.1 УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ.....	223
7.9.2 ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ.....	223
7.10 ВАЖНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ С 2017 ГОДА	224
7.10.1 НОВЫЙ КОДЕКС «О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ» И ВНЕСЕННЫЕ В НЕГО ПОПРАВКИ.....	224
7.10.2 НАЧАЛО РАБОТЫ БАНКА НИЗКООБОГАЩЕННОГО УРАНА.....	224
7.10.3 РЕОРГАНИЗАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СП С УЧАСТИЕМ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИТОРОВ.....	225
7.10.4 НОВЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС (2021 ГОДА) И НДТ	225
7.11 РЕКОМЕНДАЦИИ.....	228
ПРИЛОЖЕНИЕ	229

Глава 1

ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПОСЛЕ COVID-19



1 ОБЗОР И ПРОГНОЗ МИРОВОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И ЭКОНОМИКИ КАЗАХСТАНА ПОСЛЕ ПАНДЕМИИ COVID-19

1.1 Ключевые моменты

► В 2020 году пандемия COVID-19 произвела переворот в глобальной экономике и на энергетических рынках. В прошлом году мировой ВВП сократился на 3,5%, а потребление первичных энергоресурсов в мире упало на 5,4%. Вводимые повсеместно ограничения на передвижение в целях борьбы с распространением пандемии привели, в частности, к резкому сокращению потребления моторного топлива, что в более широком плане вылилось в существенное снижение спроса на нефтепродукты (включая сырую нефть и газовый конденсат, которые используются для их производства). Общеплановый спрос на жидкие углеводороды в 2020 году упал примерно на 11%, и этот спад составил более 60% от совокупного объема сокращения потребления первичных энергоресурсов в мире 2019 года. После спроса на нефть, самый резкий спад среди ископаемых видов топлива в 2020 году пришелся на потребление угля, которое сократилось на 4,9%. Спрос на природный газ снизился относительно умеренно – на 2,7%. В то же время, потребление атомной электроэнергии сократилось на 4,1%, а спрос на гидроэлектростанции и ВИЭ вырос. В целом, в 2020 году мировой спрос на электроэнергию снизился на 1,2%.

► Роль принципиально важного стабилизирующего фактора на мировых рынках нефти в 2020-2021 гг. сыграло новое соглашение ОПЕК+. «Мега-сделка», заключенная странами альянса ОПЕК+ в апреле 2020 года и направленная на снижение нефтедобычи в ответ на обвал мирового спроса, предусматривала самое колоссальное из когда-либо организованных сокращений производства сырой нефти (конденсат в эти объемы не входит). В 2020-2021 гг. Казахстану успешнее удалось соблюсти заданные показатели, чем во время предыдущих раундов сокращений в рамках договоренности ОПЕК+, однако, по оценкам IHS Markit, он – как и ранее – не в полной мере достиг поставленных целей (хотя по оценкам казахстанских властей, степень соблюдения страной целевых показателей альянса ОПЕК+, как правило, оказывается выше, что обусловлено различиями в коэффициентах пересчета тонн в баррели при определении объемов добычи; см. ниже). Одной из главных причин таких не вполне успешных результатов является структура нефтяной отрасли страны: правительство располагает лишь косвенными рычагами контроля над проектами международных нефтяных компаний (МНК), на которые приходится львиная доля национальной нефтедобычи. Немаловажную роль сыграли здесь и относительно высокие темпы роста добычи нефти в Казахстане накануне пандемии, которые усложнили задачу резкого сокращения.

► Если говорить о динамике цен на нефть, соглашение альянса ОПЕК+ способствовало сохранению нижней ценовой границы Dated Brent в среднем на отметке около 42 долл. США/барр. в 2020 году (в 2019 году средний показатель составлял 65 долл. США/барр.) и – в сочетании

с восстановлением мирового спроса – значительно более высокому уровню цен в 2021 году. По нашим текущим прогнозам, цена Dated Brent будет в среднем составлять около 62 долл. США/барр. в реальном выражении (в долларах США 2020 года) в 2021-2025 гг. и около 60 долл. США/барр. на протяжении сценарного периода до 2050 года (хотя при этом ожидается значительная волатильность). Ключевые факторы в основе прогноза цен на 2021-2025 гг. включают продолжающееся восстановление мирового спроса на нефть на фоне относительно солидного (хотя и замедляющегося) роста глобального ВВП, а также более чем достаточные объемы предложения с учетом отмены ограничений ОПЕК+ наряду со значительным увеличением иранских объемов добычи и экспорта после снятия санкций США.

► Разница в воздействии, оказываемом пандемией, усугубила раздвоенность мирового рынка нефти – в 2020 году спрос на нефть в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) упал значительно более резко, чем ее потребление в странах, не входящих в ОЭСР. Причем в перспективе прогнозируется еще более заметное расхождение, даже несмотря на то, что во второй половине 2030-х гг. общеплановый спрос на нефть достигнет ожидаемой максимальной отметки и затем вступит на траекторию спада, который продлится до конца нашего прогнозного периода (2050 года). Совокупное потребление в странах, не входящих в ОЭСР (особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе), в 2021-2050 гг. будет расти, тогда как в странах ОЭСР продолжится сокращение спроса, в результате чего – согласно нашему базовому сценарию – доля стран, не входящих в ОЭСР, в мировом объеме потребления нефти (жидких углеводородов) вырастет с уровня около 54% в 2020 году до 66% в 2050 году.

► В настоящее время IHS Markit предполагает несколько более высокие глобальные темпы энергетического перехода (т.е., декарбонизации с целью ограничения глобального потепления) по сравнению с нашими прогнозами, составленными до пандемии. Это в целом объясняется заметной активизацией усилий, направленных на противодействие изменению климата, со стороны практически всех ключевых игроков, начиная с 2020 года. Согласно нашему новому базовому сценарию, к 2050 году потребление первичных энергоресурсов в мире в целом вырастет примерно на 24%, а дополнительный спрос в основном будет удовлетворяться за счет низкоуглеродных источников энергии (прежде всего, ВИЭ). Совокупная доля ВИЭ в глобальном объеме спроса увеличится с текущего уровня около 10% до уровня около 24%, а доля ископаемого топлива снизится с 80% до 64%. При этом предполагается широкий разброс в продвижении энергетического перехода в разных регионах и странах мира – как с точки зрения сроков, так и с точки зрения изменений в топливном балансе.

► В 2020 году Казахстан столкнулся с самой глубокой рецессией за два десятилетия, хотя спад оказался менее резким, чем изначально ожидалось. ВВП страны в 2020 году

сократился на 2,6% в результате снижения цен на нефть и сдержанного внешнего спроса на казахстанский экспорт в целом из-за пандемии, а также в результате негативного влияния локдаунов на внутреннюю экономическую активность. Однако согласно последним данным экономика страны снова начала расти, и наш базовый сценарий предусматривает рост ВВП Казахстана на 4,0% за 2021 год в целом, хотя восстановление в разных секторах экономики происходит неравномерно. Серьезная зависимость казахстанской экономики от энергетики означает, что глобальные тенденции – такие как снижение цен на сырьевые товары – продолжают оказывать масштабное воздействие на ситуацию в Казахстане, влияя на показатели не только в самом топливно-энергетическом комплексе, но и в других сферах, связанных с энергетикой, включая транспорт, строительство, торговлю и сферу услуг. В более долгосрочной перспективе IHS Markit прогнозирует рост реального ВВП Казахстана в 2021-2050 гг. в среднем на 2,8% в год, однако со временем он будет существенно замедляться.

► Совокупный объем производства первичных энергоресурсов в Казахстане – включая нефть, газ, уголь и первичную электроэнергию (но не включая объемы добычи урана) – в 2020 году снизился на 4,2%. В то же время, внутреннее потребление первичных энергоресурсов в 2020 году сократилось лишь на 0,2%, а их чистый экспорт – на 8,0%. Мы прогнозируем, что в 2021-2050 гг. производство первичных энергоресурсов в целом сократится на 20%, тогда как видимое потребление снизится на 3%, а чистый экспорт упадет на 38%. Что касается топливного баланса, самые заметные изменения ожидаются во внутреннем потреблении (а не в совокупном производстве и экспорте): при том, что уголь сохранит свои лидирующие позиции во внутреннем спросе по сравнению с остальными видами топлива, его доля снизится с 56,7% в 2020 году до уровня около 36% к 2050 году, а доли природного газа, нефти и первичной электроэнергии вырастут (см. Главу 5, в которой приводится сравнительный анализ тенденций спроса на уголь в разных отраслях экономики Казахстана и прогноз до 2050 года, а также рассматриваются действия угольной отрасли в ответ на сложности, связанные с курсом на декарбонизацию).

1.2 Анализ воздействия COVID-19 на глобальную экономику и энергорынки

1.2.1 Динамика глобальной экономики и энергорынков в 2020-2021 гг.

Новая коронавирусная инфекция (COVID-19), первые сообщения о которой появились в декабре 2019 года в китайской провинции Ухань, в 1-м квартале 2020 года распространилась по всему миру, нанеся мощный удар по мировой экономике. К концу 2-го квартала 2020 года более половины мировой экономики было остановлено, чтобы замедлить распространение вируса, после чего – начиная

с третьего квартала – экономическая деятельность стала постепенно восстанавливаться. Глобальный ВВП в 2020 году в совокупности упал на 3,5%. При этом базовый сценарий IHS Markit предусматривает совокупный рост реального глобального ВВП в 2021 году на 5,7%, но темпы восстановления в разных странах будут заметно варьироваться – в частности, из-за неодинаковой доступности вакцин.

Мировое потребление первичных энергоресурсов в прошлом году упало на 5,4% до 13,80 миллиардов тонн нефтяного эквивалента (млрд. т н.э.), заметно превысив темпы сокращения глобального ВВП.¹ Эта динамика заметно контрастирует с картиной предыдущего спада мировой экономики, произошедшего в 2009 году на фоне глобального финансового кризиса, когда ВВП и спрос на первичные энергоресурсы в мире упали почти одинаково – примерно на 1% (1,4% и 0,9% соответственно). Основной причиной более заметного разброса темпов спада мировой экономики и спроса на энергоресурсы в 2020 году стали ограничения на передвижение в связи с пандемией, которые, в частности, привели к резкому сокращению потребления моторного топлива (прежде всего, бензина и авиационного топлива), что – в более широком плане – существенно снизило совокупный спрос на нефть (жидкие углеводороды) (т.е., сырую нефть и газовый конденсат в их первичной форме). В 2020 году совокупный объем спроса на нефть (жидкие углеводороды) во всем мире упал на 10,8% до 4,12 млрд. т н.э., причем этот спад составил 63,2% от прошлогоднего общемирового сокращения потребления первичных энергоресурсов (при этом доля нефти в совокупном спросе (29,8%) все же оставалась больше, чем доля остальных видов топлива). Мировой объем производства жидких углеводородов в процентном отношении сократился несколько менее значительно, чем потребление – на 7,2% – с учетом значительного увеличения мировых товарных запасов (в хранилищах) в 2020 году. В то же время, спрос на природный газ, уголь, атомную энергию и современную биомассу снизился на 2,7%, 4,9%, 4,1% и 3,5%, соответственно. Единственными крупными первичными источниками энергии, спрос на которые в 2020 году вырос (на 1,5% и 9,9%, соответственно), стали гидроэлектроэнергия и ВИЭ. Потребление всех других первичных источников энергии в совокупности (помимо указанных выше) в 2020 году поднялось на 0,3%.² Таким образом, совокупная доля ископаемых видов топлива (т.е. нефти, природного газа и угля) в структуре мирового спроса на энергоресурсы снизилась с 81% в 2019 году до 80% в 2020 году, а совокупная доля низкоуглеродных источников (атомной энергии, гидроэлектроэнергии и ВИЭ) выросла с 9,8% до 10,4% (при этом впервые в истории их доля в сумме превысила 10%) (см. Рисунок 1.1 «Годовые изменения

1 Мировое потребление первичных энергоресурсов определяется как прямой расход (или использование) произведенных энергоресурсов до того, как они подверглись каким-либо преобразованиям или конверсии (чтобы избежать двойного [дублирующего] учета в результате получения переработанных продуктов [топлива]).

2 Потребление нефти включает международное судовое/авиационное бункерное топливо, но не включает биотопливо, которое на первичном уровне не имеет отношения к нефти; уголь включает энергетический (паровичный) и коксующийся уголь; ВИЭ включают энергию солнца, ветра, приливов/волн/океана и геотермальную энергию; современная биомасса включает биотопливо, биогаз, биоотходы, древесную щепу и древесные топливные гранулы; к другим энергоресурсам относятся твердые отходы, традиционная биомасса (включая древесный уголь и древесину), тепло окружающей среды, а также чистый оборот электрической и тепловой энергии.

Рисунок 1.1 Годовые изменения мирового спроса на первичные энергоресурсы по видам топлива и ВВП (2000-20 гг.)

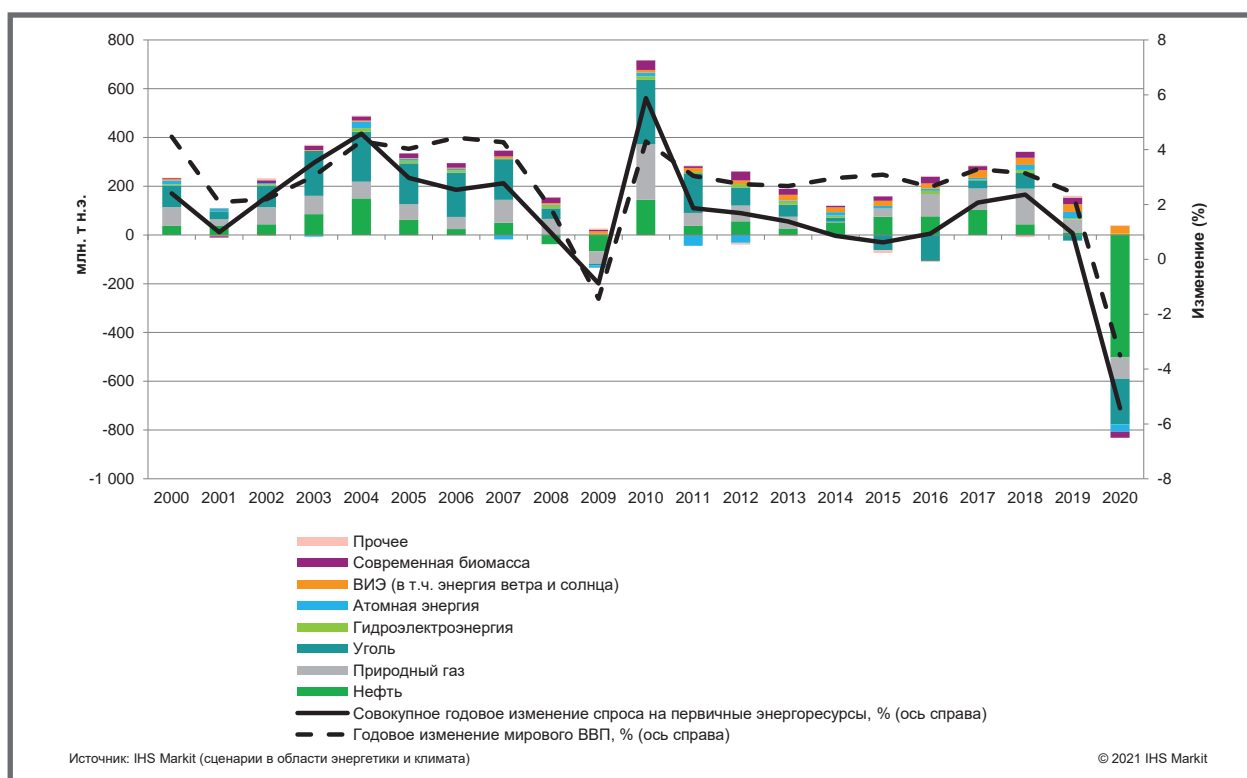


Таблица 1.1 Мировой спрос на первичные энергоресурсы по видам топлива, 2019-20 гг. (млн. т н.э.)

	2019	2020	Изменение (%)
Всего	14 590	13 798	-5,4
Нефть	4 618	4 117	-10,8
Природный газ	3 345	3 256	-2,7
Уголь	3 854	3 667	-4,9
Гидроэлектроэнергия	369	375	1,5
Атомная энергия	733	703	-4,1
ВИЭ (в т.ч. энергия ветра и солнца)	321	353	9,9
Современная биомасса	697	672	-3,5
Прочее	653	655	0,3

Источник: IHS Markit (сценарии в области энергетики и климата)

© 2021 IHS Markit

мирового спроса на первичные энергоресурсы по видам топлива и ВВП (2000-20 гг.)» и Таблицу 1.1 «Мировой спрос на первичные энергоресурсы по видам топлива, 2019-20 гг (млн. т н.э.)».

1.2.2 Меры ОПЕК+ в ответ на глобальный обвал цен на нефть

В 2020-2021 гг. альянс ОПЕК+ (также называемый «Венским альянсом») сыграл принципиально важную стабилизирующую роль на мировых рынках нефти. Хотя первоначальные действия участников ОПЕК+ на старте сокращения мирового

спроса на нефть в 2020 году фактически усугубили кризис.³ А именно, в марте 2020 года лидеры альянса – Россия и Саудовская Аравия – разошлись во мнениях относительно направления действий в условиях первой фазы COVID-19, что привело к временному прекращению ограничений на добычу нефти в рамках договоренности ОПЕК+, которое усилило негативное воздействие пандемии на нефтяные рынки вплоть до дестабилизации всей мировой экономики.

³ ОПЕК+ – альянс нефтедобывающих стран, входящих и не входящих в ОПЕК, который сформировался в конце 2016 года с целью стабилизации мировых рынков нефти после ценового обвала 2014-2015 гг. К числу стран-участниц альянса, не входящих в ОПЕК, относятся Азербайджан, Бахрейн, Бруней, Казахстан, Малайзия, Мексика, Оман, Россия, Судан и Южный Судан.

Однако вскоре обе страны вернулись за стол переговоров с учетом новых реалий, в тандеме сыграв ведущую роль в достижении договоренности по «мега-сделке» Венского альянса, которая была заключена 12 апреля 2020 года. Ключевым фактором, способствовавшим воссоединению России, Саудовской Аравии и других членов ОПЕК+, стало разрастание COVID-19 в глобальную пандемию, которая привела к беспрецедентному падению мирового спроса на нефть и спровоцировала обвал цен. Новая «мега-сделка» предусматривала стартовое сокращение добычи нефти всеми странами Венского альянса в совокупности на 9,70 млн. барр. в сутки (крупнейшее из когда либо согласованных), а затем – в период до апреля 2022 года включительно – поступательное снижение объемов сокращения (рекордный по продолжительности период ограничений в рамках договоренности ОПЕК+, впоследствии продленный до декабря 2022 года; см. ниже).⁴ За исходную базу для пропорционального сокращения добычи был принят уровень октября 2018 года для всех стран, кроме Саудовской Аравии и России (для которых базовый показатель был установлен на уровне 11 млн. барр. в сутки). Можно сказать, что сделка во многом просто официально оформила ставшую неизбежной остановку добычи в последующие месяцы: заключенная в апреле 2020 года договоренность по сути означала признание Венским альянсом того факта, что нефть стало «некуда девать» из-за нехватки свободных объемов нефтехранилищ во всем мире (см. Рисунок 1.2 «Распределение целевых показателей сокращения добычи нефти в рамках договоренности ОПЕК+: первый, второй и третий раунды (исходные планы)».⁵

Согласно договоренности ОПЕК+, первоначально предусматривалось, что стартовый этап (целевое сокращение добычи на 9,70 млн. барр. в сутки), начавшийся в мае 2020 года, продолжится до июня 2020 года включительно, но впоследствии он был продлен на июль 2020 года. В августе 2020 года объем планового коллективного сокращения был снижен до 7,68 млн барр. в сутки до конца 2020 года. В соответствии с исходной договоренностью, в январе 2021 года уровень сокращения должен был снизиться до 5,76 млн.

4 В официальной статистике Казахстана и бывших республик СССР принято отражать региональные объемы нефти в метрических тоннах, однако в соглашениях ОПЕК+ объемы сокращения добычи выражаются в баррелях в сутки. В Национальном энергетическом докладе за 2021 год при анализе деятельности альянса ОПЕК+ и других глобальных тенденций нефтяной отрасли объемы нефти приводятся в баррелях в сутки, а объемы казахстанской нефти (в других частях) – в метрических тоннах с указанием в скобках эквивалента в баррелях там, где это возможно. Расчетные показатели объемов казахстанской сырой нефти и газового конденсата в настоящем Докладе, выраженные в баррелях, в целом приводятся на базе среднего коэффициента пересчета на 2020 год в размере 7,7 баррелей на тонну, но при этом значения лишь приблизительны. Подробнее о проблематике перевода тонн (согласно казахстанской системе) в баррели можно узнать из материалов IHS Markit Insight *New OPEC+ agreement accentuates challenges of "barrelization" of oil production for Russia, Kazakhstan, and Azerbaijan*, 18 September 2020 [Аналитический обзор IHS Markit «Новое соглашение ОПЕК+ акцентирует проблемы «баррелизации» добычи нефти для России, Казахстана и Азербайджана», 18 сентября 2020 г.].

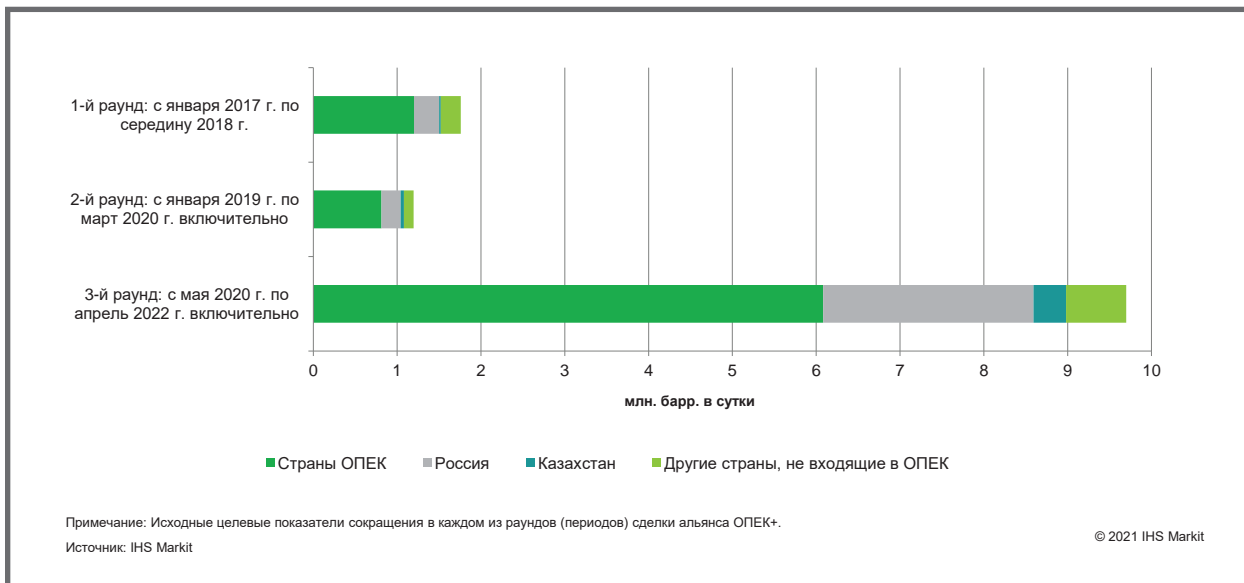
5 Пример Казахстана является показательным в плане нехватки свободных хранилищ во всем мире на фоне падения спроса на нефть. По имеющимся оценкам, общая емкость нефтехранилищ в Казахстане составляет всего около 3,3 млн. т или 25,3 млн. барр., из которых примерно половина приходится на резервуарный парк АО «КазТрансОйл» (национального оператора нефтепроводов и дочернего предприятия КМГ). Это означает, что располагаемая (свободная) емкость хранилищ эквивалентна не более чем 7-8 суткам добычи нефти (при исходном коэффициенте загрузки хранилищ на уровне 50%).

барр. в сутки на период до апреля 2022 года включительно. Однако в конце 2020 года мировые рынки нефти оставались слабее, чем ожидалось, в результате чего политика Венского альянса была вновь скорректирована. По итогам встречи министров нефтяной промышленности стран ОПЕК+, которая проходила с 30 ноября по 3 декабря 2020 года, было решено увеличить добычу в январе 2021 года только на 500 тыс. барр. в сутки – со снижением общего объема сокращений до 7,20 млн барр. в сутки – а на последующих ежемесячных встречах рассматривать необходимость дальнейших поэтапных корректировок в сторону увеличения в размере до 500 тыс. барр. в сутки. В 2021 году программа сокращений ОПЕК+ продолжала претерпевать изменения по ряду важных аспектов, которые не предусматривались договоренностью, достигнутой в апреле 2020 года. В частности, в ходе переговоров, состоявшихся в январе 2021 года, члены альянса ОПЕК+ наметили расходящиеся пути добычи на оставшуюся часть 1-го квартала 2021 года. Тогда как Саудовская Аравия в первом квартале взяла на себя дополнительное «добровольное» сокращение на 1 млн. барр. в сутки, а другие страны-участницы альянса согласились удерживать добычу на плановом январском уровне, Казахстану и России было разрешено продолжать наращивание добычи в феврале-марте в целях покрытия внутреннего спроса на нефть, причем впоследствии обе страны снова получили квоту дополнительного увеличения добычи на апрель. Затем, 1 апреля 2021 года, альянс ОПЕК+ объявил о планах общего поэтапного увеличения добычи странами-участницами в мае-июле в совокупности на 2,14 млн. барр. в сутки. Однако в начале июля 2021 года переговоры ОПЕК+ о квотах добычи на август 2021 года и далее зашли в тупик, поскольку Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ) потребовали значительного увеличения своей квоты (ввиду роста резервных мощностей в стране), с чем не согласились Саудовская Аравия и другие страны. В итоге 18 июля 2021 года было объявлено о достижении компромиссного соглашения, предполагавшего продление текущей программы регулирования поставок до конца 2022 года. При этом предусматривалось ежемесячное коллективное увеличение добычи странами-участницами ОПЕК+ на 400 тыс. барр. в сутки, начиная с августа 2021 года, а также корректировка базовых показателей (исходных точек отсчета добычи) в сторону повышения с 1 мая 2022 года для ОАЭ и четырех других членов альянса (Саудовской Аравии, России, Ирака и Кувейта) в совокупности на 1,63 млн. барр. в сутки.⁶

Стартовая цель по сокращению добычи сырой нефти в Казахстане согласно договоренности ОПЕК+ была установлена в размере 390 тыс. барр. в сутки в течение мая-июня 2020 года (с последующим продлением до июля) – что значительно превышает объемы всех предыдущих обязательств Казахстана в рамках альянса. В результате, на начальном этапе добровольного сокращения добыча сырой нефти должна была ограничиваться уровнем 1,32 млн. барр. в сутки (что примерно на 19% ниже среднего уровня добычи сырой нефти в Казахстане в 2019 году [1,63 млн. барр. в сутки]). Доля Казахстана в совокупном стартовом целевом показателе

6 См. IHS Markit Oil Market Briefing *New oil deal: OPEC+ to increase supply, revise upward reference production for five major countries, and extend agreement to end-2022*, 19 July 2021 [Краткий обзор рынка нефти IHS Markit «Новая нефтяная сделка: альянс ОПЕК+ увеличивает объемы поставок, пересматривает в сторону увеличения базовые показатели добычи для пяти крупнейших стран-участниц и продлевает соглашение до конца 2022 года», 19 июля 2021 г.].

Рисунок 1.2 Распределение целевых показателей сокращения добычи нефти в рамках договоренности ОПЕК+: первый, второй и третий раунды (исходные планы)



сокращений, предусмотренных договоренностью ОПЕК+, также существенно выросла (с 1% в первом раунде до 3% во втором раунде и до 4% в третьем раунде), равно как и доля Казахстана в стартовом целевом показателе сокращений для стран-участниц Венского альянса, не входящих в ОПЕК (с 6% в первом раунде до 10% во втором раунде и до 11% в третьем раунде) (см. Рисунок 1.3 «Ежемесячные показатели добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане (2019-21 гг.)» и Рисунок 1.4 «Изменение доли Казахстана в целевых показателях сокращения добычи ОПЕК+ среди ключевых категорий нефтедобывающих стран альянса (согласно исходному плану)»).

Уникальность текущего подхода Казахстана к реализации своего общего целевого показателя сокращений согласно договоренности ОПЕК+ заключается в том, что сейчас это происходит прежде всего за счет объемов экспорта, а не добычи как таковой. При этом фактически получается, что на два из трех крупнейших проектов под руководством МНК – Тенгиз («Тенгизшевройл»; ТШО) и Кашаган («Норт Каспиан Оперейтинг Компани»; НКОК) – ложится непропорционально большое бремя сокращений, поскольку они экспортируют все добываемые объемы. В рамках третьего проекта «большой тройки» – Карачаганак («Карачаганак Петролиум Оперейтинг Компани Б.В.»;

Рисунок 1.3 Ежемесячные показатели добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане (2019-21 гг.)

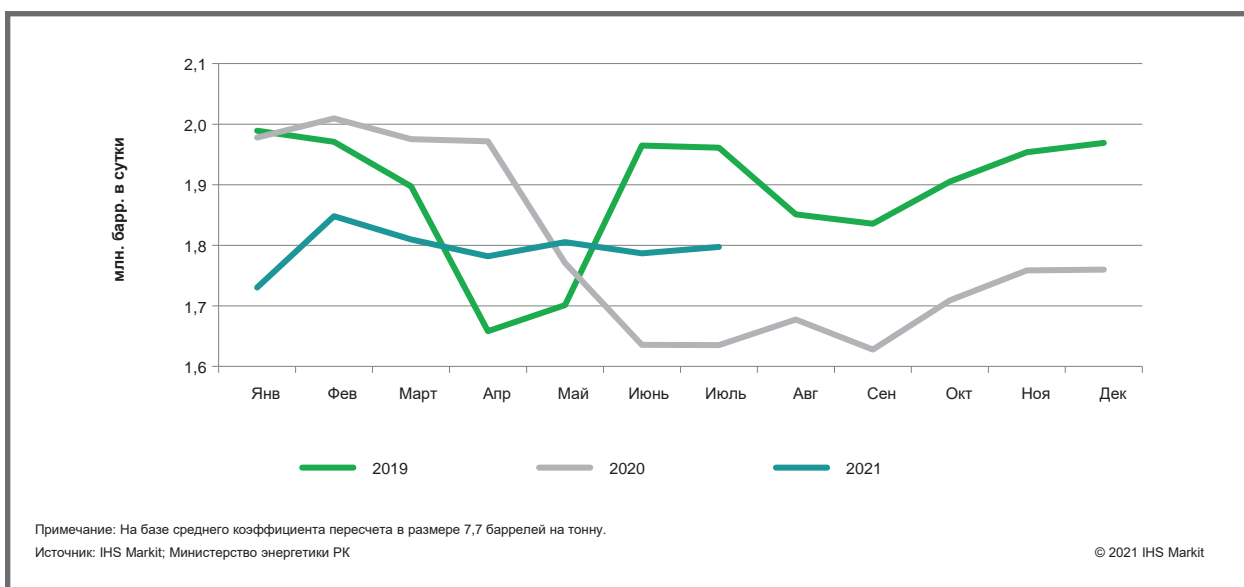


Рисунок 1.4 Изменение доли Казахстана в целевых показателях сокращения добычи ОПЕК+ среди ключевых категорий нефтедобывающих стран альянса (согласно исходному плану)



КПО) – в основном ведется добыча газового конденсата, на который с мая 2020 года не распространяются принятые Казахстаном добровольные обязательства по ограничению добычи согласно договоренности ОПЕК+. При этом национальная нефтяная компания «КазМунайГаз» (КМГ) и другие добывающие компании в Казахстане (помимо КПО) добывают главным образом сырую нефть, но поскольку они экспортируют гораздо меньшую долю от общего объема добычи, при текущей системе распределения на них в целом ложится менее значительное бремя, чем на ТШО и НКОК. Подход Казахстана к реализации договоренности ОПЕК+ в этот раз заметно отличается от предыдущих. Во время прошлых (гораздо менее масштабных) раундов сокращений Казахстан в целом оставался на траектории роста, учитывая увеличение совокупного объема добычи в рамках трех крупнейших проектов, а периоды соблюдения Казахстаном согласованных альянсом ОПЕК+ целевых показателей в основном приходились на плановое техобслуживание этих проектов⁷.

В 2020-2021 гг. Казахстан показал лучшие результаты, чем во время предыдущих программ сокращений альянса ОПЕК+, но все же в целом на практике заметно отклонялся от целевых показателей, продемонстрировав самый низкий уровень реализации взятых на себя обязательств среди всех членов ОПЕК+ из стран СНГ. По оценкам IHS Markit, средний процент соответствия целевым показателям со стороны Казахстана в 2020 году составил 87%, а в первой половине 2021 года упал до 77% (см. Рисунок 1.5 «Сокращение добычи сырой нефти в Казахстане и расчетный уровень соответствия целевым показателям альянса ОПЕК+ по

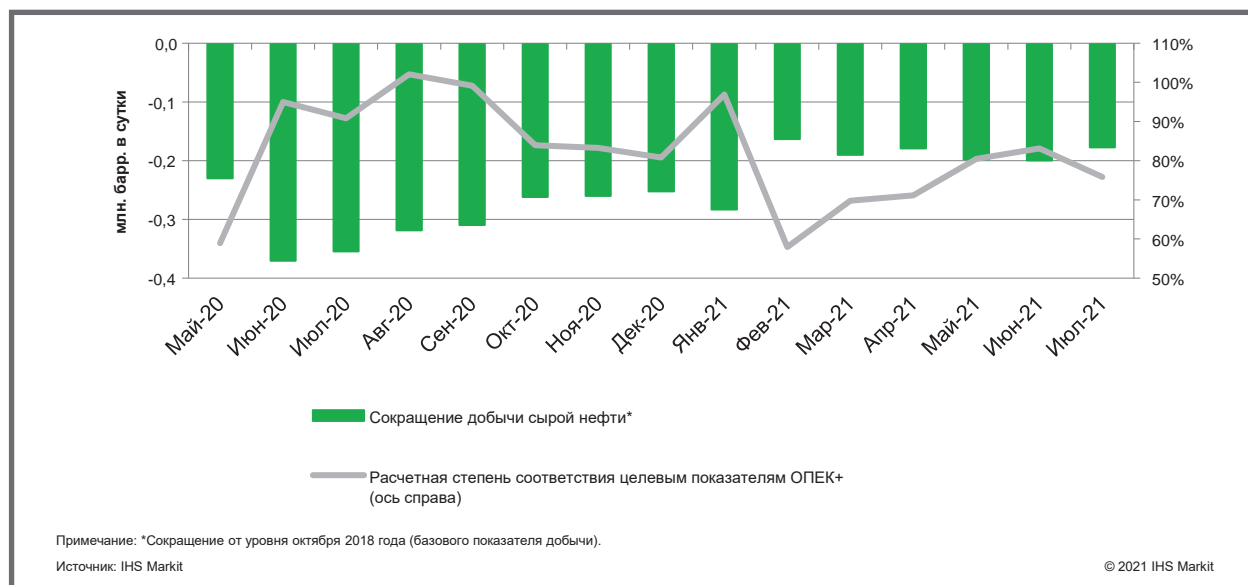
месяцам, начиная с мая 2020 г.»⁸). В отличие от этого, уровень выхода на целевые показатели в России редко опускался ниже 90%, а в Азербайджане обычно составлял 100% и даже выше. Сравнительно низкий уровень соблюдения Казахстаном взятых на себя обязательств объясняется в основном двумя ключевыми факторами. Во-первых, имеющиеся у казахстанских властей рычаги воздействия на деятельность проектов под руководством МНК, которые обеспечивают основной объем добычи нефти в целом по стране, являются по большей части косвенными (тогда как, например, российское правительство владеет контрольными пакетами акций компаний, на долю которых приходится более половины всей нефтедобычи в России). Во-вторых, дополнительным препятствием для быстрого выхода на целевые показатели стали относительно высокие темпы роста добычи нефти в Казахстане накануне пандемии: это усложняло смену курса и реализацию масштабных сокращений (в России добыча нефти перед пандемией также росла, но гораздо более медленными темпами, а в Азербайджане она уже длительное время находилась на стадии естественного спада).

Как бы то ни было, по мере восстановления мировых нефтяных рынков Казахстану становится все сложнее соблюдать целевые показатели, предусмотренные договоренностью ОПЕК+, и это может стать причиной растущих сомнений среди казахстанских политических лидеров и представителей нефтедобывающей отрасли относительно целесообразности дальнейшего участия

7 Акционерами ТШО являются Chevron (50%), ExxonMobil (25%), КМГ (20%) и LukArco (5%). Акционерами НКОК являются Eni, ExxonMobil, Shell и Total – по 16,81%, КМГ и Самрук-Казына – по 8,44%, CNPC (8,33%) и INPEX (7,56%). Акционерами КПО являются Shell (29,25%), ENI (29,25%), Chevron (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и КМГ (10%).

8 IHS Markit является одним из шести так называемых вторичных источников, данные которых используются ОПЕК для оценки соблюдения членами Венского альянса целевых показателей добычи в рамках договоренности ОПЕК+ (первичными источниками являются сами нефтедобывающие страны ОПЕК+, которые предоставляют отчетные данные напрямую в секретариат ОПЕК). IHS Markit применяет другой коэффициент пересчета тонн в баррели – отличный от того, который использует Казахстан для отчетности. В этой связи оценки соответствия заданным показателям у IHS Markit и правительства Казахстана часто расходятся. Средний коэффициент пересчета национальных данных по жидким углеводородам, используемый Казахстаном для отчетности, относительно низкий по сравнению с оценочными критериями большинства независимых источников, включая IHS Markit.

Рисунок 1.5 Сокращение добычи сырой нефти в Казахстане и расчетный уровень соответствия целевым показателям альянса ОПЕК+ по месяцам, начиная с мая 2020 г.



страны в альянсе. Степень влияния инициатив ОПЕК+ на Казахстан и сотрудничества страны с другими членами Венского альянса в конечном счете будет определяться долгосрочным развитием динамики спроса и предложения на мировом рынке жидких углеводородов. Если в более долгосрочной перспективе сложится глобальный переизбыток предложения, Венскому альянсу, вероятно, потребуется и далее ограничивать объемы добычи (или, как минимум, напрямую регулировать их), чтобы не допустить резкого падения цен – и тогда Казахстану будет относительно сложно соблюдать эти ограничения, не говоря уже о дополнительных сокращениях. Однако, скорее всего, Казахстан еще некоторое время будет продолжать взаимодействие с альянсом ОПЕК+ в области регулирования добычи, особенно с учетом сохраняющейся зависимости экономики и государственного бюджета страны от нефтяной экспортной выручки. Последняя резко сократилась в годовом исчислении в 2015-2016 гг. и в 2020 году на фоне снижения мировых цен, и ее последующее значительное восстановление в обоих случаях произошло во многом благодаря политике ОПЕК+. Как и для других членов Венского альянса, для Казахстана недопустимо продолжительное существенное падение мировых цен на нефть, и активное регулирование добычи участниками альянса ОПЕК+ остается для нефтедобывающих стран основным способом минимизации этого риска.

1.2.3 Мировые цены на нефть: рост волатильности, сокращение циклов

Несмотря на некоторую хрупкость договоренностей альянса ОПЕК+, они сыграли основополагающую роль в сохранении нижней ценовой границы Dated Brent в среднем на отметке около 42 долл. США/барр. в 2020 году, позволив нефтедобывающей отрасли «выиграть время» для того, чтобы адаптироваться к вынужденным корректировкам (и смягчить их воздействие). В этом году договоренности

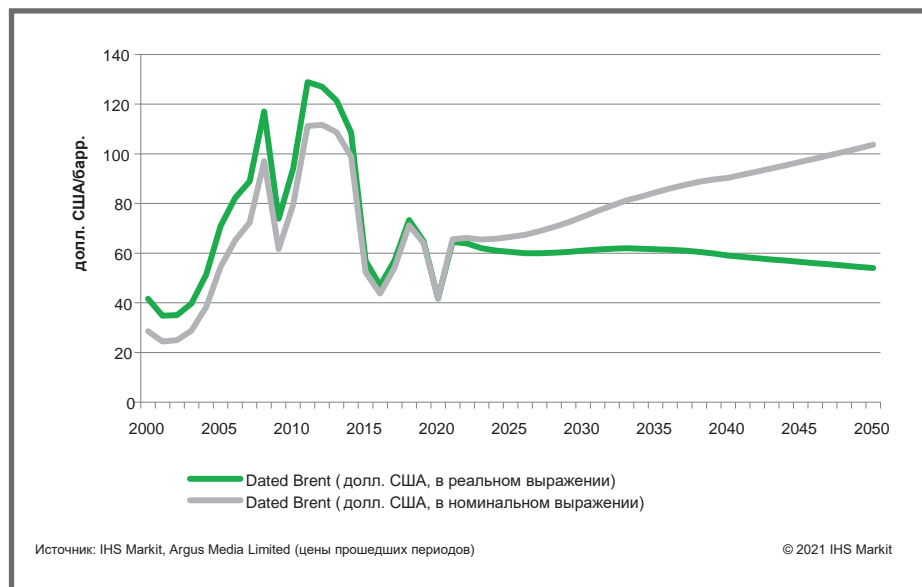
альянса ОПЕК+ – наряду с ускоряющимся восстановлением мирового спроса – способствовали значительному повышению цен на нефть. Согласно прогнозу IHS Markit по состоянию на июнь 2021 года средняя цена Dated Brent в реальном выражении составит 65 долл. США/барр. в 2021 году (66 долл. США/барр. в номинальном выражении) и 62 долл. США/барр. в 2021-2025 гг. (66 долл. США/барр. в номинальном выражении).

В соответствии с этим прогнозом, основными факторами, определяющими ситуацию на мировых рынках нефти в ближайшие несколько лет, являются следующие:⁹

- ▶ Начиная с 2022 года – после восстановления в 2021 году – темпы роста мирового ВВП замедлятся, и в 2022-2025 гг. будут составлять в среднем 3,3% (тогда как в течение десятилетия, предшествующего пандемии, они составляли в среднем 3,0% в год).
- ▶ После повышения на 6,6 млн. барр. в сутки в первых трех кварталах 2021 года, в 4-м квартале 2021 года рост мирового спроса на нефть замедлится до 0,3 млн. барр. в сутки. Затем, в период между 1-м и 4-м кварталами 2022 года спрос возрастет на 4,0 млн. барр. в сутки (превысив уровень 2019 года, начиная со 2-го квартала 2022 года).
- ▶ В 2021-2022 гг. альянс ОПЕК+ будет постепенно снимать ограничения на добычу, а также – согласно нашим предположениям – США в конечном итоге снимут санкции в отношении Ирана (одного из членов ОПЕК+), что позволит существенно увеличить иранские объемы добычи и экспорта.

9 См. IHS Markit Scheduled Update *Global Crude Oil Markets Short-Term Outlook, July 2021: A test of Saudi Arabian oil power: The United Arab Emirates challenges the status quo*, 14 July 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Краткосрочные перспективы мировых рынков сырой нефти, июль 2021 г.: Проверка нефтяной мощи Саудовской Аравии: Объединенные Арабские Эмираты бросают вызов текущему статус-кво», 14 июля 2021 г.].

Рисунок 1.6 Долгосрочные перспективы цен на сырую нефть



► Компании США, ведущие добычу трудноизвлекаемой нефти, стремятся к строгому соблюдению дисциплины в вопросе управления капиталом, что ограничивает рост, а совокупный объем добычи нефти в Северной Америке сохраняется на уровне ниже 2019 года. Однако недавние тенденции мировых цен на нефть указывают на наличие у добывающих компаний США некоторого потенциала для более быстрого наращивания добычи без ущерба для прибыли инвесторов в краткосрочной перспективе (в частности, во 2-м квартале 2021 года свободный денежный поток американских компаний, ведущих добычу сырой нефти на суше – за вычетом процентов – оказались самыми высокими с 2013 года).

В более долгосрочной перспективе (т.е. в период до 2050 года) текущий базовый сценарий IHS Markit предполагает немного более низкий средний уровень цен на нефть Dated Brent – около 60 долл. США/барр. в реальном выражении (84 долл. США/барр. в номинальном выражении) – поскольку в 2030-х гг. наметится тенденция к снижению цен, что следует из нашего нового долгосрочного прогноза, предусматривающего более низкий мировой спрос на нефть. Тем не менее, на всем протяжении прогнозного периода цены будут оставаться на уровне выше 50 долл. США/барр. в реальном выражении (см. Рисунок 1.6 «Долгосрочные перспективы цен на сырую нефть»). По мере ускорения энергетического перехода, государственная политика и распространение альтернативных видов топлива будут ограничивать долгосрочные перспективы роста спроса на нефть (см. ниже). При этом немаловажно, что стоимость разработки ряда ключевых источников мировых поставок нефти значительно снизилась в 2015-2016 гг. после

обвала цен на нефть, начавшегося в 2014 году.¹⁰ Хотя с восстановлением цен ожидается увеличение затрат, новый масштабный цикл роста капитальных расходов на разведку и добычу маловероятен. Таким образом, уровень цен на нефть около 60 долл. США/барр. в реальном выражении представляется более чем адекватным для обеспечения достаточных объемов предложения, необходимых для удовлетворения спроса, в долгосрочной перспективе.¹¹

Энергетический переход в итоге ограничит совокупный спрос на нефть, но не положит конец ценовым циклам или ценовой волатильности на нефтяном рынке. Напротив, мы ожидаем, что в период до 2050 года – под влиянием целого комплекса значимых факторов – колебания цен станут более частыми. Поскольку со временем рост спроса замедлится, а затем начнется его снижение, наиболее динамичной составляющей формулы нефтяного баланса становится сфера предложения. Причем два элемента, относящиеся

¹⁰ В частности, по оценкам IHS Markit, в период с 2014 г. по 2016 г. произошло снижение затрат полного цикла на 34% (на базе средневзвешенного показателя себестоимости добычи) для пяти основных источников поставок: добыча трудноизвлекаемой нефти в США, добыча на суше на Ближнем Востоке, добыча на суше в России, добыча из нефтеносных песков Канады с применением парогравитационного дренажа и мировая добыча на глубоководных месторождениях. Основными причинами послужили, в частности, такие факторы как снижение стоимости нефтесервисных услуг и оптимизация проектирования, строительства и эксплуатации проектов. См. IHS Markit Strategic Report *Making Ends Meet: How the oil industry is cutting costs to make up for lower prices*, 18 May 2017 [Стратегический обзор IHS Markit «Свести концы с концами: как нефтяная промышленность сокращает затраты, чтобы компенсировать снижение цен», 18 мая 2017 г.]. В то же время следует отметить, что динамика затрат значительно варьируется в зависимости от региона. Так, в Казахстане затраты оставались на сравнительно высоком уровне, что, помимо прочего, объясняется дополнительными расходами на транспортировку нефти на рынок.

¹¹ См. IHS Markit Scheduled Update *Global Fundamentals Crude Oil Markets Price Long-Term Outlook – 2nd Quarter 2021*, 4 June 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Фундаментальные аспекты мирового рынка: долгосрочные перспективы цен на рынках сырой нефти – 2-й квартал 2021 года», 4 июня 2021 г.] и IHS Markit Scheduled Update *Global Crude Oil Markets Annual Strategic Workbook, 2021*, 2 June 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Ежегодный стратегический справочник по мировым рынкам сырой нефти за 2021 год», 2 июня 2021 г.].

к данной сфере, наиболее восприимчивы к рыночным условиям – то есть, их показатели, вероятнее всего, будут увеличиваться и сокращаться быстрее, чем показатели других элементов глобального предложения. На эти два элемента – регулирование поставок со стороны альянса ОПЕК+ и сланцевую нефть США – теперь приходится более значительная доля добычи, чем в прошлом. В 2010 году эта доля – в основном приходящаяся на добычу стран ОПЕК – составляла 41% общемирового объема производства сырой нефти. В 2021 году эта доля, которая теперь включает поставки стран-участниц альянса ОПЕК+ и сланцевую нефть, составляет около 2/3 общемирового объема производства сырой нефти. Рост относительной значимости этой доли предложения, наряду с ограничивающей спрос на нефть политикой энергетического перехода, указывает на вероятность укорачивания ценовых циклов на нефтяном рынке. Более слабый спрос на нефть – и его снижение даже в долгосрочной перспективе – уменьшает вероятность того, что повышательные тенденции в области спроса послужат катализатором ценовых циклов. Вместо этого, предложение будет активно реагировать на изменения рыночных условий. Тем не менее, невозможно провести точную параллель между колебаниями спроса и увеличением или сокращением предложения. В целом, цены на нефть не будут непрерывно расти или падать на протяжении нескольких лет подряд, как это происходило ранее, когда циклы дефицита или профицита длились от 8-ми до 18-ти лет. Посуточная волатильность, возможно, и не увеличится, но из года в год траектории цен на нефть будут меняться чаще из-за высокой чувствительности предложения.¹²

В то же время, наш базовый сценарий не предполагает повторения чрезвычайно высокой волатильности дифференциалов между сортами Brent и CPC Blend (основным казахстанским экспортным сортом нефти), которая наблюдалась в 2020 году – поскольку такая ситуация была, по сути, связана с вызванными пандемией разовыми (преходящими) факторами. COVID-19 крайне негативно отразился на ценах CPC Blend (и, соответственно, на выручке «нетбэк»), поскольку стандартные преимущества, имеющиеся у этого легкого сорта нефти в обычное время, в период пандемии были сведены на нет под влиянием ряда факторов.

- ▶ **Особенно резкий спад [спроса] на европейских рынках произошел на такие сорта, как CPC Blend (выход бензина и авиакеросина при переработке которых выше среднего показателя).** В результате глобального локдауна и ограничений на передвижение сорта нефти с высоким выходом моторного топлива (включая CPC Blend) оказались в невыгодном положении; в определенный момент дисконт CPC Blend по отношению к Brent вышел на рекордно низкий показатель – около минус 10 долл. США/барр.
- ▶ **Рост конкуренции за объемы казахстанской нефти со стороны маршрутов «Транснефти».** Это было отчасти связано со сравнительно более высокими ценами, предлагаемыми за экспортные объемы российской нефти Urals Blend. Важную роль здесь сыграло и то, что тарифы

«Транснефти» устанавливаются в (девальвировавшихся) рублях, а тарифы КТК – в долларах, и поскольку обвал мировых цен на нефть привел к снижению курса рубля, маршруты КТК оказались менее выгодными.

В свою очередь, спад пандемии – и, прежде всего, постепенное снятие ограничений в Европе – сопровождается значительным восстановлением спроса на CPC Blend и возвратом дифференциала между сортами CPC Blend и Brent в более привычный диапазон. В долгосрочной перспективе (2021-2050 гг.) ожидается, что дисконт CPC Blend к Brent в среднем будет составлять менее 0,50 долл. США/барр. в реальном выражении (менее 1 долл. США/барр. в номинальном выражении) (см. Рисунок 1.7 «Долгосрочные перспективы дифференциала цен CPC Blend и Brent»).

1.2.4 Региональные особенности нефтяного рынка: рост роли стран, не входящих в ОЭСР

Разница в воздействии пандемии, которая гораздо сильнее ударила по спросу в странах ОЭСР, чем в остальных странах, привела к усилению раздвоенности мирового рынка нефти – и в будущем прогнозируется еще более существенное расхождение. Совокупный спрос на жидкие углеводороды в странах ОЭСР в 2005 году вышел на максимум, после чего снижался умеренными темпами до 2020 года, когда произошел резкий спад потребления на 12,3% до 42,12 млн. барр. в сутки. В свою очередь, совокупный объем потребления жидких углеводородов в странах, не входящих в ОЭСР, в целом активно рос на протяжении более чем двух десятилетий до 2020 года, когда спрос в этой группе стран упал на 8,4% до 49,40 млн. барр. в сутки.

Базовый сценарий предполагает рост глобального спроса на жидкие углеводороды с 91,54 млн. барр. в сутки в 2020 году до максимальной отметки на уровне около 106 млн. барр. в сутки в середине 2030-х годов, после чего ожидается снижение до уровня около 101 млн. барр. в сутки в 2050 году (при этом чистый показатель роста в период с 2021 г. по 2050 г. составит порядка 10%). Совокупное потребление в странах, не входящих в ОЭСР, в 2021-2050 гг. останется на траектории роста и увеличится на 34,8% до 66,58 млн. барр. в сутки, а спрос в странах ОЭСР сократится на 18,2% до 34,45 млн. барр. в сутки. В результате доля стран, не входящих в ОЭСР, в мировом объеме потребления жидких углеводородов вырастет с 54,0% в 2020 году до 65,9% в 2050 году. В то же время, доля сырой нефти в общемировом объеме предложения жидких углеводородов в течение прогнозного периода снизится с 78,1% до 73,8% при относительно более высоком показателе чистого роста других составляющих (конденсата и жидких фракций природного газа, а также биотоплива и других жидких углеводородов).

Базовый сценарий IHS Markit предусматривает следующие основные тенденции в области спроса на жидкие углеводороды в ряде основных регионов в период до 2050 года (см. Таблицу 1.2 «Прогноз мирового баланса нефти (жидких углеводородов) до 2050 г. (млн. барр. в сутки)»).

- ▶ **В более долгосрочной перспективе рынок АТР останется главным мировым центром роста спроса на нефть, которая все в большей степени будет поступать из стран, находящихся за пределами**

¹² См. IHS Markit Strategic Report *The energy transition shortens oil price cycles: Highly reactive supply overtakes demand as the prime catalyst of price cycles*, 6 April 2021 [Стратегический отчет IHS Markit «Энергетический переход сокращает циклы нефтяных цен: высокочувствительное предложение перехватывает лидерство у спроса в качестве главного катализатора ценовых циклов», 6 апреля 2021 г.].

Рисунок 1.7 Долгосрочные перспективы дифференциала цен CPC Blend и Brent

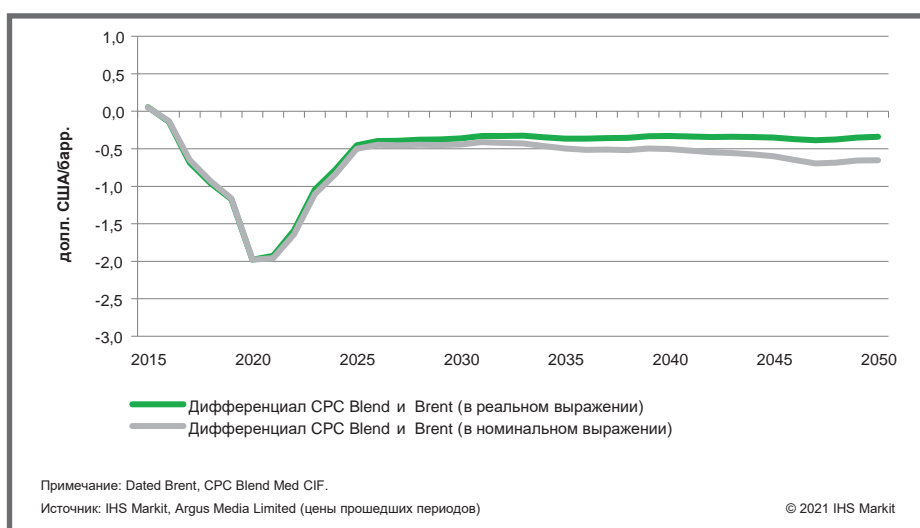


Таблица 1.2 Прогноз мирового баланса нефти (жидких углеводородов) до 2050 г. (млн. барр. в сутки)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
I. Мировой спрос на жидкие углеводороды¹							
Северная Америка	21,6	24,4	24,2	23,3	22,2	20,9	19,6
США ²	17,9	20,1	19,9	18,9	17,8	16,6	15,3
Канада	2,1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,3
Европа	13,3	14,3	13,3	12,3	11,3	10,2	9,1
Азия (ОЭСР)	7,3	7,6	7,4	7,1	6,6	6,1	5,6
Азия (кроме ОЭСР)	27,2	32,5	34,8	36,4	36,8	36,6	35,7
Китай (материковый)	14,2	17,1	17,8	17,8	17,1	15,8	14,4
Индия	4,8	5,9	6,9	7,7	8,3	8,9	9,1
Азия (кроме ОЭСР) за искл. Китая и Индии	8,2	9,5	10,2	10,9	11,4	12,0	12,2
Латинская Америка	5,8	6,8	7,3	7,7	7,9	8,0	8,1
Ближний Восток	8,2	9,1	9,2	9,4	10,2	10,6	11,0
СНГ	4,3	4,6	4,7	4,8	5,1	5,0	5,0
Африка	4,0	4,6	5,0	5,5	6,0	6,4	6,9
Мировой спрос на жидкие углеводороды, всего	91,5	103,9	106,0	106,4	105,9	103,9	101,0
Спрос в АТР	34,5	40,1	42,2	43,4	43,4	42,8	41,4
Спрос в странах ОЭСР	42,1	46,3	45,0	42,7	40,2	37,3	34,4
Спрос в странах, не входящих в ОЭСР	49,4	57,6	61,0	63,7	65,7	66,6	66,6

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
II. Мировая добыча жидких углеводородов							
Сырая нефть (страны, не входящие в ОПЕК)³							
Северная Америка	17,4	18,3	19,1	19,0	18,6	16,8	14,9
США ^{2,4}	11,3	11,8	12,6	12,4	12,3	10,9	9,3
Канада ⁴	4,4	5,1	5,3	5,4	5,2	4,9	4,4
Мексика	1,7	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
СНГ ⁴	13,1	14,4	13,5	13,2	12,8	12,3	12,1
Латинская Америка	5,0	6,2	6,9	7,3	6,8	6,2	5,7
Бразилия	2,9	3,9	3,8	4,1	4,5	4,8	4,9
Европа	3,1	3,1	2,5	2,0	1,2	0,7	0,4
АТР	6,3	5,3	4,8	4,5	3,9	3,3	2,8
Африка	1,2	1,1	1,1	0,8	0,5	0,8	1,0
Ближний Восток	1,8	1,9	1,7	1,3	1,0	0,8	0,5
Сырая нефть (страны, не входящие в ОПЕК), всего	47,9	50,3	49,6	48,1	44,9	40,9	37,3
Конденсат и жидкие фракции природного газа (страны, не входящие в ОПЕК)	10,3	11,0	12,0	12,0	11,7	11,5	11,0
Добыча жидких углеводородов (страны, не входящие в ОПЕК), всего	58,2	61,3	61,7	60,0	56,5	52,4	48,3
Сырая нефть (ОПЕК)³	25,7	29,6	30,8	32,2	34,6	36,3	37,3
Конденсат и жидкие фракции природного газа (ОПЕК)	5,0	6,0	6,2	6,5	6,8	7,2	7,1
Добыча жидких углеводородов (ОПЕК), всего	30,7	35,5	37,0	38,7	41,4	43,4	44,4
Увеличение объема в процессе переработки	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2
Биотопливо и другие жидкие углеводороды/продукты (весь мир) ⁵	3,3	4,7	4,9	5,3	5,6	5,8	6,1
Добыча жидких углеводородов (весь мир), всего	94,3	103,9	106,0	106,4	105,9	103,9	101,0
Добыча сырой нефти (весь мир), всего	73,6	79,9	80,4	80,2	79,5	77,2	74,6
Запасы в хранилищах							
Изменения в запасах жидких углеводородов в хранилищах (всего)	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: Мексика включена в Северную Америку.

(1) Включая биотопливо и другую синтетическую нефть.

(2) США включают 50 штатов, округ Колумбия и другие территории США, за исключением Пуэрто-Рико.

(3) Деление на страны, входящие и не входящие в ОПЕК, исходя из данных о членстве в ОПЕК по состоянию на июль 2021 г.

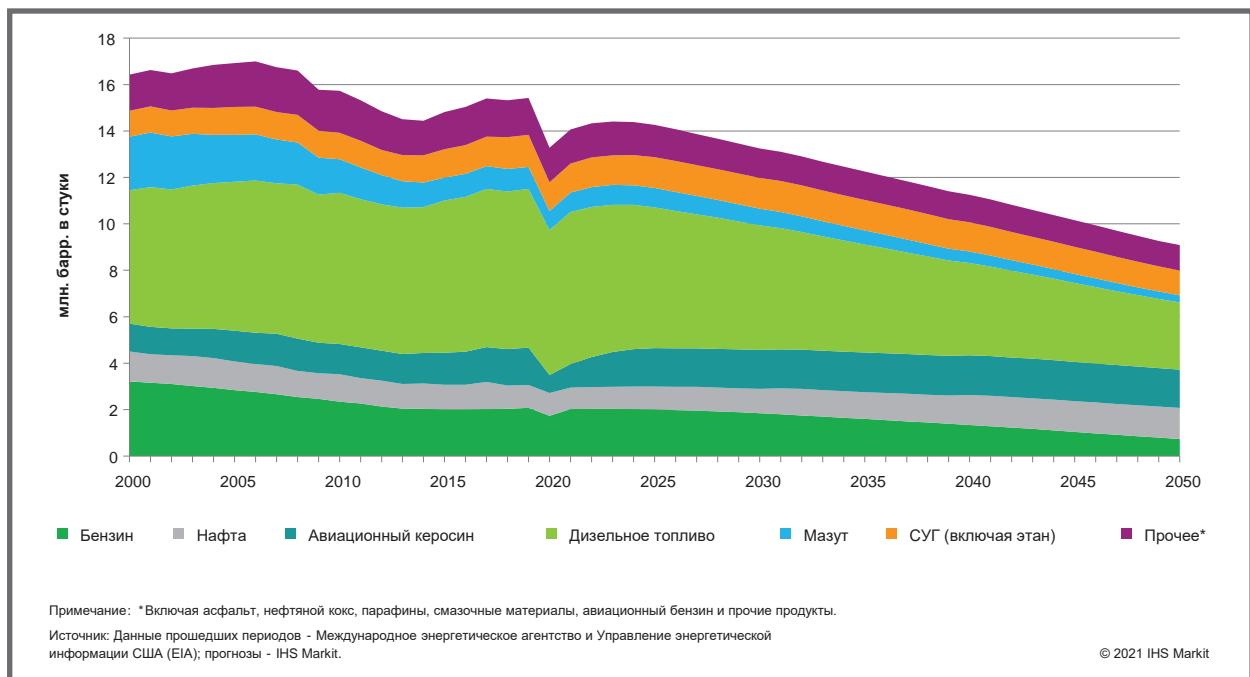
(4) Включая конденсат.

(5) Биотопливо включает этанол из США и Бразилии. Другие жидкие углеводороды/продукты включают жидкое топливо на основе газа (GTL), жидкое топливо на основе угля (CTL), оксигенаты (кислородсодержащие соединения) из невозобновляемого сырья, добавки для нефтепереработки и горючие сланцы (кероген).

Источник: Данные прошедших периодов – Международное энергетическое агентство, Управление энергетической информации США (EIA), национальные статистические агентства; прогнозы – IHS Markit.

© 2021 IHS Markit

Рисунок 1.8 Прогноз спроса на нефть в Европе в разрезе по нефтепродуктам до 2050 г.



региона. По нашим прогнозам, чистый рост спроса на нефть в Азиатско-Тихоокеанском регионе в 2021-2050 гг. составит 19,9% и выйдет на показатель 41,37 млн. барр. в сутки (пиковая отметка будет достигнута в 2036 году на уровне около 43,55 млн. барр. в сутки). Однако при этом будет наблюдаться широкий разброс внутрирегиональной динамики. Спрос в азиатских странах, не входящих в ОЭСР, вырастет на 31,5% до 35,74 млн. барр. в сутки, что, прежде всего, будет обусловлено увеличением спроса в Индии (на 90,9% до 9,11 млн. барр. в сутки). Материковый Китай – где спрос на жидкие углеводороды в 2020 году составил 14,17 млн барр. в сутки – несомненно, остается ведущим рынком среди стран Азии, не входящих в ОЭСР. Однако спрос на нефть в Китае достигнет пиковой отметки (на уровне около 17,82 млн барр. в сутки) в 2032 году, после чего снизится до 14,44 млн. барр. в сутки в 2050 году – поэтому за период с 2021 г. по 2050 г. он вырастет в совокупности всего на 1,9%. В отличие от этого, спрос на нефть в азиатских странах, входящих в ОЭСР, за тот же период упадет на 23,3% до 5,62 млн. барр. в сутки, что главным образом обусловлено продолжающимся структурным снижением спроса на нефть в Японии. Согласно прогнозу IHS Markit, добыча сырой нефти в странах АТР, не входящих в ОПЕК, в 2021-2050 гг. в совокупности упадет на 55,3% до 2,82 млн. барр. в сутки.

► **Добыча сырой нефти на территории Европы будет падать стремительнее, чем потребление жидких углеводородов, что поставит регион в высокую зависимость от импорта нефти для удовлетворения оставшихся объемов спроса.** Ожидается, что в 2021-2050 гг. спрос на жидкие углеводороды в Европе упадет на 31,6% до 9,08 млн. барр. в сутки, а добыча сырой нефти (в основном в Северном море) сократится на 87,4%, в результате чего общий объем европейской добычи в 2050 году составит всего 0,39 млн. барр. в сутки (см.

Рисунок 1.8 «Прогноз спроса на нефть в Европе в разрезе по нефтепродуктам до 2050 г.»¹³

► **Спрос на нефть в США в целом будет медленно сокращаться, а добыча сырой нефти и газового конденсата достигнет максимума в 2030 году.** В 2021-2050 гг. спрос на жидкие углеводороды в США упадет на 14,3% до 15,32 млн. барр. в сутки, а добыча сырой нефти и конденсата достигнет максимума на уровне 12,59 млн. барр. в сутки в 2030 году, после чего упадет до 9,34 млн. барр. в сутки к 2050 году – таким образом, чистое снижение за период с 2021 г. по 2050 г. составит 17,5%.

С географической точки зрения, одной из значимых тенденций в области глобальных поставок нефти является устойчивый рост добычи жидких углеводородов странами ОПЕК – на 44,8% до 44,41 млн барр. в сутки – в результате чего доля ОПЕК в общемировом объеме производства жидких углеводородов увеличится с 32,5% в 2020 году до 44,0% в 2050 году. Это, в свою очередь, указывает на возможность продолжения или даже усиления значительного влияния альянса ОПЕК+ на сегмент предложения в формуле мировых цен на нефть в будущем. Также следует отметить, что ключевыми факторами непредсказуемости, способными кардинально изменить общую картину, являются будущая трансформация состава Венского альянса и динамика добычи в его странах-участниках, которые на данный момент не входят в ОПЕК (см. Таблицу 1.2).

13 Прогноз об относительно резком спаде добычи нефти в Европе согласно нашему базовому сценарию основан на оценке IHS Markit нефтяной геологии и динамики добычи в Северном море, а также обусловлен ожидаемой существенной декарбонизацией европейской энергетики в соответствии со сценарием «Переломный этап» (что приведет к дальнейшему снижению спроса на нефть в данном регионе наряду с сокращением стимулов для наращивания инвестиций в разведку и добычу).

1.2.5 Базовый сценарий IHS Markit – «Переломный этап»: трансформация глобального топливно-энергетического баланса в 2021-2050 гг. под влиянием ускоренной декарбонизации

Текущие сценарии развития глобальной энергетики, опубликованные IHS Markit в июле 2021 года, отражают нашу оценку новой динамики энергетического рынка, которая обусловлена пандемией COVID-19, а также начавшейся в 2020 году активизацией ранее начатых инициатив по декарбонизации энергопотребления. В 2020-2021 гг. глобальная кампания, направленная на противодействие изменению климата, приобрела беспрецедентный размах, что привело к росту давления на энергетический сектор (данный вопрос более подробно рассматривается в Главе 2).¹⁴ Декарбонизация энергетики уже долгое время считалась одной из основных предпосылок успеха международных усилий по сдерживанию глобального потепления, поскольку свыше 70% глобального объема выбросов парниковых газов (в эквиваленте CO₂ (CO₂-экв)) связаны с энергетикой (по оценкам IHS Markit, в 2020 году данный показатель составил 74,7%). Энергетическому переходу (который направлен на ограничение роста температуры величиной не более 2°C (или 1,5°C) по сравнению с доиндустриальным уровнем за счет декарбонизации) и до COVID-19 уже отводилось значимое место в контексте международной энергетики – как с точки зрения риторики, так и с точки зрения практики. Пятый доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) в 2014 году стал важным поворотным пунктом, благодаря которому энергетический переход стал одной из центральных задач во всем мире, поскольку в этом документе приводились данные о влиянии человека на климатические системы и предметные доказательства глобального потепления. Но 2020 год, судя по всему, стал новым переломным моментом и «ускорил» данный процесс под влиянием целого комплекса новых факторов.¹⁵

14 Более подробную информацию о составленных IHS Markit новых базовом сценарии и двух альтернативных сценариях развития мировой энергетики в период до 2050 года, а также о двух специальных сценариях IHS Markit, предполагающих выход на нулевой баланс выбросов к 2050 году, можно получить в следующих материалах: IHS Markit Scheduled Updates *Inflections (2021-50): The IHS Markit base-case view of the energy future*, 14 July 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Переломный этап (2021-2050 гг.): базовый сценарий IHS Markit в отношении будущего энергетики», 14 июля 2021 года]; *Green Rules (2021-50): A revolutionary transformation toward a sustainable low-carbon economy*, 14 July 2021 [«Зеленые нормы (2021-2050 гг.): революционный переход к устойчивой низкоуглеродной экономике», 14 июля 2021 г.]; *Discord (2021-50): A stagnant world with weak markets and policies*, 14 July 2021 [«Диссонанс (2021-2050 гг.): мир стагнации со слабыми рынками и политикой», 14 июля 2021 г.]; и *Net zero cases (2020-50): Accelerated Carbon Capture (ACCs) and Multitech Mitigation (MTM) – Reach net zero emissions in 2050*, 14 July 2021 [«Сценарии нулевого баланса (2020-2050 гг.): Расширенное улавливание и хранение углерода и Многосторонние меры по сокращению выбросов – выход на нулевой баланс выбросов в 2050 году», 14 июля 2021 г.].

15 В более широком смысле под термином «энергетический переход» понимаются значимые изменения в топливном балансе глобальной или региональной экономики, которые происходили на протяжении нескольких веков (например, переход от преобладающего использования древесины к использованию угля, а затем – переход к нефти).

Согласно нашему новому базовому сценарию энергетического будущего в период до 2050 года – получившему название «Переломный этап» [Inflections] – глобальная энергетика формируется под влиянием значимых изменений в международной геополитике, в национальных политических и экономических приоритетах, в поведении бизнеса и людей, а также в финансовых критериях, которыми руководствуются инвесторы и кредиторы (на практике рынок нередко опережает правительство в стремлении к переменам и инвестировании в «зеленые» энергетические технологии). Тогда как наш прошлый базовый сценарий 2020 года («Конкуренция» [Rivalry]) предполагал, что энергетический переход будет происходить с эволюционной скоростью, согласно новому сценарию («Переломный этап») энергетический переход в целом набирает обороты, но продвигается во всем мире очень разными темпами и путями.

При этом к значимым индикаторам, которые более подробно рассматриваются в следующей главе, относятся вот эти:

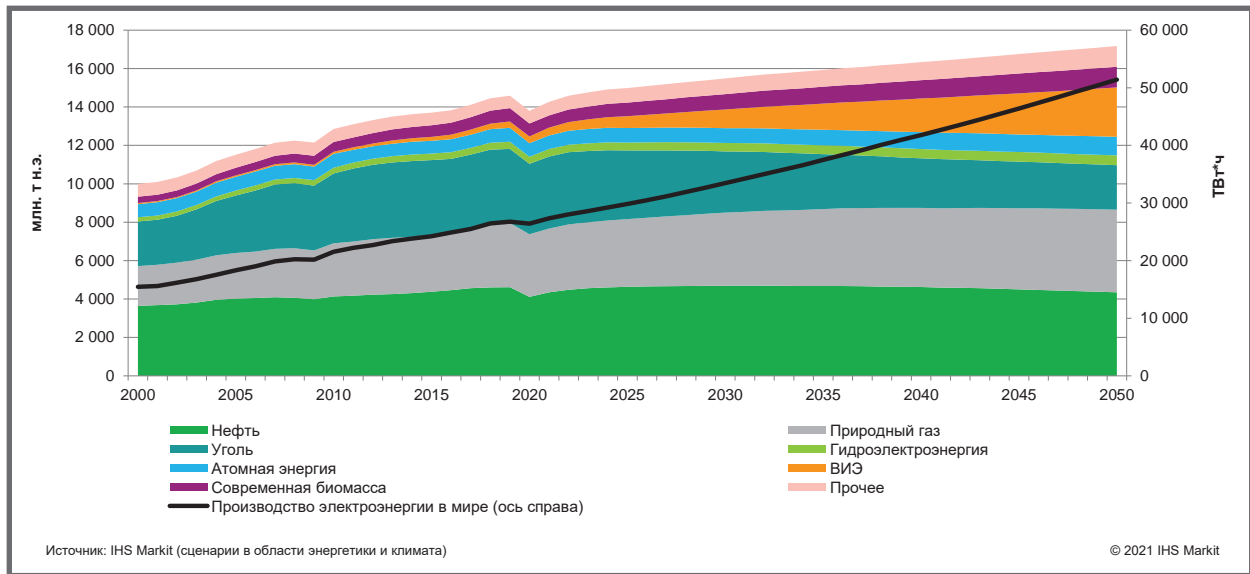
► Существенное увеличение за прошедший год объема обязательств по достижению углеродной нейтральности и сокращению выбросов парниковых газов, принятых разными странами и компаниями.

По последним сведениям, на страны, официально взявшие на себя обязательства по обеспечению нулевого баланса выбросов, приходилось около 2/3 от их общемирового объема. Казахстан присоединился к данной инициативе в декабре 2020 года, когда Президент Касым-Жомарт Токаев объявил, что страна достигнет нулевого уровня выбросов к 2060 году. Впоследствии правительство Казахстана сформулировало ряд промежуточных целей на пути к нулевому показателю, включая увеличение доли возобновляемых источников в общем объеме потребления электрической энергии в Казахстане с 3% в 2020 году до 15% к 2030 году, а также увеличение доли выработки электроэнергии с использованием природного газа в тот же период с 20% до 25%. Еще более значительное наращивание доли ВИЭ в топливном балансе электроэнергетики в 2030 году предусматривается новой программой декарбонизации, которая в настоящее время находится на рассмотрении. Согласно этой программе, ВИЭ будут покрывать 24% спроса на электроэнергию в Казахстане к 2030 году, причем окончательный официальный целевой показатель на 2030 год может оказаться еще выше. Одновременно с этим во всем мире многие компании объявили о том, что они поставили перед собой более амбициозные цели по декарбонизации, начиная с 2020 года. Одним из самых недавних подобных примеров стало сделанное в июле 2021 года заявление ЛУКОЙЛа о намерении сократить к 2030 году контролируемые выбросы парниковых газов на 20% (относительно уровня 2017 года).¹⁶

► Активизация усилий Европейского Союза (ЕС) по окончательной доработке нормативной базы для планируемого внедрения механизма трансграничного углеродного регулирования (СВАМ) – который фактически представляет собой налог на импорт ряда товаров с высоким «углеродным следом». Данный механизм призван «уравнять правила игры» для промышленных

16 См. IHS Markit Insight *In 2020, a leap forward for net-zero pledges*, 29 January 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «2020 год: скачок на пути к достижению нулевого баланса выбросов», 29 января 2021 г.].

Рисунок 1.9 Перспективы мирового производства и потребления первичных энергоресурсов по видам топлива в период до 2050 г.



компаний в Европе, которым необходимо реализовать дополнительные сложные и дорогостоящие программы декарбонизации для того, чтобы достичь поставленных в ЕС целей по сокращению выбросов парниковых газов на 55% к 2030 году (относительно уровня 1990 года) и выходу на нулевой баланс выбросов к 2050 году.¹⁷

В 2019 году глобальный объем выбросов парниковых газов обновил максимум, составив 50,7 млрд. т CO₂-экв, после чего снизился на 5,3% до 48,1 млрд. т CO₂-экв в 2020 году. В соответствии с базовым сценарием «Переломный этап» выбросы парниковых газов будут снижаться на протяжении большей части сценарного периода до 2050 года, так и не вернувшись к уровню 2019 года. При этом сценарий «Переломный этап» предполагает, что в глобальном масштабе целевой показатель нулевого баланса выбросов все же не будет достигнут к 2050 году под влиянием целого ряда сдерживающих факторов. Согласно базовому сценарию, к середине текущего века выбросы все еще будут находиться на довольно высоком уровне, при котором к 2100 году прирост глобальной средней температуры может составить 2,6°C сверх доиндустриальных уровней, что ощутимо расходится с целями Парижского соглашения (которое ставит целью удержание прироста температуры намного ниже 2°C и приложение усилий для ограничения роста температуры до 1,5°C). Тем не менее, сценарий «Переломный этап» предполагает, что глобальный объем выбросов парниковых газов к 2050 году будет примерно на 16% ниже пикового уровня 2019 года.

Фактором, усложняющим непростые задачи энергетических компаний, связанные с декарбонизацией, является ожидаемый в прогнозируемом периоде значительный рост глобального потребления первичных энергоресурсов, которое в 2021-2050 гг. увеличится на 24,5% до 17,18 млрд. т н.э. Такой прогноз основан на наших ключевых

предположениях относительно основополагающих демографических и экономических тенденций, включая совокупный прирост населения примерно на 25%, рост ВВП в среднем на 2,7% в год и сохранение курса на увеличение потребления энергоресурсов в странах с развивающейся экономикой – даже несмотря на поступательное снижение энергоемкости экономики в развитых странах (в Европе и Северной Америке спрос на первичные энергоресурсы в целом снижается, тогда как в большинстве других крупных регионов происходит увеличение потребления).

Наряду с повышением значимости энергоэффективности, одним из ключевых последствий растущего давления на энергетическую отрасль, перед которой ставятся задачи декарбонизации при одновременном удовлетворении растущего спроса на энергоресурсы, согласно сценарию «Переломный этап», является более быстрое увеличение доли ВИЭ в глобальном спросе на первичные энергоресурсы, чем предполагалось в нашем предыдущем базовом сценарии («Конкуренция») – и, соответственно, более быстрое сокращение доли ископаемого топлива. Совокупная доля неуглеродных источников в мировом потреблении энергоресурсов (включая атомную энергию и гидроэлектроэнергию наряду с ВИЭ) вырастет с 10,4% в 2020 году до 23,6% в 2050 году, а совокупная доля ископаемого топлива (т.е., нефти, газа и угля) за тот же период упадет с 80% до 63,8%. Интенсивная электрификация – вместе со снижением углеродоемкости электроэнергетики – также станет чрезвычайно важным слагаемым успеха энергетического перехода, в связи с чем сценарий «Переломный этап» предусматривает 95-процентный скачок мировой выработки электроэнергии в 2020-2050 гг. до 51,4 ТВт*ч (см. Рисунок 1.9 «Перспективы мирового производства и потребления первичных энергоресурсов по видам топлива в период до 2050 г.», Рисунок 1.10 «Обзор и прогноз роста мирового спроса на первичные энергоресурсы по видам топлива» и Таблицу 1.3 «Перспективы мирового потребления первичных энергоресурсов по видам топлива в период до 2050 г.: среднегодовые темпы роста и изменение долей в мировом спросе»).

¹⁷ См. IHS Markit Insight *EU Commission's Carbon Border Adjustment Mechanism proposal – Soft start to win global approval*, 15 July 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «Предложение Европейской комиссии по механизму трансграничного углеродного регулирования – первый шаг на пути к глобальному одобрению», 15 июля 2021 г.].

Рисунок 1.10 Обзор и прогноз роста мирового спроса на первичные энергоресурсы по видам топлива

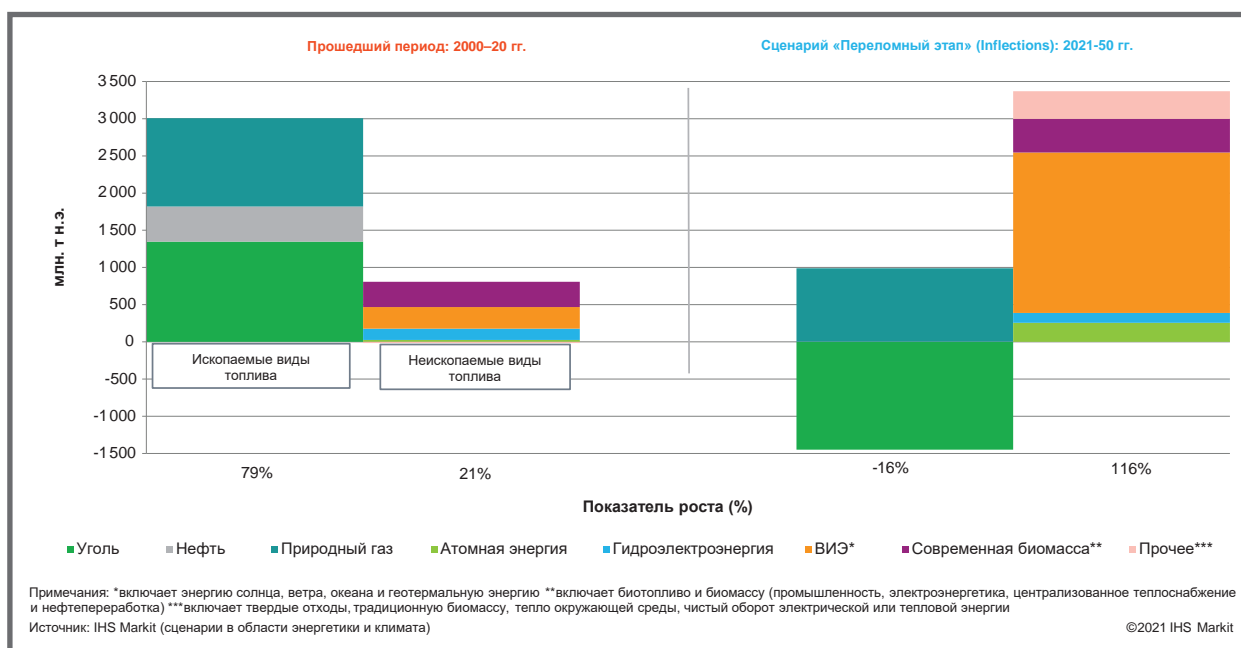


Таблица 1.3 Перспективы мирового потребления первичных энергоресурсов по видам топлива в период до 2050 г.: среднегодовые темпы роста и изменение долей в мировом спросе

	Среднегодовой рост				Доля в мировом потреблении (%)			
	2020–30	2030–40	2040–50	2020–50	2020	2030	2040	2050
Всего	1,2%	0,5%	0,5%	0,7%	100%	100%	100%	100%
Нефть	1,3%	-0,1%	-0,6%	0,2%	30%	30%	28%	25%
природный газ	1,6%	0,8%	0,4%	0,9%	24%	25%	25%	25%
Уголь	-1,4%	-2,1%	-1,1%	-1,5%	27%	21%	16%	13%
Гидроэлектроэнергия	1,6%	0,9%	0,7%	1,1%	3%	3%	3%	3%
Атомная энергия	0,9%	1,3%	1,0%	1,1%	5%	5%	5%	6%
ВИЭ	10,7%	6,1%	3,9%	6,8%	3%	6%	11%	15%
Современная биомасса	1,8%	1,8%	1,2%	1,6%	5%	5%	6%	6%
Прочее	2,2%	1,4%	1,4%	1,7%	5%	5%	6%	6%

Источник: IHS Markit (сценарии в области энергетики и климата)

© 2021 IHS Markit

Если говорить о топливно-энергетическом балансе согласно сценарию «Переломный этап» более подробно, то IHS Markit прогнозирует следующие ключевые изменения в относительных долях нефти, газа, угля и ВИЭ в 2021–2050 гг.¹⁸

► **Доля нефти в мировом объеме потребления первичных энергоресурсов сократится с 30% в 2020 году до 25% в 2050 году.** Пандемия COVID-19 отбросила мировой спрос на нефть на более низкий уровень, и теперь мы ожидаем, что спрос выйдет на пиковую отметку раньше, чем прогнозировалось в нашем предыдущем базовом сценарии (в середине 2030-х гг., а не в начале 2040-х гг.), и на более низком уровне (107 млн. барр. в сутки, а не 114 млн. барр. в сутки). Однако

траектория спроса на нефть в сценарии «Переломный этап» остается практически такой же, как и в сценарии «Конкуренция». Это означает, что для удовлетворения спроса в течение всего прогнозного периода все так же потребуются значительные дополнительные инвестиции в разведку и добычу (в целях наращивания объемов предложения в оставшиеся годы роста глобального спроса и недопущения того, чтобы сокращение мировой добычи нефти в последующий период превысило сокращение спроса). Ожидаемое снижение спроса на нефть в основном обусловлено новой динамикой в транспортном секторе, который остается крупнейшим источником спроса на нефть в мире. Наряду с непростыми моментами, связанными с ростом экономики топлива, нефть сталкивается с усиливающейся конкуренцией со стороны электричества: проводимая в разных странах политика перехода на автомобили с нулевым уровнем выбросов (АНУВ) способствует активному распро-

¹⁸ Тогда как в 2020 году доля гидроэлектроэнергии и доля атомной энергии (по отдельности) в глобальном спросе на энергоресурсы были немного выше, чем доля ВИЭ, к 2050 году ожидается, что доля ВИЭ превысит совокупную долю гидроэлектроэнергии и атомной энергии.

странению электромобилей, и ведущие мировые автопроизводители поступательно наращивают мощности для их производства и продаж.¹⁹ Следует отметить, что наш сценарий «Переломный этап» предполагает интенсификацию внедрения электромобилей во всем мире (по сравнению с предыдущим базовым сценарием – «Конкуренция»), что связано с кардинальным изменением отношения к электромобилям в самой автомобильной промышленности, что в последние месяцы становится все очевиднее. Растет число автопроизводителей, объявляющих о серьезных намерениях по выпуску автомобилей с нулевым уровнем выбросов, которые в некоторых случаях подкрепляются заявлениями о крупных инвестиционных планах. Безусловно, эти инвестиции в одночасье не устранят давние препятствия, стоящие на пути электрификации мирового автопарка. Серьезной проблемой при этом остается ограниченная емкость традиционных аккумуляторов для электромобилей. Тем не менее, новые плановые программы капиталовложений повышают вероятность развития технологий, которые повысят ценовую конкурентоспособность и улучшат эксплуатационные возможности электромобилей по сравнению с автомобилями на базе двигателя внутреннего сгорания. При этом ключевыми моментами базового сценария является снижение стоимости аккумуляторов наряду с реализацией более существенной экономии за счет масштаба при производстве двигателей. Однако электрификация транспорта, вероятно, будет происходить гораздо медленнее, чем иногда предполагается. Тем не менее, в 2050 году более 40% мирового автопарка должно быть электрифицировано. Наконец, функциональные преимущества продуктов нефтехимии – и, в частности, пластмасс – указывают на возможность роста их использования на протяжении прогнозного периода, несмотря на проблемные моменты, связанные с негативным отношением к пластмассам (включая микропластик) как к серьезному источнику загрязнения окружающей среды.

- ▶ **Доля природного газа увеличится с 24% лишь до 25% (в отличие от 26% согласно нашему предыдущему базовому сценарию), поскольку газ сталкивается с ростом конкуренции со стороны ВИЭ, хотя и выдерживает ее успешнее, чем другие виды ископаемого топлива, учитывая его относительно низкий «углеродный след».** Проводимая экологическая политика помогает газу опередить уголь, в результате чего уже к 2026 году он станет второй по объему составляющей спроса на первичные энергоресурсы в мире и будет все активнее конкурировать с нефтью за глобальное лидерство в качестве крупнейшего первичного источника энергии в период до 2050 года. Помимо дальнейшего вытеснения угля в электроэнергетике в различных регионах, рост спроса на газ в немалой мере зависит от увеличения его использования в качестве сырья для производства «голубого» водорода. Мировой спрос на водород вырастет с уровня около 300 млн. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.) в 2020 году (весь указанный объем производится с использованием парового риформинга [паровой конверсии] ископаемого

топлива или «серого» водорода) почти до 750 млн. т н.э. в 2050 году (более половины из которых приходится на «зеленый» и «голубой» водород) – при этом его доля в совокупном глобальном объеме конечного потребления энергоресурсов увеличится с 2% до 5%.²⁰ В то же время, доля СПГ в совокупном объеме предложения газа в прогнозный период вырастет с 12,9% до 20,9%.

- ▶ **Доля угля упадет с 27% до 13% (вместо 17%, как предполагалось ранее) – во многом вследствие его активного вытеснения возобновляемыми источниками в электроэнергетике.** Снижение спроса на уголь, начавшееся до пандемии COVID-19, продолжится, и к 2050 году он будет более чем на 20% ниже, чем предполагалось предыдущим прогнозируемым сценарием 2020 года («Конкуренция»). Этот более низкий показатель обусловлен прежде всего стремлением материкового Китая – на который в 2020 году пришлось порядка 51% мирового спроса на уголь – выйти на целевые показатели нулевого баланса выбросов к 2060 году. Для достижения поставленных целей большое количество угольных электростанций в стране выводятся из эксплуатации – причем иногда значительно раньше стандартно предусмотренного срока. На протяжении 2030-х гг. в Китае будет ежегодно выводиться из эксплуатации почти 30 ГВт угольных мощностей, что нивелирует весь объем ввода в эксплуатацию таких мощностей в регионе за тот же период. Однако в 2040-х гг. – несмотря на то, что объемы выбытия угольных мощностей удвоятся – чистый показатель их прироста вновь увеличится, поскольку в течение этого десятилетия будет введено в эксплуатацию больше новых угольных электростанций, чем выведено из эксплуатации старых. Подобное кажущееся противоречие объясняется сохранением зависимости Китая от угольной генерации как основного источника электроэнергии для покрытия базовой нагрузки. Несмотря на ввод в эксплуатацию новых объектов, доля угля в производстве электроэнергии в Китае упадет с уровня более 60% в 2020 году до уровня менее 15% в 2050 году. То, насколько углю удастся сохранить ключевые доли на отдельных региональных энергетических рынках, в значительной мере зависит от возможности применения более рентабельных технологий улавливания, использования и хранения углерода (CCUS) (предпринятые около десяти лет назад первые попытки внедрения технологий улавливания углерода в угольной промышленности закончились во всем мире своего рода «фальстартом» на фоне сравнительных экономических преимуществ конкурирующих проектов ВИЭ в электроэнергетике).
- ▶ **Доля ВИЭ резко возрастает – с 3% до 15% (вместо 10%, как предполагалось ранее) – поскольку энергия ветра и солнца становится все более экономически конкурентоспособной.** Согласно

¹⁹ Более подробную информацию о новой динамике в автомобильной промышленности можно получить из материала IHS Markit Scheduled Update ZEV Watch: Automakers bet on BEVs, 6 August 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Обзор рынка АНУВ: автопроизводители делают ставку на электрические аккумуляторы», 6 августа 2021 г.].

²⁰ Зеленый водород (или возобновляемый водород) получают с помощью электролиза воды, причем электричество для этого процесса вырабатывается из возобновляемых источников (таких как энергия ветра, солнца или воды). Выбросы парниковых газов за весь цикл производства возобновляемого водорода близки к нулю. Возобновляемый водород также может быть получен путем риформинга биогаза или биохимической конверсии биомассы. Голубой водород (или ископаемый водород с улавливанием углерода) получают из ископаемого топлива, но CO₂, выделяемый в процессе производства водорода, улавливается и хранится (с применением технологии улавливания и хранения углерода [CCS]) или используется (с применением технологии улавливания, использования и хранения углерода [CCUS]).

сценарию «Переломный этап», в период с 2021 г. по 2050 г. потребление ВИЭ вырастет на целых 626%, что составит около 65% от суммарного роста мирового спроса на первичные энергоресурсы в прогнозный период. К началу 2030-х гг. и далее в большинстве регионов мира проекты с использованием энергии ветра и солнца превзойдут проекты генерирующих мощностей на базе ископаемого топлива по конкурентоспособности с точки зрения удельной стоимости – без целевых субсидий или поддержки со стороны государства. Таким образом, после 2020-х гг. именно под воздействием (прежде всего) рыночных сил глобальные показатели возобновляемой генерации к 2050 году выйдут до уровней, на 50% превышающих прогноз сценария 2020 года («Конкуренция»). Тем не менее, на пути быстрого роста использования ВИЭ и расширения присутствия электромобилей в транспортной сфере также стоят и проблемы. В частности, спрос на материалы – такие как литий – иногда превышает предложение. Помимо этого, имеются сложности в цепочке поставок аккумуляторов, солнечных фотоэлементов и ветровых турбин, где трудно преодолеть чрезмерную зависимость от таких рынков поставщиков, как Китай. Хотя на некоторых развитых рынках сейчас осуществляется децентрализация производства в рамках более широкой тенденции «оншоринга» [вывода операций из-за рубежа], ее масштабы сравнительно ограничены. Вышеперечисленные факторы в совокупности оказывают сдерживающее воздействие на прогресс экономической конкурентоспособности ВИЭ, но не настолько, чтобы существенно ограничивать рост.

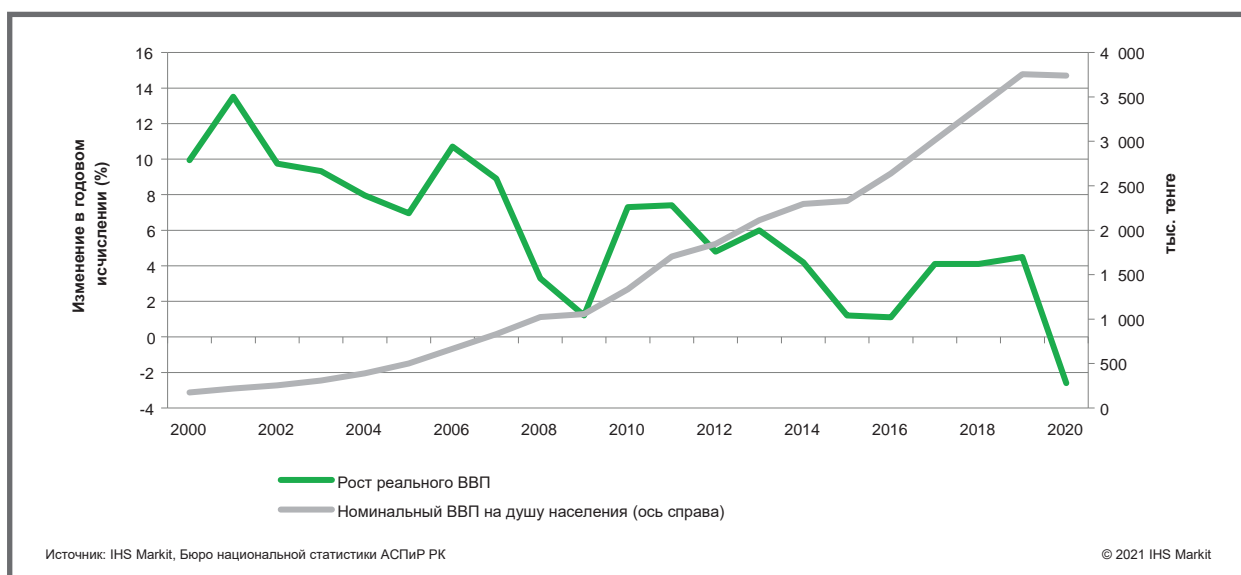
В то же время, базовый сценарий предполагает значительный разброс в путях энергетического перехода в разных странах. В Китае (источнике самого большого в мире объема выбросов парниковых газов в 2020 году) будет активно расти доля ВИЭ наряду с долей природного газа и атомной энергии, которые отыграют у угля существенную часть текущего объема спроса. В США (занимавших второе место в мире по объему выбросов в 2020 году) доля ВИЭ будет расти за счет угля, атомной энергии и нефти, а доля природного газа останется в целом неизменной. На европейском рынке ожидается исключительно высокий рост доли ВИЭ в совокупном объеме спроса на первичные энергоресурсы, что приведет к сокращению доли нефти, природного газа, угля и атомной энергии.²¹ При этом прогнозируется, что в Казахстане в течение сценарного периода сильно вырастет доля природного газа в спросе на первичные энергоресурсы – главным образом за счет вытеснения угля в сфере выработки электроэнергии, а также будет увеличиваться роль ВИЭ в топливном балансе электроэнергетики, равно как и роль атомной энергии начиная с середины 2030-х гг. (изменения в энергетическом балансе Казахстана более подробно рассматриваются ниже, в разделе «Ситуация в энергетике Казахстана в 2020-2021 гг. и прогноз до 2050 года»).

Дополнительный импульс, который получила деятельность, направленная на смягчение последствий изменения климата, потребовал пересмотра двух сценариев IHS Markit, предполагающих низкий уровень выбросов – Accelerated Carbon Capture [«Расширенное улавливание и хранение углерода»] и Multitech Mitigation [«Многосторонние меры по сокращению выбросов»] – которые анализируют, как отразится на энергетике глобальное сокращение выбросов с достижением нулевого баланса к 2050 году. В отличие от других наших сценариев, в которых раскрываются возможные пути развития, исходной точкой этих двух сценариев служит заданный конечный результат, после чего все причинно-следственные связи выстраиваются в обратном порядке на базе моделирования. Однако, несмотря на предположение об интенсификации процесса декарбонизации, наши новые сценарии, предусматривающие низкий уровень выбросов, по ряду существенных аспектов расходятся с дорожной картой Международного энергетического агентства (МЭА) «Net Zero by 2050» [«Нулевой баланс к 2050 году»]. Этот документ был опубликован в мае 2021 года и намечает путь к достижению нулевого баланса выбросов к середине текущего века, делая высокую ставку на интенсивную электрификацию во всех секторах – в основном за счет ВИЭ. Дорожная карта МЭА предполагает, что глобальные выбросы парниковых газов уже достигли своего пика, и излагает меры, которые необходимо оперативно принять в мировом масштабе, чтобы выйти на нулевой баланс к 2050 году. В то же время, согласно сценариям IHS Markit, предполагающим низкий уровень выбросов, существующую на сегодняшний день колоссальную энергетическую инфраструктуру не удастся преобразовать так быстро, и потребуются некоторое время на то, чтобы изменения в спросе на энергоресурсы пришли в соответствие с более амбициозными целями, которые страны ставят перед собой сейчас. В отличие от пути МЭА, каждый из наших вышеуказанных двух сценариев предусматривает период превышения заданного уровня выбросов в краткосрочной перспективе, которое впоследствии необходимо будет компенсировать для выхода на целевые показатели, намеченные на 2050 год.²²

21 Вместе с тем, ископаемое топливо сталкивается в Европе с растущей конкуренцией, особенно со стороны низкоуглеродного водорода, который получают с помощью электролиза с выработкой электричества из возобновляемых источников. См. IHS Markit Insight *Global Hydrogen: Europe leads soaring investments in supply over the next decade*, 22 April 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «Мировой рынок водорода: Европа лидирует по активному наращиванию инвестиций в поставки в течение следующего десятилетия», 22 апреля 2021 г.].

22 См. IHS Markit Insight *IEA Net Zero: A radical shift away from hydrocarbons*, 2 June 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «Нулевой баланс МЭА: радикальный отказ от углеводородов», 2 июня 2021 г.].

Рисунок 1.11 Годовой рост реального ВВП Казахстана в 2000-20 гг.



1.3 Оценка ситуации в экономике и энергетике Казахстана в 2020 году и перспективы экономического восстановления

1.3.1 Ситуация в экономике Казахстана в 2020-2021 гг. и прогноз до 2050 года

В 2020 году Казахстан вступил в самую глубокую за два десятилетия рецессию, когда ВВП страны упал на 2,6% на фоне снижения цен на нефть и сдержанного внешнего спроса на казахстанский экспорт в целом из-за пандемии COVID-19 наряду с негативным влиянием локдаунов на внутреннюю экономическую деятельность.²³ Однако эта рецессия все же была довольно умеренной и оказалась намного менее глубокой, чем ожидалось первоначально, когда пандемия только разразилась. В 1-м квартале 2020 года ВВП оставался на траектории роста в годовом исчислении, но упал на 5,7% в годовом исчислении во 2-м квартале, на 4,5% в 3-м квартале и на 2,1% в 4-м квартале. Однако в последнее время рост цен на нефть и улучшение ситуации на внешних рынках, а также повышение спроса внутри страны, способствуют более стабильному восстановлению (см. Рисунок 1.11 «Годовой рост реального ВВП Казахстана в 2000-20 гг.» и Рисунок 1.12 «Квартальные изменения ВВП Казахстана в 2019-21 гг.»).

²³ Правительство Казахстана первым в Центральной Азии ввело общенациональный локдаун с 16 марта 2021 года.

Сохраняющиеся проблемы, связанные с COVID-19, осложняют прогноз ВВП на 2021 год в целом, однако, учитывая вышеуказанные позитивные тенденции, наш базовый сценарий предполагает, что в 2021 году ВВП вырастет на 4,0%, а среднегодовой показатель роста в 2021-2025 гг. составит порядка 4,1%. В то же время, на данный момент процесс восстановления в разных отраслях остается очень неравномерным. В ближайшем будущем наиболее вероятно сохранение К-образной модели экономики, когда одни отрасли будут относительно быстро возвращаться к уровню, наблюдавшемуся до пандемии, или даже превзойт его, а другие – под влиянием самых разнообразных факторов – еще некоторое время будут оставаться на уровне ниже докризисного. Причем такая неравномерность прослеживается даже внутри отраслей. Например, в сфере промышленного производства, хотя добыча нефти и газового конденсата в 1-м квартале 2021 года оставалась на 10,4% ниже показателя аналогичного периода прошлого года (что обусловлено программой сокращений согласно договоренности ОПЕК+ в Казахстане), добыча медной руды за тот же период выросла (на 14,4%) наряду с производством ряда других сырьевых товаров.²⁴

Динамика казахстанского ВВП в 2020-2021 гг. определяется следующими ключевыми тенденциями спроса и предложения:

- ▶ **В части предложения: основной удар пандемии COVID-19 приходится на энергетику и сферу услуг.** Промышленность (включая добывающую) является крупнейшим отдельным сектором экономики, который в 2020 году обеспечил 28% ВВП (см. Рисунок 1.13 «ВВП Казахстана в 2020 г. с разбивкой по секторам»). Промышленное производство в прошлом году в целом сократилось всего на 0,4% после увеличения

²⁴ Более подробную информацию о прогнозе IHS Markit относительно ближайших перспектив экономики Казахстана и ключевых предположениях, лежащих в его основе, можно получить в материалах IHS Markit Headline Analysis *Kazakh economy still contracting in Q1, recovery expected in H2*, 4 June 2021 [Обзорный анализ IHS Markit «В 1-м квартале экономика Казахстана продолжает сокращаться – восстановление ожидается во 2-м полугодии», 4 июня 2021 г.]

Рисунок 1.12 Квартальные изменения ВВП Казахстана в 2019-21 гг.

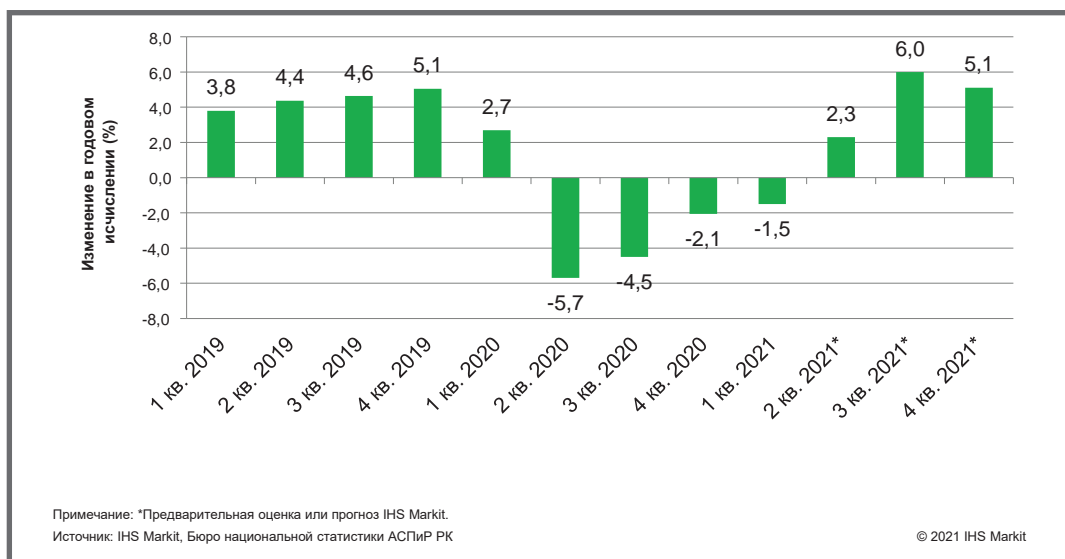
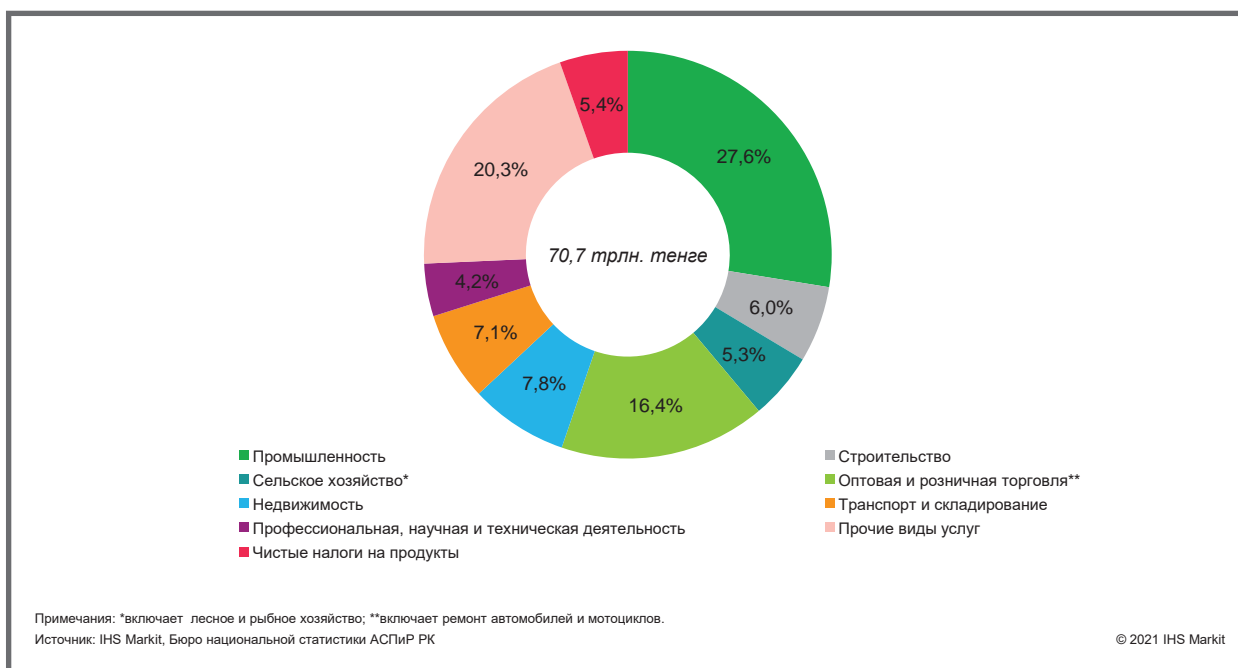


Рисунок 1.13 ВВП Казахстана в 2020 г. с разбивкой по секторам



на 3,9% в 2019 году. Однако за этим относительно невысоким общим показателем сокращения скрывается чрезвычайно резкое снижение в отдельных сегментах – особенно в добыче нефти и газа. Несмотря на серьезный спад в 2020 году, энергетика остается главной движущей силой экономики Казахстана, учитывая ее доли как в совокупном объеме промышленного производства, так и в ВВП в целом (при этом нефть обеспечивает основную часть экспортной выручки Казахстана и является главным источником поступлений в государственный бюджет). В 2020 году непосредственный вклад одной только нефтегазовой отрасли вместе со смежными отраслями (такими как транспортировка нефти и газа, строительство разведочно-добывающих объектов и геология) в ВВП страны составил 17,2%, а в 2019 году был еще выше –

21,3% (см. Рисунок 1.14 «Вклад нефтегазовой отрасли Казахстана в ВВП»). Подобная колоссальная зависимость от энергетики означает, что глобальные тенденции – такие как снижение цен на сырьевые товары – продолжают оказывать масштабное влияние на Казахстан, отражаясь на показателях не только в самом энергетическом секторе, но и в других сферах, связанных с производством энергоресурсов, включая транспорт, строительство, торговлю и профессиональные услуги. Соответственно, последствия глобального обвала спроса и цен на нефть в 2020 году распространились в Казахстане далеко за пределы нефтяной промышленности. Снижение выручки от экспорта казахстанской нефти в прошлом году было менее резким, чем после падения цен на нефть в 2014 году, но, тем не менее, одним из самых существенных

Рисунок 1.14 Вклад нефтегазовой отрасли Казахстана в ВВП

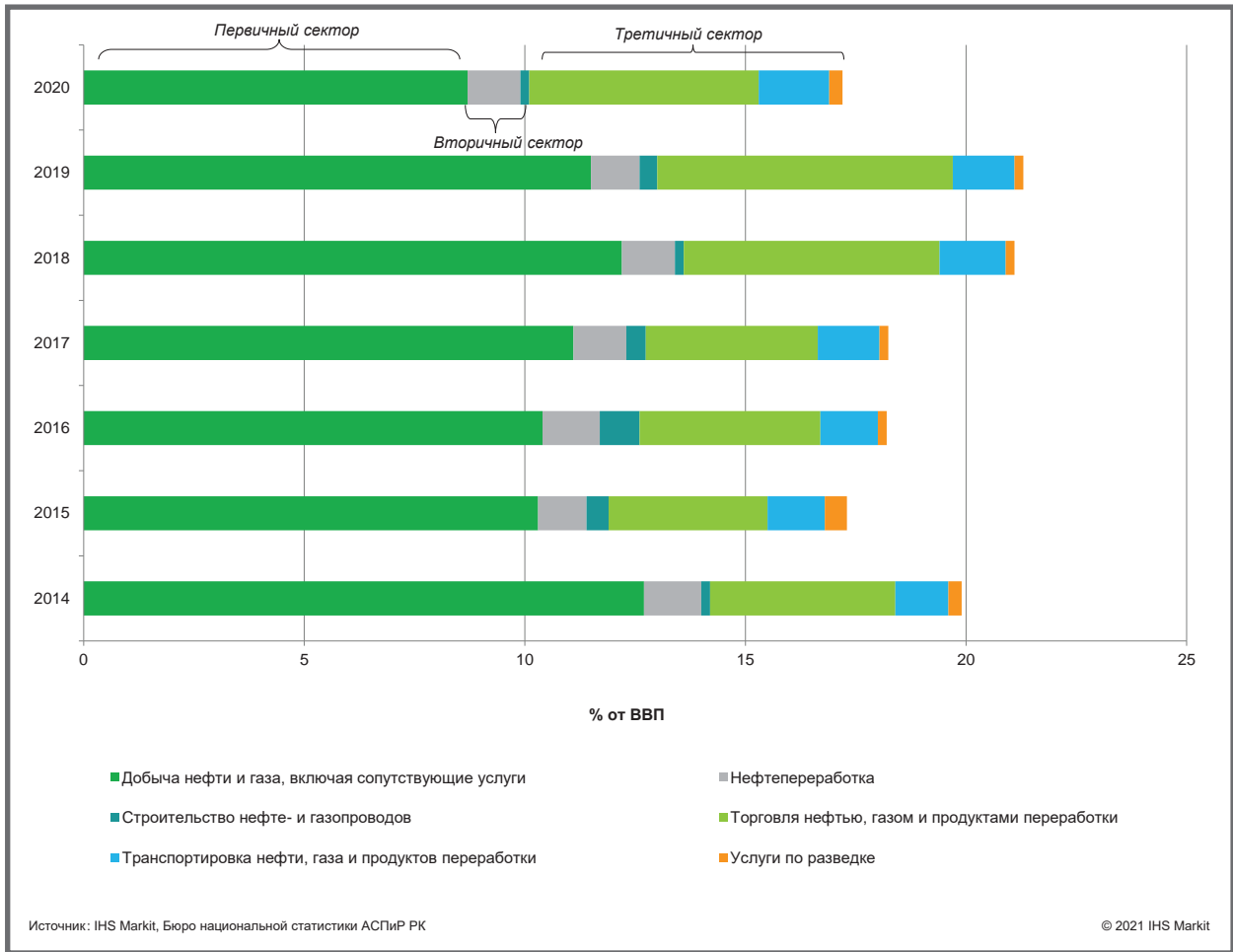
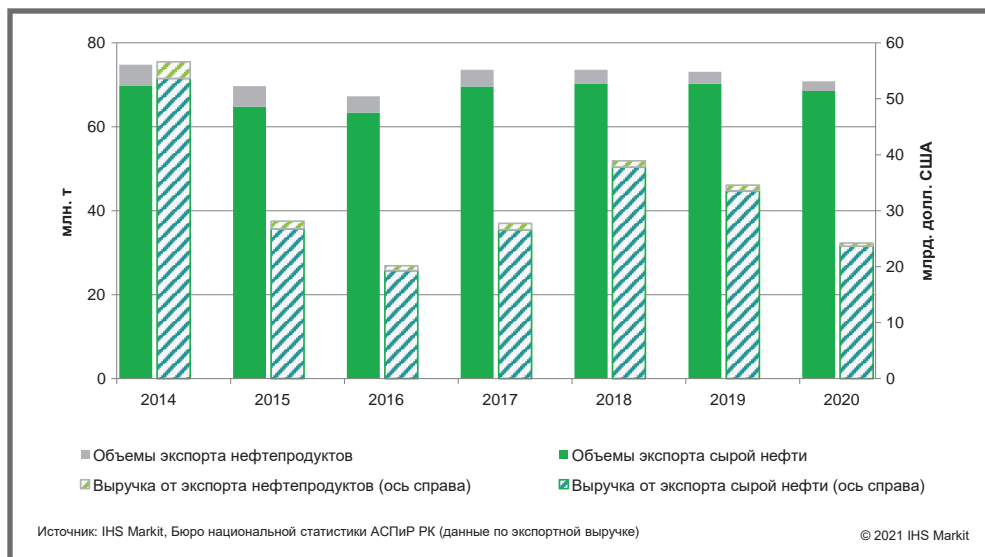


Рисунок 1.15 Экспорт нефти из Казахстана: объемы и выручка (2014-20 гг.)



годовых спадов постсоветского периода – на 29,9% до 24,4 млрд. долл. США, что является самым низким показателем с 2016 года (см. Рисунок 1.15 «Экспорт нефти из Казахстана: объемы и выручка (2014-20 гг.)»). При этом казахстанская сфера услуг также чрезвычайно сильно пострадала от ограничений на передвижение, связанных с пандемией, что серьезно усугубило «стандартные» эффекты рецессии.²⁵

- **В части спроса: сокращение инвестиций в основной капитал приходится главным образом на энергетику.** Инвестиции в основной капитал – т.е. инвестиции в основные средства (долгосрочные активы), такие как здания, машины и оборудование или другие объекты либо сооружения, срок использования которых предприятием составляет более одного года – сократились на 9,9% до 27,2 млрд. долл. США (в текущем долларовом выражении). Однако сокращение в долларовом выражении оказалось гораздо менее резким, чем во время спада 2016 года (когда аналогичный показатель составлял 31,3%), поскольку в 2016 году оно усугублялось гораздо более значительным обесцениванием тенге по отношению к доллару, чем в 2020 году. В то же время, сокращение инвестиций в основной капитал в тенге (в постоянных ценах 2010 года) в 2020 году составило 5,2% – что было самым резким падением со времен мирового финансового кризиса 2009 года. Неудивительно, что доля энергетики в составе инвестиций в основной капитал в прошлом году заметно снизилась (с уровня около 53% до 39% от совокупного показателя) (см. Рисунок 1.16 «Совокупный объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана в долларах США (в текущих ценах)» и Рисунок 1.17 «Совокупный объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана в тенге (в постоянных ценах 2010 г.)»).²⁶

IHS Markit продолжает рассматривать инфляционные риски, связанные с валютным курсом, как значимые, хотя текущая волатильность тенге связана не столько с исключительно внутренними финансовыми сложностями Казахстана, сколько – в основном – с внешними факторами. Прежде всего, на тенге сказываются колебания цен на нефть и изменения обменного курса российского рубля, а также ухудшение общих перспектив глобального роста, риски мировых торговых войн и нестабильность глобальных финансовых рынков. Уровень инфляции потребительских цен в Казахстане в 2020 году составил 6,8% и, согласно прогнозам IHS Markit, в 2021-2022 гг. будет сохраняться около верхних границ целевого диапазона (4-6%), установленного Национальным банком Казахстана.²⁷ При этом инфляционные риски несколько снизились на фоне

частичного восстановления цен на нефть и связанного с этим укрепления российского рубля. Тем не менее, потенциальная волатильность цен на нефть, а также влияние инфляции и колебаний курса национальной валюты в России, являются наиболее значимыми рисками в прогнозе IHS Markit относительно инфляционных перспектив в Казахстане. Динамика цен на нефть, как правило, существенно влияет на внешнюю стоимость тенге, учитывая важность нефти и газа в качестве статей экспорта Казахстана – особенно при том, что в последнее время Национальный банк придерживается более гибкой политики в отношении обменного курса, который стал «плавающим» (см. Рисунок 1.18 «Динамика мировых цен на нефть и курса тенге по отношению к доллару (2000-20 гг.)»).²⁸

Иностранные инвестиции сохранили высокую значимость для экономики Казахстана в 2020 году (несмотря на их значительное сокращение во многих отношениях) и в обозримом будущем продолжат играть не менее важную роль. В 2010-2019 гг. валовый объем прямых иностранных инвестиций (ПИИ) в Казахстане составлял в среднем около 21 млрд. долл. США в год, но в 2020 году упал примерно на 29% до 17,1 млрд. долл. США (по данным казахстанского правительства). При этом почти половина валового объема ПИИ 2020 года (8,2 млрд. долл. США) пришлось на добывающий сектор (в основном это ПИИ в добычу нефти, газа и металлических руд). Согласно прогнозам властей Казахстана, валовый объем ПИИ вернется к уровню, наблюдавшемуся до пандемии, «на рубеже» 2022-2023 гг. По оценкам IHS Markit, чистый объем ПИИ в Казахстане в прошлом году сократился менее резко – на 16,7% до 4,5 млрд. долл. США.²⁸

Актуальной проблемой, с которой сталкивается Казахстан, остается рост конкуренции за ограниченные объемы иностранных инвестиций во всем мире со стороны других стран (включая других крупных производителей углеводородов). Однако позитивным моментом является то, что Казахстан в последние годы добился значительного прогресса в решении ряда проблем, вызывающих обеспокоенность как иностранных, так и казахстанских инвесторов. Это нашло отражение в улучшении позиций страны в недавнем рейтинге по показателю легкости ведения бизнеса в свете изменений в нормативно-правовой среде согласно соответствующему отчету Всемирного банка (Doing Business Report), опубликованному осенью 2019 года: Казахстан поднялся на три позиции, заняв 25-е место (из 190 стран) и немного опередив Швейцарию. К ключевым факторам, способствовавшим пересмотру рейтинга Казахстана в сторону повышения, Всемирный банк отнес действия правительства по

25 Как отмечалось выше, значительная часть деятельности в сфере услуг тесно связана с динамикой, складывающейся в энергетике, однако наиболее негативным образом локдауны сказались на услугах в области гостиничного бизнеса, розничной торговли, туризма и досуга. Тем не менее, сфера услуг в Казахстане в целом все еще недостаточно широко развита (под влиянием наследия советских времен), и это – в то же время – отчасти является одной из причин сравнительно небольшого совокупного спада казахстанского ВВП в 2020 году по сравнению со средним мировым показателем.

26 Частное потребление в Казахстане, на которое приходится основной объем внутреннего спроса, в 2020 году сократилось на 3,4% в долларовом выражении (до 91,8 млрд долл. США).

27 Согласно самому недавнему прогнозу IHS Markit (июль 2021 г.), по состоянию на конец 2021 года инфляция составит 7,1%, а вышеуказанный целевой показатель инфляции вновь будет достигнут лишь к середине 2023 года.

28 Существуют и альтернативные оценки тенденций ПИИ в 2020 году, что связано с применением других методик. Например, по данным Конференции Организации Объединенных Наций по торговле и развитию (ЮНКТАД), чистый приток ПИИ в Казахстан в 2020 году фактически резко вырос (на 35% до 3,9 млрд. долл. США). Более подробную информацию о тенденциях ПИИ в Казахстане с разных точек зрения можно получить в следующих материалах: IHS Markit Profile Sovereign Risk – Kazakhstan, 14 June 2021 [Профильный обзор IHS Markit «Суверенный риск – Казахстан», 14 июня 2021 г.]; «Kazakh Foreign Ministry Predicts Rise of Foreign Direct Investment to Pre-Pandemic Level In Next Two Years», *The Astana Times*, 31 May 2021 [«Министерство иностранных дел Казахстана прогнозирует рост прямых иностранных инвестиций до уровня, предшествующего пандемии, в ближайшие два года», *Астана Таймс*, 31 мая 2021 г.]; и UNCTAD World Investment Report 2021 [Доклад ЮНКТАД о мировых инвестициях за 2021 год], доступный по ссылке https://unctad.org/system/files/official-document/wir2021_en.pdf

Рисунок 1.16 Совокупный объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана в долларах США (в текущих ценах)

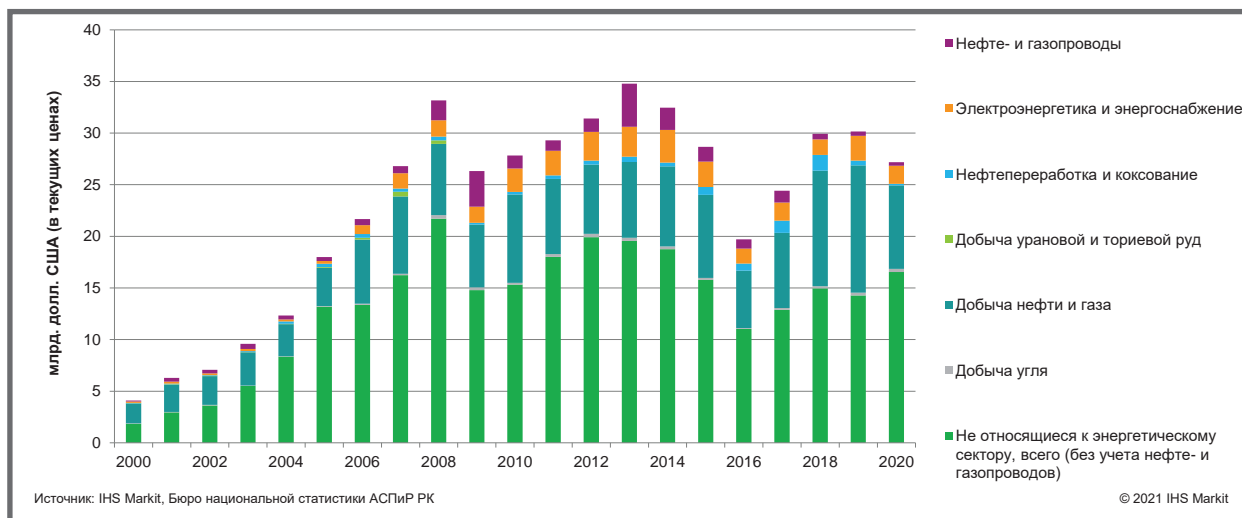


Рисунок 1.17 Совокупный объем инвестиций в основные средства в экономике Казахстана в тенге (в постоянных ценах 2010 г.)

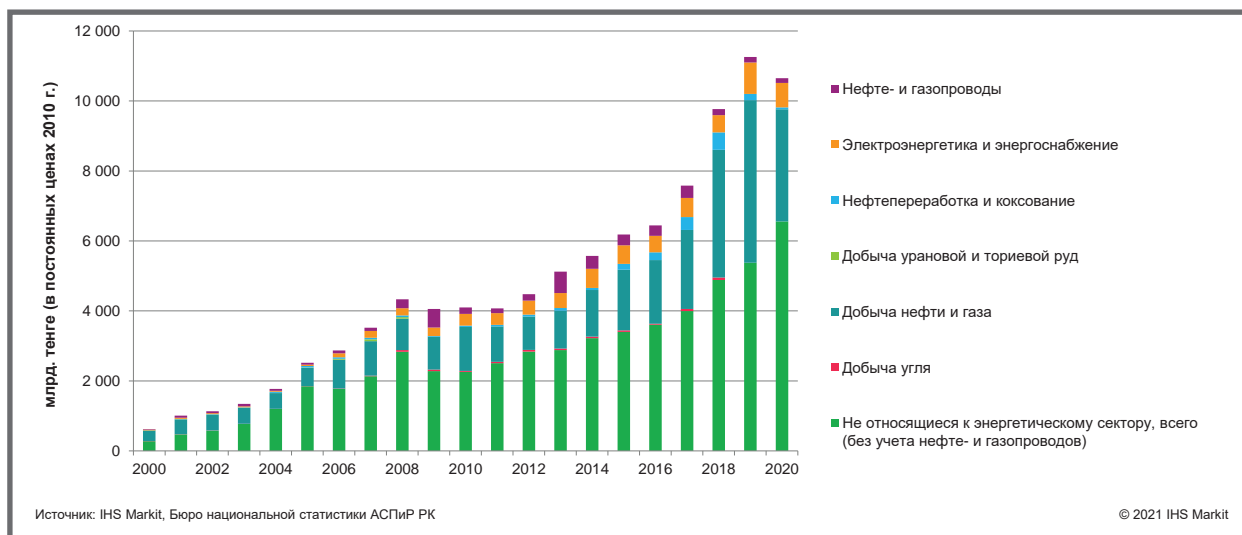
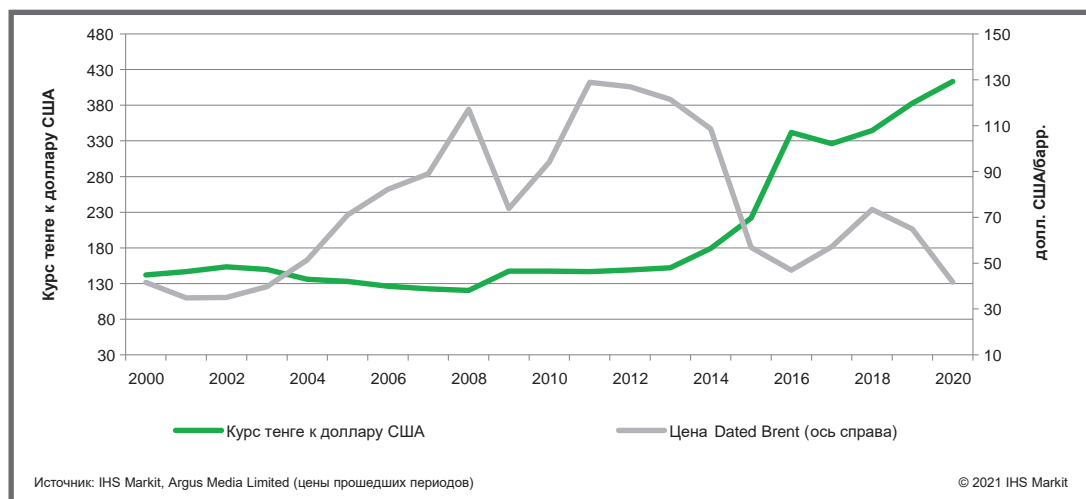


Рисунок 1.18 Динамика мировых цен на нефть и курса тенге по отношению к доллару (2000-20 гг.)



реформированию законодательства, совершенствованию системы лицензирования, упрощению процедур открытия бизнеса (создания предприятий) и оптимизации системы государственного надзора. Однако Всемирный банк также отметил несколько сохраняющихся серьезных препятствий для эффективного ведения бизнеса (которые в ряде случаев усугубляются недавними линиями государственной политики), включая трудности с регистрацией собственности и урегулированием вопросов неплатежеспособности.²⁹ Комментарии представителей компаний во время пленарного заседания Совета иностранных инвесторов Казахстана, которое состоялось в июне 2021 года под председательством Президента Токаева, высветили ряд вызывающих серьезную обеспокоенность бизнеса моментов, которые необходимо решить, чтобы полностью реализовать потенциал ПИИ – в том числе в энергетическом секторе. В частности, создается впечатление, что некоторые из реформ, реализуемых властями в поддержку инвесторов, несправедливо благоприятствуют новым компаниям, обходя при этом более давних участников рынка с устойчивым бизнесом. Среди прочих аспектов отмечались противоречия между различными законодательными актами, а также сохраняющиеся фискальные риски и общая неопределенность в данной области.³⁰

Если говорить о государственных финансах, то значительный объем расходов государства на фоне кризиса, вызванного пандемией COVID-19, наряду со снижением налоговых поступлений в 2020 году, согласно расчетам, вылился в общий дефицит государственного бюджета Казахстана в размере 8,5% ВВП – самый высокий показатель из всех стран Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Однако, начиная с 2021 года, этот дефицит должен значительно сократиться.³¹

► **Правительство реализовало меры по стимулированию на сумму 5,9 трлн. тенге (14,3 млрд. долл. США) – что составляет 8,7% ВВП – в целях борьбы с негативными последствиями пандемии COVID-19.** Такие меры включают повышение государственных пенсий и социальных выплат, а также налоговые льготы для предприятий малого и среднего бизнеса (МСБ). В рамках мер по стимулированию правительство расширило сферу применения льгот по ряду налогов для отдельных юридических и физических лиц, увеличив охват действия положений, введенных в 2019 году.³² Ставка НДС была снижена с 12% до 8% в период с марта по 1 октября 2020 года, а акцизы на экспорт бензина и дизельного топлива были отменены до 31 декабря 2020 года. Министр национальной экономики Асет Иргалиев заявил, что программа поддержки МСБ охватит 500 000 предпринимателей, а сумма отсрочки налогов и платежей предположительно составит 67 млрд. тенге (155 млн. долл. США). По мере поступательного затухания кризиса перед казахстанскими властями все острее встает задача компенсации таких «выпадающих»

доходов государства и, соответственно, восстановления бюджетного баланса без нарушения начинающегося восстановления экономики. Важным событием в данном отношении, облегчившим проблему ограниченности ресурсов для МСБ, стало введение Министерством финансов в конце 2019 года трехлетнего моратория на проверки предприятий. Однако в сентябре 2021 года Министерство изменило свою точку зрения и теперь добивается отмены моратория ранее установленного срока, ссылаясь на снижение налоговых поступлений. Реализация предложения Министерства финансов (если она состоится) приведет к подрыву доверия инвесторов.

► **В перспективе ожидается сокращение бюджетного дефицита в 2021 году при сохранении финансирования расходов за счет средств Национального фонда по мере необходимости в течение оставшегося периода восстановления.** С точки зрения IHS Markit, грамотные меры Казахстана по ограничению расходов, а также консервативные допущения относительно цен на нефть, заложенные в государственный бюджет на 2021 год, позволят сократить дефицит до 1,2% ВВП в этом году и поставить сальдо бюджета на путь возврата к профициту в 2023 году – в зависимости от цен на нефть. При этом власти Казахстана, возможно, будут шире задействовать средства Национального фонда для покрытия бюджетного дефицита, поскольку Национальный фонд был задуман именно в качестве инструмента финансовой стабилизации – как для защиты государственного бюджета от резких колебаний мировых цен на нефть, так и для поглощения избыточной выручки от экспорта нефти.³³ С другой стороны, правительство, скорее всего, попытается свести к минимуму дополнительное внешнее заимствование с учетом роста совокупного внешнего долга страны в 2020 году (тем не менее, IHS Markit прогнозирует некоторое увеличение совокупного внешнего долга Казахстана в течение ближайших пяти лет).³⁴

Одним из основных индикаторов прогресса и устойчивости продолжающегося восстановления экономики Казахстана будет степень реализации Национального плана развития до 2025 года, утвержденного правительством страны в марте 2021 года. Этот план, по сути, отражает подход Президента Токаева к реализации очередного этапа провозглашенной Первым Президентом Стратегии «Казахстан-2050», которая направлена на вхождение Казахстана к 2050 году в число 30-ти «наиболее развитых» стран мира. План 2025 года особенно примечателен тем, что делает серьезную ставку на диверсификацию экономики, и предусматривает несколько конкретных показателей, позволяющих измерить успех в достижении этой и других целей. К основным задачам, поставленным планом на 2025 год, относятся следующие: увеличение ежегодных темпов роста ВВП до

29 Подробнее о рейтинге Всемирного банка см. <https://astanatimes.com/2019/10/kazakhstan-jumps-three-spots-to-25th-in-world-bank-doing-business-report/> и <https://www.doingbusiness.org/en/rankings>.

30 “Kazakhstan introduces new mechanisms for attracting investors,” *Kazakhstan Newsline*, 23 June 2021 [«Казахстан вводит новые механизмы для привлечения инвесторов», *Kazakhstan Newsline*, 23 июня 2021 г.].

31 В настоящее время в ЕАЭС входят Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызстан и Россия.

32 https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=38130842#pos=3-83

33 Правительство еще до пандемии начало более активно задействовать средства Национального фонда для финансирования расходов на приоритетные проекты. В январе 2021 года средства (активы) Национального фонда составляли 57,7 млрд. долл. США (сумма, достаточная для покрытия импорта примерно в течение двух лет), а в начале 2020 года – 61 млрд. долл. США.

34 В 2020 году совокупный внешний долг Казахстана вырос до уровня выше 166 млрд. долл. США, но долговое бремя страны вполне посильно при том, что краткосрочный долг сохраняется на достаточно стабильном уровне. В 2020 году внешний долг Казахстана, по имеющимся оценкам, составлял 98% ВВП, но при этом он значительно снизился по сравнению с показателем 2016 года (118% ВВП).

Таблица 1.4 Макроэкономические цели Национального плана развития Республики Казахстан до 2025 г. (отдельные показатели)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Реальные доходы населения, % прироста от уровня 2019 года в ценах 2019 г.	0,5	5,0	10,0	15,4	21,1	27,1
Уровень безработицы, %	5,0	5,0	5,0	4,9	4,8	<4,7
Производительности труда, % прироста от уровня 2019 года в ценах 2019 г.	2,6	0,4	4,7	10,4	15,0	20,6
Доля среднего предпринимательства в ВВП, %	8,7	10,0	11,2	12,5	13,7	15,0
Инвестиции в основной капитал, % от ВВП	17,4	20,0	21,3	23,5	25,2	30,0
Валовый приток ПИИ, млрд. долл. США	14,5	15,9	23,9	25,1	27,6	30,0
Объем несырьевого экспорта (товаров и услуг), млрд. долл. США	20,0	29,2	31,8	34,6	37,7	41,0
Нефтефандный дефицит государственного бюджета, % от ВВП	7	6,6-9,1	6,5	6,4	6,1	<6

Примечание: данные за 2020 год из официальных источников Казахстана.

Источник: IHS Markit, Указ Президента Республики Казахстан от 26 февраля 2021 года № 521

© 2021 IHS Markit

5%; рост реальных доходов населения на 27,1%; снижение безработицы до уровня ниже 4,7% (с 5% в 2020 году); рост производительности труда на 20,6%; увеличение доли инвестиций в основной капитал до 30% от ВВП (с 17,4% в 2020 году); рост валового притока ПИИ до уровня 30 млрд. долл. США (с 14,5 млрд. долл. США в 2020 году); расширение объема несырьевого экспорта на 41% в долларовом выражении; и сокращение нефтефандного дефицита государственного бюджета до уровня менее 6% ВВП (с 7% в 2020 году) (см. Таблицу 1.4 «Макроэкономические цели Национального плана развития Республики Казахстан до 2025 г. (отдельные показатели)»)³⁵.

Хотя пока еще сложно судить о том, в какой мере Казахстану удастся реализовать вышеуказанные амбициозные цели, в 2021-2025 гг. экономике страны должен благоприятствовать целый ряд позитивных факторов:

- ▶ **Положительное влияние на экономику продолжат оказывать успехи в промышленности, главным образом деятельность в нефтегазовой отрасли.** Если восстановление цен на углеводороды и металлы будет происходить так, как ожидается, в ближайшие несколько лет должен наблюдаться солидный рост промышленного сектора – особенно по мере постепенного снятия ограничений, предусмотренных договоренностью альянса ОПЕК+.
- ▶ **Национальные проекты, инициированные Первым Президентом Нурсултаном Назарбаевым, остаются важным инструментом стимулирования инвестиций.** Активному инвестированию продолжает содействовать строительство дорог и развитие специальных экономических зон, а также общее развитие агропромышленного комплекса в рамках реализации Стратегии «Казахстан-2050».
- ▶ **Солидный объем накопленных активов в иностранной валюте положительно отражается на внешней кредитоспособности Казахстана.** У Казахстана не должно возникнуть проблем с финансированием любого потенциального дефицита

текущего платежного баланса [текущих операций] без образования значительного объема долга.

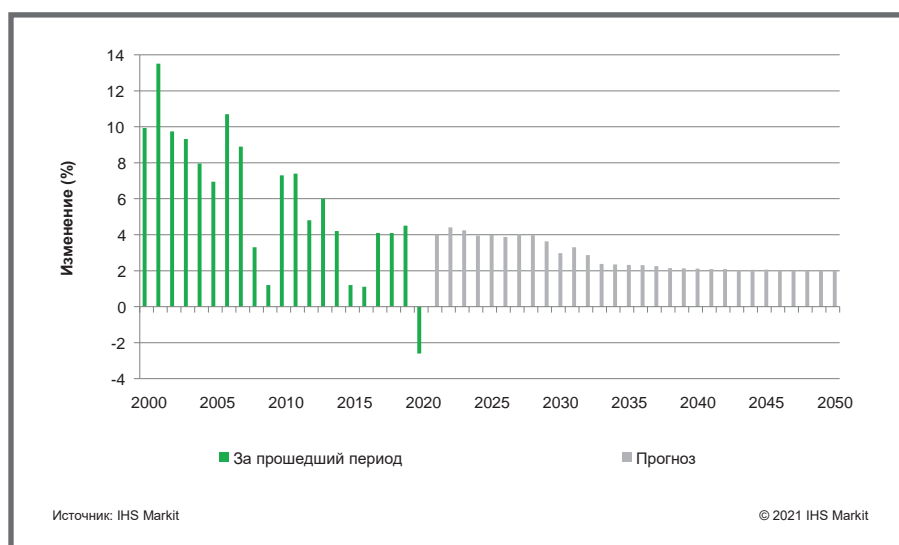
С другой стороны, присутствуют также серьезные ограничения для роста и риски ухудшения ситуации:

- ▶ **Перспективы инвестиций в бизнес помимо нефтяной отрасли остаются слабыми.** Остро стоит проблема наращивания инвестиций в обрабатывающую промышленность, поскольку уровень развития данной отрасли остается сравнительно низким. В то же время, фундаментальное значение для долгосрочного успеха Казахстана имеют диверсификация экономики и снижение зависимости от импорта. Хотя правительство намечает все более подробные планы диверсификации экономики страны с целью уменьшения ее зависимости от нефти, их практические результаты еще предстоит увидеть.
- ▶ **Полномасштабная реализация потенциала нефтяной отрасли (и энергетического сектора в целом) зависит от способности правительства пойти на решительные меры, направленные на повышение инвестиционной привлекательности – особенно в секторе разведки и добычи.**
- ▶ **Если цены на нефть вновь резко упадут или будут сохраняться на более низком уровне, чем ожидается, экономический рост может остановиться или даже развернуться вспять.**

Кратко резюмируя прогноз IHS Markit в отношении более долгосрочных перспектив роста экономики Казахстана, следует отметить, что наш базовый сценарий предполагает умеренный рост реального ВВП в среднем на 2,8% в год в 2021-2050 гг., но со значительным замедлением (которое отчасти является естественным следствием поступательного роста масштабов экономики): тогда как в 2021-2030 гг. среднегодовые темпы роста будут составлять 3,9%, далее ежегодный рост ВВП замедлится до среднего показателя на уровне 2,4% в 2031-2040 гг. и 2,0% в 2041-2050 гг. (см. Рисунок 1.19 «Обзор и прогноз темпов роста ВВП Казахстана до 2050 г.»).

³⁵ Все показатели за 2020 год в данном абзаце приводятся согласно Национальному плану развития Республики Казахстан до 2025 года, утвержденному правительством страны в марте 2021 года.

Рисунок 1.19 Обзор и прогноз темпов роста ВВП Казахстана до 2050 г.



1.3.2 Ситуация в энергетике Казахстана в 2020-2021 гг. и прогноз до 2050 года

Казахстан остается чистым экспортером первичных энергоресурсов (в основном сырой нефти). При этом в условиях пандемии чистый экспорт первичных энергоресурсов из Казахстана сократился более резко, чем их потребление внутри страны, в результате чего доля совокупного объема производства первичных энергоресурсов, поставляемая на внутренние рынки, выросла с 49,3% в 2019 году до 50,1% в 2020 году. В перспективе мы ожидаем, что в течение прогнозного периода доля объема производства, потребляемая внутри страны, составит в среднем 52% (и в 2050 году достигнет 61%) (см. Рисунок 1.20 «Баланс первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в 2020 г.» и Рисунок 1.21 «Обзор и прогноз баланса первичных энергоресурсов в Казахстане до 2050 г.»).

Совокупный объем производства первичных энергоресурсов в Казахстане, который включает нефть, газ, уголь и первичную электроэнергию (но не включает добытый уран), в 2020 году снизился на 4,2% до 178,7 млн. т н.э., поскольку в прошлом году выросло только производство первичной электроэнергии (т.е., гидроэлектроэнергии и ВИЭ) – на 6,7% до 2,7 млн. т н.э. Особенно резко упала добыча нефти и природного газа (на 5,4% до 85,7 млн. т н.э. и на 7,4% до 28,5 млн. т н.э. соответственно), тогда как добыча угля сократилась менее заметно (всего на 1,4% до 61,7 млн. т н.э.). Спад совокупного объема производства первичных энергоресурсов в 2020 году последовал за трехлетним периодом роста; при этом среднегодовой показатель увеличения совокупного объема производства первичных энергоресурсов в 2000-2019 гг. был впечатляющим – 4,1%. В 2021 году мы прогнозируем дальнейшее, но менее существенное, чистое сокращение производства первичных энергоресурсов (примерно на 2,2%), после чего в 2022 году производство вернется на траекторию роста и в 2025 году вновь превысит уровень 2019 года. Ожидается, что в том же

году оно достигнет максимума на отметке 193,5 млн. т н.э., а затем начнет поступательно снижаться – до 142,9 млн. т н.э. в 2050 году (чистый показатель спада за 2021-2050 гг. составит 20,0%). Основная доля в ожидаемом спаде производства первичных энергоресурсов в прогнозный период придется на сокращение добычи угля (см. Рисунок 1.22 «Перспективы производства первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.»).

Видимое потребление первичных энергоресурсов в Казахстане в 2020 году упало на 2,7% до 89,5 млн. т н.э. – отражая особенно резкое падение спроса на нефть (на 12,3% до 15,8 млн. т н.э.), а также снижение потребления угля (на 0,9% до 49,8 млн. т н.э.), при этом потребление природного газа увеличилось (на 0,2% до 21,3 млн. т н.э.), а первичной электроэнергии – (на 7,5% до 2,6 млн. т н.э.). Если говорить о более долгосрочной перспективе, то, по прогнозам IHS Markit, в 2021-2050 гг. в совокупном спросе на первичные энергоресурсы будет наблюдаться тенденция к некоторому снижению, и за сценарный период он упадет на 2,9% до 86,8 млн. т н.э. на фоне дальнейшего повышения общей энергоэффективности. Предусмотренные нашим базовым сценарием тенденции спроса сильно различаются в зависимости от вида топлива. Ожидается, что заметно увеличится потребление природного газа (на 25,1% до 26,6 млн. т н.э.), но еще более резко вырастет – в процентном исчислении – спрос на первичную электроэнергию (на 180,8% до 7,3 млн. т н.э.). Спрос на нефть также продолжит сильно расти (увеличившись на 31,8% до 20,8 млн. т н.э.), а потребление угля за прогнозный период – начиная с 2021 года – существенно сократится (в совокупности на 35,4% до 32,1 млн. т н.э.).

Ключевым фактором изменений в топливном балансе к 2050 году является продолжающийся отход от угля в электроэнергетике – прежде всего за счет активного применения природного газа, наряду с более умеренным расширением использования ВИЭ и атомной энергии. Повышение эффективности будет оказывать сдерживающее влияние на рост совокупного потребления газа, и поэтому потребление будет расти не такими высокими темпами, как в более ранние периоды. Согласно базовому

Рисунок 1.20 Баланс первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в 2020 г.

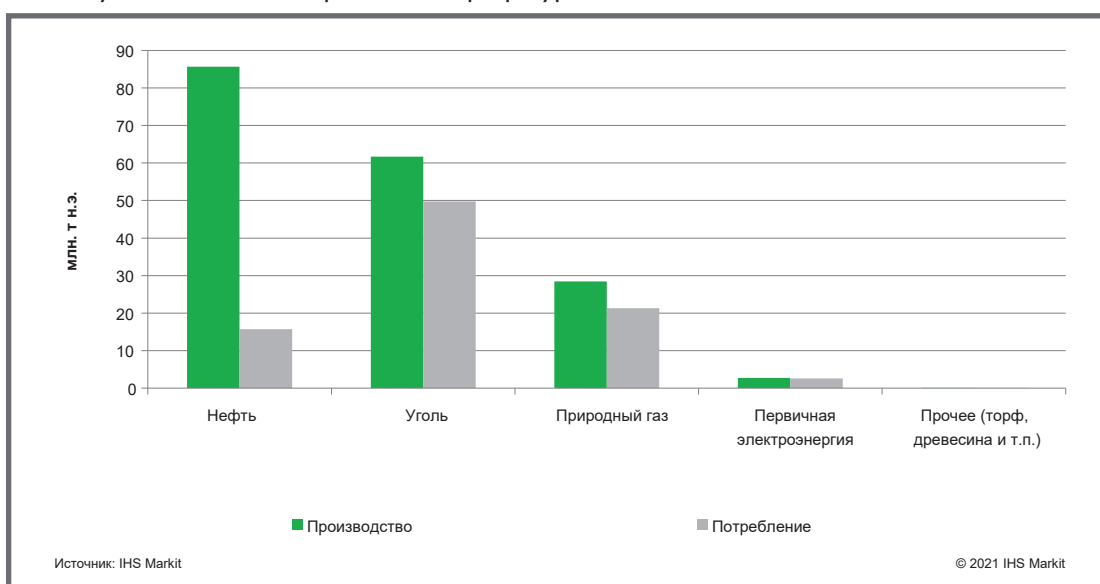
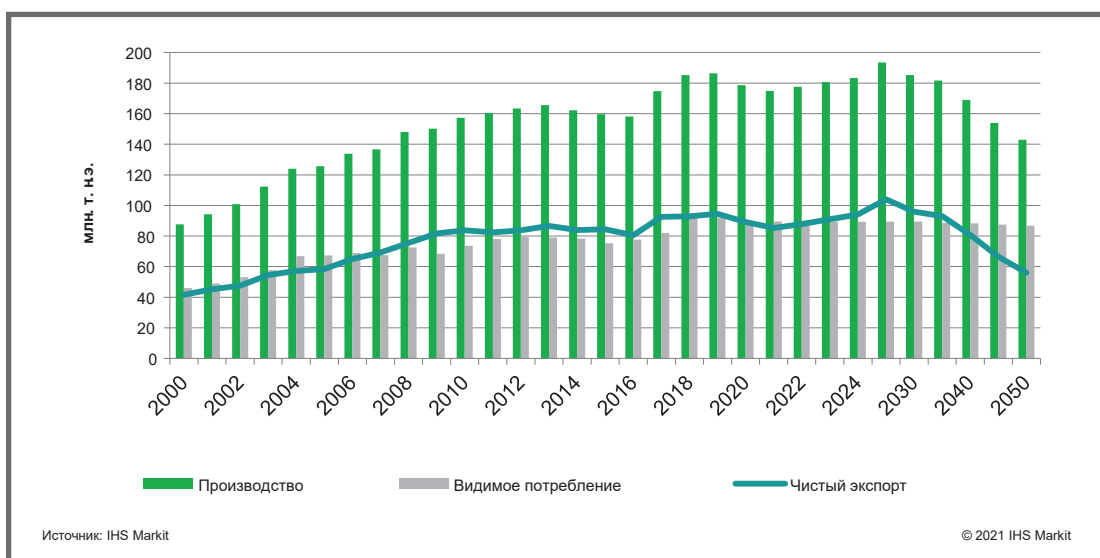


Рисунок 1.21 Обзор и прогноз баланса первичных энергоресурсов в Казахстане до 2050 г.



сценарию на период до 2050 года, самая большая доля в объеме внутреннего спроса на первичные энергоресурсы в Казахстане (без учета добываемого урана) сохранится за углем (37%), на втором месте будет газ (31%), а далее – нефть (24%) и первичная электроэнергия (8%). В секторе первичной электроэнергии, с нашей точки зрения, исключительным потенциалом роста в прогнозный период обладает ветроэнергетика. IHS Markit ожидает, что, начиная с 2045 года, электроэнергия, вырабатываемая на ВЭС, превысит объемы гидроэлектроэнергии, и в 2050 году – согласно базовому сценарию – достигнет показателя 14 млрд. кВт*ч (около 10% от совокупного объема выработки). Мы также предполагаем, что в течение сценарного периода – начиная с середины 2030-х годов – топливный баланс электроэнергетики пополнится атомной энергией, но ее доля в совокупном объеме генерации останется относительно скромной (см. Рисунок 1.23 «Перспективы потребления

первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.»).

Чистый экспорт первичных энергоресурсов из Казахстана, около 80% которого в последнее время составляла нефть, в 2020 году снизился на 5,6% до 89,2 млн. т н.э. из-за потрясений на мировых рынках нефти в результате пандемии COVID-19. По прогнозам IHS Markit, в 2021 году произойдет дальнейшее снижение чистого экспорта, после чего – в 2022 году – он вернется на траекторию роста, и, начиная с 2025 года, вновь превысит уровень, наблюдавшийся до пандемии. Согласно базовому сценарию, в 2025 году объемы экспорта первичных энергоресурсов достигнут максимальной отметки (104 млн. т н.э.), и на протяжении большей части оставшегося прогнозного периода будут снижаться – до 56,1 млн. т н.э. в 2050 году. В результате чистый показатель сокращения экспорта первичных энергоресурсов в 2021-2050 гг. составит

Рисунок 1.22 Перспективы производства первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.

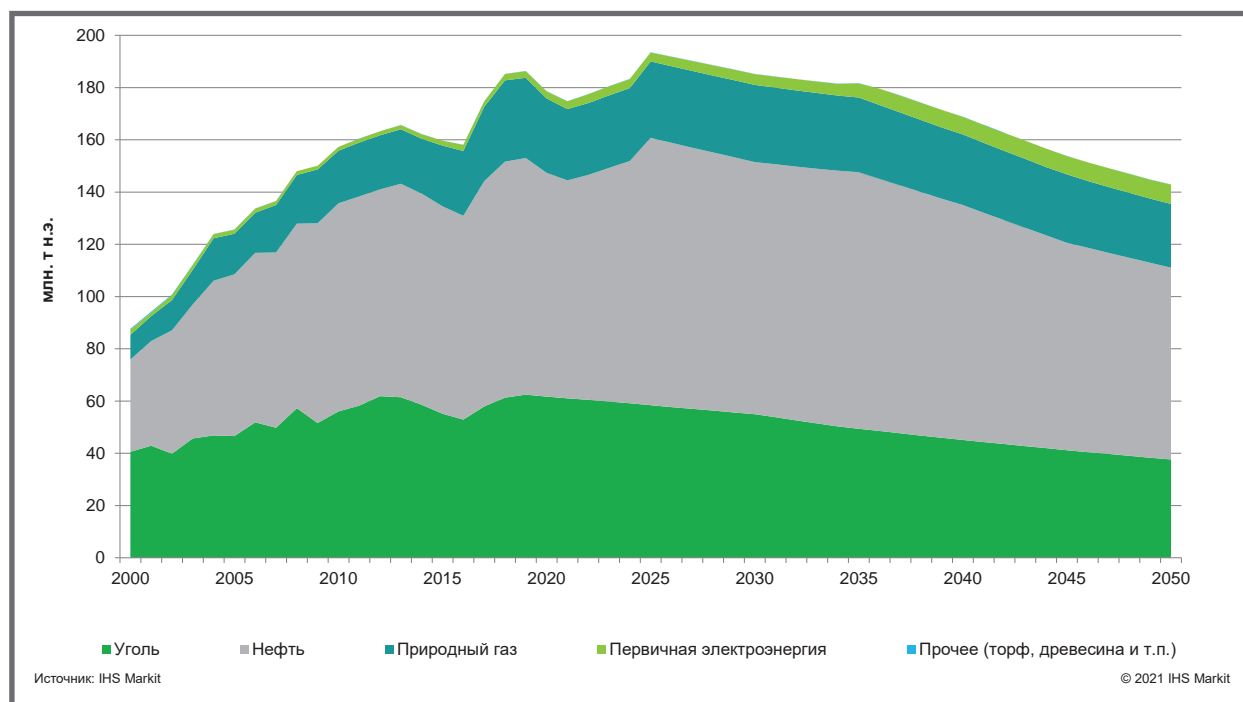
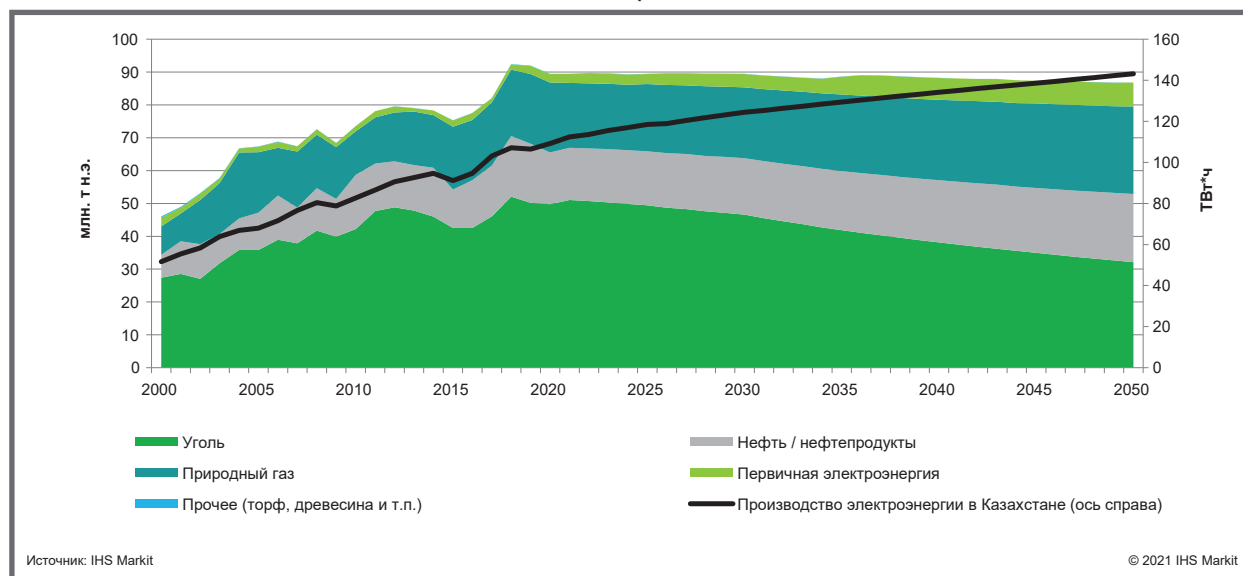


Рисунок 1.23 Перспективы потребления первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.

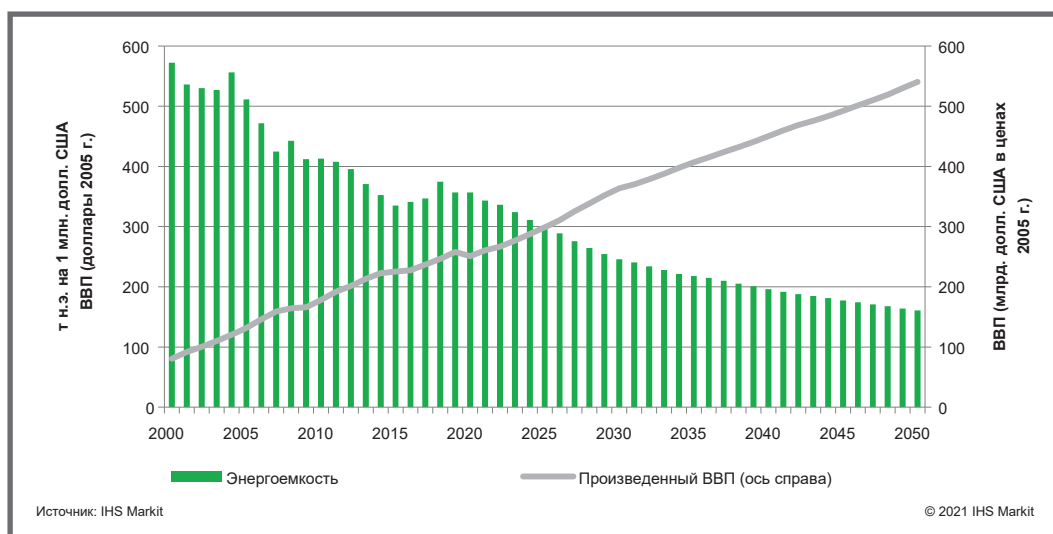


37,1%, что обусловлено ожидаемым в более долгосрочной перспективе спадом почти во всех экспортных категориях. Так, согласно базовому сценарию, экспорт нефти достигнет максимальной отметки (80,2 млн. т н.э.) в 2035 году, после чего сократится до 52,6 млн. т н.э. в 2050 году; экспорт угля снизится до 5,5 млн. т н.э. в 2050 году; и в начале 2040-х годов Казахстан превратится из чистого экспортёра в чистого импортера газа. Как более подробно поясняется в Главе 4, наш прогноз относительно того, что Казахстан станет чистым импортером газа в начале 2040 года, основан на предположениях о росте спроса на него (отчасти из-за

ускорения перехода с угля на газ в электроэнергетике) при малорастущим уровне добычи товарного газа в стране в долгосрочной перспективе. С другой стороны, экспортный поток первичной электроэнергии в течение прогнозного периода в совокупности немного увеличится, но его объёмы останутся очень скромными (около 0,1 млн. т н.э. в год).

Одним из немногих позитивных моментов в период пандемии было продолжающееся снижение энергоёмкости экономики Казахстана, что представляет собой долгосрочную тенденцию, наблюдаемую с 1991 года. В 2020 году энергоёмкость – которая измеряется в тоннах нефтяного

Рисунок 1.24 Динамика энергоёмкости Казахстана в период до 2050 г. согласно базовому сценарию



эквивалента (т н.э.), потребляемых при производстве одного миллиона долларов ВВП (в реальном долларовом выражении на 2005 год) – снизилась в Казахстане на 0,1% до 356,6 т н.э. (за период с 2000 г. по 2020 г. совокупное снижение энергоёмкости составило 37,7%). Казахстан по-прежнему демонстрирует сравнительно высокие уровни энергоёмкости в общемировом масштабе, но ожидается, что в течение прогнозного периода он добьется более значительных успехов в данной области, чем ранее – в 2021-2050 гг. энергоёмкость предположительно снизится на 55% до 160,7 т н.э. (см. Рисунок 1.24 «Динамика энергоёмкости Казахстана в период до 2050 г. согласно базовому сценарию»).

1.4 Общие выводы и рекомендации в отношении будущего спроса на энергоресурсы, структуры топливно-энергетического баланса и энергетического перехода

► **Инвестиционная привлекательность:** прозвучавшее в сентябре 2021 года предложение Министерства финансов о прекращении моратория на проверки ранее предусмотренного срока представляется опрочечивым, и его реализации следует избегать. Подобный шаг подрывает доверие инвесторов, заставив их на долгие годы усомниться в последовательности законодательных инициатив и заявлений официальных лиц. При этом правительству необходимо продолжить работу с Советом иностранных инвесторов (СИИ) и другими организациями, серьезно задумавшись о проведении

реформ и не забывая о том, что все их усилия, скорее всего, окупятся далеко не сразу, а только в среднесрочной или долгосрочной перспективе.

► **Спрос на энергоресурсы: сложнейшая глобальная задача удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы при одновременной декарбонизации несет беспрецедентные риски и уникальные возможности для Казахстана.** С одной стороны, нарастающее глобальное стремление к декарбонизации потребления энергоресурсов в более долгосрочной перспективе несет очевидный риск сокращения рынков для всех основных производителей и экспортеров углеводородов. Но мы ожидаем, что поставки нефти и газа продолжат играть существенно важную роль в мировой экономике в предстоящий переходный период; энергетический переход займет гораздо больше времени, чем многие полагают. Более того, некоторые казахстанские нефтяные компании – в зависимости от того, какие позиции они будут занимать на кривой затрат в сфере глобальных поставок нефти – на протяжении значительной части прогнозного периода могут входить в избранный круг производителей объемов «обладающих преимуществами» (т.е., запасов нефти, добыча которых возможна при сравнительно невысоких затратах и с менее существенным «углеродным следом»). Для политических лидеров Казахстана представляется целесообразным способствовать сохранению конкурентоспособности ориентированных на экспорт казахстанских производителей углеводородов на мировой арене за счет продуманной фискальной (налогово-бюджетной) и иной политики. С другой стороны, учитывая нынешнюю структуру экономики Казахстана, выручка от экспорта углеводородов будет играть чрезвычайно важную роль в финансировании перехода страны к низкоуглеродной энергетике в будущем. И, наконец, ископаемое топливо сохранит свою значимость для национальной экономики в ближайшие десятилетия при росте конкуренции казахстанских потребителей энергоресурсов с экспортными рынками за дополнительные поставки казахстанских углеводородов. Одновременно необходима доработка текущей политики с тем, чтобы

нормативно-правовые требования и цены на внутреннем энергорынке служили для производителей действенным стимулом к обеспечению достаточного объема поставок на внутренний рынок в течение всего прогнозного периода, а также согласовывались с задачами формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках ЕАЭС.

► **Топливо-энергетический баланс: господство угля сменяется более сбалансированной структурой с увеличением использования газа, ВИЭ и (возможно) атомной энергии для достижения целей Казахстана по декарбонизации.** Достижение Казахстаном поставленных целей по декарбонизации во многом зависит от диверсификации топливного баланса электроэнергетики со снижением доли угольной генерации, которая является источником основной части выбросов парниковых газов в Казахстане.³⁶ Одна из значимых ролей в данном процессе, вероятнее всего, будет отведена природному газу, учитывая более низкий уровень выбросов при его использовании в качестве топлива, а также то, что он может служить как для покрытия базовой нагрузки, так и для обеспечения маневренной генерации. Хотя Казахстан в настоящее время остается «богатой газом» страной в международном масштабе, на более поздних этапах прогнозного периода он предположительно столкнется с рядом тех же проблем, что и «бедные газом» страны. А именно, согласно нашему базовому сценарию, в начале 2040-х гг. Казахстан может стать чистым импортером газа, и его потребности в импорте для удовлетворения увеличивающегося внутреннего спроса (в основном в электроэнергетике) на газ будут расти. В свою очередь, уголь также будет играть важную – хотя и менее значимую, чем ранее – роль в экономике Казахстана в ближайшие десятилетия, особенно учитывая возможность (и необходимость) существенного сокращения выбросов при использовании угля с помощью применения более экологически чистых угольных технологий. Несомненно, на протяжении всего прогнозного периода будет расти вклад ВИЭ в электроэнергетический переход Казахстана. Существенную роль может сыграть и атомная энергия. В то же время, с точки зрения IHS Markit, водород располагает гораздо меньшим потенциалом в качестве инструмента декарбонизации в Казахстане – особенно в краткосрочной перспективе. Это связано с относительно высоким уровнем затрат при использовании водорода (без субсидий) по сравнению с другими имеющимися на данный момент вариантами сокращения выбросов парниковых газов, поскольку данное направление только зарождается (см. Главу 2), а производство и транспортировка водорода предполагают значительные расходы.

► **Энергетический переход: успех энергетического перехода в Казахстане зависит от способности ключевых представителей государственной власти и энергетической отрасли согласовать свои действия и найти оптимальный баланс – что является непростой задачей, учитывая множество противоборствующих принципиальных интересов, вовлеченных в данный процесс.** Хотя президент Токаев четко обозначил намерения Казахстана по достижению углеродной нейтральности, механизмы реализации такого перехода в долгосрочной перспективе все еще остаются неясными. При этом ключевыми промежуточными шагами являются упомянутые ранее целевые показатели по ВИЭ и газу на 2030 год, включенные в дорожную карту страны по достижению ее определяемого на национальном уровне вклада в рамках Парижского соглашения по климату. Скорее всего, потребуется дополнительная проработка политики, сочетающей методы «кнута и пряника», чтобы обеспечить декарбонизацию национальной экономики (до настоящего времени упор в основном делался на взыскания, что – в лучшем случае – приносило неоднозначные результаты). В свою очередь, перед энергетическим сектором Казахстана стоит задача найти способ, позволяющий соблюсти оптимальный баланс между возросшими приоритетами в области энергетического перехода со стороны властей Казахстана, которые нашли отражение в перезапуске национальной системы торговли квотами на выбросы и в новом Экологическом кодексе – а также, все в большей степени, со стороны игроков негосударственного сектора – и необходимостью обеспечения соответствующего уровня выручки для инвесторов. При этом масштаб проблем зависит от типа компании. Крупнейшие производители энергоресурсов в Казахстане – «большая тройка» проектов добычи углеводородов – которые представляют собой консорциумы, возглавляемые МНК, сталкиваются со сравнительно более высоким давлением со стороны игроков частного сектора, нацеленных на ускоренное сокращение выбросов. В отличие от этого, для КМГ (как ННК) менее важно демонстрировать стремление к реализации энергетического перехода, чем для его партнеров из МНК, поскольку финансирование и приоритеты КМГ определяются по большей части государственной политикой, а не требованиями частных инвесторов. Тем не менее все компании с международным охватом или международными контактами и все компании, планирующие IPO, в той или иной мере вынуждены реагировать на поставленные задачи в сфере энергетического перехода.

³⁶ Энергетический сектор Казахстана сравнительно углеродоемкий и в последнее время является источником около 2/3 выбросов парниковых газов в целом по стране – причем около 90% от вышеуказанного показателя в данном сегменте приходится на угольную генерацию.

Глава 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД



2 ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД, РЕАКЦИЯ ОТРАСЛИ НА НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ КАЗАХСТАНА

ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

2.1 Ключевые моменты

► Энергетический переход – процесс декарбонизации энергопотребления – обусловлен глобальной политикой сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) в целях решения проблем изменения климата. Этот переход ускорился на фоне кризиса, вызванного пандемией COVID-19.

► В настоящее время, в преддверии 26-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (также известной как саммит в Глазго или КС-26), которая должна состояться в ноябре 2021 года, около 130 стран объявили о принятии обязательств по достижению углеродной нейтральности к середине текущего века (к 2050-2060 гг.) в рамках общего пересмотра и обновления определяемых на национальном уровне вкладов (ОНУВ или обязательств по сокращению выбросов ПГ), первоначально закрепленных в Парижском соглашении по климату 2015 года. Несмотря на меры, принимаемые сейчас в политике и в различных отраслях промышленности, многим странам, скорее всего, не удастся выполнить свои обязательства в рамках Парижского соглашения, если они не перейдут к гораздо более масштабным и оперативным действиям.

► Нельзя с определенностью утверждать, что Казахстан не выйдет на (безусловные) целевые показатели ОНУВ к 2030 году, но в настоящее время это все же представляется наиболее вероятным результатом – особенно если власти страны не предпримут более срочных действий по реализации мер, направленных на сокращение выбросов ПГ во всей экономике и расширение (естественных) средств поглощения углерода.

► Быстро меняющаяся национальная климатическая политика, а также давление со стороны органов власти, инвесторов, активистов по борьбе с изменением климата и общественности, в настоящее время серьезно отражаются на стратегиях и планах энергетических компаний и более широкого делового сообщества в части принятия обязательств и реализации целевых показателей по декарбонизации деятельности и продукции.

► Ведутся дискуссии о том, какие формы энергии следует считать «зелеными» и, следовательно, «подходящими» для государственного финансирования и привлечения частных инвестиций. Точки зрения относительно будущей роли

природного газа, голубого водорода и атомной энергии в энергетическом переходе в разных странах и у разных задействованных сторон существенно различаются.

► Для достижения значительного прогресса в сокращении выбросов ПГ необходимо участие частного сектора и применение проверенных низкоуглеродных технологий, таких как ветровая и солнечная энергетика, а также технологий, которые в настоящее время находятся на стадии демонстрации или эксперимента. Среди пока еще недостаточно испытанных технологий видное место принадлежит водороду – развитие данного направления нацелено на сферы, декарбонизация которых представляется особенно затруднительной (такие как тяжелая промышленность, транспорт, хранение энергии и резервное энергоснабжение).

► Обновленный ОНУВ Казахстана в свете предстоящей 26-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата все так же предполагает безусловное сокращение выбросов ПГ на 15% к 2030 году от уровня 1990 года. Помимо этого, в декабре 2020 года Президент Токаев пообещал, что к 2060 году страна достигнет чистой углеродной нейтральности, а в сентябре 2021 года был представлен на рассмотрение первый проект Доктрины (стратегии) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года.

► Стратегия достижения углеродной нейтральности до 2060 года основана на всестороннем исследовании, направленном на получение конкретного результата: нулевого или близкого к нулевому уровня выбросов углерода к середине века. В свою очередь, прогноз IHS Markit (представленный в НЭД) отражает нашу независимую точку зрения на вероятное направление развития экономики и энергетического сектора Казахстана, учитывая, в частности, существующую инфраструктуру, а также экономические структуры и деятельность, политические амбиции, уровень инвестиций, проблемы на стороне предложения, институциональную поддержку и политику ценообразования. Все эти факторы влияют на возможности реализации политики и потенциальные темпы изменений. Этим объясняется разница во взглядах между предлагаемым путем к нулевому чистым выбросам и точкой зрения IHS Markit в данном отношении.

► В этой связи, национальная «дорожная карта» реализации ОНУВ предусматривает конкретные – и амбициозные – промежуточные цели (на 2021-2025 гг. и до 2030 года),

призванные помочь Казахстану выполнить обязательства по Парижскому соглашению за счет:

- оптимизации работы казахстанской системы торговли квотами на выбросы (СТВ) для крупных стационарных источников эмиссий в электроэнергетической, нефтегазовой, горнодобывающей, металлургической и химической промышленности, а также в производстве стройматериалов
- предполагаемого введения углеродного налога для менее крупных предприятий и других предприятий в сферах, не включенных в СТВ
- снижения доли угля в выработке электроэнергии (69% в 2020 году) до 40% от совокупного объема в 2030 году; увеличения доли возобновляемой электроэнергии (солнечной, ветровой, гидроэнергетики) с 3% до 24% от совокупного объема; и увеличения производства электроэнергии с использованием природного газа до 25%
- повышения энергоэффективности в масштабах всей экономики на 38,9% к 2030 году и снижения углеродоемкости на 41,4%.

► Новый Экологический кодекс (принятый 2 января 2021 года и вступивший в силу 1 июля 2021 года) является важным шагом вперед на пути снижения и смягчения воздействия экономической деятельности на окружающую среду в Казахстане – особенно со стороны крупных промышленных предприятий.

2.2 Глобальный энергетический переход: 2020 год как переломный момент

Если дать упрощенное определение «энергетическому переходу», то его можно описать как отход от использования ископаемого топлива как первоочередного источника мирового энергопотребления и переход на возобновляемые и иные формы энергии, при использовании которых выбросы ПГ низкие или равны нулю. Главной характеристикой энергетического перехода, который продолжается уже на протяжении примерно трех десятилетий, является *общая декарбонизация энергопотребления*.

В качестве отдельных примеров безуглеродных или низкоуглеродных энергоносителей и стратегий, которые будут играть значимую роль в процессе перехода, можно привести следующие:

- Солнечная энергетика
- Ветровая энергетика (на суше и на море)
- Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS или CCS)
- Гидроэлектроэнергетика
- Современное биотопливо
- Водород (если для его производства используется электроэнергия, которая вырабатывается из возобновляемых источников, или если – в случае

использования углеводородного топлива – применяются технологии CCS)

- Геотермальная энергетика
- Энергия приливов (океана, волн).

Помимо перехода на низкоуглеродные источники энергии, энергетический переход также предполагает расширенную *цифровизацию* – применение комплекса технологий хранения и обработки данных в области производства, передачи и потребления энергии. Эти технологии включают, в частности, робототехнику, искусственный интеллект (ИИ), «Интернет вещей», облачные решения, горизонтальные сети и блокчейн. Хотя они по своей сути не относятся к низкоуглеродным технологиям, их применение в энергетике повышает *эффективность производства и потребления энергии* и, следовательно, сокращает общий «углеродный след» от экономической деятельности.

Своего рода предвестником энергетического перехода в его текущей форме – направленной на декарбонизацию – стали опасения по поводу *энергетической безопасности и доступа к энергоресурсам*, возникшие еще в XX веке. И даже совсем недавно, в первом десятилетии XXI века, было широко распространено мнение о том, что мировые ресурсы углеводородов ограничены, и существует угроза их нехватки в обозримом будущем, учитывая – казалось бы – непрекращающийся рост спроса (в частности, на фоне опасений по поводу выхода на «пик нефтедобычи»). Помимо этого, неравномерное распределение ископаемых энергоресурсов между странами мира рассматривалось как наличие *незыблемого экономического преимущества* у так называемых «нефтегазовых держав» по сравнению со странами, не наделенными богатыми запасами нефти и газа. Согласно этой точке зрения, переход на возобновляемые источники энергии – такие как энергия ветра и солнца – которые распространены повсеместно (и, к тому же, являются безуглеродными), открывал путь к преодолению как нехватки энергоресурсов, так и их неравномерного распределения по площади земного шара. Однако сейчас эти более традиционные мотивы, послужившие импульсом к энергетическому переходу – а именно, стремление обладать достаточными и неистощимыми запасами энергоресурсов, которые позволяют обезопасить себя от разнообразных политических манипуляций – отходят на второй план. А на первый план выходит более насущная необходимость – реализация мер по противодействию *изменению климата*, которая лишь ускорила на фоне нарушения стандартных подходов к ведению деятельности из-за пандемии COVID-19.

Как отмечалось в первой главе, пандемия COVID-19 нанесла сокрушительный удар по мировой экономике в 2020 году, в результате чего ВВП снизился на 3,5% и спрос на первичные энергоресурсы упал на 5,4% (а на жидкие углеводороды – на 10,8%). В то же время, благоприятным моментом стало – пусть и непродолжительное – сокращение выбросов ПГ (примерно на 5,3%). При этом также отчетливо проявились скрытые уязвимые места в экономике, здравоохранении и национальной безопасности.

Судя по всему, 2020 год стал переломным моментом на пути перехода к низкоуглеродному будущему, и 30-летнее «неспешное» продвижение безуглеродных источников энергии к уровню порядка 10% от мирового спроса на энергоресурсы ускорится – вероятно, выйдя на отметку

16% к 2030 году.¹ Здесь можно выделить пять ключевых изменений:

- ▶ **Инвестиционные потоки.** Происходит сокращение капиталовложений в разработку месторождений углеводородов с перенаправлением средств в ВИЭ и связанную с ними низкоуглеродную энергетику. Эта тенденция отчетливо прослеживается в котировках (оценках стоимости) компаний на фондовых рынках и наблюдается на фоне повышения важности рекомендаций и требований в отношении инвестиций в экологию, социальную сферу и корпоративное управление (ESG).²
- ▶ **Ожидания в отношении будущего уровня спроса.** Сокращение в 2020 году спроса на ископаемое топливо (особенно на нефть), подталкивает компании и инвесторов к переоценке его среднесрочных и долгосрочных перспектив; при том, что краткосрочные тенденции указывают на снижение, ожидается, что мировой спрос на жидкие углеводороды достигнет пика не ранее середины 2030-х годов (см. Главу 1). Тем не менее, близится время, когда электромобили на аккумуляторах сравнятся по стоимости с автомобилями, работающими на нефтяном топливе, а энергия ветра и солнца в ряде случаев уже ничем не уступает в стоимостном отношении ископаемым видам топлива при производстве электроэнергии.
- ▶ **Государственная политика в поддержку «зеленых» инициатив и обновленные обязательства по сокращению выбросов.** Во многих регионах мира – включая страны Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и Китай – находящиеся на рассмотрении или недавно принятые законодательные акты, призванные стимулировать восстановление экономики после COVID-19, предусматривают серьезные меры по развитию безуглеродной и низкоуглеродной энергетики (ниже будет представлен подобный план для США). Помимо этого, в преддверии КС-26, которая намечена на ноябрь 2021 года, около 130 стран обязались достичь углеродной нейтральности к середине текущего века (к 2050-2060 гг.) в рамках общего пересмотра и обновления обязательств по сокращению выбросов ПГ. В совокупности на эти страны приходится почти 80% мировых выбросов CO₂.³
- ▶ **Реакция со стороны энергетических (и других) компаний.** Как будет далее отмечаться в настоящей главе, давление со стороны органов власти, инвесторов, активистов по борьбе с изменением климата и общественности, оказывает влияние на стратегии и планы – прежде всего, энергетических компаний, но также и более широкого делового сообщества – в части выхода

на долгосрочные целевые показатели декарбонизации деятельности и продукции.

- ▶ **Изменения в поведении.** И, наконец, экономический локдаун и ограничения на передвижение (выход из дома) в связи с начавшейся в 2020 году пандемией ускорили цифровизацию связи и коммерческой деятельности, изменив распорядок дня и привычные схемы передвижения миллионов людей. На смену длительным поездкам в офис и обратно пришла удаленная работа на дому, что привело к увеличению личного свободного времени и сокращению расходов на бензин, проезд в метро, одежду, химчистку и питание в течение рабочего дня. Впоследствии некоторые работники могут предпочесть придерживаться нового распорядка дня и поездок – а не возвращаться к старым привычкам – работая из дома на постоянной основе и лишь время от времени посещая офис.⁴ В целом, массовая переориентация повседневного поведения работников, несомненно, будет и далее отражаться на картине потребления энергоресурсов в период восстановления после пандемии.

2.3 Меры государственной политики, направленные на поддержку энергетического перехода

Правительства многих стран мира, включая Казахстан, сделали энергетический переход частью стратегий, направленных на решение проблем изменения климата посредством ОНУВ в рамках Парижского соглашения и на реализацию обязательств по выходу на нулевой баланс выбросов углерода.⁵ Всеобъемлющее освещение стратегий в данной области выходит за рамки задач настоящего отчета, но – тем не менее – представляется необходимым и важным (в целях ознакомления с имеющимися вариантами) отметить ключевые тенденции и подходы, лежащие в основе подобных стратегий в разных странах. К главным политическим моментам, во многом определяющим траекторию перехода, относятся следующие:

- ▶ Стремление властей разных стран мира к использованию пакетов экономических стимулов и мер по восстановлению после пандемии в качестве инструмента стимулирования инвестиций в зеленую

1 К безуглеродным источникам энергии в данном случае относятся гидроэлектроэнергия, атомная энергия, возобновляемые источники и геотермальная энергия.; см. IHS Markit Crude Oil Markets Strategic Report *The energy transition: Moving beyond slow motion*, 29 October 2020 [Стратегический обзор IHS Markit по рынкам сырой нефти «Энергетический переход: преодоление медленных темпов», 29 октября 2020 г.].

2 Согласно оценкам Всемирного экономического форума, совокупный объем инвестиций в энергетический переход в мировой экономике в 2020 году составил 500 млрд. долл. США (World Economic Forum, *Fostering Effective Energy Transition*, 2021 edition [Всемирный экономический форум, «Содействие эффективному энергетическому переходу», издание 2021 года]).

3 <https://www.visualcapitalist.com/race-to-net-zero-carbon-neutral-goals-by-country/>.

4 Перемены в рабочей практике в связи с ограничениями на передвижение из-за пандемии COVID-19 ускорили тенденцию перехода на дистанционную работу, которая развивается уже на протяжении нескольких десятилетий. В 1980 году в США работали в основном на дому около 2,3% работников, а к 2018 году их доля увеличилась до 5,7%. Точных данных за период после пандемии пока не имеется, но предполагается, что эта доля выросла более чем вдвое и даже временно достигла одной трети – что считается близким к потенциальному верхнему порогу для видов деятельности, которые можно выполнять удаленно (“Working from home could change rush hour,” *New York Times*, 13 June 2021 [«Работа на дому может изменить часы пик», *New York Times*, 13 июня 2021 г.]; “The pandemic changed how we spent our time,” *New York Times*, 29 July 2021 [«Пандемия изменила то, как мы проводим время», *New York Times*, 29 июля 2021 г.]).

5 Более подробную информацию о Парижском соглашении по климату 2015 года можно найти в Главе 9 НЭД KAZENERGY за 2017 год.

энергетику (например, «Американский план занятости» [American Jobs Plan] – предлагаемый пакет по развитию инфраструктуры в США; «Следующее поколение ЕС» [Next Generation EU] – пакет экономических стимулов для восстановления после пандемии в Европейском союзе; или программа восстановления экономики Китая, стартовавшая в мае 2020 года).

- ▶ Продолжающиеся дебаты относительно того, какие формы энергии следует считать «зелеными» и, следовательно, «подходящими» для финансирования и поддержки со стороны государства (а также для будущих частных инвестиций) – прежде всего, относительно роли природного газа, голубого водорода и атомной энергии в энергетическом переходе (в качестве примера можно привести «таксономию», которая сейчас внедряется в рамках Европейской платформы устойчивого финансирования и призвана служить основой для будущих инвестиций в «зеленую» энергетику в ЕС).
- ▶ Перспективная роль в государственной энергетической политике технологий, которые еще не вышли на коммерческий уровень – таких как водородные технологии и CCUS – учитывая их пока еще зарождающееся состояние по сравнению с более развитыми технологиями, такими как ветровые и солнечные (в частности, недавно объявленная водородная стратегия ЕС).⁶
- ▶ Находящиеся на ранних этапах реализации политические инициативы, направленные на экстратерриториальное расширение действия политики Парижского соглашения по климату (в частности, его Статьи 6) с распространением за пределы национальных границ и охватом трансграничных торговых отношений (такие как механизм трансграничного углеродного регулирования в ЕС [СВАМ]).⁷

2.3.1 Попытки извлечь пользу из кризиса: «Американский план занятости» (пакет по развитию инфраструктуры в США)

Правительство США подает пример того, как крупная страна может использовать кризис – пандемию, которая вот уже более года нарушает работу системы здравоохранения и экономическую деятельность – чтобы попытаться решительно развернуть энергетическую политику в сторону энергетического перехода в рамках более широкой

инициативы по переоснащению устаревшей инфраструктуры страны. 31 марта 2021 года администрация Президента США Джоозефа Байдена объявила о намерении предложить Конгрессу страны план по восстановлению после пандемии с одновременной оптимизацией («чтобы отстроиться лучше прежнего»). При этом предполагается выделить порядка 2 трлн. долл. США на модернизацию и обновление инфраструктуры страны в течение восьмилетнего периода (включая дороги, мосты, широкополосную связь, системы водоснабжения) в рамках предложенной законодательной инициативы, получившей название «Американский план занятости» [American Jobs Plan]. План предусматривает реализацию ряда программ, направленных на содействие энергетическому переходу, сокращение выбросов углерода и противодействие изменению климата. К мерам, связанным с энергетикой, относятся следующие:

- ▶ меры по повышению устойчивости инфраструктуры к явлениям, связанным с изменением климата – таким как сильные бури, пожары и наводнения (50 млрд. долл. США)
- ▶ расходы на исследования и разработки в области экологически чистой энергетики – включая технологии накопления энергии коммунального масштаба, CCUS, водородные технологии, передовые атомные технологии, морскую ветровую энергетику, биотопливо, электромобили, квантовые вычисления (35 млрд. долл. США)
- ▶ модернизация (переоснащение) и обеспечение защиты от климатических воздействий 2-х миллионов зданий в целях повышения энергоэффективности (213 млрд. долл. США)
- ▶ содействие электрификации автопарка (174 млрд. долл. США), особенно легковых автомобилей, используемых широкими слоями населения, включая развитие инфраструктуры зарядных станций для электромобилей (15 млрд. долл. США)
- ▶ обновление и модернизация электроэнергетической сети – как для расширения ее пропускной способности (увеличения мощности энергосистемы как минимум на 20 ГВт), так и для повышения ее устойчивости в целях обеспечения работы большего объема ветровых и солнечных мощностей (100 млрд. долл. США)
- ▶ создание «Стандарта чистой электроэнергии» [Clean Electricity Standard] – для содействия достижению поставленной администрацией Байдена цели сделать производство электроэнергии в США полностью безуглеродным к 2035 году – который будет основываться на уже существующих государственных и региональных стандартах портфелей ВИЭ, чтобы устанавливать требования к предприятиям энергоснабжения по выработке определенного процента электроэнергии по всей стране из источников с нулевыми выбросами углерода (и обеспечивать финансовые стимулы для этого)
- ▶ профессиональная переподготовка с переводом части персонала, работающего с ископаемым топливом, на работы по рекультивации (восстановительные мероприятия), включая глушение скважин, рекультивацию горных выработок (16 млрд. долл. США) и создание «Гражданского климатического корпуса» [Civilian Climate Corps] (10 млрд. долл. США)
- ▶ поддержка общественного транспорта (85 млрд. долл. США)

6 В настоящем разделе будет сделан акцент на водородных технологиях, а не на технологиях CCUS. Развитие технологий CCUS на сегодняшний день широко осуществляется частным сектором, особенно крупными нефтегазовыми компаниями, стремящимися сократить углеродный след от своей деятельности (см. Раздел 2.4). По данным Международного энергетического агентства, для того чтобы к 2050 году мир вышел на нулевой баланс выбросов ПГ, глобальные мощности CCUS к 2050 году должны вырасти до 5,6 млрд. т (с уровня около 40 млн. т в настоящее время).

7 В Статье 6 представлен механизм международного сотрудничества, позволяющий странам выполнять свои климатические обязательства посредством передачи «результатов предотвращения изменения климата» – при этом предполагается сотрудничество (взаимодействие) в рамках «совместных подходов» для достижения своих ОНУВ; см. Раздел 2.3.4 настоящего Доклада и материал IHS Markit Energy and Climate Scenarios Insight Setting rules: Article 6 negotiations under way pre-COP26, 23 March 2021 [Аналитический обзор сценариев в области энергетики и климата IHS Markit «Устанавливая правила: переговоры по Статье 6 в преддверии КС-26», 23 марта 2021 г.].

- ▶ продление на 10 лет текущих инвестиционных и производственных налоговых льгот в сфере генерации и хранения энергии ветра и солнца.

Однако вопрос о том, какие элементы плана в итоге действительно войдут в законодательство, пока остается открытым, поскольку колоссальная стоимость его реализации привела к формированию оппозиции, что помешало принятию данного плана в качестве отдельного закона. К середине лета 2021 года – ввиду тонкостей законодательных процедур в Конгрессе США – некоторые элементы исходного плана были включены в один из двух законов, предложенных в качестве альтернативы, которые теперь находятся на «параллельном» обсуждении с потенциальной перспективой принятия.

2.3.2 Что считать «зелёной энергией»? Баланс между «хорошим» и «идеальным» при финансировании будущего развития энергетики

Недавним трендом, определяющим контуры энергетического перехода, стала дискуссия, в центре которой находятся два простых вопроса: что такое «зеленая» энергия и какие виды топлива приемлемы для энергетического перехода? Короткий ответ на них следующий: это зависит от обстоятельств. Безусловно, уголь и сырая нефть издавна считались «грязными» видами топлива. Однако природный газ, который ранее рассматривался как более экологически чистая альтернатива углю в электроэнергетике и важное звено на пути к «низкоуглеродному миру», теперь становится предметом более пристального и тщательного изучения.⁸

Аналогичным образом, в юридическом заключении, выполненном по заказу некоммерческой организации Oil Change International (OCI), делается вывод о том, что экспортно-кредитные агентства (ЭКА) правительств Соединенного Королевства, США, Японии и других развитых стран могут оказаться нарушителями международных обязательств (и подвергнуться риску судебных разбирательств) как члены ОЭСР и стороны, подписавшие Парижское соглашение 2015 года, если они продолжат поддерживать нефтегазовые

проекты.⁹ Группа Всемирного банка не финансировала новые угольные электростанции в течение более чем десятилетия и в 2019 году прекратила финансирование нефтегазовых добывающих проектов, за исключением особых случаев – когда такие проекты направлены на обеспечение энергоресурсами бедных слоев населения в соответствии с обязательствами той или иной страны в рамках Парижского соглашения по климату. Азиатский банк развития (АБР) также рассматривает вопрос о прекращении финансирования добычи угля, разведки и добычи нефти и газа, а также производства электроэнергии на угольных и атомных электростанциях.¹⁰ А на встрече стран «Большой семерки» (G7) в июне 2021 года их лидеры пообещали к 2022 году прекратить международное финансирование угольных проектов, не применяющих технологии CCS, и как можно скорее свернуть прямую государственную поддержку других международных проектов, связанных с ископаемым топливом.

Судя по всему, в Европе отход от инвестиций в проекты, связанные с ископаемым топливом, продвинулся дальше всего. На момент написания настоящего Доклада (лето 2021 года) четыре страны ЕС – Франция, Дания, Ирландия и Испания – ввели запрет на выдачу разрешений на новые проекты разведки и добычи.¹¹ Запреты на разведку и добычу углеводородов в этих четырех странах значительно опережают любые аналогичные действия в области спроса на углеводороды, возлагая связанное с этим бремя ответственности на производителей задолго до потребителей.¹²

Помимо прямого противодействия новым проектам разработки месторождений угля и углеводородов, в Европе, похоже, усиливается импульс к ограничению поддержки «сертифицированных зеленых проектов», в отличие от просто низкоуглеродных энергоресурсов – что ставит под вопрос долгосрочную жизнеспособность таких некогда популярных стратегий энергетического перехода, как переход с угля на газ, атомная энергетика и голубой водород. Планируемое в ЕС введение Делегированного законодательного акта о таксономии в области климата [Taxonomy Climate Delegated Act] (1 января 2022 года) лишь разожгло дебаты. Утвержденный Европейской комиссией (ЕК) 4 июня 2021 года Делегированный законодательный акт ЕС о таксономии в области климата устанавливает таксономию устойчивого финансирования, которая, по сути, заключается в определении и сертификации «зеленых» источников энергии. Таксономия будет служить своего рода критерием одобрения для финансовых компаний,

⁸ Одним из привлекающих наибольшее внимание моментов в авторитетном отчете, подготовленном Международным энергетическим агентством (МЭА), где говорится о потенциальных мировых путях достижения углеродной нейтральности (нулевого баланса выбросов ПГ) к 2050 году, является незамедлительный запрет на разработку новых месторождений ископаемого топлива: «Помимо проектов, уже утвержденных по состоянию на 2021 год, наш путь [к достижению нулевого баланса выбросов к 2050 году] не предполагает одобрения разработки новых нефтегазовых месторождений и не требует создания новых угольных шахт или расширения существующих». См. International Energy Agency, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Paris: IEA, May 2021, p. 21 [Международное энергетическое агентство, «Нулевой баланс к 2050 году: дорожная карта для глобального энергетического сектора», Париж: МЭА, май 2021 г., стр. 21]. Следует подчеркнуть, что МЭА не предлагает ввести такой запрет официально, а лишь отмечает, что этого потребует его стратегия достижения глобальной углеродной нейтральности.

⁹ К крупным ЭКА, в частности, относятся Экспортно-импортный банк США (EXIM) и Агентство экспортного финансирования Великобритании (UKEF); см. IHS Markit Climate and Sustainability Research and Analysis *Export credit agencies warned about their continued support for fossil fuel projects*, 11 May 2021 [Исследования и аналитика IHS Markit в области климата и устойчивого развития «Экспортно-кредитные агентства получают предостережения в связи с продолжающейся поддержкой проектов, связанных с ископаемым топливом», 11 мая 2021 г.].

¹⁰ IHS Markit Climate and Sustainability Research and Analysis *Asian Development Bank pledges no coal, oil, nuclear plant investments*, 13 May 2021 [Исследования и аналитика IHS Markit в области климата и устойчивого развития «Азиатский банк развития обещает отказаться от инвестиций в уголь, нефть и атомные электростанции», 13 мая 2021 г.].

¹¹ Запрет, действующий в Дании, также распространяется на автономную территорию Гренландия; 15 июля 2021 года ее правительство объявило фактический мораторий на выдачу новых лицензий на разведку нефти.

¹² В частности, Испания является крупным импортером трубопроводного газа и СПГ.

стремящихся инвестировать в экологически устойчивые энергетические проекты. Исходная версия таксономии не включает ни природный газ, ни атомную энергетику. Причиной для исключения газа послужило мнение о том, что стандартный срок эксплуатации новой газовой инфраструктуры превышает сроки, необходимые для достижения углеродной нейтральности (к середине текущего века). Причиной для исключения атомной энергетики послужило отсутствие на сегодняшний день целесообразного, безопасного и долгосрочного способа захоронения высокоактивных ядерных отходов.¹³ Однако ЕК объявила, что предполагает включить атомную энергетику в таксономию позже – в соответствии с дополнительным делегированным актом, который подтвердит, что данная технология является устойчивой.¹⁴ В настоящее время статус атомной энергетики подлежит рассмотрению двумя группами экспертов и серьезному обсуждению – пока не будет принято окончательное решение, которое ожидается не ранее конца 2021 года.

При этом в финансировании развития низкоуглеродной энергетики в Европе намечается дальнейший отход от природного газа в сторону водорода: ЕК пересматривает правила Трансъевропейских Энергетических Сетей [Trans-European Networks for Energy] (TEN-E), на которых строится финансирование газовой инфраструктуры. В декабре 2020 года ЕК заявила, что подходы к будущему финансированию TEN-E предполагают расширение морской ветроэнергетики и использования водорода, но предусматривают прекращение финансирования разведки нефти и газа и нефтегазовой инфраструктуры. Однако компромисс, предложенный Европейским советом (дискуссионным форумом с участием глав государств-членов ЕС), позволит продолжить финансирование проектов природного газа, если реализующие их компании смогут доказать, что их активы (после ввода в эксплуатацию) позволят производить и/или поставлять смесь природного газа и водорода, а к декабрю 2029 года смогут перейти исключительно на производство водорода.¹⁵ Тем не менее, даже такой компромисс вызвал возражения почти у половины (11) стран-членов ЕС, что ставит под сомнение роль газа как «промежуточного топлива» в общем энергетическом переходе.

И даже будущее так называемого голубого водорода (получаемого из природного газа с использованием парового риформинга и технологий CCUS для улавливания выбросов) в ЕС представляется неопределенным. В настоящее время, в преддверии пересмотра Директивы ЕС по возобновляемой энергии (RED II), ведутся дебаты относительно того, должна ли сертификация голубого водорода в качестве возобновляемой формы энергии иметь широкий охват или распространяться только на определенные сферы,

где бороться с выбросами особенно тяжело – такие как транспорт и тяжелая промышленность.¹⁶

С другой стороны, в развивающихся странах, судя по всему, формируется оппозиция против форсированной активизации внедрения исключительно «идеальных» климатических решений по сравнению с просто «хорошими» альтернативами, которые могут быть реализованы быстрее, при меньших затратах и в более широком масштабе, послужив мостом к выходу на нулевой баланс выбросов в будущем. По имеющимся оценкам, переход с угля на газ в электроэнергетике и промышленности позволил за последнее десятилетие сократить выбросы CO₂ во всем мире более чем на 600 млн. т, что превышает годовой объем выбросов всех стран мира за исключением семи крупнейших экономик.¹⁷ 18 мая 2021 года на Глобальном энергетическом саммите, состоявшемся в Колумбийском университете (город Нью-Йорк), вице-президент Нигерии Олуيمي Осинбаджо подверг резкой критике международные финансовые ограничения на проекты производства электроэнергии с использованием газа, которые препятствуют усилиям развивающихся стран по сокращению выбросов ПГ и потребления нефти.¹⁸ Помимо этого, некоторые преимущества, которые обеспечивает газ (в том числе в электроэнергетике), трудно реализовать рентабельным способом при использовании ВИЭ в коммунальном масштабе – особенно в странах с очень слабыми электроэнергетическими сетями. Поддержка газовой генерации и использования природного газа в качестве автомобильного топлива чрезвычайно важна для того, чтобы страна смогла избавиться от более вредных для экологии видов топлива, а также для того, чтобы

16 См. IHS Markit Climate and Sustainability Research Iberdrola, *Enel slam plan to add blue hydrogen to EU Renewable Energy Directive*, 13 April 2021 [Исследования IHS Markit в области климата и устойчивого развития «Iberdrola и Enel возражают против плана включения голубого водорода в Директиву ЕС по возобновляемой энергии», 13 апреля 2021 г.]. Такое неоднозначное отношение отчасти связано с тем, что использование голубого водорода зависит от успеха развертывания технологий CCUS в коммерческом масштабе (который далеко не предопределен – при одновременном наличии опасений, что отход от использования ископаемого топлива из-за этого может затянуться), а также с выбросами метана, образующимися при добыче газа. Следует отметить, что почти каждая стадия процесса, связанного с применением голубого водорода – от добычи природного газа до его транспортировки, сжатия водорода, а также улавливания CO₂ и его отправки в хранилище – влечет как потребление углеводородной энергии, так и определенный (как минимум низкий) уровень выбросов или утечек ПГ. (<https://www.rechargenews.com/energy-transition/upstream-emissions-risk-killing-the-concept-of-blue-hydrogen-says-equinor-vice-president/2-1-1040583>).

17 International Energy Agency, *The Role of Gas in Today's Energy Transitions*. Paris: IEA, 2019 [Международное энергетическое агентство, «Роль газа в сегодняшних энергетических переходах», Париж: МЭА, 2019] (<https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>).

18 Хотя природный газ ни в коей мере не является безуглеродным, коэффициент выбросов ПГ (на 1000 тонн потребленного нефтяного эквивалента) от него составляет лишь немногим более половины (55%) аналогичного показателя для угля и менее трех четвертей (73%) аналогичного показателя для нефтепродуктов, а также – что особенно важно для Нигерии и других развивающихся стран – лишь около одной трети (33%) аналогичного показателя для других видов топлива, широко используемых в домашних хозяйствах (таких как торф, древесина и навоз). Углеродный след от газа можно уменьшить еще значительно за счет использования парогазовых установок в электроэнергетике, что позволяет: (i) повысить общий термический КПД по сравнению с обычными газотурбинными станциями; (ii) сократить выбросы CO₂ на 45%; а также (iii) включить низкоуглеродный водород в топливный баланс газовых электростанций, таким образом еще более существенно снизив выбросы.

13 Joint Research Centre, European Commission, *Technical Assessment of Nuclear Energy with Respect to the "Do No Significant Harm" Criteria of Regulation (EU) 2020/852 ("Taxonomy Regulation")*, 2021, pp. 17–18 [Центр совместных исследований, Европейская комиссия, «Техническая оценка атомной энергетики с точки зрения критерия «ненанесения значительного вреда» согласно Регламенту (ЕС) 2020/852 (Регламент о таксономии)», 2021 г., стр. 17–18].

14 <https://www.foronuclear.org/en/updates/news/european-taxonomy-commission-announces-plans-to-include-nuclear-energy/>

15 См. IHS Markit Net-Zero Business Daily *EU body proposes TEN-E rule fund hydrogen in Europe's grids*, 22 June 2021 [Нулевой баланс выбросов – ежедневные бизнес-новости IHS Markit «Орган ЕС предлагает финансировать водород в энергосистемах Европы в рамках правил TEN-E», 22 июня 2021 г.].

стимулировать сокращение факельного сжигания и утечек метана, за счет расширения рынка товарного газа.

Неудивительно, что в ряде стран – таких как Ангола, Малайзия и Колумбия – газ по-прежнему играет важную роль в стратегиях энергетического перехода.¹⁹ И хотя в Китае в 2021-2025 г. будет в среднем вводиться в эксплуатацию 90-100 ГВт новых мощностей возобновляемой электроэнергетики в год, ожидается, что мощности с использованием природного газа будут ежегодно расти на 10 ГВт (заменяя угольную генерацию в восточных регионах, где наблюдаются высокие уровни загрязнения, и нефтепродукты в качестве топлива для автомобилей средней и высокой грузоподъемности).²⁰ Российская Федерация также предполагает сохранить ту значимую роль, которую уже играют газ и атомная энергия в энергобалансе страны, включив их в стратегию по выполнению обязательств согласно Парижскому соглашению по климату, которая предусматривает сокращение выбросов к 2030 году на 25-30% от уровней 1990 года.²¹

Таким образом, шаблонная (одинаковая для всех) стратегия сокращения выбросов углерода представляется нецелесообразной и нереалистичной, поскольку уровни развития, обеспеченность природными ресурсами и структура потребления энергии в разных странах мира совершенно очевидно различаются. Быстрое сокращение выбросов углерода («хороший» результат) может обеспечить пространство для маневра на пути к внедрению технологий с нулевым уровнем выбросов (достижению «идеальной» результата) позже. Таким образом, природный газ (и атомная энергия), несомненно, сохранят значимую долю в мировом энергетическом балансе при выборе умеренных темпов продвижения к декарбонизации. Это позволит

выиграть время для принятия решений о том, как наиболее эффективно задействовать ресурсы, обеспечивающие внедрение ВИЭ, а также новые энергетические технологии, которые в настоящее время еще не вышли на коммерческий уровень производства.

2.3.3 Станет ли водород одним из ключевых элементов глобального энергетического перехода?

Важной развивающейся технологией – находящейся на стадии, когда дополнительный импульс может дать ощутимый эффект – является применение водорода.²² Водород – один из наиболее распространенных химических элементов в атмосфере и водоемах земного шара, но в природе он встречается только в сочетании с другими элементами. Для использования водорода в качестве безуглеродного энергоносителя, его необходимо отделить от других элементов, что требует применения энергоемких технологий, которые до недавнего времени предполагали использование ископаемых видов топлива без улавливания углерода (так называемый «серый водород»).

Однако, когда электроэнергию для такого отделения получают из возобновляемых источников («зеленый водород»), или когда осуществляется улавливание выделяемого при отделении углерода с его дальнейшим хранением или использованием («голубой водород»), водород способен играть важную роль в сокращении выбросов ПГ. Он может применяться в отраслях тяжелой промышленности, которые сложно электрифицировать (например, в качестве прямого источника энергии при производстве стали и цемента), а также в электроэнергетике – особенно для накопления (хранения) энергии в качестве резервного источника при использовании возобновляемых генерирующих мощностей.²³ Помимо этого, возможно применение водорода в транспортной сфере (например, автомобили на топливных элементах, корабли с двигателем на аммиаке, самолеты на жидком водороде), а также в качестве средства транспортировки возобновляемой

19 См. IHS Markit Global Power and Renewables *Angola power and renewables market profile*, June 2021 [Глобальный обзор электроэнергетики и ВИЭ IHS Markit «Профиль рынка электроэнергии и ВИЭ Анголы», июнь 2021 г.]; IHS Markit Global Power and Renewables *Insight Malaysia's new energy transition plan: Lower renewable capacity addition and a phaseout of coal lead to a sizeable increase in gas requirements and affordability concern*, 25 June 2021 [Глобальный аналитический обзор электроэнергетики и ВИЭ IHS Markit «Новый план энергетического перехода в Малайзии: более низкий уровень ввода в эксплуатацию мощностей ВИЭ и отход от угля приводят к значительному росту спроса на газ и опасений по поводу его доступности», 25 июня 2021 г.]; IHS Markit Global Gas *Insight Relying on natural gas to decarbonize: The case of Colombia's energy transition*, 10 May 2021 [Глобальный аналитический обзор газовой отрасли IHS Markit «Природный газ как путь к декарбонизации: пример энергетического перехода в Колумбии», 10 мая 2021 г.].

20 IHS Markit Regional *Integrated China Power Market Briefing: Ten-year high demand growth and weak hydropower put pressure on power supply*, May 2021 [Комплексный региональный обзор IHS Markit «Брифинг по рынку электроэнергии в Китае: десятилетний высокий рост спроса и слабая гидроэнергетика приводят к напряженной ситуации с электроснабжением», май 2021 г.]; IHS Markit Regional *Integrated Strategic Report China's carbon neutral pledge: Setting the stage for another four decades of transformation*, 25 September 2020 [Комплексный региональный стратегический обзор IHS Markit «Обязательства Китая по достижению углеродной нейтральности: закладываются основы для четырех десятилетий преобразований», 25 сентября 2020 г.].

21 Электроэнергетика России уже относительно «зеленая». Чуть менее половины совокупного объема мощностей Единой энергетической системы страны работает на газе, еще 20% приходится на долю крупных гидроэлектростанций и 12% – на атомные станции (см. IHS Markit Regional *Integrated Russia Watch: Energy sector passes unprecedented stress test from COVID-19 impact*, 19 February 2021, p. 62 [Комплексный региональный обзор IHS Markit «Ситуация в России: беспрецедентный стресс-тест для энергетики в результате COVID-19», 19 февраля 2021 г., стр. 62]; Системный оператор Единой энергетической системы, «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги». Оперативные данные за декабрь 2020 года, 2020 г., стр. 12).

22 Источником приведенной информации по водороду в основном являются материалы IHS Markit Hydrogen and Renewable Gas Forum *Strategic Report Putting strategy into action: Opportunities to shape the future European hydrogen market*, 15 February 2021 [Стратегический отчет Форума по водороду и газу из возобновляемых источников IHS Markit «Реализация стратегии: возможности для формирования будущего европейского рынка водорода», 15 февраля 2021 г.]; и IHS Markit Hydrogen and Renewable Gas Forum *European hydrogen policies – framework, context, and next steps*, 18 February 2021 [Форум по водороду и газу из возобновляемых источников IHS Markit «Европейская политика в отношении водорода – структура, контекст и следующие шаги», 18 февраля 2021 г.].

23 Иногда упускается из виду та роль, которую водород (например, в составе аммиака) может играть в долгосрочной перспективе, в сезонном накоплении/хранении возобновляемой энергии для последующего использования в производстве электроэнергии, поскольку его можно сжимать в газообразной форме и хранить в переоборудованных под газохранилища объектах (например, в истощенных нефтяных или газовых месторождениях и соляных куполах), полезная емкость которых во много раз превышает возможности аккумуляторных проектов (IEA, Net Zero [МЭА, «Нулевой баланс»], 2021 г., стр. 177-178). Его также можно сжимать и хранить в специальных герметичных емкостях вблизи мест использования.

энергии на дальние расстояния (что позволяет осуществлять ее поставки/импорт из отдаленных источников).²⁴

Еще одно преимущество водорода заключается в том, что его внедрение в экономику не требует строительства абсолютно новой инфраструктуры передачи и распределения. Водород можно смешивать с природным газом для поставки конечным потребителям по существующим системам газопроводов, хотя для транспортировки чистого водорода потребуется переоборудование существующих газопроводов, а также создание специальных хранилищ и мощностей по подготовке/распределению газа. Помимо этого, результаты исследований, недавно проведенных в Великобритании, подтверждают возможность безопасной и надежной работы газовых приборов (например, плит) на смеси с 20%-м содержанием водорода без необходимости в переоснащении (при этом также снижается риск отравления угарным газом).²⁵ Аналогичным образом, существующие газовые мощности электроэнергетики можно переоборудовать для частичного использования водорода, а угольные электростанции – для частичного использования аммиака, который является одной из основных форм водорода, используемых в промышленности (см. ниже).

По оценкам IHS Markit, в 2020 году инвестиции в «зеленый» электролиз водорода составили 50 млн. долл. США.²⁶ IHS Markit прогнозирует увеличение капиталовложений до 50 млрд. долл. США ежегодно в производство низкоуглеродного водорода в более широком плане (зеленый водород, синий водород) к 2030 году, когда совокупные инвестиции достигнут примерно 265 млрд. долл. США (см. Рисунок 2.1 «Глобальные инвестиции в производство низкоуглеродного водорода по регионам – по данным сценариев «Переломный этап» и «Зеленые нормы» на 2030 г.).²⁷ Базовый сценарий IHS Markit предполагает, что мировое производство водорода вырастет с 84 млн. т в 2019 году до 115 млн. т в 2030 году, из которых чуть более 10% будет низкоуглеродным. Основная часть производства согласно этому сценарию будет сконцентрирована в Европе, где, по прогнозам, будет производиться около 70% общемирового объема низкоуглеродного водорода к 2030 году – что станет результатом реализации широкого спектра водородных стратегий, объявленных в последние несколько лет (см. ниже). При этом ключевой задачей (и сложностью) на пути увеличения доли зеленого водорода является внедрение электролизеров достаточно оперативными темпами для того, чтобы позволить им играть значимую роль в энергетическом переходе – учитывая ограниченность производственных мощностей на данный момент.

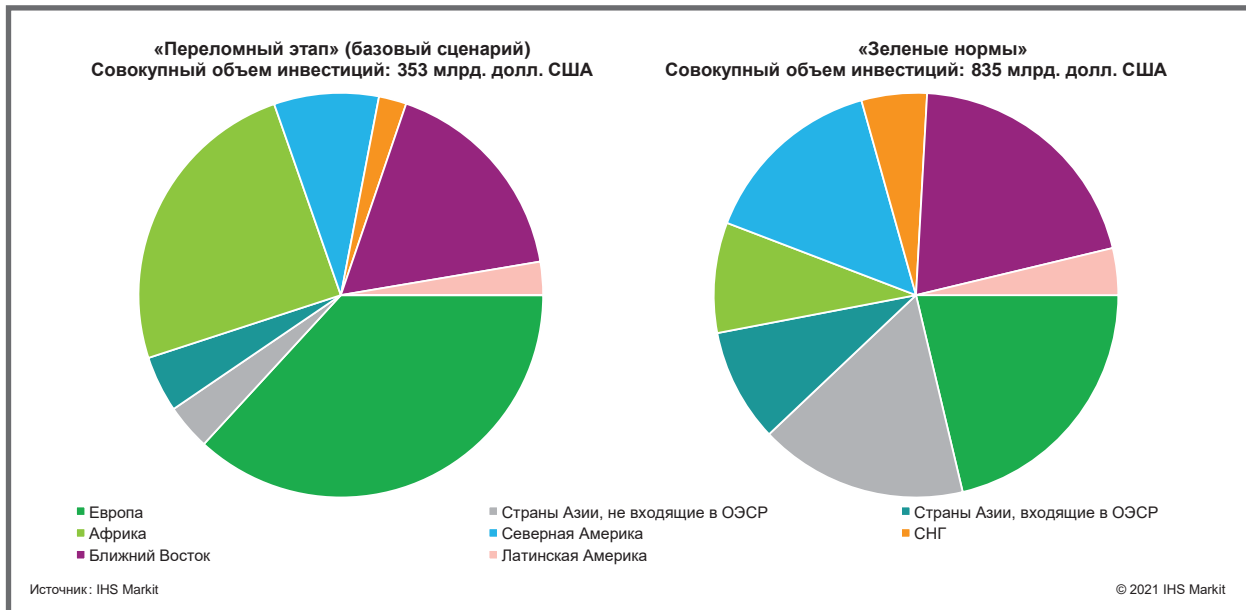
24 В частности, на рынке легковых автомобилей водородные топливные элементы обладают двумя важными преимуществами в качестве источника энергии по сравнению с электрическими аккумуляторами: более длительный интервал между подзарядкой и более короткое время подзарядки/заправки.

25 “The role of hydrogen in the energy transition,” OIES—Oxford Energy Forum no. 127, May 2021, pp. 19–20 [«Роль водорода в энергетическом переходе», Оксфордский институт энергетических исследований – Оксфордский энергетический форум, № 127, май 2021 г., стр. 19–20].

26 Электролиз это физико-химический процесс, при котором используется электричество (в данном случае вырабатываемое из возобновляемых источников энергии) для разделения воды на водород и кислород (без каких-либо побочных продуктов CO₂). См. IHS Markit Hydrogen and Renewable Gas Forum Strategic Report *Global hydrogen production: Hefty capital investments in low-carbon hydrogen ahead*, 6 April 2021 [Стратегический отчет Форума по водороду и газу из возобновляемых источников IHS Markit «Мировое производство водорода: ожидаются крупные капиталовложения в низкоуглеродный водород», 6 апреля 2021 г.]. В настоящее время на его долю приходится не более 5% мирового объема производства водорода. Другие способы получения зеленого водорода (без электролиза) – такие как применение микроорганизмов, которые используют свет для производства водорода; преобразование биомассы в газ или жидкость с последующим выделением водорода; использование солнечной энергии напрямую (без электролиза) для отделения водорода от молекул воды – все еще находятся на стадии исследования и до создания реальных коммерческих прототипов пока далеко (см. Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2017 год, стр. 243 [в русскоязычной версии: стр. 307]).

27 Голубой водород получают путем преобразования природного газа (метана) и пара в водород и CO₂ в процессе парового риформинга [паровой конверсии] метана. Если образовавшийся при этом CO₂ улавливается и хранится или используется (с применением технологий CCUS), водород считается низкоуглеродным. На более новых заводах применяется автотермический риформинг – перспективная технология, позволяющая эффективно улавливать углерод (см. IHS Markit Climate and Sustainability Research and Analysis *Swiss asset manager FiveT launches fund to “clean up” hydrogen infrastructure*, 9 April 2021 [Исследования и аналитика IHS Markit в области климата и устойчивого развития «Швейцарская компания по управлению активами FiveT создает фонд для «очистки» водородной инфраструктуры», 9 апреля 2021 г.]).

Рисунок 2.1 Глобальные инвестиции в производство низкоуглеродного водорода по регионам – по данным сценариев «Переломный этап» и «Зеленые нормы» на 2030 г.



В глобальном масштабе, наличие (доступность) возобновляемых источников энергии и подходящих площадок для секвестрации CO_2 варьируется. Это означает, что потенциальный спрос на низкоуглеродный водород не всегда может быть удовлетворен исключительно за счет внутренних ресурсов в пределах одной страны. Имеющиеся несоответствия между центрами спроса и центрами предложения должны способствовать развитию глобальной торговли водородом. В настоящее время двумя альтернативными (конкурирующими) способами транспортировки водорода на дальние расстояния в международной торговле являются аммиак (NH_3) и сжиженный водород (LH_2). Благодаря высокой энергетической плотности, простоте хранения и перевозки, а также относительно низкой стоимости транспортировки, аммиак более экономически выгоден при перевозках на большие расстояния.²⁸ Однако поскольку стоимость регазификации LH_2 в пункте назначения ниже по сравнению с аммиаком, согласно оценкам IHS Markit, LH_2 может оказаться более рентабельным вариантом при большом объеме поставок.²⁹

28 Аммиак имеет ряд преимуществ перед жидким водородом при использовании в качестве энергоносителя. Его плотность намного выше – в одном кубическом метре аммиака содержится на 70% больше водорода, чем в таком же объеме LH_2 . В обычных природных условиях NH_3 находится в газообразном состоянии, но легко сжижается, в связи с чем энергетические затраты при его сжижении ниже. Помимо этого, аммиак можно легко транспортировать в обычных цистернах, не требующих массивной и дорогостоящей изоляции для поддержания чрезвычайно низких температур (-253°C). В отличие от LH_2 , коммерческая инфраструктура для транспортировки и сбыта аммиака уже существует.

29 Как и СГП, водород должен пройти процесс сжижения для транспортировки в виде LH_2 на грузовом автотранспорте и судах, а затем его необходимо регазифицировать в пункте назначения. При использовании аммиака в качестве энергоносителя, к водороду добавляется азот (N_2) и с помощью процесса Габера-Боша производится аммиак, который может применяться напрямую либо посредством крекинга из него снова выделяется водород (IHS Markit Hydrogen and Renewable Gas Forum *Hydrogen trade: Ammonia the most economical option for long-distance transport*, 25 May 2021 [Форум по водороду и газу из возобновляемых источников IHS Markit «Торговля водородом: аммиак – самый экономичный вариант для транспортировки на дальние расстояния», 25 мая 2021 г.]).

Более 30 стран мира приняли национальные водородные стратегии, направленные на интеграцию данного вида топлива в свой энергетический баланс. Некоторые страны в настоящее время рассматривают возможность экспорта водорода (например, Австралия, Саудовская Аравия, Канада, ОАЭ, Россия, Чили и – с недавнего времени – Казахстан [см. ниже]), а другие (Япония, Германия) изучают возможность импорта. Совершенно очевидно, что, если водород станет важной составляющей энергобаланса, рынок водорода превратится в международный бизнес.

Лидерами глобальной кампании по внедрению водорода стали страны Европы. Они заявили о намерении оказывать поддержку развитию производства, инфраструктуры и потребления, а также наметили перспективы (если не приняли конкретные программы) в отношении использования водорода на следующие 30 лет. Применение водорода возможно в целом ряде секторов: на транспорте, в промышленности, в электроэнергетике и в коммунально-бытовом секторе.

В июле 2020 года ЕК опубликовала свою водородную стратегию, которая была одобрена Советом ЕС в декабре 2020 года. Водородная стратегия Евросоюза отдает приоритет «зеленому» водороду и ставит амбициозные цели по внедрению электролизеров, мощности которых – согласно намеченным планам – должны составить 6 ГВт в 2024 году и 40 ГВт в 2030 году.³⁰ Однако, чтобы претворить эту стратегию в жизнь, еще многое предстоит сделать для

30 Использование ВИЭ для производства электроэнергии – более эффективный вариант их применения, чем использование электроэнергии из возобновляемых источников для производства водорода. 1 кВт*ч возобновляемой электроэнергии заменяет 1 кВт*ч электроэнергии, полученной из ископаемого топлива, а при использовании для производства водорода 1 кВт*ч возобновляемой электроэнергии заменяет только 0,8 кВт*ч в эквиваленте природного газа из-за потерь при преобразовании. Следовательно, общая энергоэффективность применения «зеленого водорода» выше, когда он производится в рамках системы, где возобновляемая энергия уже была (или будет) полностью интегрирована в электроэнергетику (The role of hydrogen [«Роль водорода»], стр. 27).

создания соответствующей политической и нормативной базы. В 2021 году в ЕС проводятся консультации по ряду законодательных предложений, которые определят будущее водорода в Европе. К четырем основным задачам в настоящее время относятся следующие:

- ▶ развитие и развертывание технологий в масштабе, достаточном для обеспечения конкурентоспособной себестоимости производства; будущее водорода в итоге будет зависеть от того, удастся ли снизить стоимость 1 килограмма получаемого водорода до 1-2 долл. США (в настоящее время стоимость «зеленого» водорода составляет 3-4 долл. США)
- ▶ определение наиболее целесообразного соотношения между «зеленым» и «голубым» водородом
- ▶ интеграция со стратегией энергетического перехода в более широком плане³¹
- ▶ определение секторов экономики, наиболее подходящих для начала применения водорода.

Предусматривается реализация крупного проекта инфраструктуры водородных трубопроводов в рамках Европейской водородной магистрали (ЕВМ) [European Hydrogen Backbone (ЕНВ)] – сети, объединяющей 23 оператора систем транспортировки из 21 страны. Согласно опубликованному в апреле 2021 года отчету, где раскрывается концепция ЕВМ, к 2030 году в состав магистрали должна войти стартовая сеть трубопроводов протяженностью 11 600 км, которая соединит возникающие водородные кластеры. Впоследствии возможно расширение водородной инфраструктуры, которое к 2040 году позволит ей превратиться в панъевропейскую сеть протяженностью 39 700 км, состоящую на 69% из переоснащенных газопроводов природного газа и на 31% – из заново построенных газопроводов (совокупный расчетный объем капиталовложений при этом составляет 43-81 млрд. евро).³² Правительство Нидерландов и государственный оператор газотранспортной сети Gasunie планируют подключить формирующуюся водородную систему страны к ЕВМ через соединение с Германией уже к 2027 году. При этом предполагается переоборудование/переоснащение газопровода диаметром 36 дюймов на 85% (1 200 км) от его общей протяженности, чтобы перейти на транспортировку только водорода вместо смеси водорода и природного газа.³³

2.3.3.1 Потенциал применения водорода в Казахстане

Несколько казахстанских компаний рассматривают вопрос о реализации демонстрационных водородных проектов малого масштаба, чтобы оценить возможность и целесообразность их применения в Казахстане. Более

того – на западе страны уже определена площадка для осуществления амбициозной программы развертывания мощностей по производству водорода. В июле 2021 года Svevind Energy GmbH – шведско-германская частная группа компаний, специализирующаяся на возобновляемых источниках энергии – объявила о подписании меморандума о взаимопонимании с акиматом Мангистауской области и АО «Национальная компания Kazakh Invest» в отношении строительства объектов ветровой и солнечной электроэнергетики мощностью 30 ГВт в Мангистауской области. Из них 20 ГВт предполагается использовать для питания электролизеров, которые будут обеспечивать производство около 3 млн. т «зеленого» водорода в год. Полученный водород пойдет на нужды сталелитейной и алюминиевой промышленности, будет применяться на транспорте или поставляться на экспорт. На реализацию такого масштабного плана уйдет немало времени – ожидается, что этапы разработки/проектирования [FEED] и финансирования займут от трех до пяти лет, а на строительство потребуется еще пять лет.

Даже если масштаб и сроки реализации данного проекта будут соответствовать исходному плану, пока не ясно, станет ли водород экономически конкурентоспособным источником топлива в Казахстане.³⁴ Водород остается нерентабельным даже в Европе (где цены на газ и электроэнергию гораздо выше), тогда как в Казахстане другой – гораздо более дешевый – вид газового топлива (природный газ) активно борется за долю рынка, конкурируя с углем в промышленности и электроэнергетике. Помимо этого, в Казахстане имеются и другие препятствия для внедрения водорода:

- ▶ относительно небольшой объем внутреннего рынка, не позволяющий реализовать экономию за счет масштаба при отсутствии возможности для экспорта излишков продукции
- ▶ экспорт на дальние расстояния – до зарубежных рынков – предполагает транспортировку по суше, а доступ к морскому транспорту затруднен, в результате чего стоимость экспорта может оказаться очень высокой
- ▶ Казахстан расположен в полусухой зоне, а для электролиза, который используется при производстве «зеленого» водорода, требуются значительные объемы воды³⁵
- ▶ наличие потерь при преобразовании энергии, когда ВИЭ используются в качестве источника электроэнергии для производства водорода, а не для непосредственного электроснабжения.

31 В день публикации Водородной стратегии, ЕК также опубликовала Стратегию по интеграции энергетических систем, которая дополняет Водородную стратегию, предусматривая применение водорода в качестве резервного источника для обеспечения бесперебойной работы энергосистем с использованием ВИЭ (непостоянных источников энергии).

32 *The role of hydrogen* [«Роль водорода»], стр. 32-33.

33 См. IHS Markit Net-Zero Business Daily *The Netherlands to retrofit natural gas network for pure hydrogen*, 23 July 2021 [Нулевой баланс выбросов – ежедневные бизнес-новости IHS Markit «Нидерланды планируют переоборудование газовой сети для транспортировки чистого водорода», 23 июля 2021 г.].

34 Колоссальный масштаб проекта становится очевидным, если учесть, что прогнозы IHS Markit предполагают рост общемирового объема мощностей электролиза (электролизеров) на 150 ГВт в период до 2030 года.

35 Если исходить из консервативных предположений, то для производства 1 кг зеленого водорода необходимо 9 кг воды. Это означает, что для планируемого проекта мощностью 3 млн. т в год потребуется около 27 млн. т воды ежегодно. При этом в Казахстане (и Центральной Азии в целом) уже достаточно остро стоит проблема водопользования и водообеспечения. Соответственно, устойчивая реализация данного проекта зависит от возможности обеспечения стабильного водоснабжения таким образом, чтобы не создавать проблем с поставками воды на другие промышленные и сельскохозяйственные предприятия, а также бытовым потребителям.

2.3.4 Международная торговля выбросами и механизм трансграничного углеродного регулирования в ЕС (СВАМ)

Одним из элементов Парижского соглашения по климату 2015 года, который в настоящее время прорабатывается в преддверии КС-26 в ноябре 2021 года, являются правила, регулирующие функционирование механизмов международного углеродного рынка в соответствии со Статьей 6. В Статье 6 излагаются принципы международного сотрудничества, позволяющие странам выполнять свои климатические обязательства посредством передачи «результатов предотвращения изменения климата», т.е., предполагается сотрудничество (взаимодействие) на пути к реализации ОНУВ. Страна, перевыполнившая целевые показатели по сокращению выбросов, предположительно может – по крайней мере, теоретически – продать часть этого излишка (неиспользованные квоты на выбросы) другой стране, которой не удалось соблюсти ОНУВ. Аналогичным образом, страна, импортирующая товары из другой страны с менее строгим режимом сокращения выбросов, получает право на компенсацию «импорта» избыточного объема выбросов путем взимания «налога на импорт углерода» или каким-либо иным способом.³⁶

Первым из инструментов, который учитывает выбросы углерода, содержащиеся в продукции, продаваемой на международном рынке (в данном случае – импортируемой из-за пределов ЕС), является механизм трансграничного углеродного регулирования (СВАМ). В своей первоначальной форме он был представлен Европейской комиссией 14 июля 2021 года. Поэтапная реализация механизма должна начаться 1 января 2023 года, а его полномасштабное введение в действие намечено на 1 января 2026 года. Основные цели СВАМ заключаются в следующем: (а) предотвратить «утечку углерода» из ЕС – т.е., перемещение европейского производства с низким уровнем выбросов углерода в страны с менее жесткой политикой в отношении сокращения эмиссий; и (б) создать «равные условия» для отраслей промышленности Европейского союза путем повышения их конкурентоспособности на рынке ЕС (т.е., чтобы нивелировать более высокие затраты европейских производителей, связанные с

необходимостью соблюдения более строгих экологических норм).³⁷

Хотя тонкости применения механизма пока не до конца согласованы и вероятно внесение дальнейших корректив, в предварительном предложении, представленном в июле 2021 года, указаны следующие основные меры:

- ▶ Первоначально СВАМ будет распространяться на прямые выбросы ПГ, непосредственно связанные с производством продукции. Косвенные выбросы (например, выбросы от выработки электроэнергии, используемой для производства, или от других исходных ресурсов) не будут учитываться на начальном этапе внедрения СВАМ.
- ▶ СВАМ будет интегрирован в систему торговли выбросами (СТВ) ЕС; т.е., правила, регулирующие торговлю выбросами в рамках СТВ ЕС, будут распространяться на продукцию, импортируемую из-за пределов ЕС. В целом это означает следующее:
 - Экспортеры, ввозящие продукцию в ЕС, бесплатно получают «сертификаты СВАМ» (квоты на выбросы ПГ, каждая из которых будет соответствовать 1 тонне выбросов ПГ в CO₂-эквиваленте) сроком на один год
 - Экспортеры, превысившие предусмотренные квоты на выбросы для их продукции, в качестве компенсации должны будут приобретать дополнительные сертификаты³⁸
 - Экспортеры смогут получать компенсации за платы за выбросы углерода, которые они вносят в своих странах, в форме налога или покупки квот на углеродном рынке

³⁶ IHS Markit Energy and Climate Scenarios Insight, *Carbon trading rules under debate: The importance to trading credits and the offset markets under Article 6 of the Paris Agreement*, 23 March 2021 [Аналитический обзор сценариев в области энергетики и климата IHS Markit «Обсуждаются правила торговли выбросами углерода: важность торговли квотами и компенсационных рынков в соответствии со Статьей 6 Парижского соглашения», 23 марта 2021 г.].

³⁷ С историей дебатов, которые привели к формированию концепции СВАМ, можно ознакомиться в материалах: IHS Markit Refining and Marketing Insight *European Union gets ready to fight over the Carbon Border Adjustment Mechanism*, 16 March 2021 [Аналитический обзор IHS Markit по переработке и сбыту «Европейский союз готовится к борьбе за механизм трансграничного углеродного регулирования», 16 марта 2021 г.]; IHS Markit Regional Integrated Insight *Europe's herculean task: Devising a Carbon Border Adjustment Mechanism*, 9 April 2021 [Комплексный региональный обзор IHS Markit «Титаническая задача Европы: разработка механизма трансграничного углеродного регулирования», 9 апреля 2021 г.]; IHS Markit Regional Integrated, *Carbon Border Adjustment Mechanism: Powerful policy tool clouded by uncertainty*, 4 May 2021 [Комплексный региональный обзор IHS Markit «Механизм трансграничного углеродного регулирования: мощный политический инструмент с туманным будущим», 4 мая 2021 г.].

³⁸ На практике это будет реализовано в виде надбавки (пошлины) к цене импортируемого товара на границе ЕС. Чтобы упростить систему, размер надбавки первоначально будет устанавливаться «по умолчанию», а затем корректироваться по результатам подачи годовой отчетности (предоставления импортерами сертификатов в Уполномоченный орган СВАМ).

Таблица 2.1 Экспорт в Европу казахстанских товаров, подпадающих под действие механизма трансграничного углеродного регулирования (СВАМ), 2017-20 гг. (тыс. долл. США)

Код ТНВЭД	Продукция ЕС	2017	2018	2019	2020
2523	Силикатный цемент	–	–	10	-
3102	Азотистое удобрение	1 888	295	311	-
7208-7228	Изделия из железа и стали	76	8	0	-
7601	Алюминий	230 710	192 185	192 932	146 189
Всего, подпадающих под действие СВАМ		232 674	192 489	193 253	146 189
Всего экспорт (во все страны)		49 503 300	61 111 200	58 065 600	46 949 700

Источник: Статистика внешней торговли Казахстана

© 2021 IHS Markit

- ▶ СВАМ является обязательным для всех стран ЕС. Импорт всех видов продукции, на которые распространяется действие СВАМ, от экспортеров, не зарегистрированных в специальном органе исполнительной власти – Уполномоченном органе СВАМ [СВАМ Authority] – будет запрещен. Если экспортеры не будут согласны с размером выбросов, назначенным для них «по умолчанию» (обычно это углеродоемкость 10% компаний с наибольшим уровнем выбросов в каждом из секторов СТВ ЕС), им потребуется вести подробный учет выбросов и представить его результаты (в обоснование требований о компенсации) в ходе сдачи годовой отчетности.
- ▶ СВАМ не распространяется на страны, чьи системы торговли выбросами интегрированы в СТВ ЕС или иным образом привязаны к СТВ ЕС: к ним относятся Исландия, Норвегия, Лихтенштейн, Швейцария и небольшие оффшорные зоны ЕС. Со временем возможно введение других двусторонних соглашений для учета и вычета (зачета) выплат за выбросы углерода в системах торговли выбросами основных торговых партнеров Европы. В частности, это возможно в случае Соединенного Королевства, углеродный рынок которого (включая предусмотренные в его рамках выплаты) аналогичен СТВ ЕС.
- ▶ Первая фаза СВАМ будет распространяться на ограниченное количество товаров: электроэнергию, цемент, удобрения, алюминий, а также отдельные изделия из железа и стали.

Внедрение СВАМ представляется сложной задачей. Нигде в мире пока не был реализован механизм трансграничного углеродного регулирования. В преддверии КС-26 его обоснованность и целесообразность будет тщательно изучаться членами ЕС, активистами по борьбе с изменением климата, а также представителями органов власти и международного бизнес-сообщества. Вполне возможно, что крупные страны-экспортеры решат оспорить условия СВАМ через Всемирную торговую организацию (ВТО).³⁹

39 В 2012 году ЕС попытался ввести предварительный вариант СВАМ, который предполагал взимание платы за выбросы углерода с иностранных авиакомпаний при осуществлении ими рейсов в Европу и из Европы. Несколько стран, включая Китай и Индию, выступили против, и ЕС в конечном итоге отменил предложенную меру до того, как какая-либо страна официально подала жалобу в ВТО.

До объявления предварительного предложения (когда нельзя было исключить распространение СВАМ на более широкий спектр товаров) основные экспортеры нефти и газа в Европу, включая Россию и Казахстан, были весьма обеспокоены относительно последствий СВАМ для своих позиций на рынке ЕС.⁴⁰ Однако сырая нефть, природный газ, уголь и нефтепродукты не фигурируют в проекте предложения. Тем не менее, данный механизм может распространиться на них позднее, если их производство в итоге попадет в сферу действия СТВ ЕС.⁴¹ По имеющимся сведениям, нефтепродукты и химические вещества (помимо удобрений) являются возможными кандидатами на включение в СВАМ.

Последствия внедрения СВАМ для Казахстана в ближайшей перспективе будут весьма незначительными. Выполненный IHS Markit анализ экспорта товаров в категориях, которые подпадут под действие СВАМ на начальных этапах – на базе внешнеторговой статистики Казахстана за последние годы (2018 и 2019 гг.) – показал, что механизм затрагивает экспорт товаров в Европу (во все европейские страны, а не только в страны-члены ЕС) на сумму лишь 193 млн. долл. США (см. Таблицу 2.1 «Экспорт в Европу Казахстанских товаров, подпадающих под действие механизма трансграничного углеродного регулирования (СВАМ), в 2017-20 гг. (тыс. долл. США)»). Это менее 1% от общей стоимости казахстанского экспорта в ЕС (24,8 млрд. долл. США в 2019 году).

Видимо в связи с осознанием спорного характера СВАМ, а также того, что его внедрение серьезно нарушит устоявшийся порядок, официальный проект предложения ЕК, опубликованный 14 июля, предполагает более мягкий вариант развертывания механизма, чем предыдущие версии (получившие неофициальную огласку). Он предусматривает последовательное, но медленное, поэтапное внедрение СВАМ, начиная с переходной фазы (2023–2025 гг.), на которой будет требоваться только предоставлять

40 По прогнозам российских аналитиков, экономические издержки (упущенная выручка, дополнительные расходы), связанные с распространением СВАМ на различные группы товаров, экспортируемых из России в ЕС, варьируются от 2 млрд. долл. США до 6 млрд. долл. США в год (Ведомости, 27 мая 2021 г.); [https://ria.ru/20210421/effekt-1729276555.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop](https://www.rbc.ru/business/26/05/2021/60ae103d9a7947cb55c1277f?from=from_main_10;https://ria.ru/20210421/effekt-1729276555.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop).

41 Сфера действия СТВ будет расширена с включением судоходства, а также будут созданы новые отдельные рынки для регулирования выбросов от зданий и автомобильного транспорта, хотя внесение этих изменений маловероятно до 2023 года.

отчетность. Фактические платежи потребуются не ранее 2026 года, а затем будет происходить их очень постепенное наращивание до 2036 года, когда завершится бесплатное распределение квот на выбросы в рамках СТВ ЕС.⁴² Цену сертификатов СВММ планируется устанавливать еженедельно на уровне среднего недельного значения всех финальных цен выбросов углерода на аукционах СТВ ЕС.

Как бы то ни было, финальная форма реализации как Статьи 6, так и СВММ, еще окончательно не определена, и исход любых последующих торговых разбирательств пока является достоянием отдаленного будущего. Однако активное внедрение подобных мер – даже в их предварительных формах – поддерживает нарастающие транснациональные политические усилия, направленные на сокращение выбросов ПГ. Для Казахстана, который в значительной мере зависит от торговли сырьем (особенно энергоносителями), это чрезвычайно значимое обстоятельство, которое следует учитывать при формировании внутренней СТВ и будущей политики.

2.4 Действия компаний в свете энергетического перехода

Масштабные изменения в нормативно-правовой базе и структуре рынка, о которых шла речь в предыдущем разделе, а также растущее давление со стороны общественности и судебных инстанций, заставляют компании и отдельных лиц мобилизоваться. Однако реакция бизнеса – включая энергетические компании, компании информационных технологий и других сфер, а также финансовые институты и даже отдельных граждан – на энергетический переход сложна и многогранна. Если говорить о производителях энергоресурсов, то многие теперь ожидают, что они выйдут на максимум добычи нефти и газа ранее и на более низком уровне, чем прогнозировалось до пандемии. В настоящее время они стремятся к диверсификации портфелей, осуществляют слияния и поглощения, продают активы и создают новые предприятия для решения задач, связанных с энергетическим переходом.⁴³ Если говорить о потребителях энергоресурсов, то многие компании самых разных отраслей уделяют все более серьезное внимание приобретению низкоуглеродных видов электроэнергии или природного газа (например, «зеленого» СПГ) и повышению

энергоэффективности, чтобы уменьшить свой углеродный след.

Поскольку крупные нефтегазовые компании не только производят, но и потребляют значительные объемы энергоресурсов, в настоящем разделе сначала рассматриваются именно их (разнообразные) действия в свете энергетического перехода, включая конкретные примеры. Затем разбираются стратегии крупных компаний сферы информационных технологий. И, наконец, исследуется энергетический переход частного сектора на примере использования ВИЭ в развивающихся странах, где данный процесс происходит немного иным образом – в направлении «снизу вверх». Представленные подходы и инновационные решения могут найти свое применение в Казахстане.

2.4.1 Нефтегазовые компании

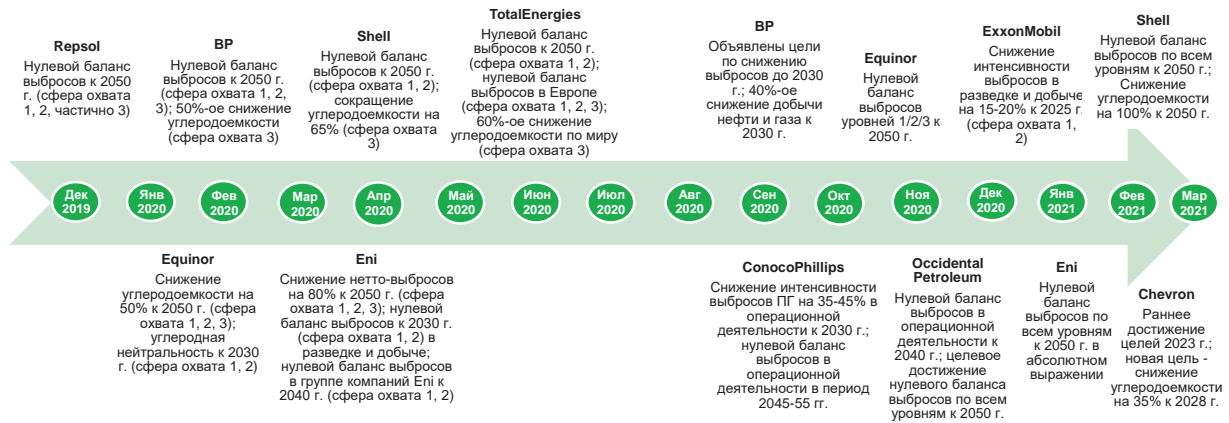
В последние годы многие крупные интегрированные нефтегазовые добывающие компании принимают следующие меры в свете энергетического перехода:

- ▶ сокращение капитальных и операционных затрат за счет концентрации на основных портфелях углеводородных активов (так называемая «концентрация и специализация портфелей»)
- ▶ принятие мер по диверсификации источников прибыли – помимо деятельности, направленной исключительно на добычу и переработку углеводородов, компании начинают участвовать в деятельности, которую можно отнести к «зеленой» энергетике (снижение выбросов углерода) или к устойчивой энергетике (без истощения ресурсов)
- ▶ повышение эффективности энергетического сектора, включая цифровизацию, что находит свое отражение во многих областях, таких как:
 - снижение трудозатрат на буровые работы и мониторинг оборудования
 - оптимизация анализа геологических данных, проектирования, сейсмического моделирования и разработки месторождений
 - повышение эффективности торговли энергоресурсами
 - децентрализация управления сетью
 - повышение надежности сети (например, трубопроводов)
- ▶ меры по сокращению выбросов от собственной деятельности, особенно в сфере разведки и добычи, где на потребление топлива и выработку электроэнергии может приходиться до 85% от совокупного объема выбросов на некоторых объектах.

42 IHS Markit Regional Integrated, *EU Commission's Carbon Border Adjustment Mechanism proposal – soft start to win global approval*, July 2021 [Комплексный региональный обзор IHS Markit, «Предложение Комиссии ЕС по механизму трансграничного углеродного регулирования – первый шаг на пути к глобальному одобрению», июль 2021 г.].

43 Ожидается, что глобальный переход будет в первую очередь продвигаться в сфере производства электроэнергии и происходить более медленными темпами в таких сферах, как транспорт и промышленность. В мировой электроэнергетике в 2021 и 2022 годах ожидается увеличение мощностей ВИЭ на 270-280 ГВт в год – в этот период на них будет приходиться 90% от совокупного глобального прироста электроэнергетических мощностей (см. IHS Markit Net-Zero Business Daily *Stabilizing at the new normal for renewable newbuild*, 17 May 2021 [Нулевой баланс выбросов – ежедневные бизнес-новости IHS Markit «Внедрение мощностей ВИЭ: стабилизация на новом уровне», 17 мая 2021 г.]).

Рисунок 2.2 Объявленные нефтяными компаниями обязательства по сокращению выбросов ПГ и выходу на нулевой баланс выбросов



Источники: Отчеты компаний; IHS Markit

© 2021 IHS Markit

Эти стратегии прежде всего нацелены на снижение выбросов ПГ, прямо или косвенно связанных с производственной деятельностью, а также на сокращение операционных затрат. Доходы от новых инвестиций в низкоуглеродные решения не столь высоки, как нефтегазовые (судя по данным за период с 2010 г. по 2018 г.), но менее волатильны и, таким образом, в некоторой степени нивелируют волатильность доходов от добычи нефти и газа.⁴⁴

2.4.1.1 «Первопроходцы»

«Первопроходцами» в области декарбонизации и диверсификации операций по добыче нефти и газа на данный момент являются крупные европейские компании (которые в перспективе предполагают рост доходов не от добычи углеводородов, а от новых низкоуглеродных решений). Они все в большей мере поставляют энергию в качестве услуги (прежде всего, в форме электроэнергии) и все в меньшей мере в качестве товара как такового. Из совокупной рыночной капитализации крупнейших МНК, в настоящее время принявших обязательства по выходу на нулевой баланс выбросов – которая составляет 650 млрд. долл. США, из которых 550 млрд. долл. США приходится на компании, штаб-квартиры которых расположены в Европе.⁴⁵ 78% всех активов ВИЭ, принадлежащих 39-ти международным нефтегазовым компаниям с акциями в свободном обращении, которые входят в рейтинг Bloomberg

по готовности к изменению климата, приходится на пять европейских компаний (TotalEnergies, Equinor, BP, Royal Dutch Shell [здесь и далее – Shell] и Galp).

Более того, в начале 2021 года около 80% всех МНК объявили об установлении целевых показателей сокращения выбросов (тогда как в 2019 году эта доля составляла 44%), а 40% МНК обязались выйти на нулевой баланс выбросов в той или иной сфере (выбросы со сферой охвата 1, сферой охвата 2 или сферой охвата 3), что значительно превышает предыдущий показатель (8%) (см. Рисунок 2.2 «Объявленные нефтяными компаниями обязательства по сокращению выбросов ПГ и выходу на нулевой баланс выбросов»)⁴⁶. Тем не менее, несмотря на растущее число подобных заявлений, мало что было сделано в плане гармонизации и стандартизации показателей декарбонизации. Помимо этого, представляется, что в области разведки и добычи присутствует гораздо больше ясности в отношении «зеленых» целей, чем в области переработки и сбыта (включая нефтегазохимию) – исключением в данном случае является компания Shell, которая устанавливает целевые показатели по сокращению выбросов для своих перерабатывающих и химических производств.

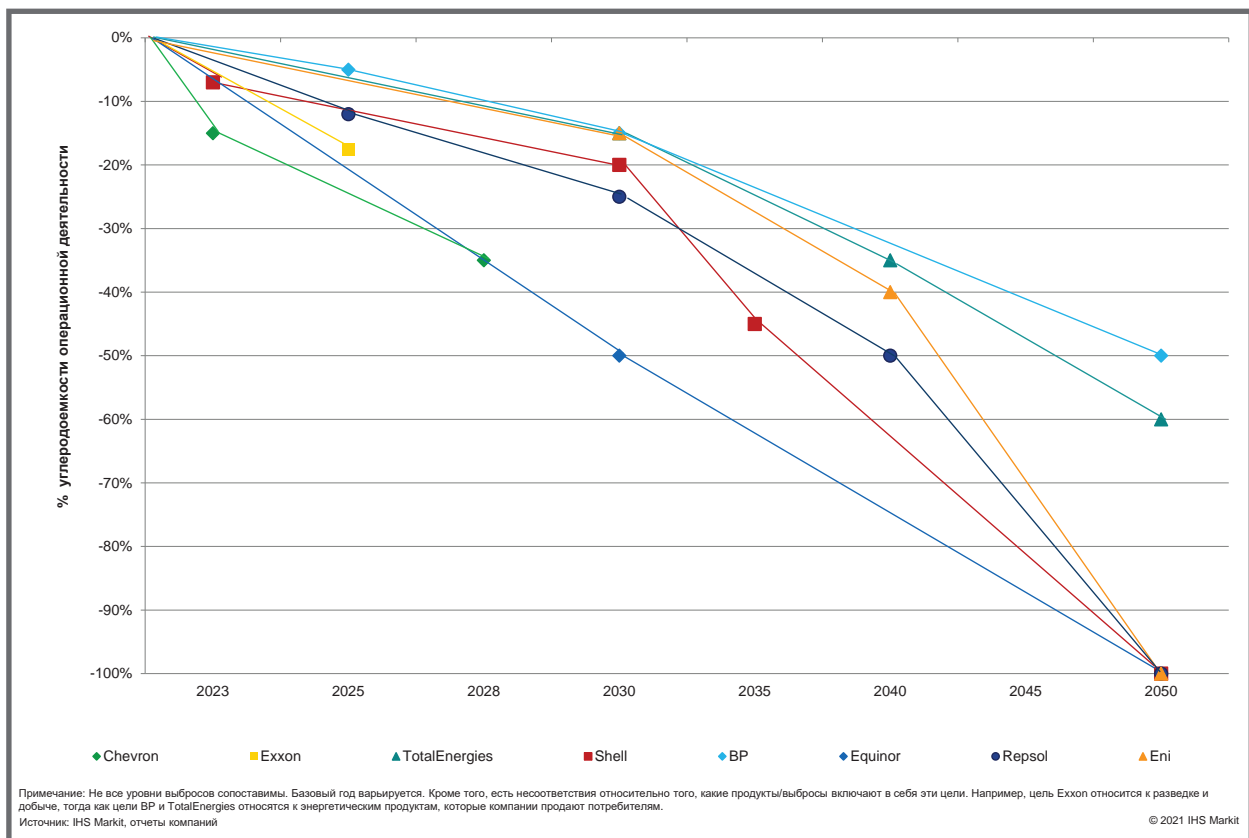
Большинство упомянутых выше компаний рассчитывают достичь заявленных целей по выбросам за счет сочетания таких факторов как дальнейшее сокращение стоимости возобновляемой энергии, введение универсальных систем платы за выбросы углерода и внедрение технологических инноваций. В краткосрочной перспективе доходы от традиционных нефтегазовых операций, вероятно, будут реинвестироваться в новые «зеленые» предприятия.

44 См. IHS Markit Upstream Competition Insight *Can low-carbon be profitable? Understanding the value proposition of alternative businesses for oil and gas companies*, 3 June 2019 [Аналитический обзор IHS Markit по конкуренции в сфере разведки и добычи «Могут ли низкие выбросы углерода быть прибыльными? Понимание выгод альтернативных способов ведения бизнеса для нефтегазовых компаний», 3 июня 2019 г.]; IHS Herold Upstream Topical Insight *Market conditions in 2020 demonstrate the value proposition of renewables, but can these returns be sustained?*, 22 July 2021 [Аналитический обзор по актуальным вопросам разведки и добычи IHS Herold, «Рыночная ситуация в 2020 году демонстрирует выгоды ВИЭ, но можно ли сохранить эти преимущества?», 22 июля 2021 г.].

45 IHS Markit Energy View – Climate and Cleantech Insight *As ESG investment trillions eye billions of dollars in oil industry equity, IOC strategy is aligning with net-zero commitments*, 16 March 2021 [Энергетическое обозрение IHS Markit – Аналитический обзор по климату и чистым технологиям «Триллионы инвестиций в ESG (экологию, социальную сферу, корпоративное управление) и миллиарды долларов капитала нефтяной отрасли – стратегия МНК приходит в соответствие с обязательствами по выходу на нулевой баланс выбросов», 16 марта 2021 г.].

46 IHS Markit Oil and Gas Insight *Global emissions: 2020 a watershed year for IOC decarbonization targets*, 11 March 2021 [Аналитический обзор IHS Markit по нефти и газу «Глобальные выбросы: 2020 год – переломный для целей МНК по декарбонизации», 11 марта 2021 г.].

Рисунок 2.3 Объявленные МНК целевые показатели углеродоемкости на период до 2050 г.



2.4.1.2 Компании с более традиционным подходом

Не все энергетические компании быстро отреагировали на энергетический переход – особенно те, которые располагают «выгодными» баррелями или объемами, добыча которых возможна при сравнительно низких затратах (или с низким углеродным следом). Для таких компаний отход от нефти или газа со стороны их традиционных конкурентов «фактически может открыть больше возможностей; такой исход может означать сохранение способности конкурировать за долю на рынке, который, вероятно, будет сокращаться – по крайней мере, в случае мирового спроса на нефть – на протяжении ближайших двух десятилетий».⁴⁷ Иными словами, отход от углеводородов происходит быстрее со стороны инвесторов и МНК, являющихся «первопроходцами» в сфере энергетического перехода, чем со стороны глобальных потребителей – и это, возможно, открывает как минимум краткосрочное окно для увеличения производства другими компаниями. Одной из компаний, придерживающихся такой стратегии, является Национальная нефтяная компания Абу-Даби (ADNOC) в Объединенных Арабских Эмиратах (ОАЭ). ADNOC активно инвестирует в развитие добычи (120 млрд. долл. США в течение пяти лет) и планирует увеличить добывающие мощности с 3,8 млн. барр. в сутки (190 млн. т в год) до 5,0 млн. барр. в сутки (250 млн. т в год) к 2030 году. Амбициозная программа ADNOC противоречит плану альянса ОПЕК+ по постепенному ослаблению сокращений добычи нефти после пандемии, что в начале июля 2021 года привело к тупиковой ситуации, когда ОАЭ

не поддержали предложенную группой периодическую корректировку уровней добычи. Однако разногласия были быстро разрешены, когда альянс ОПЕК+ предоставил ОАЭ более высокий базовый уровень добычи (максимальный объем, который ОАЭ может производить) в размере 3,65 млн. барр. в сутки (с 3,2 млн. барр. в сутки в настоящее время), начиная с апреля 2022 года.

Тем не менее, даже эти компании с более традиционным подходом к своей деятельности применяют различные «зеленые» стратегии, такие как снижение углеродоемкости производства, увеличение использования ВИЭ и утилизации попутного газа, а также выделение части исследовательских бюджетов на CCUS, атомные технологии и биотопливо (в качестве примера здесь можно привести ExxonMobil, Imperial Oil и Chevron).⁴⁸ Экологические инициативы этих компаний пока в основном сосредоточены на снижении интенсивности выбросов в процессе производства (например, сокращение выбросов ПГ на баррель добычи), а не на достижении нулевого баланса выбросов (см. Рисунок 2.3 «Объявленные МНК целевые показатели углеродоемкости на период до 2050 г.»).

⁴⁸ В сфере хранения углерода (с применением технологий CCUS) МНК обладают явными преимуществами, которые позволяют им в первых рядах освоить данное направление – учитывая имеющийся у них капитал, оборудование, инженерный опыт бурения и разработки месторождений, а в некоторых случаях также права на истощенные нефтегазовые месторождения. Ожидается, что последние – наряду с соляными формациями – будут в первую очередь служить резервуарами для хранения углерода. По имеющимся оценкам, находящиеся сейчас в разработке проекты CCUS задействуют менее 1% располагаемого объема истощенных нефтяных и газовых месторождений. (см. IHS Markit Climate and Cleantech Carbon capture and storage: Investors weigh hub model for scale to cut costs, 13 July 2021 [Обзор IHS Markit по климату и чистым технологиям «Улавливание и хранение углерода: инвесторы оценивают модель централизации (создания хабов), чтобы обеспечить экономию за счет масштаба», 13 июля 2021 г.]).

⁴⁷ IHS Markit, Russian and Caspian Energy Big questions for Eurasian energy in 2021, 5 February 2021 [IHS Markit – Энергетика России и стран Каспийского региона «Актуальные вопросы для энергетики Евразии в 2021 году», 5 февраля 2021 г.]

2.4.1.3 История двух компаний: разные стратегии вызывают одинаковое недовольство задействованных сторон – «этого недостаточно»

В последние годы усиливается давление на компании со стороны акционеров – включая финансовые учреждения частного сектора, инвестирующие в нефтегазовые проекты – которые активно требуют решить проблему выбросов ПГ. Ярким примером является Net Zero Asset Managers Initiative, 128 участников которой включают BlackRock и Vanguard – международная инициатива, призванная (в конечном итоге) ограничить инвестиции только проектами и компаниями, стремящимися к нулевому углеродному следу. Данная группа, под управлением которой находятся активы на сумму 43 трлн. долл. США, установила цели относительно процентных долей активов своих участников в соответствии с задачами выхода на нулевой баланс выбросов углерода. Аналогично поступил и более крупный альянс, начавший работу в апреле 2021 года в сотрудничестве с ООН – Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ), с которым связана Net Zero Asset Managers Initiative. В него входит более 160 участников со всего мира, среди которых крупные банки, компании по управлению инвестициями, страховые компании и пенсионные фонды, а находящиеся под его управлением активы превышают 70 трлн. долл. США.

Наглядной иллюстрацией разнообразного давления, оказываемого на предприятия нефтегазовой отрасли, с целью побудить их к более активной реализации энергетического перехода, служат недавние события с участием двух компаний. Одна из них – Shell – придерживается подхода, характерного для европейских МНК. Другая – ExxonMobil – отдает предпочтение более традиционной стратегии. Тем не менее, обе были призваны к ответу в один и тот же день, в мае 2021 года, в связи с их реагированием на энергетический переход.⁴⁹ В случае Shell решение против компании было вынесено судом в Нидерландах, а в случае ExxonMobil свою позицию отстаивали акционеры-активисты на ежегодном общем собрании.

Shell: 26 мая 2021 года Первый окружной суд Гааги (на родине Shell, в Нидерландах) постановил, что компания не принимает достаточных мер для смягчения воздействия своей деятельности на окружающую среду, и обязал ее обеспечить чистое сокращение выбросов CO₂ на 45% к 2030 году от уровня 2019 года.⁵⁰ Хотя суд предписал группе Shell чистое сокращение на 45% выбросов со сферами охвата 1, 2 и 3, «обязательство обеспечить результат» распространяется

только на выбросы со сферой охвата 1, и при этом отмечается, что компания должна предпринять все возможное (в рамках «обязательства по приложению максимальных усилий») для сокращения выбросов со сферами охвата 2 и 3. Решение суда основывалось на подразумеваемых (не прописанных) нормах добросовестности [unwritten standard of care] согласно Гражданскому кодексу Нидерландов, и в нем было указано, что «права человека предполагают защиту от опасных последствий изменения климата, и компании обязаны уважать права человека».⁵¹

Данное постановление суда является первым в своем роде, поскольку оно (1) устанавливает взаимосвязь между изменением климата и правами человека в голландской юриспруденции, (2) признает отдельно взятую компанию ответственной за глобальную экологическую проблему и (3) обязывает Shell сократить выбросы CO₂ до установленного судом показателя. Shell пытается обжаловать постановление, утверждая, что решения, вынесенного против одной компании, недостаточно для устранения угрозы, связанной с изменением климата. Как бы то ни было, в рамках своей стратегии Powering Progress, о которой было объявлено в апреле 2021 года, Shell принимает дополнительные меры по сокращению выбросов, включая увеличение расходов на низкоуглеродные решения до 3 млрд. долл. США в год (примерно 15% от совокупного объема капитальных затрат) и дальнейшую концентрацию своего портфеля проектов переработки и сбыта до пяти крупных «энергетических и химических парков» к 2030 году.⁵²

ExxonMobil: На годовом собрании акционеров ExxonMobil, которое состоялось 26 мая 2021 года, инвестиционные фирмы BlackRock и Vanguard, а также пенсионные фонды CalPERS, CalSTERS и New York State Common Retirement Fund, проголосовали за включение трех из четырех кандидатов, поддерживаемых активистами группы Engine №1, в совет директоров компании. Цель заключалась в том, чтобы побудить ExxonMobil к более активному продвижению по пути к экологически чистой энергии с отходом от нефти и газа. Акционеры также проголосовали за решение, требующее от компании отчитаться о том, как ее климатическое лоббирование согласуется с целями Парижского соглашения и о риске для деятельности компании, связанного с проблемами изменения климата.⁵³

2.4.1.4 Национальные нефтяные компании (ННК)

Необходимость реагировать на факторы, вызывающие обеспокоенность задействованных сторон, не всегда столь актуальна для ННК, которые в силу своих функций и структуры собственности часто ставят интересы государства выше требований частных инвесторов или активистов. Не менее важна в данном случае и обязанность многих ННК

49 Также 26 мая 2021 года – в тот день, когда были призваны к ответу Shell и ExxonMobil – на годовом собрании Chevron 61% акционеров поддержали резолюцию, которую продвигали активисты группы «Follow This», требующую от компании сокращения выбросов углерода со сферой охвата 3.

50 Истцами по делу были семь НПО, включая Milieudefensie (голландский филиал организации «Друзья Земли»), и более 17 000 физических лиц. В конечном итоге к процессу были допущены только шесть НПО, при этом суд постановил, что физические лица как истцы не обладают надлежащим правовым статусом (достаточной правоспособностью). Хотя теоретически решение суда распространяется на операции компании в глобальном масштабе, оно имеет обязательную юридическую силу (возможность исполнения в принудительном порядке) только для ее операций в Нидерландах.

51 The Hague District Court, *Milieudefensie et al. v Royal Dutch Shell plc*, NL:RBDHA:2021:5339 (26 May 2021) [Окружной суд Гааги, *Milieudefensie et al. v. Royal Dutch Shell plc*, NL:RBDHA:2021:5339 (26 мая 2021 г.)], <https://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RBDHA:2021:5339>.

52 Oil & Gas Journal, 20 July 2021 [Oil & Gas Journal, 20 июля 2021 г.].

53 IHS Markit Climate and Sustainability Research and Analysis *Oil majors forced to reckon with climate impacts*, 26 May 2021 [Исследования и аналитика IHS Markit в области климата и устойчивого развития «Крупные нефтяные компании вынуждены считаться с проблемами воздействия на климат», 26 мая 2021 г.].

обеспечивать рациональное использование национальных углеводородных ресурсов в интересах граждан страны. Если будущее углеводородов представляется неопределенным, то это может даже послужить дополнительным стимулом для активизации добычи, чтобы как можно скорее монетизировать ресурс и не оставлять активы «в земле».

Подобные опасения могут подтолкнуть казахстанскую ННК «КазМунайГаз» (КМГ) к максимизации добычи действующих месторождений, которые позволяют быстро наращивать объемы производства (т.е. на проектах «большой тройки»), вместо того чтобы заниматься разработкой новых активов. При этом в Казахстане, как и во многих других крупных странах-производителях углеводородов, правительство, стремясь к углеродной нейтральности, одновременно опирается на доходы от нефти и газа в качестве источника пополнения государственных бюджетов. Подобное слияние конкурирующих интересов и целей высвечивает проблемы, существующие на пути энергетического перехода, а также подчеркивает важность стабильного притока иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль добывающих стран в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

В дополнение к возложенной на них ответственности за национальные запасы углеводородов, у ННК есть и другие обязанности, которые усложняют их деятельность, не позволяя ограничиться исключительно расчетами с точки зрения «прибылей и убытков». Одной из серьезных проблем для ННК во всем мире в 2020 и 2021 годах стало давление со стороны правительства, побуждающее их к увеличению расходов на «сторонние» национальные проекты и социальные программы, учитывая возросшую потребность в подобных отчислениях во время пандемии и непосредственно после нее. От ННК (в разной степени в зависимости от страны) ожидается, что они будут обеспечивать поступление доходов в государственный бюджет, содействовать занятости граждан (созданию рабочих мест), оказывать поддержку социальной политике и выступать в качестве агентов внешней политики.⁵⁴

Несмотря на эти общие для них обязанности, действия ННК в свете энергетического перехода были разноплановыми. Некоторые из них – такие как норвежская Equinor (ранее Statoil) – поддержали переход, тогда как другие (в частности, Petrobras, Pemex), похоже, еще не до конца определились с дальнейшими шагами. Интересный пример представляет «Роснефть» – как «национальная» компания, которая стремится как реализовать инициативы в области зеленой энергетики, так и увеличить добычу нефти и газа.⁵⁵

С одной стороны, «Роснефть» совместно с BP инициировали реализацию Плана по углеродному менеджменту до 2035 года, в котором нашли отражение поставленные BP цели по выходу на нулевой баланс выбросов углерода к 2050 году.⁵⁶ С другой стороны, в 2020 году «Роснефть» увеличила объем эксплуатационного бурения, начав полномасштабную разработку Эргинского кластера, Северо-Даниловского месторождения и широко освещаемого проекта «Восток Ойл» (600 000 барр. в сутки).⁵⁷ Помимо этого, в конце января 2021 года «Роснефть» объявила о заключении соглашения с правительством, которое предусматривает вычет по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для крупного месторождения компании – Приобского – в обмен на расширенные инвестиционные обязательства в 2021-2030 гг. По словам «Роснефти», соглашение будет способствовать дальнейшему наращиванию объемов бурения, поможет поддержать добычу и обеспечит 70 млн. т нефти дополнительно в ближайшее десятилетие.⁵⁸ Такой «двусторонний» подход – монетизация активов при одновременном стремлении уменьшить углеродный след от связанной с этим деятельности – может оказаться целесообразным вариантом решения проблем, связанных с энергетическим переходом, для целого ряда ННК.

В итоге ННК тоже придется включиться в энергетический переход, поскольку этого начнут требовать конечные потребители. Время принятия соответствующих мер для ННК, желающих привлечь международные инвестиции через первичное публичное размещение акций (IPO) или в рамках совместных предприятий, стремительно настанет. Институциональные инвесторы и МНК уже учитывают в своих стратегических расчетах экологию, социальную сферу, корпоративное управление (ESG) и выбросы. В частности, ННК Западной Африки и Юго-Восточной Азии в настоящее время испытывают серьезные трудности с восстановлением прежнего уровня внешних инвестиций в углеводородный

54 См. IHS Herold Upstream Companies and Transactions *Five key questions for NOCs in 2021*, February 2021 [IHS Herold – Компании и транзакции в сфере разведки и добычи «Пять актуальных вопросов для ННК в 2021 году», февраль 2021 г.].

55 Самый крупный пакет (40,4%) акций «Роснефти» принадлежит АО «Роснефтегаз» (которое полностью находится в собственности государства); помимо этого, крупные (но не контрольные) пакеты акций принадлежат BP (19,75% через BP Russian Investments Ltd.) и QH Oil Investments. LLC (18,46% через группу катарских предприятий).

56 В соответствии с планом, «Роснефть» и BP договорились сотрудничать в сфере низкоуглеродных технологий (ВИЭ, CCUS, водород), видов топлива с улучшенными экологическими характеристиками (голубой водород, биодизельное топливо) и компенсации квот на выбросы (в том числе, за счет лесонасаждения). Конкретные обязательства «Роснефти» включают предотвращение выбросов ПГ в объеме 20 млн. т CO₂-экв., сокращение интенсивности выбросов от добывающей деятельности на 30% и отказ от факельного сжигания попутного газа.

57 См. IHS Markit Strategic Report *Russia Watch 2020* [Стратегический отчет IHS Markit «Обзор ситуации в России за 2020 год»].

58 Более подробную информацию можно найти в материале IHS Herold Upstream Companies and Transactions *NOC Insights – Rosneft touts carbon management plan as pandemic cuts 2020 financial and operational results*, 18 February 2021 [IHS Herold – Компании и транзакции в сфере разведки и добычи «Аналитический обзор ННК – “Роснефть” объявляет о плане углеродного менеджмента при спаде финансовых и операционных показателей из-за пандемии в 2020 году», 18 февраля 2021 г.].

сектор после того, как несколько крупных компаний (Shell, TotalEnergies и Eni) вышли из проектов.⁵⁹

2.4.2 Действия компаний, не относящихся к энергетике

Поскольку энергетический переход предполагает системные изменения на масштабной основе, следует проанализировать действия неэнергетических компаний в данном направлении. Компании, не относящиеся к углеводородному сектору, отреагировали на энергетический переход прежде всего в части потребления электроэнергии (и, во вторую очередь, в части выбросов углерода от потребления топлива). В США почти половина всех контрактов в области ВИЭ в 2020 году приходилась на частный сектор. Доля данного сегмента во всех законтрактованных мощностях возобновляемой генерации в 2020 году значительно выросла, составив 46% от совокупного объема (и увеличившись по сравнению с 2019 годом, когда она составляла 31%).⁶⁰ Среди американских компаний в 2020 году лидерами с точки зрения суммарного объема законтрактованных мощностей (по сравнению с другими отраслями) стали компании сферы информационных технологий (ИТ), на которые пришлось порядка 50% от совокупного показателя частного сектора. Отчасти из-за характера своей продукции, ИТ-компании смогли поставить и реализовать более амбициозные цели по сокращению выбросов углерода, чем многие другие.

2.4.2.1 Google и Amazon

Google располагает длительным опытом в области экологически чистой энергии. Согласно веб-сайту Google, в 2007 году он стал первой крупной компанией в мире, которая достигла углеродной нейтральности⁶¹, а в 2017 году – первой компанией подобного масштаба, которая полностью покрывает свои потребности в электроэнергии за счет возобнов-

ляемых источников.⁶² К 2030 году Google стремится выйти на непрерывное (круглосуточное) использование безуглеродной энергии для обеспечения своей деятельности.⁶³

Google сократил свой углеродный след, подписав крупномасштабные соглашения о закупках с поставщиками возобновляемой энергии. В сентябре 2019 года компания объявила о крупнейшей в истории (на тот момент) корпоративной закупке возобновляемой энергии: пакет выделенной мощности в объеме 1 600 МВт в рамках 18-ти энергетических сделок по всему миру. Когда все проекты, по которым заключены контракты, начнут работать, безуглеродный энергетический портфель Google (мощностью более 5 ГВт) будет обеспечивать производство большего объема электроэнергии, чем ежегодно потребляют целые страны, такие как Литва или Уругвай. Эти закупки не только обеспечивают спросом существующие ветровые и солнечные проекты, но и представляют собой долгосрочные обязательства, способствующие реализации новых проектов.

В дополнение к вышеуказанным инициативам, Google осуществляет прямые инвестиции в возобновляемую электроэнергетику и искусственный интеллект (для повышения эффективности отопления/охлаждения своих зданий). Помимо этого, компания стремится скорректировать свои модели потребления электроэнергии, чтобы привести их в более тесное соответствие с графиками возобновляемой генерации, путем внесения различных изменений в процессы (включая оптимизацию нагрузки на серверы, исходя из углеродоемкости электроэнергии в сети).

Amazon – компания электронной коммерции, которая также широко представлена в сфере информационных технологий (облачных вычислений). Она потребляет значительное количество энергоресурсов для отопления/охлаждения офисов и складов, а также для обеспечения транспортных средств своей службы доставки. В декабре 2020 года Amazon объявил о подписании контрактов с 26-ю новыми проектами ветровой и солнечной энергетики коммунального масштаба (общая мощность которых по производству возобновляемой электроэнергии составляет 3,4 ГВт) в Австралии, Франции, Германии, Италии, Южной Африке, Швеции, Великобритании и США.⁶⁴ Впоследствии, в июне 2021 года, компания объявила о заключении сделок по ВИЭ еще на 1,5 ГВт (14 ветровых и солнечных проектов дополнительно), в результате чего ее возобновляемые генерирующие активы в общей сложности стали насчитывать 220 проектов ВИЭ по всему миру (с генерирующей мощностью 10 ГВт). Это обеспечивает достаточно электроэнергии для нужд всех корпоративных офисов компании, а также центров обработки и выполнения заказов, магазинов Whole Foods Market и Amazon Web

59 См. IHS Markit E&P Terms and Above-Ground Risk *Turbulent transitions: Evolving above-ground risks in West Africa's maturing hydrocarbon producers*, 19 March 2021 [IHS Markit – Условия разведки и добычи и риски негеологического характера «Турбулентный переход: новые риски негеологического характера для добычи на зрелых месторождениях углеводородов в Западной Африке», 19 марта 2021 г.]; IHS Markit E&P Terms and Above-Ground Risk *Asian NOCs and the energy transition, April 2021* [IHS Markit – Условия разведки и добычи и риски негеологического характера «Азиатские ННК и энергетический переход», апрель 2021 г.]. Если не рассматривать прекращение деятельности в условиях, которые перестали считаться привлекательными, еще одной стратегией концентрации портфеля активов разведки и добычи МНК является слияние – в качестве примера можно привести планируемое создание совместных предприятий Eni и BP в Анголе и Алжире с целью сокращения затрат, которые объединят активы компаний в области разведки и разработки месторождений в этих странах, чтобы обеспечить эффективность деятельности и синергию (см. IHS Markit Oil and Gas Insight Africa Upstream: *Eni and BP's joint ventures offer a new approach for energy transition*, 14 July 2021 [Аналитический обзор IHS Markit по нефти и газу «Разведка и добыча в Африке: совместные предприятия Eni и BP предлагают новый подход к энергетическому переходу», 14 июля 2021 г.]). Подобные слияния могут стать более распространенными по мере того, как энергетический переход будет набирать обороты – особенно для зрелых бассейнов.

60 IHS Markit Climate and Cleantech US Renewables Insight: *Corporate deals nearly match that of all other US renewable contracting in 2020*, 5 February 2021 [IHS Markit – Климат и чистые технологии «Аналитический обзор ВИЭ в США: объем корпоративных сделок почти совпадает с объемом всех других контрактов в области ВИЭ в США в 2020 году», 5 февраля 2021 г.].

61 <https://cloud.google.com/blog/topics/inside-google-cloud/announcing-round-the-clock-clean-energy-for-cloud>

62 *Our Biggest Renewable Energy Purchase Ever* [«Наша крупнейшая покупка ВИЭ»] (blog.google).

63 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/google-pledges-24-7-carbon-free-energy-by-2030>

64 <https://www.businesswire.com/news/home/20201210005304/en/Amazon-Becomes-World%E2%80%99s-Largest-Corporate-Purchaser-of-Renewable-Energy-Advancing-its-Climate-Pledge-Commitment-to-be-Net-zero-Carbon-by-2040>; <https://www.nbcnews.com/business/business-news/amazon-ramps-purchases-renewable-energy-amid-worker-battle-climate-change-n1264469>; <https://www.businesswire.com/news/home/20210623005093/en/Amazon-Becomes-Largest-Corporate-Buyer-of-Renewable-Energy-in-the-U.S>

Services (AWS).⁶⁵ В результате Amazon обошел Google, став крупнейшим в мире корпоративным покупателем возобновляемой энергии. Компанией поставлена цель обеспечить электроснабжение всех операций Amazon за счет ВИЭ к 2025 году, приобрести 100 000 электромобилей для службы доставки, инвестировать 2 млрд. долл. США в технологии сокращения выбросов углерода и достичь чистой углеродной нейтральности в деятельности компании к 2040 году.

Вклад в глобальное сокращение выбросов ПГ за счет повышения эффективности потребления электроэнергии центрами обработки данных, безусловно, важен и достоин одобрения, но его не следует переоценивать. Согласно результатам недавних научных исследований, совокупная потребность в электроэнергии крупных мировых центров облачного хранения данных (включая Google, Amazon, Alibaba, Apple, Facebook и Microsoft) составляет лишь около 1% от годового потребления электроэнергии в мире.⁶⁶

Закупки и стратегии Google и Amazon в области возобновляемой электроэнергии служат иллюстрацией того, как компании сферы информационных технологий и розничной электронной коммерции (деятельность которых напрямую не связана с энергетикой) ускоряют энергетический переход. Такие примеры актуальны для Казахстана, где находится Международный финансовый центр «Астана» (МФЦА) и региональный игрок в сфере финансовых технологий Kaspi.kz.⁶⁷

2.4.2.2 Корпорации объединяются при заключении контрактов на ВИЭ для достижения эффекта масштаба

Другие компании – не такие крупные и не располагающие таким объемом финансовых ресурсов, как Google и Amazon – договариваясь о покупке возобновляемой электроэнергии у ее крупных производителей, объединяются, чтобы обеспечить экономию за счет масштаба. Самым ярким из недавних примеров в данном случае является Samson Solar Energy Center [Центр солнечной энергии «Самсон»], который должен стать крупнейшим проектом солнечной энергетики США, обеспечиваемым за счет корпоративных закупок.⁶⁸ Компания Invenergy, строящая этот центр мощностью 1,3 ГВт на северо-востоке Техаса, уже заключила контракты на поставку с AT&T, Home Depot, Honda, McDonalds и тремя техасскими муниципалитетами (а также с корпоративным гигантом Google). Помимо этих солидных игроков, в проекте участвуют компании менее значительного масштаба, подписавшие соглашения о виртуальной покупке электроэнергии с более крупными покупателями.

65 AWS также предоставляет услуги эффективного хранения данных энергетическим компаниям. BP и AWS имеют партнерские отношения, в рамках которых BP поставляет возобновляемую энергию для Amazon в Европе, а AWS обеспечивает BP сервисами в области данных и облачными сервисами для цифровых операций, которые более эффективны, чем традиционные центры хранения данных. См. AWS Speaking Session Reinventing the Energy Industry, CERAWWeek 2021, AWS, 02 March 2021 [Сессия докладов AWS «Переосмысление энергетики», CERAWWeek 2021, AWS, 2 марта 2021 г.], <https://pages.awscloud.com/GLOBAL-event-OE-energy-cerawweek-replay-2021-reg.html?Languages=French>.

66 *The internet is eating up less electricity than expected*, New York Times, 26 June 2021 [«Интернет потребляет меньше электроэнергии, чем ожидалось», New York Times, 26 июня 2021 г.].

67 Например, Kaspi.kz – это ведущая компания сферы финансовых технологий в Казахстане, число активных пользователей которой по состоянию на конец 2020 года составляло 9,1 миллионов (примерно половина населения страны). В 2020 году суммарный объем платежей (TPV) – т.е., общая сумма платежных транзакций, реализованных на различных платформах Kaspi.kz – составил 23 882 млрд. тенге (около 57,8 млрд. долл. США), что эквивалентно 34% ВВП Казахстана (70 649 млрд. тенге или 170,9 млрд. долл. США).

68 <https://samsonsolarenergycenter.com/#overview>

2.4.2.3 Распределенная возобновляемая генерация в районах, где отсутствует доступ к энергосети

Еще одним направлением действий с целью энергетического перехода является освоение возобновляемой электроэнергетики в частном секторе на Ближнем Востоке и в Африке – регионах, наименее охваченных электроэнергетической сетью.⁶⁹ Здесь мотивацией к участию в энергетическом переходе для неэнергетических компаний служит как стремление обеспечить себе надежное электроснабжение по предсказуемой цене, так и опасения по поводу изменения климата. В Африке и на Ближнем Востоке проводятся государственные тендеры с участием энергетических компаний, что продолжает содействовать развитию *крупномасштабных проектов ВИЭ* (солнечной и ветровой энергетики). Однако рост *малой распределенной возобновляемой генерации* во многих странах данных регионов – особенно в сельской местности – является следствием не столько поддержки со стороны государства, сколько естественных факторов спроса (таких как потребление для собственных нужд).

Даже в городских районах получают широкое распространение малые объекты распределенной электроэнергетики, включая солнечные панели на крышах.⁷⁰ Такое маломасштабное внедрение ВИЭ в частном секторе во многом происходит в направлении «снизу вверх» – в том смысле, что оно обусловлено частными инициативами, а не политикой государства. Если говорить о Казахстане, то в качестве примера можно привести ТОО «Родина» – сельскохозяйственное предприятие, которое с 2013 года эксплуатирует ветряную турбину мощностью 750 МВт. Другие предприятия страны тоже могут задействовать подобные решения.

Аренда (лизинг) объектов солнечной энергетики является наиболее распространенной схемой для небольших компаний в регионе Африки и Ближнего Востока, поскольку это позволяет приобретать возобновляемую энергию, но при этом не ставить такие проекты на баланс и избежать высоких стартовых инвестиций.⁷¹ Хотя целесообразность применения таких схем для большинства компаний, ведущих экономическую деятельность в Казахстане, представляется ограниченной – поскольку возможности доступа к энергосети и надежность энергоснабжения в стране значительно выше – их, тем не менее, стоит рассматривать при открытии малого бизнеса в отдаленных районах страны.

69 World Bank Group, *Electricity Access in Sub-Saharan Africa*, 2019 [Группа Всемирного банка, «Доступ к электроэнергии в странах Африки к югу от Сахары», 2019 г.], <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/31333/9781464813610.pdf?sequence=6&isAllowed=y>. Развитие местной распределенной (автономной) возобновляемой электроэнергетики – важная составляющая многих энергосистем развивающихся государств, включая такие разные страны, как Индия, материковый Китай, Индонезия, Боливия и Монголия.

70 IHS Markit *Power and Renewables Renewable policy trends in Asia, Africa and the Middle East, and Latin America*, 24 October 2018 [Обзор энергетики и ВИЭ IHS Markit «Тенденции политики в области ВИЭ в Азии, Африке и на Ближнем Востоке, а также в Латинской Америке», 24 октября 2018 г.].

71 При аренде (лизинге) объектов солнечной энергетики компания арендует фотоэлектрическую систему на согласованный период, выплачивая установленную сумму и проценты за аренду оборудования. При лизинговом финансировании арендатор не становится владельцем актива (в отличие от соглашения о покупке электроэнергии или соглашения об аренде/лизинге с последующей покупкой), несмотря на то, что в течение периода аренды актив находится полностью под его контролем. Такие схемы помогают устранить главное препятствие на пути наращивания мощностей возобновляемой электроэнергетики – нехватку капитала.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД И ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ КАЗАХСТАНА

2.5 Обновленный определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) Казахстана в рамках Парижского соглашения по климату

Глобальные выбросы ПГ неуклонно росли на протяжении последних трех десятилетий, но в 2020 году этот рост временно приостановился на фоне пандемии COVID-19 (см. Рисунок 2.4 «Глобальные выбросы ПГ: фактические данные до 2020 г. и прогноз до 2050 г.»). Они связаны прежде всего с потреблением энергоресурсов, на долю которого в текущем тысячелетии приходится 75% от совокупного объема выбросов ПГ. Крупнейшим источником выбросов CO₂ в энергетике является производство электроэнергии, доля которого составляет около 1/3 от совокупного показателя, а на втором и третьем месте – транспорт и промышленность, с долями примерно по 1/5 (см. Рисунок 2.5 «Глобальные выбросы CO₂, связанные с энергетикой: фактические данные до 2020 г. и прогноз до 2050 г. по секторам экономики»).

Ключевой вопрос заключается в том, окажутся ли текущие тенденции (а также реализуемые в настоящее время меры и национальная политика) достаточными для сокращения выбросов и достижения целей Парижского соглашения по климату к 2030 году, а в последствии и для выхода на нулевой баланс выбросов к середине XXI века. В настоящее время представляется, что без гораздо более существенных изменений (таких как содействие ускоренному внедрению ВИЭ, активизация вывода из эксплуатации объектов угольной генерации или более быстрый переход на электромобили) всему миру будет чрезвычайно сложно достичь целей, поставленных на 2030 год, и к середине века выйти на нулевой баланс – хотя отдельным странам, возможно, удастся реализовать предусмотренные для них целевые показатели.⁷² Как отмечалось в Главе 1, новый базовый сценарий IHS Markit («Переломный этап») предполагает продолжающееся увеличение глобальных выбросов, и – вместо удержания прироста глобальной средней температуры в пределах 1,5°C–2°C, как это предусмотрено Парижским соглашением – более вероятно, что прирост в конечном итоге будет составлять 2,6°C сверх доиндустриальных уровней.⁷³

По имеющимся данным, в 2019 году выбросы ПГ в Казахстане составили 364,5 млн. т CO₂-экв., что на 6%

меньше, чем в 2018 году (388 млн. т CO₂-экв.).⁷⁴ Основная масса совокупного объема выбросов ПГ приходится на выбросы диоксида углерода (CO₂) – в среднем около 300 млн. т в год – а на выбросы метана (CH₄), закиси азота (N₂O), гидрофторуглеродов (ГФУ), перфторуглеродов (ПФУ) и гексафторида серы (SF₆) в совокупности приходится около 19% от годового объема выбросов ПГ в Казахстане (см. Рисунок 2.6 «Выбросы ПГ в Казахстане по видам»). Отраслевая структура выбросов ПГ в последние годы не претерпела существенных изменений: в 2019 году их крупнейшим источником была энергетика (около 80%), за которой следовали сельское хозяйство (10%) и промышленность (6%) (см. Рисунок 2.7 «Выбросы ПГ в Казахстане по отраслям – данные прошедших периодов») (см. текстовую вставку «Учет выбросов в Казахстане»). Этот совокупный показатель ставит Казахстан на 26-е место среди всех стран мира и на 16-е место среди так называемых стран (сторон), включенных в приложение I.⁷⁵ Выбросы ПГ в Казахстане в целом сравнимы по объему с показателями таких стран, как Испания, Франция, ОАЭ и Малайзия.

Если рассматривать показатели с точки зрения экономической активности, то выбросы ПГ в энергетике Казахстана на миллион долларов ВВП в 2020 году составили 1,16 тонн. Сравнив этот результат с совокупным объемом выбросов ПГ сторон, включенных в Приложение I к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (далее – РКИК ООН или «Конвенция»), можно увидеть, что по показателям интенсивности выбросов ПГ в расчете на ВВП Казахстан уступает только Украине. Это является следствием высокого уровня индустриализации и энергоемкости экономики страны (см. Рисунок 2.8

⁷⁴ Данный показатель включает долю в общенациональном объеме выбросов, приходящуюся на сектор землепользования, изменений в землепользовании и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ), который обычно компенсирует выбросы от других видов деятельности. Данные по выбросам ПГ за 2020 год на момент составления настоящего отчета отсутствовали.

⁷⁵ Рамочная конвенция Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН) предусматривает три категории стран-членов или «сторон». Отнесение к той или иной категории в целом определяется обязательствами страны по сокращению выбросов и уровнем экономического развития. К странам, включенным в Приложение I, относятся страны-члены ОЭСР с 1992 года, а также страны с переходной экономикой, расположенные в Европе и Центральной Азии. К странам, включенным в Приложение II к РКИК ООН, относятся страны-члены ОЭСР с 1992 года за исключением стран с переходной экономикой. К странам, не включенным в Приложение I, в основном относятся развивающиеся страны. Ключевое различие между этими категориями заключается в том, что от сторон, включенных в Приложение II, требуется предоставлять финансовую помощь развивающимся странам. Статус Казахстана в данном случае уникален, поскольку он является стороной, включенной в Приложение I к Киотскому протоколу, и одновременно стороной, не включенной в Приложение I к РКИК ООН, что освобождает его от финансовых обязательств. Решение об этом было принято на КС-7 в 2001 году по официальному запросу Казахстана. См. «Proposal to amend Annexes I and II to remove the name of Turkey and to amend Annex I to add the name of Kazakhstan», UNFCCC [«Предложение о внесении поправок в Приложения I и II для исключения Турции и внесения поправок в Приложение I для включения Казахстана», РКИК ООН], <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/history-of-the-convention/proposal-to-amend-annexes-i-and-ii-to-remove-the-name-of-turkey-and-to-amend-annex-i-to-add-the-name>.

⁷² «Climate change widespread, rapid and intensifying – IPCC», IPCC, 9 August 2021 [«Изменение климата широко распространяется, происходит быстрыми темпами и становится интенсивнее – МГЭИК», МГЭИК, 9 августа 2021 г.], <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr1>.

⁷³ IHS Markit *Inflexions (2021-50): The IHS Markit base-case view of the energy future*, 14 July 2021 [IHS Markit «Переломный этап (2021-2050 гг.): базовый сценарий IHS Markit в отношении будущего энергетики», 14 июля 2021 г.].

Рисунок 2.4 Глобальные выбросы ПГ: фактические данные до 2020 г. и прогноз до 2050 г.

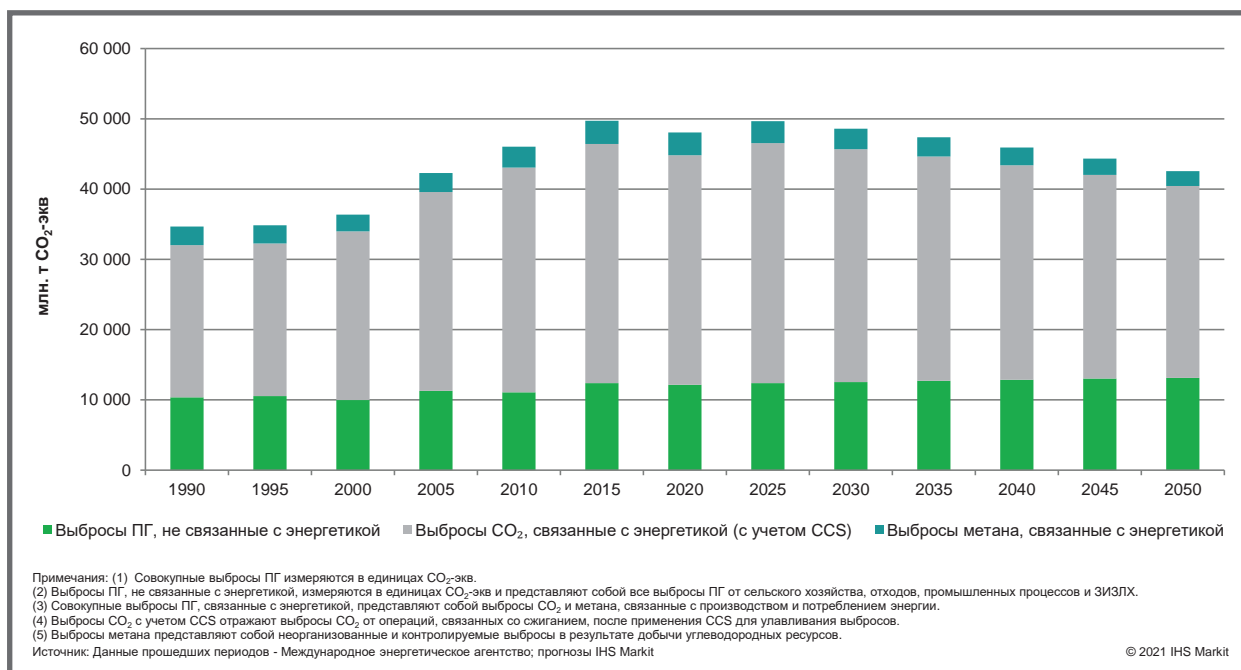


Рисунок 2.5 Глобальные выбросы CO₂, связанные с энергетикой: фактические данные до 2020 г. и прогноз до 2050 г. по секторам экономики

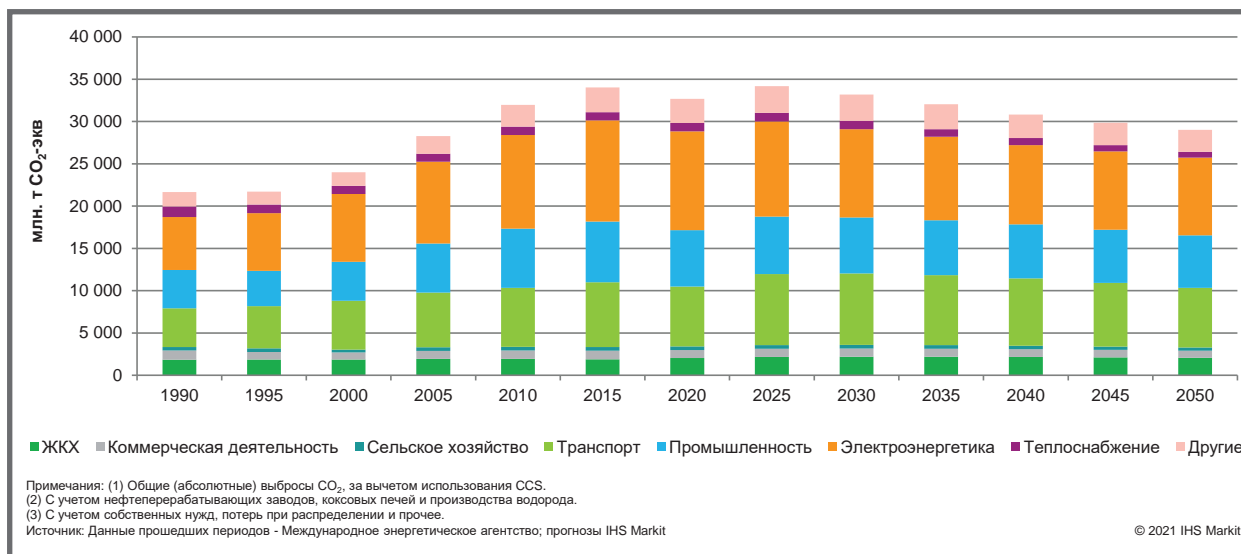


Рисунок 2.6 Выбросы ПГ в Казахстане по видам

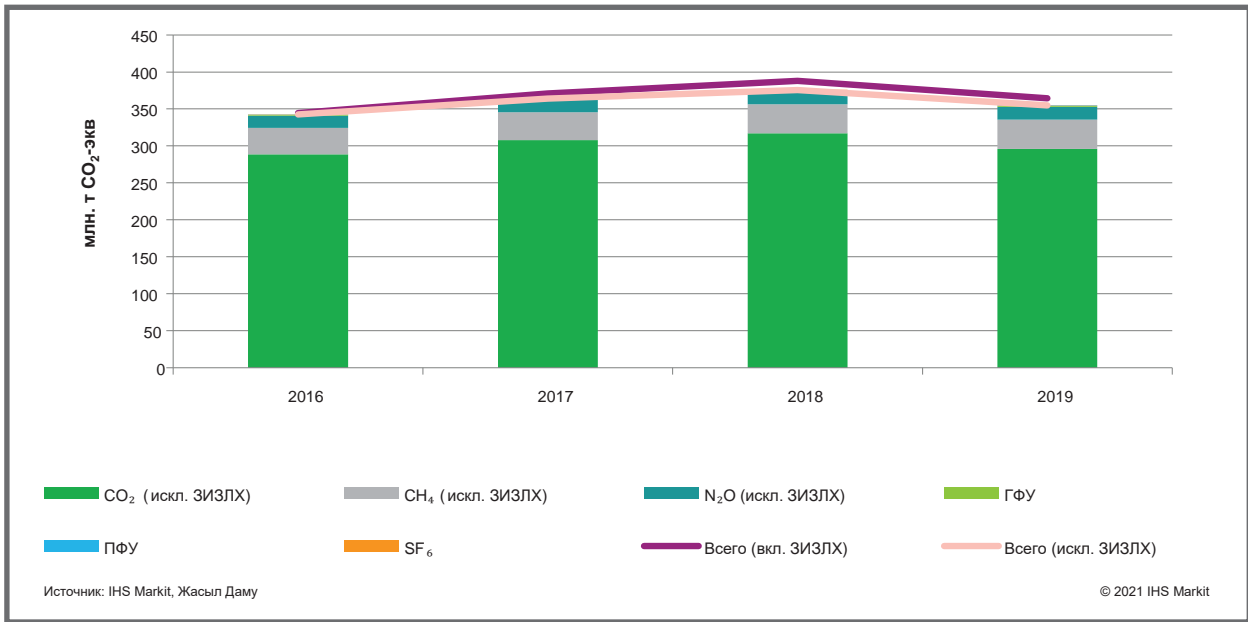


Рисунок 2.7 Выбросы ПГ в Казахстане по отраслям – данные прошедших периодов

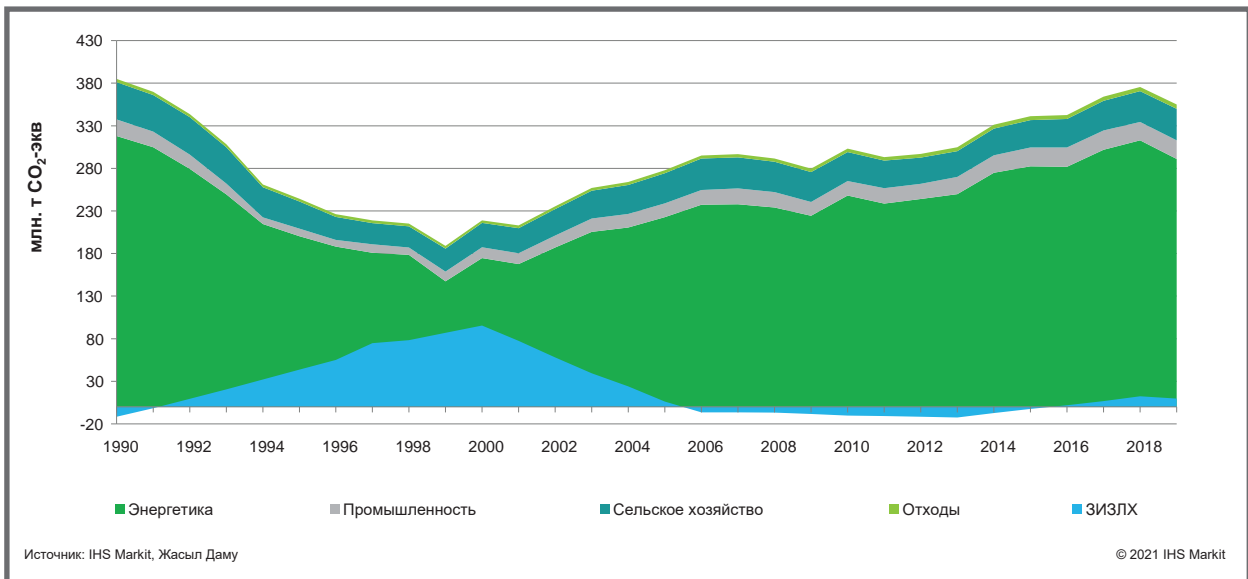
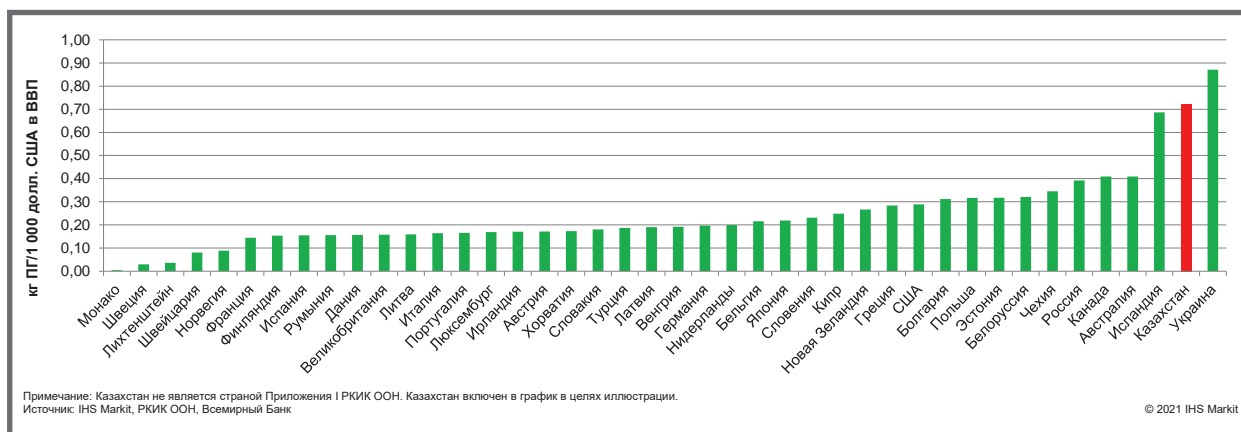


Рисунок 2.8 Интенсивность выбросов ПГ в расчете на ВВП в 2019 г. (страны, включенные в Приложение I)



«Интенсивность выбросов ПГ в расчете на ВВП в 2019 г. (страны, включенные в Приложение I»).

УЧЕТ ВЫБРОСОВ В КАЗАХСТАНЕ

Несмотря на недавние усилия по стандартизации методологии учета выбросов ПГ, атмосферных выбросов и выбросов твердых частиц (ТЧ) в глобальном масштабе, в разных юрисдикциях подходы к их определению, а также нормативные и административные подходы, по-прежнему сильно различаются. Фактически в Казахстане действуют две системы учета выбросов: одна из них соответствует стандартам РКИК ООН для выбросов ПГ и еще одна (местная) система применяется Министерством экологии, геологии и природных ресурсов (МЭГПР) для мониторинга выбросов в атмосферу на уровне организаций в Казахстане.

Первая система, используемая АО «Жасыл даму» при подготовке Национального доклада о кадастре ПГ в Республике Казахстан (НДК) для РКИК ООН, в целом следует методике, изложенной в Руководстве РКИК ООН 2006 года.⁷⁶ Согласно РКИК ООН (и новому Экологическому кодексу Республики Казахстан), выбросы ПГ включают диоксид углерода (CO₂), метан (CH₄), закись азота (N₂O), гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ) и гексафторид серы (SF₆).

Вторая система предназначена для отчетности компаний о выбросах во внутренней экономике и регулируется МЭГПР (и «Жасыл даму»).⁷⁷ «Жасыл даму» является оператором системы торговли квотами на выбросы углерода (СТВ) Казахстана и регулирует выбросы CO₂. Компании, участвующие в системе, предоставляют сведения только о выбросах CO₂, поскольку выбросы других ПГ не включены в СТВ. Выбросы ПГ помимо CO₂ и сбросы загрязняющих

ТЧ – группа, в которую, в частности, входят оксид углерода (CO), оксиды азота (NOx), неметановые летучие органические соединения, диоксид серы (SO₂) и оксиды серы (SOx) – считаются выбросами в атмосферу. Компании ежегодно получают квоты на допустимые уровни выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и выбросов вредных веществ (или вредных выбросов в атмосферу) и ежеквартально вносят предусмотренную плату за выбросы. Превышение допустимого уровня выбросов оплачивается соответствующим образом (см. ниже).

ОНУВ Казахстана в рамках Парижского соглашения по климату предполагает сокращение к 2030 году выбросов ПГ в масштабах всей экономики на 15% от уровня 1990 года в качестве безусловного целевого показателя и на 25% от уровня 1990 года в качестве условного целевого показателя. В 1990 году объем выбросов ПГ в Казахстане (включая ЗИЗЛХ) составил 386,3 млн. т CO₂-экв. Это означает, что к 2030 году он не должен превышать 328,4 млн. т CO₂-экв. для выхода на безусловный целевой показатель ОНУВ.⁷⁸ Поскольку в 2019 году совокупный объем выбросов ПГ составил 364,5 млн. т CO₂-экв., для выхода на безусловный целевой показатель ОНУВ в период с 2020 г. по 2030 г. Казахстану необходимо снизить выбросы примерно на 36,2 млн. т CO₂-экв. (или на 3,6 млн. т CO₂-экв. ежегодно). В то же время, достижение условного целевого показателя сокращения выбросов ПГ (при условии получения внешнего финансирования) – на 25% до 289,7 млн. т CO₂-экв. в 2030 году – потребует снижения выбросов примерно на 75 млн. т CO₂-экв. к 2030 году (от уровня 2019 года) или примерно на 7,5 млн. т CO₂-экв. в год.

Аналогично обязательствам, принимаемым другими мировыми лидерами, в декабре 2020 года президент

76 См. <https://unfccc.int/resource/docs/publications/handbook.pdf>

77 АО «Жасыл даму» было образовано Правительством Казахстана на базе Казахского научно-исследовательского института экологии и климата Министерства охраны окружающей среды согласно Постановлению Правительства № 978 от 26 июля 2012 года и зарегистрировано как юридическое лицо в марте 2013 года.

78 Официальные данные о выбросах ПГ, подготовленные «Жасыл даму», которые подавались в РКИК ООН, с течением лет изменились ввиду преобразований в методологии. Согласно официальному Национальному докладу о кадастре (НДК) Республики Казахстан для РКИК ООН за 2020 год, совокупный объем выбросов ПГ в 1990 году составил 401,9 млн. т CO₂-экв. без учета ЗИЗЛХ и 386,3 млн. т CO₂-экв. с учетом ЗИЗЛХ. В НДК Казахстана на 2021 год эти показатели были пересмотрены в сторону понижения – до 385 млн. т CO₂-экв. и 373,4 млн. т CO₂-экв., соответственно. IHS Markit исходит из предположения о том, что выбросы ПГ в 1990 году составили 386,3 млн. т CO₂-экв. с учетом ЗИЗЛХ.

Токаев объявил о намерении Казахстана достичь углеродной нейтральности к 2060 году.⁷⁹ В сентябре 2021 года на общественное рассмотрение была представлена первая версия стратегии низкоуглеродного развития, направленной на реализацию этой цели. Стратегия основана на всестороннем анализе, выполненном немецкой исследовательской организацией DIW Ecom, и призвана детализировать изменения, необходимые для достижения поставленной цели – нулевого уровня выбросов. В ней представлена дорожная карта с подробным описанием шагов, необходимых для реализации поставленной задачи. Эти шаги предполагают радикальную трансформацию всей экономики, включая повседневную практику и поведение населения, преобразования в производстве и потреблении энергоресурсов, а также масштабные изменения в выращивании сельскохозяйственных культур, животноводстве и практике землепользования в целом. Безусловно, стратегия ставит важные и достойные цели, однако IHS Markit в своем базовом прогнозе придерживается иной, независимой, точки зрения на будущее развитие экономики, общества и энергетики Казахстана с учетом существующих экономических структур, институционального потенциала, ценовой политики, тенденций производства и возможностей цепочки поставок.

На сегодняшний день Казахстан добился заметного прогресса по ряду направлений, способствующих достижению целей, поставленных в рамках Парижского соглашения – особенно в области возобновляемой электроэнергетики:

- ▶ **Производство электроэнергии в Казахстане от возобновляемых источников (ветровых электростанций, солнечных электростанций, малых ГЭС и электростанций на биомассе) в 2020 году вышло на целевой показатель на уровне 3% от совокупного объема.**⁸⁰ В 2020 году возобновляемая генерация выросла на 35% по сравнению с 2019 годом, составив 3,2 млрд. кВт*ч. При этом объем генерации на солнечных электростанциях составил около 1,25 млрд. кВт*ч, на ветровых – около 1 млрд. кВт*ч, на малых ГЭС – 812 млн. кВт*ч, а на биоэлектростанциях – 6,6 млн кВт*ч.
- ▶ **В период с 2016 г. по 2020 г. мощность установок ВИЭ, работающих в рамках договора о закупках с «Расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии», заметно увеличилась – с 190 МВт до 1 570 МВт.** Установленная мощность ветровой генерации выросла в пять раз, со 105 МВт в 2016 году до 544 МВт в 2020 году, а установленная мощность солнечной генерации повысилась еще значительно – с 55 МВт в 2016 году до 948 МВт в 2020 году. Инвестиции в проекты возобновляемой энергетики взлетели с 2 млн. долл. США в 2014 году до 379 млн. долл.

79 <https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo/press/news/details/128232?lang=ru>.

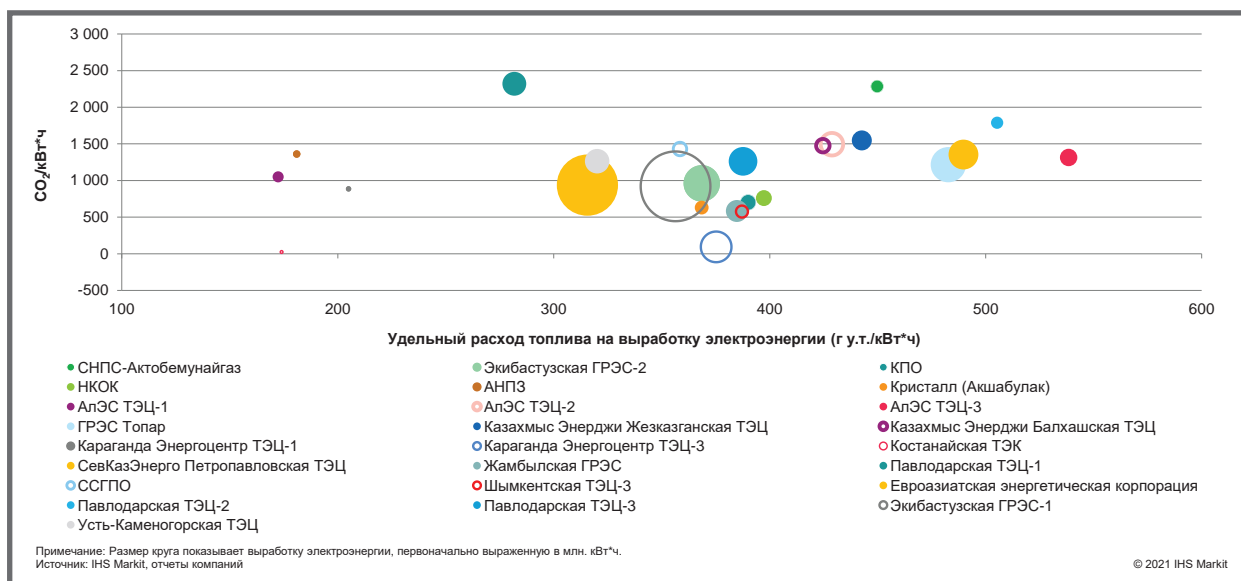
80 Утвержденная в 2013 году Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» предусматривала, что к 2020 году на ветровые и солнечные установки будет приходиться 3% от общего объема выработки электроэнергии. Хотя фактический объем генерации для этих двух типов ВИЭ в 2020 году составил лишь 2,1%, наращивание мощностей малых ГЭС и электростанций на биомассе привело к увеличению совокупной выработки электроэнергии из возобновляемых источников до 3% от общего показателя. Установленная мощность ВИЭ для всех четырех типов возобновляемых источников достигла 1 570 МВт или 6,6% от общенационального показателя мощности.

США в 2019 году, составив 18% от суммарного объема инвестиций в электроэнергетику.

- ▶ **В период с 2018 г. по 2020 г. «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» отобрал через аукционы 65 проектов ВИЭ общей генерирующей мощностью 1 219 МВт.** Некоторые из этих проектов уже сданы. IHS Markit ожидает, что в период с 2021 г. по 2025 г. будет введено в эксплуатацию еще 1 966 МВт возобновляемых мощностей.
- ▶ **В 2018 году Казахстан перезапустил первую систему торговли квотами на выбросы углерода в Евразии – Систему торговли выбросами (СТВ).** Хотя начало функционирования СТВ после возобновления работы не привело к существенному сокращению совокупного объема эмиссий ПГ, перезапуск все же был важным начинанием. Для повышения эффективности системы требуется ее дальнейшее совершенствование. В частности, европейская СТВ заработала в 2005 году и с тех пор продолжает регулярно корректироваться и оптимизироваться.
- ▶ **Казахстан также продвинулся на пути газификации: конечное потребление газа выросло с 13 млрд. м³ в 2016 году до 17 млрд. м³ в 2020 году.** Объем газовой генерации в 2020 году вырос на 10% по сравнению с 2016 годом, составив 21,6 млрд. кВт*ч или около 20% от совокупного объема выработки электроэнергии. К концу 2020 года 53,1% населения Казахстана имело доступ к трубопроводному газу, а завершение строительства газопровода «Сарыарка» в 2020 году позволило обеспечить трубопроводным газом г. Нур-Султан и дало возможность газифицировать потребляющие уголь регионы в центральной и северной частях Казахстана. Доля газа в потреблении первичных энергоресурсов в 2020 году достигла 23,2%.
- ▶ **С запуском в 2018 году Международного финансового центра «Астана» (МФЦА) была создана местная биржа – Astana International Exchange (AIX) – которая стала платформой для финансовых транзакций в области энергетики в Казахстане.** В ноябре 2018 года «Казатомпром» разместил в рамках IPO 15% своих акций на AIX и Лондонской фондовой бирже (LSE). КМГ, ТОО «5A Oil» и Министерство финансов Республики Казахстан также выпустили и разместили облигации на AIX.⁸¹
- ▶ **В 2020 году на казахстанских фондовых рынках состоялись две успешные продажи зеленых облигаций.** Зеленые облигации набирают популярность во всем мире: только в 2020 году их было выпущено на сумму 312,7 млрд. долл. США. После того, как AIX стала руководствоваться Принципами зеленых облигаций (GBP) и Стандартами климатических облигаций (CBS), в августе 2020 года АО «Фонд развития предпринимательства «Даму» (Фонд «Даму») осуществил размещение на AIX первых зеленых облигаций в рамках соглашения с Программой развития Организации объединенных наций (ПРООН). Облигации на сумму 200 млн. тенге (около 477 760 долл. США), подписка на которые состоялась в полном объеме, призваны стимулировать повышение энергоэффективности и развитие

81 Актуальную информацию о листингах AIX можно найти на веб-сайте AIX: <https://www.aix.kz/listings/listed-companies/>.

Рисунок 2.9 Удельные выбросы углекислого газа электростанций по отношению к выработке и удельному расходу топлива в 2020 г.



инфраструктуры ВИЭ в различных районах.⁸² Второе размещение зеленых облигаций в Казахстане состоялось в ноябре 2020 года на Казахстанской фондовой бирже (KASE) в Алматы. Азиатский банк развития (АБР) при содействии Tengri Capital Partners реализовал два пакета зеленых облигаций на суммы 10,09 млрд. тенге (23,47 млн. долл. США) и 3,87 млрд. тенге (9 млн. долл. США) в целях поддержки развития проектов возобновляемой энергетики в Казахстане. Как и в случае с Фондом «Даму», подписка на выпущенные зеленые облигации АБР состоялась в полном объеме.

Несмотря на вышеперечисленные положительные моменты, наблюдаются также тенденции, свидетельствующие о том, что сокращение совокупного объема выбросов ПГ не во всем продвигается успешно:

- ▶ **В 2019 году около 53% выбросов ПГ в Казахстане было связано с потреблением угля.** Хотя доля угля в потреблении первичных энергоресурсов несколько сократилась в 2020 году, она все же составила 56% от общего потребления, что аналогично показателям 2010 и 2015 годов. Учитывая, что на уголь приходится исключительно высокий процент выбросов ПГ в стране, значительное сокращение его использования представляется чрезвычайно важным для реализации Казахстаном целей Парижского соглашения по климату.
- ▶ **Продолжается рост угольной генерации.** В 2020 году с использованием угля было произведено 74,5 млрд. кВт*ч электроэнергии или 69% от общенационального объема генерации. При этом показатель 2020 года оказался на 19% выше, чем в 2016 году.
- ▶ **Несмотря на достигнутые успехи в сфере повышения энергоэффективности в масштабах всей экономики, даже недавно модернизированные угольные электростанции проигрывают по данному показателю более старым газовым генерирующим объектам.** В частности, у работающей на газе

Шымкентской ТЭЦ-3, турбины которой датируются 1981 и 1982 годами, уровень энергоэффективности выше (а выбросы CO₂ ниже), чем у угольных электростанций, турбины которых были установлены в течение последнего десятилетия (см. Рисунок 2.9 «Удельные выбросы углекислого газа электростанций по отношению к выработке и удельному расходу топлива в 2020 г.»).⁸³ Даже модернизированные угольные электростанции по-прежнему входят в число крупнейших источников выбросов CO₂ в стране. Данное обстоятельство еще раз подчеркивает важность сокращения потребления угля при производстве электрической и тепловой энергии, если Казахстан намерен выполнить свои обязательства в рамках Парижского соглашения по климату.

- ▶ **Чистые выбросы ПГ в Казахстане от ЗИЗЛХ в 2016 году снова приняли положительные значения.** В Казахстане и других странах ЗИЗЛХ традиционно является чистым «поглотителем» выбросов ПГ, поскольку леса и другие сферы землепользования поглощают CO₂ в процессе фотосинтеза, тем самым обеспечивая компенсацию эмиссий от других отраслей. Однако в Казахстане, 2015 год был последним, когда объем поглощения ПГ в секторе ЗИЗЛХ превысил объем эмиссий (на 2,3 млн. т CO₂-экв.), и с тех пор, нетто выбросы ПГ в данном секторе принимают положительные значения.⁸⁴ Подобный рост эмиссий от ЗИЗЛХ вызывает обеспокоенность. В частности, в период с 2009 г. по 2019 г. выбросы от лесного хозяйства и пахотных земель росли в среднем на 5% и 3% в год, соответственно.

83 За период с 2010 года на Аксуской ГРЭС (АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»), топливом для которой является уголь, были установлены новые турбины мощностью 975 МВт (38% от установленной мощности электростанции).

84 К сведению, в 2013 г. поглощение ПГ сектором ЗИЗЛХ в Казахстане составляло 12,5 млн. т CO₂-экв. Одной из причин такой перемены в показателе могут быть лесные пожары. По официальным данным, количество лесных пожаров выросло с 456 в 2011 году до 628 в 2019 году (после снижения до 358 в 2018 году); см. «Число случаев лесных пожаров» в разделе «Окружающая среда» базы данных «Статистика СНГ» (Статкомитета СНГ): <http://www.cisstat.org/1base/frame01.htm>.

82 https://s3-eu-central-1.amazonaws.com/www-aix-kz/uploads/2020/08/Offer-Document_DAMU.0823_GreenBonds.pdf

Рисунок 2.10 Выбросы ПГ по секторам экономики Казахстана, включая прогноз (в соответствии с ОНУВ)

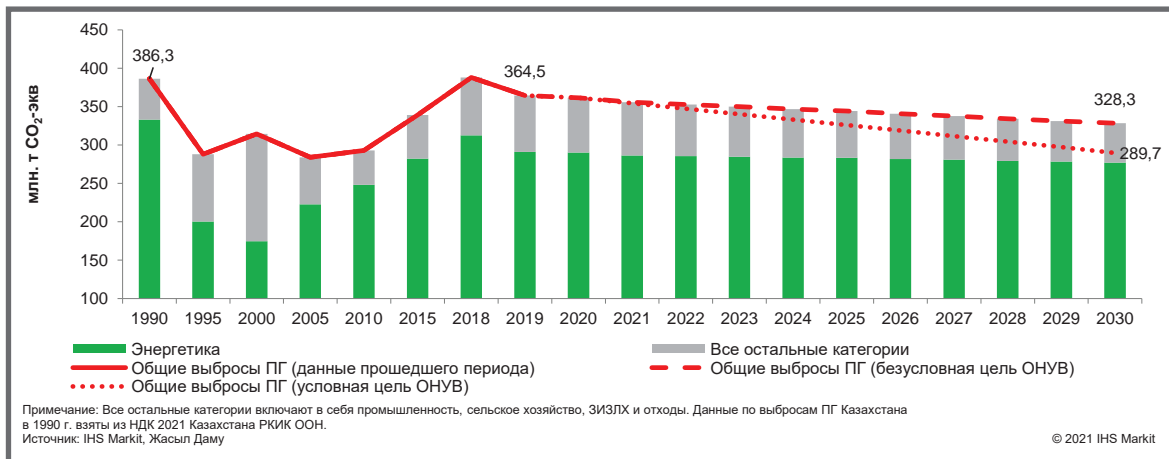
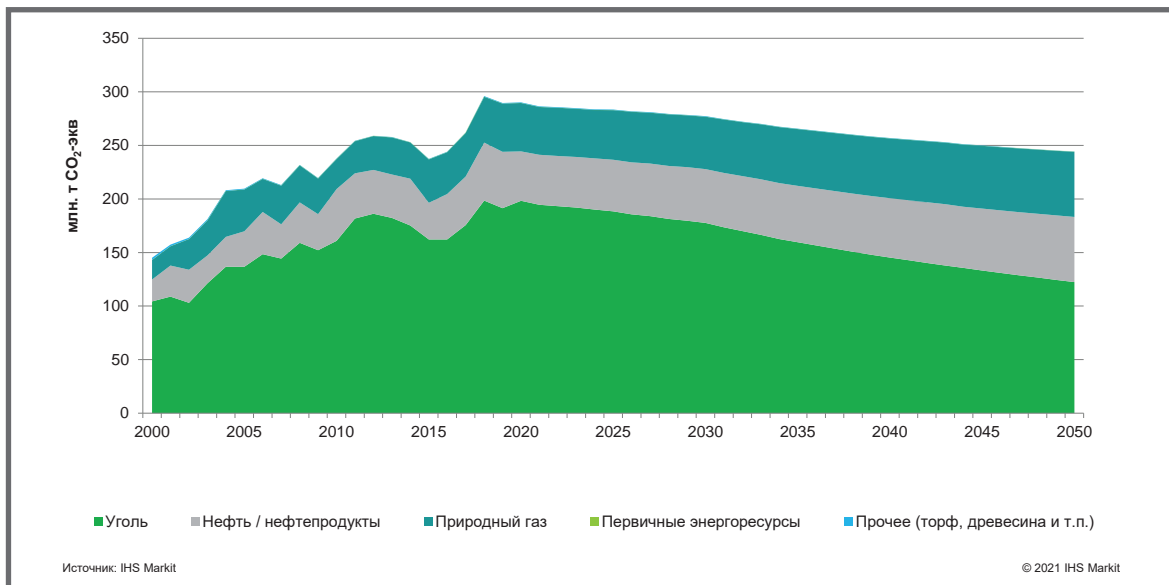


Рисунок 2.11 Базовый прогноз IHS Markit в отношении выбросов ПГ в Казахстане, связанных с использованием энергоресурсов

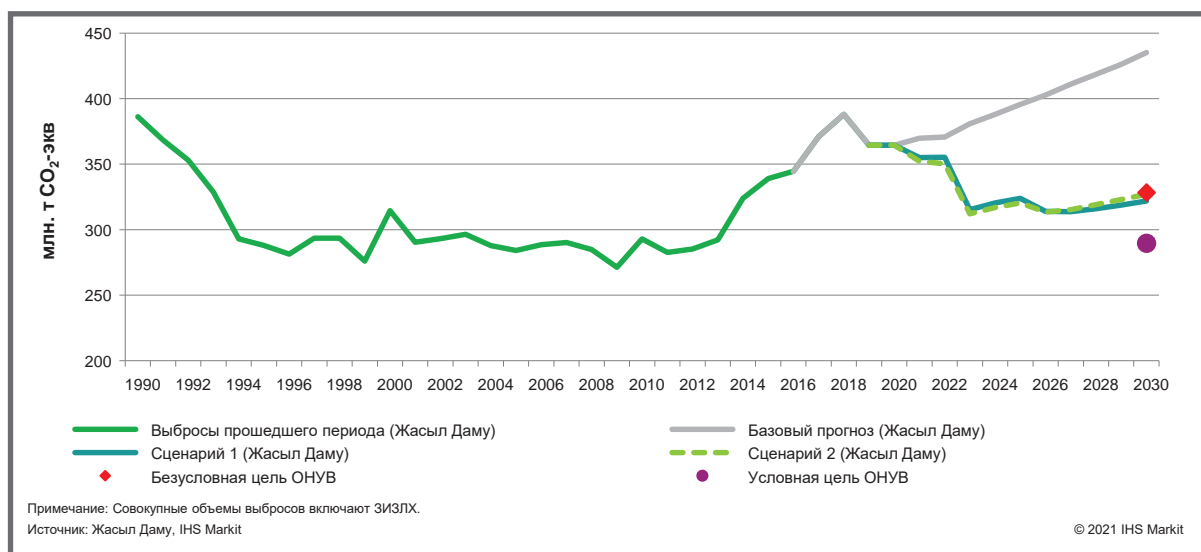


Для выхода на безусловный целевой показатель ОНУВ (уровень выбросов в объеме 328,4 млн. т CO₂-экв.) к 2030 году Казахстану необходимо сократить совокупные выбросы ПГ почти на 11% от уровня 2019 года. Это, безусловно, возможно, при условии: (1) ускоренных темпов расширения газификации с отходом от потребления угля; (2) реализации уже одобренных и запланированных (включенных в программу) проектов ВИЭ так, как это в настоящее время предусмотрено; (3) сохранения активных темпов повышения энергоэффективности в масштабе всей экономики; и (4) существенного сокращения выбросов ПГ от промышленности, сельского хозяйства, ЗИЗЛХ и отходов (см. Рисунок 2.10 «Выбросы ПГ по секторам экономики Казахстана, включая прогноз (в соответствии с ОНУВ)»). Еще одним фактором, способным внести весомый вклад, мог бы стать перенос предполагаемого строительства атомной электростанции на более ранний срок в 2020-х годах с замещением определенной части угольной генерации (но такой вариант маловероятен).

Базовый прогноз IHS Markit в отношении выбросов ПГ, связанных с энергетикой, предусматривает их снижение с уровня около 290 млн. т CO₂-экв. в 2020 году до уровня около 277 млн. т CO₂-экв. в 2030 году – т.е., примерно на 13 млн. т (см. Рисунок 2.11 «Базовый прогноз IHS Markit в отношении выбросов ПГ в Казахстане, связанных с использованием энергоресурсов»). К сожалению, это примерно лишь треть необходимого объема сокращения.

Данный умеренный прогноз основан на предположениях о том, что в Казахстане будет в определенном объеме происходить переход с угля на газ в электроэнергетике (в частности, на юге страны – особенно в Алматы), осуществляться дальнейшая газификация в других сферах, продолжаться повышение совокупной энергоэффективности и расширяться внедрение ВИЭ согласно имеющимся планам. Для достижения целевого показателя ОНУВ потребуется реализовать сокращение еще на 23 млн. т в других сферах (помимо потребления энергоресурсов) – таких как промышленность, сельское хозяйство, ЗИЗЛХ

Рисунок 2.12 Выбросы ПГ в Казахстане: данные прошедших периодов и прогноз согласно различным сценариям АО «Жасыл-Даму»



(включая возделываемые земли) и отходы.⁸⁵ Данная задача представляется весьма непростой, учитывая, что в 2019 году объем выбросов от четырех вышеперечисленных категорий составил 73,4 млн. т CO₂-экв. Ее решению, несомненно, мог бы поспособствовать переход сектора ЗИЗЛХ обратно в категорию чистых «поглотителей» углерода – как это было ранее – с помощью различных восстановления и высадки лесных массивов, а также других преобразований в землепользовании. Что касается отходов, то способствовать сокращению выбросов ПГ в данной сфере могут наилучшие доступные техники (НДТ) по утилизации и рекуперации обработанных газов.

Таким образом, Казахстану будет очень сложно выйти на целевые показатели ОНУВ, намеченные на 2030 год. Но подобный исход далеко не предрешен – цель остается целью, которая вполне может быть достигнута за счет ширококомасштабной и эффективной реализации продуманной политики.

Согласно базовому сценарию «Жасыл даму» (предполагающему сохранение в целом стандартных условий – без существенных сдвигов), к 2030 году совокупный объем выбросов ПГ вырастет до 435 млн. т CO₂-экв. Снижение выбросов до целевого уровня (328,4 млн. т CO₂-экв.) реализуется только в альтернативных сценариях «Жасыл даму», которые предусматривают активное использование СТВ для повышения платы за выбросы углерода, что способствует ускоренному наращиванию ВИЭ и принятию других мер по декарбонизации (см. Рисунок 2.12 «Выбросы ПГ в Казахстане: данные прошедших периодов и прогноз согласно различным сценариям АО «Жасыл-Даму»).

⁸⁵ Выбросы ПГ в сельском хозяйстве учитываются отдельно от выбросов от ЗИЗЛХ. Однако выбросы от ЗИЗЛХ в Казахстане включают лесное хозяйство, возделываемые земли, пастбища и сенокосы, водно-болотные угодья и поселения. Таким образом, выбросы от ЗИЗЛХ частично включают выбросы от использования сельскохозяйственных земель. Фактически, категория «возделываемые земли» является самым крупным источником выбросов в составе ЗИЗЛХ (в 2019 году на него пришлось 36,7 млн. т CO₂-экв.).

Хотя в настоящем Докладе основное внимание уделяется энергетике, доля которой в совокупном объеме выбросов ПГ по-прежнему исключительно высока, еще одну серьезную проблему для Казахстана представляют выбросы от сельского хозяйства, которое обеспечивает 5,3% ВВП и где занято около 13% рабочей силы страны. В период с 2009 г. по 2019 г. выбросы от сельскохозяйственной деятельности ежегодно росли в среднем на 1%, а с 2014 г. по 2019 г. – на 3%. В настоящее время выбросы ПГ от сельского хозяйства составляют 10% от общенационального объема (включая ЗИЗЛХ). В целом, можно рассчитывать на то, что некоторые относительно простые меры – такие как оптимизация севооборотов, а также внесение корректив в производственную деятельность и практику орошения, позволят существенно сократить выбросы ПГ в сельском хозяйстве Казахстана.⁸⁶

2.6 Экологический кодекс Казахстана и путь к реализации целей Парижского соглашения

Процесс пересмотра действующего Экологического кодекса Казахстана (регулирующего экологические аспекты на территории страны) начался несколько лет назад. В рамках этого процесса в предыдущий Кодекс, действующий с 2007 года, вносились поправки более 100 раз. Как политические лидеры, так и инвесторы, стремились модернизировать Кодекс и создать прочную основу для устойчивого развития.

⁸⁶ В июне 2021 года было объявлено, что правительство страны планирует потратить 80 млрд. тенге (188 млн. долл. США) на высадку 2 млрд. деревьев по всему Казахстану в период до 2026 года включительно. Представляется, что полномасштабная реализация этого плана послужит позитивным шагом на пути к увеличению естественной секвестрации углерода в Казахстане.

Несколько лет консультаций и разработки завершились подписанием Президентом новой редакции Экологического кодекса 2 января 2021 года. Его введение в действие сопровождалось внесением изменений и дополнений в ряд других законодательных актов, включая, в частности Кодекс Республики Казахстан об административных правонарушениях и Налоговый кодекс. Пересмотренный Экологический кодекс Казахстана вступил в силу 1 июля 2021 года.

Экологический кодекс сохраняет предыдущую систему и ранее действовавший подход к экологическому регулированию, но вводит ряд новых ключевых элементов.

- ▶ **Принцип «плати и загрязняй» сменяется принципом «загрязнитель платит (и устраняет ущерб)».** Согласно Статье 5 Экологического кодекса – в соответствии с принципом «загрязнитель платит» – лицо, чья деятельность вызывает загрязнение окружающей среды и приводит к причинению прямого ущерба экологии или жизни людей, несет все расходы по устранению и исправлению причиненного ущерба, а также по предотвращению будущего ущерба.⁸⁷ Данный принцип подкрепляется тем, что организации должны активно стремиться к предотвращению загрязнений и нанесению иного ущерба экологии в ходе их деятельности, чтобы избежать обременительных штрафов.⁸⁸
- ▶ **В новом Экологическом кодексе на смену понятию «плата за эмиссии в окружающую среду» приходит понятие «плата за негативное воздействие на окружающую среду», что смещает акцент в сторону предотвращения (недопущения) ущерба.** Однако общая категоризация экологических платежей в Налоговом кодексе изменилась лишь незначительно, а административный механизм взимания платежей остался в целом неизменным по сравнению с предыдущим Кодексом 2007 года.
- ▶ **Все доходы от экологических платежей идут на деятельность, направленную исключительно на охрану окружающей среды и развитие инфраструктуры, а не в общие бюджеты.** В 2016-2018 гг. от 36% до 53% всего объема экологических платежей расходовались на экологию, а остальные поступления в основном пополняли местные бюджеты.
- ▶ **Новый Экологический кодекс требует, чтобы предприятия, являющиеся крупными источниками выбросов, к 2023 году внедрили автоматизированные системы мониторинга эмиссий.** Они придут на смену текущему подходу, предполагающему сбор таких данных вручную.
- ▶ **В июне 2021 года Сенат принял изменения и дополнения к Кодексу об административных правонарушениях, отменяющие дискриминационные штрафы за факельное сжигание газа в рамках проектов разведки и добычи.**⁸⁹ Согласно внесенным

поправкам, административные взыскания (штрафы) за выбросы от сжигания на факелах приравниваются к штрафам за выбросы загрязняющих веществ от других стационарных источников. Однако по-прежнему сохраняются завышенные ставки оплаты за факельное сжигание – внесенные изменения не предусматривают приравнивания платежей за выбросы от сжигания на факелах к платежам за выбросы от стационарных источников (первые остаются выше последних).

- ▶ **Особенно важным обстоятельством является то, что новый Экологический кодекс требует внедрения наилучших доступных техник (НДТ) на объектах I категории.** В нем также разъясняется общая схема внедрения НДТ.⁹⁰

2.6.1 Внедрение НДТ в Казахстане

Обязательное внедрение наилучших доступных техник (НДТ), пожалуй, является наиболее амбициозным – а также наиболее спорным – аспектом нового Экологического кодекса. Созданная по образцу системы НДТ Европейского союза, которая была сформирована в поддержку Директивы о промышленных выбросах (IED), казахстанская схема внедрения НДТ фактически представляет собой процесс модернизации промышленности за счет экологического регулирования.⁹¹ Согласно Статье 113 Экологического кодекса, под НДТ понимается «наиболее эффективная и передовая» стадия развития применяемых отраслевых технологий и методов, которые при надлежащем использовании в ходе проектирования, строительства, эксплуатации, управления и вывода из эксплуатации промышленного объекта предотвращают или минимизируют негативное воздействие на окружающую среду.⁹²

Идея НДТ для Казахстана не нова – она присутствовала и в предыдущем Экологическом кодексе 2007 года, но раньше это была добровольная инициатива, направленная на улучшение экологических показателей. Организации могли либо получить разрешение на определенный уровень эмиссий (выбросов в атмосферу, твердых отходов и сточных вод) и оплатить соответствующие сборы, либо получить комплексное экологическое разрешение (за счет внедрения НДТ) (см. текстовую вставку «Экологические платежи в Казахстане»). Практически все предприятия в энергетическом секторе отдали предпочтение первому варианту, поскольку он избавлял их от многочисленных факторов неопределенности, потенциально существенного объема расходов и различных бюрократических сложностей.

⁹⁰ Законодательство Казахстана выделяет четыре основные категории объектов с точки зрения уровня загрязнений. К объектам I категории относятся те, деятельность которых оказывает значительное негативное воздействие на окружающую среду (прежде всего, нефтегазовые компании, горнодобывающие компании и электростанции). В свою очередь, объекты II категории оказывают «умеренное» негативное воздействие на окружающую среду, объекты III категории (малые предприятия, автомайки, АЗС и т.п.) наносят незначительный ущерб экологии, а объекты IV категории оказывают минимальное воздействие на окружающую среду.

⁹¹ EU Best Available Techniques reference documents (BREFs), European Environmental Agency, 2018 [Справочники ЕС по наилучшим доступным техникам (BREF), Европейское агентство по окружающей среде, 2018 г.], <https://www.eea.europa.eu/themes/air/links/guidance-and-tools/eu-best-available-technology-reference>.

⁹² <https://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400>, дата посещения: 17 июня 2021 г.

⁸⁷ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400>.

⁸⁸ См. Статью 136 («Обязанность по устранению экологического ущерба») Экологического кодекса Республики Казахстан, опубликованного на веб-сайте Adilet.kz в январе 2021 г.: <http://adilet.zan.kz/rus/docs/K2100000400>.

⁸⁹ Закон Республики Казахстан от 2 июля 2021 года № 63-VII ЗРК «О внесении изменений и дополнений в Кодекс Республики Казахстан об административных правонарушениях»: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z2100000063#z27>.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПЛАТЕЖИ В КАЗАХСТАНЕ

Предприятия, ведущие деятельность в области энергетики (равно как и в других отраслях экономики), обязаны вносить экологические платежи или плату за эмиссии от своей деятельности. Выплаты производятся по таким категориям как выбросы в атмосферный воздух (кроме CO₂), размещение отходов и сточные воды. Лимиты (нормативы) эмиссий устанавливаются ежегодно, но компании представляют сведения об объемах эмиссий в атмосферу и в водные объекты, а также об объемах образования отходов в МЭГПР ежеквартально и оплачивают предусмотренные сборы в соответствии с заявленными показателями.⁹³

Хотя конкретные платежи для разных компаний и отраслей различаются, они рассчитываются как произведение ставки, предусмотренной Налоговым кодексом, и месячного расчетного показателя (МРП), который ежегодно устанавливается Министерством национальной экономики (см. Таблицу 2.2 «Отдельные категории и ставки платы за выбросы загрязняющих веществ (негативное воздействие на окружающую среду) в Казахстане (ставки платы определяются в размере, кратном МРП)»). В случае превышения установленного объема эмиссий, а также в случае повторного подобного нарушения, при расчете платы за эмиссии применяется дополнительная ставка или коэффициент, что часто увеличивает общую сумму платежа. Помимо этого, естественные монополии, находящиеся в ведении Комитета по регулированию естественных монополий (КРЕМ), имеют право на применение другого коэффициента, который – как показывает практика прошлых лет – обычно снижает для них общую сумму оплаты (для естественных монополий, относящихся к объектам I категории, этот коэффициент ранее был установлен в размере 0,3, но с 1 января 2022 года он будет составлять 2,4).

В соответствии с новым Экологическим кодексом, внедрение НДТ является обязательным для всех объектов I категории и начнется с 50 предприятий, которые являются крупнейшими источниками выбросов в составе данной группы. В совокупности на долю этих предприятий приходится свыше 80% выбросов в атмосферу в Казахстане. Они должны будут придерживаться нормативов на основании так называемых «заключений по НДТ», утвержденных на основании справочников по НДТ, которые в настоящее время разрабатываются «Международным центром зеленых технологий и инвестиционных проектов» (МЦЗТИП). Справочники по НДТ будут фактически представлять собой казахстанскую версию справочников ЕС по наилучшим доступным техникам (BREF) и составляться по аналогичному принципу, включая такую

важнейшую составляющую как заключения по НДТ.⁹⁴ В ЕС заключения по НДТ входят в справочники BREF для каждой из отраслей. В них представлены перечни техник, а также уровни эмиссий, соответствующих НДТ (BAT-AEL), представляющие собой количественные критерии, которые задают допустимые предельные значения для определенных категорий выбросов. Согласно информации, поступившей из МЦЗТИП, справочники по НДТ в Казахстане не будут затрагивать выбросы парниковых газов (на которые уже распространяется действие СТБ), но будут охватывать (1) выбросы загрязняющих, так называемых маркерных, веществ в атмосферу (оксид азота, оксид углерода, диоксид серы и сероводород); а также (2) сбросы маркерных веществ. Судя по всему, водопользование и обработка сточных вод также не войдут в справочники по НДТ в качестве обязательных к применению. Вопросы повышения энергоэффективности будут рассмотрены в отдельном справочнике по НДТ.

Общий график внедрения НДТ выглядит следующим образом:

- ▶ К концу 2021 года МЦЗТИП завершает комплексные технологические аудиты на предусмотренных 97-ми предприятиях I категории, включая так называемые «топ-50 эмитентов». К июлю 2021 года аудит завершен на 83-х из 97-ми предприятий, включая 48 из числа топ-50 эмитентов.
- ▶ Аудит предприятий позволяет МЦЗТИП осуществлять сбор данных, получать сведения о существующем уровне выбросов, источниках и использовании энергоресурсов, а также устанавливать контрольные показатели. Эта информация впоследствии будет использоваться при составлении справочников по НДТ и заключений по НДТ. Справочники по НДТ будут охватывать восемь отраслей, включая химическую отрасль, нефтеперерабатывающую отрасль, цементную отрасль, энергетическую отрасль, цветную металлургию, черную металлургию, драгоценные металлы и нефтедобывающую отрасль.⁹⁵
- ▶ МЦЗТИП завершит работу над восемью справочниками по НДТ к 1 июля 2023 года, а затем направит их в МЭГПР и отраслевые группы для рассмотрения и комментариев. Ожидается, что МЭГПР утвердит справочники по НДТ не позднее 31 декабря 2023 года, хотя эти сроки могут отодвинуться до 2024 г.⁹⁶ Таким образом, к концу 2023 года МЦЗТИП и Комитет экологического регулирования и контроля (КЭРК) при МЭГПР будут иметь четкое представление о текущей экологической ситуации на предприятиях, являющихся крупными источниками выбросов, а также о реалистичных технологических решениях и целевых показателях. Утвержденные справочники по НДТ также послужат основой

⁹⁴ Более подробную информацию можно найти в материалах "BAT reference documents," European Commission, 2020 [«Справочники по НДТ», Европейская комиссия, 2020 г.]: <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>, дата посещения: 29 июня 2021 г.

⁹⁵ В 2021 году, МЦЗТИП разрабатывает 5 справочников по НДТ, включая (1) сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии, (2) переработку нефти и газа, (3) производство неорганических химических веществ, (4) производство цемента и извести, и (5) энергетическую эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности. Также, в ближайшее время МЦЗТИП планирует приступить к разработке 5 справочников по НДТ группы горно-металлургического комплекса (ГМК).

⁹⁶ Пересмотр справочников по НДТ планируется осуществлять каждые восемь лет.

⁹³ Более подробную и предметную информацию по категориям выбросов и платежам можно найти на едином экологическом интернет-ресурсе МЭГПР: <http://prtr.ecogوسفонд.kz/otchet-y-rvpz/>.

Таблица 2.2 Отдельные категории и ставки платы за выбросы загрязняющих веществ (негативное воздействие на окружающую среду) в Казахстане (ставки платы определяются в размере, кратном МРП)

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
От стационарных источников							
Оксиды серы (SO _x)	10	10	10	20	20	20	20
Оксиды азота (NO _x)	10	10	10	20	20	20	20
Пыль и зола	5	5	5	10	10	10	10
Свинец и его соединения	1 993	1 993	1 993	3 986	3 986	3 986	3 986
Сероводород	62	62	62	124	124	124	124
Фенолы	166	166	166	332	332	332	332
Углеводороды	0,16	0,16	0,16	0,32	0,32	0,32	0,32
Формальдегид	166	166	166	332	332	332	332
Окислы углерода	0,16	0,16	0,16	0,32	0,32	0,32	0,32
Метан	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02
Сажа	12	12	12	24	24	24	24
Окислы железа	15	15	15	30	30	30	30
Аммиак	12	12	12	24	24	24	24
Хром шестивалентный	399	399	399	798	798	798	798
Окислы меди	299	299	299	598	598	598	598
Бенз(а)пирен, за 1 кг	498,3	498,3	498,3	997	997	997	997
Сбросы загрязняющих веществ							
Нитриты	670	670	670	1 340	1 340	1 340	1 340
Цинк	1 340	1 340	1 340	2 680	2 680	2 680	2 680
Медь	13 402	13 402	13 402	26 804	26 804	26 804	26 804
Биологическая потребность в кислороде	4	4	4	8	8	8	8
Аммоний солевой	34	34	34	68	68	68	68
Нефтепродукты	268	268	268	536	536	536	536
Нитраты	1	1	1	2	2	2	2
Железо общее	134	134	134	268	268	268	268
Сульфаты (анион)	0,4	0,4	0,4	1	1	1	1
Взвешенные вещества	1	1	1	2	2	2	2
Синтетические поверхностно-активные вещества	27	27	27	54	54	54	54
Хлориды (анион)	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0
Алюминий	27	27	27	54	54	54	54
Размещение серы в открытом виде на серных картах							
	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
Платы за негативное воздействие на окружающую среду (Налоговый кодекс)							
От сжигания попутного и (или) природного газа в факелах							
Углеводороды	45	45	45	45	45	45	45
Окислы углерода	15	15	15	15	15	15	15
Метан	1	1	1	1	1	1	1
Диоксид серы	200	200	200	200	200	200	200
Диоксид азота	200	200	200	200	200	200	200
Сажа	240	240	240	240	240	240	240
Сероводород	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240
Меркаптан	199 320	199 320	199 320	199 320	199 320	199 320	199 320
От передвижных источников							
Неэтилированный бензин	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Дизельное топливо	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Сжиженный, сжатый газ, керосин	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

для оформления (определения критериев выдачи) комплексных экологических разрешений (КЭР).

- ▶ В период с 1 января 2024 года по 1 января 2025 года соответствующие предприятия I категории должны подать заявку на получение КЭР через КЭРК. Получение КЭР обязательно для новых или реконструируемых объектов. Для действующих объектов (если не предусмотрена реконструкция) получение КЭР является добровольным процессом, но в случае не перехода на КЭР / НДТ с 2025 года для топ-50 объектов 1 категории будут повышены ставки платы. Право на получение КЭР будут иметь предприятия, ведущие деятельность с соблюдением установленных экологических нормативов. Выдача КЭР является подтверждением того, что деятельность компании соответствует экологическим стандартам Казахстана. В результате компания освобождается от платы за выбросы при условии отсутствия у нее нарушений обязательств КЭР.⁹⁷
- ▶ Предприятия, не соблюдающие нормативы, указанные в заключениях по НДТ, обязаны разработать программу повышения экологической эффективности (программу внедрения НДТ). Программа внедрения НДТ должна включать (1) сроки, к которым должны быть достигнуты технологические нормативы; (2) сроки, к которым должны быть достигнуты нормативы эмиссий; (3) график планируемых мероприятий по реконструкции или модернизации технических установок; а также (4) сведения о наличии возможности поэтапного достижения технологических нормативов и нормативов эмиссий (снижения выбросов) в соответствии с проектными решениями по НДТ. Если КЭРК утвердит программу внедрения НДТ после ее рассмотрения, предприятию выдается КЭР. Предприятия, получившие КЭР, имеют право не вносить плату за эмиссии при внедрении НДТ, и при этом ожидается, что на протяжении всего данного процесса они будут поддерживать связь с КЭРК. Поскольку КЭР выдается предприятиям исходя из предположения о том, что они в конечном итоге обеспечат соответствие требованиям (даже если на момент выдачи КЭР их деятельность не соответствовала нормативам НДТ), в случае нарушения графика внедрения НДТ предприятие будет обязано постфактум выплатить государству компенсацию по штрафам, которые оно не платило в период реализации программы. Официально предусмотрено, что 97 предприятий I категории должны реализовать свои программы НДТ до 1 января 2035 года.

⁹⁷ Согласно Статье 112 нового Экологического кодекса, комплексное экологическое разрешение требуется только для предприятий, относящихся к объектам I категории. Разрешение должно содержать экологические условия осуществления деятельности, в том числе: (1) технологические нормативы; (2) нормативы эмиссий в окружающую среду; (3) нормативы допустимых физических воздействий на природную среду; (4) лимиты накопления и захоронения отходов; (5) лимиты на специальное водопользование; (6) мероприятия по повышению энергоэффективности и энергосбережению; (7) программу управления отходами; а также иные программы предупредительных мер, направленных на предотвращение негативного воздействия опасных или токсичных веществ на окружающую среду.

2.6.2 Препятствия и ограничения на пути внедрения НДТ в соответствии с новым Экологическим кодексом

В настоящее время единственным фискальным стимулом, содействующим внедрению НДТ, является отмена платы за выбросы. Однако некоторые компании заявляют, что этого недостаточно для покрытия затрат на внедрение НДТ. Анализ данных, предоставленных 28-ю компаниями-членами Ассоциации «KAZENERGY» (ведущими деятельность в сфере электроэнергетики), показывает, что в последние годы на плату за выбросы в среднем приходится лишь около 2% годового объема их операционных затрат (ОРЕХ) (в диапазоне от 140 000 долл. США до 2 млн. долл. США в год).⁹⁸ Для сравнения, совокупный годовой объем капиталовложений (CAPEX) этих компаний был примерно в три раза выше, составляя в среднем около 5,75 млн. долл. США в год. В данной связи МЭГПР и Министерству финансов, вероятно, следует рассмотреть вопрос о дополнительных фискальных стимулах для внедрения НДТ – таких как освобождение от других налогов или специальные меры по субсидированию банковских займов. Это может оказаться особенно важно для предприятий с более старым оборудованием, которые нуждаются в существенной модернизации с помощью НДТ – особенно если они обеспечивают важные социальные функции.

Тем не менее, в данном процессе решили принять участие некоторые компании, которым не обязательно получать КЭР. К ним прежде всего относятся экспортно-ориентированные компании, ожидающие введения строгих экологических норм в отношении экспортируемой ими продукции (в частности, механизма трансграничного углеродного регулирования в ЕС). Очевидно, они считают, что такая экологическая сертификация послужит для них своего рода «страховкой». Другие компании, вероятно, предполагают, что КЭР смогут обеспечить им аналогичные преимущества внутри страны.

Однако все же остается немало проблем, ввиду чего при планировании и реализации НДТ необходимо учитывать целый ряд дополнительных аспектов, а именно:

- ▶ **Для некоторых предприятий I категории (особенно для тех, которые обслуживаются национальной электроэнергетической системой) внедрение НДТ может существенно повысить потребность в электроэнергии, что способно привести к увеличению совокупного объема выбросов.** Многие предприятия получают электроэнергию из электроэнергетической системы, где в качестве топлива в основном используется уголь. В то же время, некоторые виды НДТ – особенно направленные на декарбонизацию, такие как CCUS или методы повышения нефтеотдачи путем закачки CO₂ (CO₂ EOR) – требуют значительного количества электроэнергии. Соответственно, если нефтегазовое предприятие, не располагающее автономными генераторами электроэнергии достаточной

⁹⁸ Безусловным лидером по объему затрат для большинства электростанций является топливо, на которое в период с 2017 г. по 2020 г. приходилось в среднем 44% годовых расходов анализируемых компаний.

мощности, осуществляет внедрение технологий CO₂ EOR с целью сокращения эмиссий, совокупный объем выбросов от его деятельности может – наоборот – увеличиться за счет роста потребления электроэнергии, производимой на угольных электростанциях.

- ▶ **Неоднозначные моменты, связанные с процедурами закупок и требованиями к местному содержанию, могут оказать сдерживающее воздействие на внедрение НДТ.** Почти все энергетические компании в Казахстане приняли реальные меры, направленные на увеличение доли местного содержания в закупаемых ими товарах и услугах. Однако в процессе внедрения НДТ, скорее всего, потребуются использовать больше импортного оборудования и осуществлять его закупки за рубежом. В этой связи властям следует воздерживаться от применения взысканий по отношению к компаниям в случае снижения доли казахстанского содержания при внедрении НДТ. Аналогичным образом, следует внести коррективы в существующие строгие процедуры закупок с учетом необходимости внедрения НДТ.
- ▶ **Сроки подготовки материалов по НДТ, предусмотренные МЦЗТИП и МЭГПР, представляются слишком сжатыми.** Оперативность, безусловно, приветствуется, но срочность не должна превалировать над качеством или препятствовать рассмотрению предлагаемых инициатив третьими лицами с получением от них комментариев. Брюсселю потребовалось много лет на то, чтобы сформулировать и разработать справочники по НДТ (причем деятельность в данном направлении еще продолжается). Как отмечалось в предыдущих версиях НЭД, важно выделить достаточно времени на независимое рассмотрение и обратную связь (отзывы и комментарии), поскольку это будет способствовать росту доверия инвесторов и позволит выработать более согласованный подход к внедрению НДТ.
- ▶ **Еще одним серьезным препятствием является большое количество нормативно-правовых актов, регулирующих экологические аспекты – как в Казахстане, так и во всем мире.** Пересекающиеся и потенциально противоречащие друг другу нормативные положения приводят к путанице. Внутреннее исследование, выполненное Брюсселем в 2019 году в целях оценки эффективности внедрения НДТ, показало, что «представители промышленности выразили озабоченность по поводу возможного двойного регулирования и дублирования с политикой ЕС в области климата и энергетики».⁹⁹ Совет по регуляторной экспертизе [Regulatory Scrutiny Board] рекомендовал внести поправки в нормативно-правовые акты для более эффективного устранения дублирования, пробелов и несоответствий между различными юрисдикциями. Правительства других стран ЕС продолжают выступать за

обеспечение большей ясности и последовательности.¹⁰⁰ Отсутствие четко обозначенных технических и нормативных указаний в отношении требований к НДТ, ВАТ-АЕЛ (уровня эмиссий, соответствующего НДТ), институциональной ответственности и местного содержания может значительно затруднить процесс внедрения НДТ и снизить привлекательность Казахстана как объекта инвестиций. Подобные указания особенно важны для предприятий I категории, которые также участвуют в СТВ.¹⁰¹

- ▶ **КРЕМ, как органу регулирования естественных монополий, а также Министерству энергетики, как органу определяющему предельные тарифы электростанций следует учесть затраты на внедрение НДТ в своих стандартных правилах и процедурах установления тарифов.** Энергетические компании, цены для которых регулируются, могут оказаться практически неспособными реализовать проекты НДТ, если они не смогут покрыть дополнительные расходы за счет более высоких тарифов.

2.7 Система торговли квотами на выбросы (СТВ) Казахстана

Основным механизмом регулирования выбросов CO₂ в Казахстане является СТВ. Пилотный проект казахстанской СТВ был запущен в 2013 году и работал до 2015 года. В нем приняла участие 178 крупных предприятий, на долю которых приходилось 77% выбросов CO₂ в стране в 2010 году. За время реализации пилотного проекта состоялось лишь 75 сделок, в общей сложности на 1,27 млн. т CO₂ в 2013 году и 1,98 млн. т CO₂ в 2014-2015 годах по средней цене 301 тенге (1,49 долл. США) за тонну CO₂ в 2013 году и 830 тенге (3,38 долл. США) за тонну CO₂ в 2014-

¹⁰⁰См. материал "A more consistent and effective EU environmental legislation" [«Более последовательное и эффективное экологическое законодательство ЕС»], опубликованный правительством Нидерландов: <https://www.government.nl/topics/spatial-planning-and-infrastructure/revision-of-environment-planning-laws/a-more-consistent-and-effective-eu-environmental-legislation>.

¹⁰¹По имеющейся информации, некоторые компании сталкивались с трудностями при попытке увязать соответствие требованиям СТВ и НДТ, хотя Статья 9 Директивы ЕС о промышленных выбросах (EU IED) прямо предусматривает следующее: «В случае если выбросы ПГ от установки указаны в Приложении I к Директиве 2003/87/ЕК, ... то в разрешение не следует включать пороговое значение для прямых выбросов таких газов, за исключением случаев, когда необходимо гарантировать отсутствие значительного загрязнения на местном уровне». См. "Commission Staff Working Document Evaluation of the Industrial Emissions Directive (IED), Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)" 23 September 2020 [«Рабочий документ персонала Комиссии ЕС об оценке Директивы о промышленных выбросах (IED), Директива европейского парламента и Совета Европейского союза 2010/75/ЕС от 24 ноября 2010 года о промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнений и контроле над ними)», 23 сентября 2020 г.], <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0181>, дата посещения: 28 июля 2021 г.; EU IED, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN;); <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN#d1e34-51-1>.

⁹⁹ Страница 63 документа "Commission Staff Working Document Evaluation of the Industrial Emissions Directive (IED), Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)," 23 September 2020 [«Рабочий документ персонала Комиссии ЕС об оценке Директивы о промышленных выбросах (IED), Директива европейского парламента и Совета Европейского союза 2010/75/ЕС от 24 ноября 2010 года о промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнений и контроле над ними)», 23 сентября 2020 г.], <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0181>, дата посещения: 28 июля 2021 г.

Таблица 2.3 Отрасли, квоты и фактические выбросы в СТВ Казахстана в 2018-20 гг. (тыс. т CO₂)

Отрасль	Количество установок (единиц)	Объемы квот в 2018-20 гг.	Дополнительные объемы квот, 2018-20 гг.	Фактические выбросы в 2018-20 гг.	Покупка квот на бирже или по двусторонним договорам, 2018-21 гг.	Изъятие квот	Квоты, оставшиеся на конец периода
Электроэнергетика	94	269 955	23 009	281 038	6 008	6 517	-600
Нефтегазовая отрасль	67	68 565	1 671	57 343	588	2 527	9 777
Горнодобывающая отрасль	24	30 643	-	21 330	344	3 113	5 856
Металлургическая отрасль	20	91 154	971	87 650	245	2 155	2 074
Химическая отрасль	6	4 686	265	5 119	15	23	-205
Обрабатывающая (в части производства стройматериалов) отрасль	14	20 907	4 213	21 218	153	865	2 884
Всего	225	485 909	30 129	473 699	7 354	15 201	19 785

Источник: IHS Markit

© 2021 IHS Markit

2015 годах. Ввиду таких незначительных успехов власти страны решили приостановить программу, скорректировать ее и перезапустить СТВ в 2018 году. На этот раз круг участников был сужен до 130-ти предприятий и 225-ти технических установок, относящихся к таким отраслям как нефтегазовая, горнодобывающая, электроэнергетическая и металлургическая промышленность, а также производство удобрений и строительных материалов. В общей сложности на 130 предприятий, участвующих в СТВ, пришлось 53% выбросов CO₂ в Казахстане в 2019 году. Аналогично другим национальным системам торговли квотами на выбросы углерода, в СТВ Казахстана не входит транспортный сектор.¹⁰²

Оператором СТВ является АО «Жасыл даму», а МЭГПР обладает юридическими полномочиями устанавливать и распределять квоты, выделять дополнительные квоты предприятиям в случае расширения мощностей, управлять резервом квот и заведовать общими вопросами отчетности Казахстана по выбросам ПГ для РКИК ООН. Аналогично принципу работы европейской СТВ, «Жасыл даму» бесплатно предоставляет квоты на выбросы CO₂ участвующим в системе организациям. Если компаниям были необходимы дополнительные квоты, они могут приобрести их у других компаний на Товарной бирже «Каспий» (ССХ), на бирже «Modern Trading Solutions» или на других аккредитованных биржах. Они также могут обратиться в МЭГПР с запросом об увеличении квот (в случае увеличения мощностей и объемов производства) или приобрести их на аукционах, организуемых «Жасыл даму» (официальной информации о проведении, которых пока не поступало).

¹⁰²Дополнительную информацию о СТВ за 2013 и 2018 годы можно найти в разделе 9.3.3.3 Национального энергетического доклада KAZENERGY за 2017 год.

При перезапуске СТВ в 2018 году квоты были предоставлены на трехлетний период (2018-2020 гг.). Каждая компания может распределять использование квот на указанные три года, но не может перенести неиспользованные квоты на последующие периоды. Совокупный объем квот на выбросы в 2018-2020 гг. первоначально составлял 485,9 млн. т CO₂, но впоследствии, в 2018 и 2019 гг., «Жасыл даму» выдал дополнительные квоты в объеме 30,1 млн. т CO₂ различным компаниям с учетом расширения мощностей (см. Таблицу 2.3 «Отрасли, квоты и фактические выбросы в СТВ Казахстана в 2018-2020 гг. (тыс. т CO₂)»)¹⁰³.

Согласно операционным данным ССХ, в 2018 году торговля квотами на выбросы углерода не проводилась, в 2019 году она состоялась три раза, а в 2020 году (официально) – два раза (оба раза в конце года, в декабре). В 2021 году, в период с апреля по конец июля, на ССХ состоялось шесть торговых операций (рекордное количество), поскольку компаниям необходимо было срочно обеспечить достаточное количество квот на выбросы, чтобы покрыть свои реальные эмиссии за 2018-2020 гг.¹⁰⁴ На 10 из 11 торгов, состоявшихся

¹⁰³Следует отметить, что некоторые из этих дополнительных квот были выданы лишь очень небольшому количеству предприятий, которые вошли в СТВ только в 2020 году. Из-за расхождений в данных IHS Markit приложила все усилия, чтобы корректно отразить квоты СТВ на 2018–2020 годы.

¹⁰⁴Торговые операции с 29 июля, состоявшиеся в 2021 году с целью закрытия отчетного периода (бухгалтерских счетов) за 2018-2020 гг., представляются сомнительными с юридической точки зрения, поскольку они не были санкционированы уполномоченным государственным органом. Согласно пункту 7 статьи 299 нового Экологического кодекса, торговые операции могут происходить только на платформе, определенной назначенным органом («Товарная биржа, на которой осуществляется торговля углеродными единицами, определяется уполномоченным органом»). Соответственно, продажа в (расчетном) объеме 0,08-0,13 млн. т CO₂ в июле 2021 года может быть оспорена по закону.

на ССХ с 2019 года, цена квот на выбросы углерода составляла 500 тенге (около 1,2 долл. США) за тонну CO₂. Более того, в 2021 году, по всем признакам, произошел скачок торговой активности (39 торговых операций) не только на ССХ, но также на других биржах и в рамках двусторонних соглашений, поскольку компаниям необходимо было свести балансы выбросов за период 2018-2020 гг. до августа 2021 года (предусмотренного срока). Компаниям, превысившим выделенный объем квот в 2018-2020 гг., необходимо было до 12 августа 2021 года компенсировать такое превышение с помощью рыночных механизмов или путем прямого приобретения дополнительных квот – в противном случае они рисковали подвергнуться существенным финансовым взысканиям (штрафам).

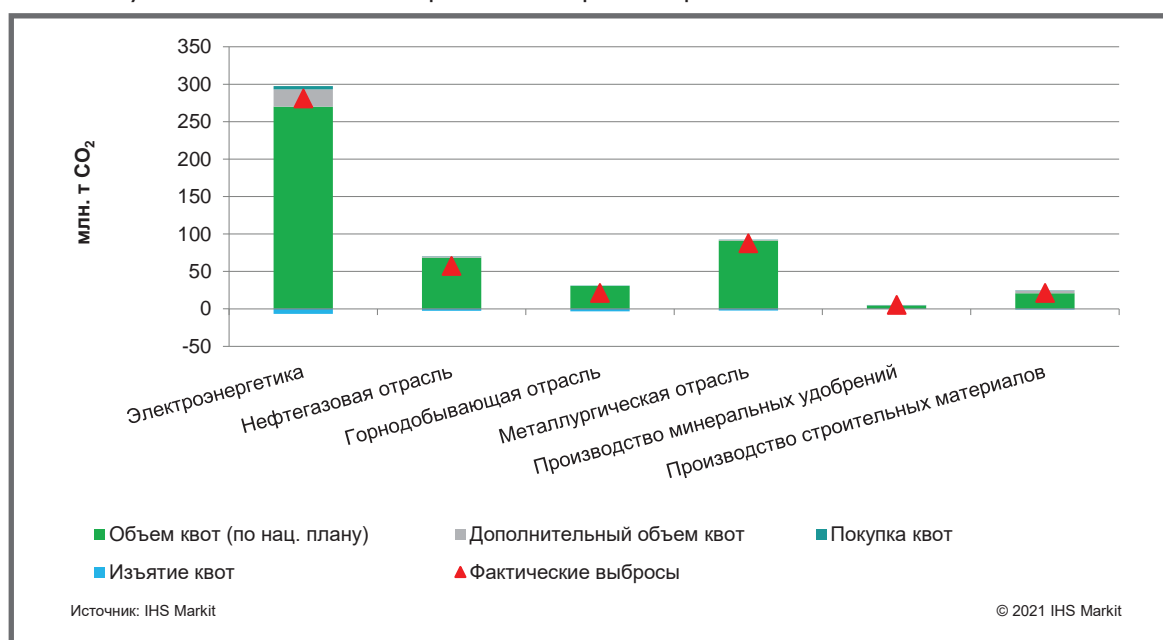
По оценкам IHS Markit, в период работы СТВ с 2018 г. по 2020 г. в общей сложности было совершено около 52 транзакций с использованием различных торговых механизмов, в рамках которых были реализованы квоты на выбросы в объеме более 7,35 млн. т CO₂. В ряде случаев купля-продажа углеродных квот происходила между разными дочерними предприятиями одной и той же компании. При этом складывается впечатление, что участники рынка неофициально договорились сохранить цену квот на выбросы углерода на уровне 500 тенге (1,2 долл. США) за тонну CO₂, зарегистрированную на бирже ССХ, тем самым сведя на нет рыночную основу механизма.

Немаловажно отметить, что в июле 2021 года было изъято 15,2 млн. тонн квот (углеродных единиц) у 42-х компаний, ввиду избыточности первоначальной выдачи квот. Основная часть изъятых квот пришлась на компании, которые по всем признакам с запасом укладывались в первоначально выделенный им объем; у одного предприятия квоты были изъяты в связи с его ликвидацией.

Анализ данных о выбросах CO₂ показывает разнообразные результаты и позволяет сделать ряд интересных выводов (см. Рисунок 2.13 «Показатели для различных отраслей в рамках СТВ Казахстана в 2018-20 гг.»):

- ▶ **На 15 предприятий, являющихся крупнейшими источниками выбросов в СТВ, пришлось 36% от общенационального объема эмиссий CO₂ в 2018 году (и 38% в 2019 году).** Из пятнадцати компаний-лидеров по выбросам десять ведут деятельность в сфере электроэнергетики, две – в сфере металлургии (но с выработкой электроэнергии для собственных нужд непосредственно на объектах), две – в горнодобывающей промышленности и еще одна – в нефтегазовой. В качестве топлива эти предприятия в основном используют уголь (и иногда мазут).
- ▶ **Самая большая доля выбросов CO₂ приходится на электроэнергетику, в которой ведут деятельность 52 компании с 94-мя техническими установками: в 2018-2020 гг. она составила 94 млн. т в год или около 31% от совокупного годового объема выбросов CO₂ в Казахстане.** На предприятия, задействованные в электроэнергетике, пришлось 56% всех первоначально выделенных квот и 76% дополнительных квот (связи с увеличением производства и/или расширения мощностей) в СТВ в 2018-2020 гг.
- ▶ **Тогда как совокупный фактический объем эмиссий в электроэнергетике не выходил за пределы суммарного объема квот, в данном секторе наблюдался самый высокий уровень несоблюдения выделенных квот среди отдельных участников: 27% всех производителей электроэнергии (или 14 из 52 электроэнергетических компаний, участвующих в СТВ) превысили квоты, предусмотренные для них на 2018-2020 гг.** Превышение уровня выбросов после покупки квот или получения дополнительных квот на основании заявленного расширения (модернизации) мощностей в сумме составило порядка 2,9 млн. т CO₂. Для более наглядного понимания данного показателя в общем контексте, объем превышения квот (или, скорее, дефицит квот) на выбросы CO₂ в электроэнергетике примерно равен суммарному годовому объему выбросов CO₂ трех НПЗ Казахстана.
- ▶ **Электроэнергетические компании также были наиболее активными участниками торговли квотами на выбросы углерода (как в роли продавцов, так и в роли покупателей).** На основании данных о 45-ти торговых операциях, совершенных в 2020 и 2021 годах, 12 установок электроэнергетических компаний осуществили продажу квот на выбросы углерода (в объеме 2,6 млн. т CO₂) и 26 установок электроэнергетических компаний осуществили покупку таких квот (в объеме 4,5 млн. т CO₂). Для сравнения, 13 установок нефтегазовых компаний продали квоты в объеме 2,4 млн. т CO₂ и 4 установки нефтегазовых компаний купили квоты в объеме 0,59 млн. т CO₂.
- ▶ **В конце периода 2018-2020 гг. (с учетом купленных, проданных и полученных через «Жасыл даму» квот) нефтегазовый сектор продемонстрировал «профицит» квот в размере 8,5 млн. т CO₂, тогда как суммарный показатель превышения квот для предприятий, которым не удалось уложиться в предусмотренный объем, составил 0,48 млн. т CO₂.** Из 39-ти участвующих в СТВ нефтегазовых предприятий (на которые приходится 67 технических установок) пять превысили свои квоты на выбросы: два из них являются небольшими независимыми добывающими компаниями, а остальные три ведут деятельность в сфере транспортировки газа.
- ▶ **Горнодобывающая промышленность, представленная 9-ю компаниями и 24-мя установками, показала самый высокий уровень соответствия: ни одна из компаний-участниц не превысила свои квоты на выбросы.** В 2018-2020 гг. эмиссии от данной сферы деятельности составили 21,3 млн. т CO₂, что почти на 10 млн. т меньше выделенного объема (30,6 млн. т CO₂). С учетом изъятых «Жасыл даму» квот в данном сегменте (составивших 3,1 млн. т CO₂), а также с учетом покупок и продаж, отрасль продемонстрировала «профицит» в объеме 5,3 млн. т CO₂. Подобный результат указывает на то, что изначально предоставленный размер квот на выбросы CO₂ были слишком большим, и в будущем его необходимо пересмотреть.
- ▶ **Аналогичным образом, большинство из 13-ти предприятий (20-ти технических установок) в сфере металлургии также уложились в выделенные им квоты.** На установках нескольких компаний квоты были превышены, но этот «дефицит» был компенсирован показателями других установок той же компании

Рисунок 2.13 Показатели для различных отраслей в рамках СТВ Казахстана в 2018-20 гг.



(что нивелировало превышение). Совокупный объем выбросов в данном сегменте составил 87,7 млн. т CO₂, а объем выделенных квот – 91,2 млн. т CO₂.

- ▶ **Эмиссии участвующих в СТВ 19-ти производителей химической продукции (азотных удобрений) и строительных материалов (цемента и т.п.) в целом оказались в пределах выделенных квот.**¹⁰⁵ Однако нескольким предприятиям абсолютно не удалось уложиться в предусмотренные показатели. Около пяти предприятий превысили свои квоты, а остальные смогли обеспечить соответствие лишь за счет покупки новых и расширения мощностей (в противном случае они, безусловно, остались бы в дефиците). Совокупный объем выбросов от этих двух сфер деятельности в 2018-2020 гг. составил 26,3 млн. т CO₂, но баланс (включая все транзакции и дополнительные квоты) для производителей химической продукции составил -0,29 млн. т CO₂, а для производителей строительных материалов – 2,8 млн. т CO₂.

- ▶ **Компании практически во всех сферах деятельности получили дополнительные квоты в связи с ростом производства и расширением мощностей.** В 2018, 2019 и 2020 годах были предоставлены дополнительные квоты на выбросы углерода в объеме 14 млн. т CO₂, 3,5 млн. т CO₂ и 12,6 млн. т CO₂, соответственно. Из них 76% пришлось на электроэнергетику, 14% – на производство строительных материалов, а оставшаяся часть – на нефтегазовый сектор (6%), химическую промышленность (1%) и металлургию (3%). Детали расширения мощностей, в связи с которым были предоставлены дополнительные квоты, не раскрывались.

В общей сложности, 26 компаний-участниц СТВ завершили период 2018-2020 гг. с превышением квот на выбросы примерно на 4,0 млн. т CO₂ – даже после покупки квот или

¹⁰⁵ Две компании сферы производства строительных материалов присоединились к СТВ в 2020 году. По этим двум компаниям имеются неполные данные, и они не включены в совокупные показатели для системы в целом, но учитываются здесь.

получения дополнительных квот в связи с расширением. Основная часть этих превысивших квоты предприятий является естественными монополиями, на которые напрямую распространяются правила КРЕМ. Хотя распределение квот на 2021 год уже было опубликовано, официальная реализация, судя по всему, откладывается на более поздний срок – после того, как «Жасыл даму» и компании-участницы закроют период 2018-2020 гг. По имеющейся информации, ведутся дискуссии в отношении подхода к распределению квот в крупных компаниях, у которых есть много дочерних предприятий, участвующих в СТВ, а также в отношении «продажи» квот компаниями посредством транзакций внутри компаний. От некоторых участников СТВ поступают сведения о сложностях с куплей-продажей квот, поскольку, согласно корпоративным правилам, закупки должны производиться только в рамках тендера, что не позволяет осуществлять прямые рыночные транзакции между компаниями, участвующими в СТВ. Безусловно, в будущем следует отказаться от таких жестких правил закупок в отношении торговли квотами в СТВ, которая по своей сути должна функционировать как гибкий рынок.

«Жасыл даму» планирует развивать и расширять СТВ в три этапа, хотя их сроки, несомненно, изменятся, учитывая задержку закрытия периода 2018-2020 гг., а также то обстоятельство, что официальный торговый период 2021 года еще не действует, хотя и был объявлен. На момент написания настоящего доклада предусмотрено несколько этапов развития СТВ: 1-й этап (на период январь 2021 г. – декабрь 2021 г.), и два последующих этапа до 2030 года. Предполагается, что на 1-м этапе квоты на торговлю выбросами будут ограничены уровнем 180,69 млн. т CO₂.

Забегая вперед, можно отметить, что скорее всего, потребуется существенная доработка организационной структуры СТВ – и это вполне ожидаемо. Сомнительная законность торговых операций, совершаемых в последний момент (в свете условий нового Экологического кодекса) – как это произошло в 2021 году – указывает на потребность

в действенном институте для управления СТВ. Также необходимо повысить прозрачность торговли на различных рынках. В частности, в настоящее время на ССХ указываются только торговые операции и цены, но не предоставляется никакой информации о покупателях и продавцах. Еще более существенным моментом является то, что ни «Жасыл даму», ни компании-участницы, регулярно не публикуют данные по СТВ. «Жасыл даму» и органам регулирования следует четко разъяснять правила функционирования системы и публиковать данные, необходимые для нормального осуществления рыночных операций. Помимо этого, «Жасыл даму» (и другим органам регулирования) следует пересмотреть порядок предоставления квот и принять дополнительные меры для формирования эффективных рыночных механизмов. Будущее распределение квот на выбросы CO₂ также следует согласовывать с Министерством энергетики и соответствующими компаниями, чтобы стимулировать переход с угля на газ и повышение энергоэффективности. Власти страны также рассматривают возможность внедрения «Углеродного [Карбонового] фонда», чтобы обеспечить реинвестирование доходов от транзакций в СТВ в поддержку развития низкоуглеродных технологий и инициатив. Теоретически, перенаправление доходов, полученных в рамках СТВ, на такие инициативы представляется положительным моментом. Однако при этом важно, чтобы управление Фондом осуществлялось эффективным и прозрачным образом, а также необходимо обеспечить, чтобы работа Фонда не мешала рыночным механизмам, не нарушала процесс распределения квот и не приводила к дискриминации некоторых эмитентов.

2.8 Рекомендации

На первый взгляд может показаться, что реализовать энергетический переход и решить фундаментальные проблемы, которые стоят перед странами, стремящимися к достижению глобальных целей по сокращению выбросов ПГ согласно ОНУВ в рамках Парижского соглашения по климату, практически невозможно. Но в первую очередь важно определить план действий – начиная с наиболее очевидных – и, приняв меры для их реализации, выйти на новый уровень или рубеж, достигнув которого, можно будет перейти к решению других, более сложных, задач. С учетом вышеизложенного, мы сочли возможным представить наши наблюдения общего характера, которые (что немаловажно) согласуются со многими из целей, предусмотренных обновленным ОНУВ Казахстана, и более подробно рассматриваются в последующих разделах настоящего отчета.

► Прежде всего, политическим лидерам страны рекомендуется придерживаться всеобъемлющего системного подхода к сокращению выбросов ПГ, уделяя особое внимание энергетике, а также эмиссиям от других сфер – таких как отходы, промышленность, ЗИЗЛХ и сельское хозяйство. Рост выбросов от сектора ЗИЗЛХ в Казахстане вызывает особую обеспокоенность, поскольку этот сегмент теперь является не поглотителем, а чистым эмитентом ПГ. Органам власти следует рассмотреть возможность более широкого внедрения разнообразных

природных решений для обращения этой тенденции вспять, включая высадку и восстановление лесных массивов, а также почвенную секвестрацию углерода и т.п. (причем максимально рентабельным образом). Способствовать этому отчасти можно за счет упрощения процесса выдачи разрешений и расширения полномочий местных НПО.

► Для большинства стран (включая Казахстан) оптимальной отправной точкой на пути к «зеленой» экономике непосредственно в энергетическом секторе – т.е., наиболее доступным способом достижения результата – является декарбонизация производства электроэнергии. Проще сократить выбросы ПГ, избегая потребления ископаемого топлива, чем искать способы их утилизации или хранения после сжигания. В 2019 году на сектор электроэнергетики и теплоснабжения в Казахстане приходилось 40% всех выбросов, что является одной из самых высоких долей среди стран мира.

► Вышеуказанное обстоятельство обусловлено преобладанием угля в качестве топлива для производства электроэнергии в Казахстане, и, следовательно, эксплуатационное сокращение его доли в данной сфере чрезвычайно важно для снижения совокупного уровня выбросов ПГ. Но сокращать потребление угля необходимо планомерно. Так, в других странах, где осуществлялся или осуществляется постепенный отход от угля, разрабатывались долгосрочные планы и принимались согласованные меры по переводу угольных электростанций на другие виды топлива или по созданию новых мощностей, не предполагающих использование угля, для замены старых электростанций.¹⁰⁶ В странах, где потребление угля резко сократилось, присутствовал как минимум один из двух факторов: (1) государственные постановления, запрещающие использование угля после определенной даты; или (2) изменения базовых рыночных условий, в результате которых уголь становился дороже по сравнению с другими видами топлива. Казахстан может воспользоваться примерами таких стран, как Швеция, Италия или Португалия, которые либо полностью отказались от угольных электростанций, либо сделают это в конце 2021 года. Вышеуказанным странам также пришлось увязывать правила внедрения НДТ, систему торговли квотами на выбросы углерода и собственные национальные приоритеты. У Казахстана есть возможность позаимствовать их опыт в качестве базы, дающей представление о согласованном подходе к решению таких задач – например, в части корректировки правил НДТ для старых объектов, которые планируется вывести из эксплуатации.

► Вместе с тем, политическим лидерам страны необходимо повысить приоритетность газификации электроэнергетики и, возможно, ввести целевые политические и налоговые инструменты для содействия этому процессу. Так, расширение использования ВИЭ происходит во многом благодаря тому, что Министерство энергетики сформировало согласованный политический механизм для развития данного направления. Предприятиям, работающим на угле, чрезвычайно сложно перейти на газ при существующих экономических и нормативных условиях. Таким образом, газификации необходимо уделять не менее серьезное внимание и разработать специальный комплекс фискальных

¹⁰⁶Для более старых угольных электростанций, оставшийся срок службы которых весьма ограничен, фактические стимулы к внедрению НДТ невелики.

инструментов для ее стимулирования, а также для содействия росту маневренности генерации в электроэнергетике – возможно, аналогично преференциям, действующим для ВИЭ. Причем подобные меры следует принимать параллельно с мерами по стимулированию производства товарного газа. Намеченные на декабрь 2021 года аукционные торги на строительство генерирующих установок с маневренным режимом являются положительным моментом, но пока еще неясно, обеспечат ли они действенные стимулы, необходимые для привлечения инвестиций.

► Финансовые стимулы для внедрения НДТ остаются довольно слабыми и недостаточными для содействия данному процессу на предприятиях со старым оборудованием. Некоторые из таких предприятий выполняют социально значимые функции, из-за чего МЭГПР и Министерству финансов, стоит рассмотреть дополнительные фискальные меры для обеспечения их дальнейшей работы – такие как налоговые льготы или субсидирование банковских займов.

► КРЕМ и Министерству энергетики следует учитывать затраты, связанные с внедрением НДТ, в своих правилах и процедурах установления тарифов. Компаниям будет практически невозможно реализовать значимые проекты в области НДТ, если не обеспечить им высокие тарифы для покрытия дополнительных затрат (подробнее в главе 6, посвященной электроэнергетике).

► Частному сектору Казахстана рекомендуется рассмотреть вопрос внедрения маневренных маломасштабных решений – так, как это происходит на других рынках, а регулирующим органам следует придерживаться гибкой позиции и оказывать соответствующую поддержку, чтобы способствовать данному процессу.

► Администрирование СТВ должно стать более прозрачным, а правила следует излагать в ясной форме и доводить до сведения всех участников рынка заранее. Результаты деятельности в данной сфере в 2018-2020 гг. демонстрируют, что, позволяя некоторым предприятиям получить особые условия, можно подорвать весь механизм в целом. В частности, подход к распределению квот должен быть таким, чтобы это способствовало конкурентному формированию цен на выбросы углерода.

► СТВ и другие существующие в мире добровольные механизмы углеродного регулирования стремятся установить действенные средства компенсации выбросов углерода. Для казахстанских нефтяных компаний такими средствами компенсации – не только внутри страны, но и в глобальном масштабе – могут стать технологии CCUS и методы повышения нефтеотдачи путем закачки CO₂ (CO₂ EOR).

► Политическим лидерам Казахстана важно принимать меры для ограничения растущего количества как руководящих органов, так и нормативных актов, регулирующих вопросы экологии. Повышение согласованности и минимизация противоречий между ними позволит достичь более благоприятных экологических показателей. В этой связи IHS Markit рекомендует не создавать еще одну специальную государственную структуру для контроля за процессом упрощения надзора со стороны регулирующих органов, а наделить достаточными полномочиями по принятию решений и надзору логически наиболее подходящие для этого организации в целях оптимизации выполнения данных задач. Например, поскольку Министерство экологии осуществляет надзор за соблюдением требований со стороны компаний, представляется целесообразным уполномочить его принимать решения по экологическим платежам.

Глава 3

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ



3 СЕКТОР РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА В КАЗАХСТАНЕ

3.1 Ключевые моменты

► В целом представляется, что реализация значительной части имеющегося существенного потенциала разведки и добычи нефти в Казахстане становится все менее вероятной в силу целого комплекса факторов, а именно: (1) менее активное стремление к инвестированию со стороны компаний в долгосрочной перспективе на фоне текущего глобального энергетического перехода, предполагающего сокращение использования углеводородов; (2) относительно высокий уровень затрат на разведку и добычу для новых проектов; а также (3) менее привлекательные условия ведения бизнеса, чем в других странах. Хотя ожидается, что добыча в целом по стране в 2022 году вернется на траекторию роста, теперь мы ожидаем, что она достигнет максимума на отметке лишь около 102 млн. т (2,17 млн. барр. в сутки) в середине 2020-х гг., а затем начнет медленно сокращаться, упав примерно до 73 млн. т (1,53 млн. барр. в сутки) в 2050 году.

► В краткосрочной перспективе мы ожидаем, что – после снижения совокупного объема добычи нефти в Казахстане в 2020 году на 5,4% до 85,7 млн. т (1,80 млн. барр. в сутки) – в 2021 году добыча сохранится примерно на том же уровне, поскольку предполагается, что нефтяная промышленность страны продолжит в той или иной мере придерживаться целевых показателей, предусмотренных альянсом ОПЕК+. После того, как в конце 2022 года истечет срок текущей мега-сделки ОПЕК+, ожидается, что к 2025 году общенациональный объем добычи будет примерно на 19% выше по сравнению с показателем 2020 года. Степень взаимодействия Казахстана с альянсом ОПЕК+ в вышеуказанный период предположительно будет зависеть от гибкости позиций группы, принимая во внимание ожидаемый рост добычи.

► «Большая тройка» мегапроектов под руководством МНК – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак – остаются самыми значимыми факторами в профиле казахстанской нефтедобычи; в 2019 году на них в совокупности пришлось около 61% добычи в целом по стране, и (согласно нашему базовому прогнозируемому сценарию) в 2030 году данный показатель достигнет максимума (73%), а затем снизится примерно до 58% к 2050 году. В 2022-2025 гг. основным источником роста добычи нефти в Казахстане будет проект расширения на месторождении Тенгиз, когда – согласно нашим ожиданиям – добыча на нем достигнет максимума на отметке около 42 млн. т в год (915 000 барр. в сутки). При этом основным фактором непредсказуемости, способным изменить общую картину, остается будущая динамика добычи на месторождении Кашаган – особенно сроки и масштабы плановой второй фазы проекта. Власти Казахстана активно требуют от консорциума, осуществляющего реализацию проекта Кашаган, окончательно доработать концепцию «полномасштабного» освоения к концу текущего года. Однако принятие окончательного инвестиционного решения (ОИР) осложняется неуверенностью участников

консорциума в том, что нефть второй фазы обладает преимуществами по сравнению с другими проектами в их портфелях. Мы прогнозируем, что скорректированная программа реализации второй фазы, в общих чертах соответствующая намеченным КМГ ранее в этом году ориентирам, будет реализована, благодаря чему добыча на месторождении достигнет максимума на отметке около 35 млн. т в год (743 000 барр. в сутки) в 2040 году.

► Экспорт сырой нефти и конденсата из Казахстана в 2020 году сократился на 2,5% до 68,5 млн. т (1,45 млн. барр. в сутки). Согласно нашему базовому сценарию, общий показатель экспорта казахстанской нефти вернется на траекторию роста в 2022 году и достигнет максимума на отметке 83,2 млн. т (1,78 млн. барр. в сутки) в 2025 году, а затем вступит в фазу долгосрочного снижения, в результате чего его объем в 2050 году составит около 51 млн. т (1,07 млн. барр. в сутки). В 2020 году около 76% от совокупного объема казахстанского экспорта было отправлено по нефтепроводу КТК (идущему транзитом через Россию к Черному морю), который останется основным каналом поставок нефти из Казахстана на внешние рынки до 2050 года. В свете «многовекторной» экспортной стратегии страны, казахстанская нефть будет и далее поставляться по нескольким маршрутам. Несмотря на общее сокращение экспорта, ожидается, что поставки за рубеж по Казахстанско-Китайскому трубопроводу (ККТ) в течение прогнозного периода будут расти.

► В 2020 году правительство Казахстана сделало очередной шаг вперед на пути ускорения процесса выдачи прав на недропользование, введя электронные (онлайн) аукционы на объекты разведки и добычи. Однако результаты первых двух онлайн-аукционов, проведенных Министерством энергетики в декабре 2020 года и в апреле 2021 года, не оправдали ожиданий, поскольку ключевые международные крупные компании в них не участвовали. Учитывая пониженное внимание отрасли к геологоразведке в глобальном масштабе, а также неопределенность в отношении экономической составляющей (рентабельности) проектов, Казахстану оказалось сложно привлечь ожидаемый уровень интереса к онлайн-аукционам на участки недр. Одной из главных предпосылок к повышению такого интереса представляется более далеко идущая реформа нормативно-правовых актов страны, регулирующих деятельность по разведке и добыче.

► Доля причитающихся государству налогов и сборов в Казахстане представляется высокой (согласно расчетам по методологии IHS Markit она составляет 65% до 85%). Налогообложение большинства добывающих предприятий осуществляется по стандартной схеме, которая, по сути, представляет собой набор шаблонных (одинаковых для всех) фискальных инструментов, основанных главным образом на валовой прибыли или объеме добычи, а крупные проекты реализуются по долгосрочным контрактам. К ключевым факторам, которые должны способствовать изменению текущей ситуации в сфере налогообложения, относится прогресс на пути окончательного согласования и реализации планируемого налогового режима на базе Улучшенного модельного контракта для новых нефтегазовых проектов

по разведке и добыче. В результате у потенциальных инвесторов появится возможность заключения типового контракта, в котором заранее оговариваются фискальные (налоговые) условия.

► Относительно высокий уровень затрат на добычу нефти в Казахстане делает добывающие компании уязвимыми к снижению цен на нефть и может оказаться препятствием для будущих инвестиций в разведку и добычу в более долгосрочной перспективе. При этом объем затрат и устойчивость к снижению цен сильно варьируются в зависимости от компании. По имеющимся оценкам, в последнее время расходы добывающих предприятий с самым высоким уровнем затрат в среднем почти вдвое превышали расходы добывающих предприятий с самым низким уровнем затрат в Казахстане. Около половины от совокупного объема затрат типовой добывающей компании приходится на основные налоги нефтяного сектора, тогда как на операционные затраты и транспортные расходы по отдельности приходится примерно по четверти от совокупного показателя. С учетом международных тенденций в сфере расходов, позиции Казахстана, стремящиеся к верхним уровням глобальной кривой затрат на добычу в рамках новых проектов (обеспечивающих дополнительные объемы нефти), ставят его во все более шаткое положение. В последние годы на мировом рынке наблюдается поступательное снижение стоимости маржинального барреля, необходимого для удовлетворения мирового спроса. Растущая значимость низкой стоимости добычи во всем мире серьезно ограничивает способность добывающих держав с более высокими затратами на разработку месторождений – таких как Казахстан – конкурировать за привлечение инвестиций.

► Недавние инициативы по внедрению наилучших доступных техник [технологий] (НДТ) и по цифровизации представляют собой два новых комплекса государственных требований, приводящих к увеличению затрат и иных проблемных аспектов для казахстанской нефтяной промышленности. Давняя нацеленность многих казахстанских нефтедобывающих компаний на модернизацию в определенной мере совпадает с некоторыми элементами обеих вышеуказанных официальных инициатив, но при этом присутствуют риски негативных последствий – особенно если государственные предписания выльются в дополнительные расходы, что еще отрицательнее скажется на конкурентоспособности казахстанских производителей на мировой арене с точки зрения затрат.

► Если говорить о сфере переработки и сбыта, то пандемия COVID-19 в целом нанесла серьезный удар по казахстанским рынкам нефтепереработки, что привело к резкому развороту вспять наблюдавшейся в 2017-2019 гг. тенденции к увеличению объемов переработки на НПЗ страны (которому способствовало завершение к 2018 году программы модернизации на всех трех основных НПЗ Казахстана). Объем переработки на казахстанских НПЗ в 2020 году сократился на 7,2% до 15,8 млн. т. Особенно резкое снижение наблюдалось в производстве керосина, дизельного топлива и мазута, тогда как производство бензина продемонстрировало относительную стабильность. Суммарный объем видимого внутреннего потребления нефтепродуктов восстанавливается и, как ожидается, в 2022 году снова достигнет уровня 2019 года; в 2020-2050 гг. он предположительно вырастет в совокупности

примерно на 34% – во многом за счет увеличения спроса на дизельное топливо (главным образом, со стороны грузового автотранспорта и сельского хозяйства).

► В нефтеперерабатывающем секторе Казахстана, а также на внутренних рынках нефтепродуктов, сохраняется высокий уровень регулирования, и маржа от поставок сырой нефти внутри страны, как правило, намного ниже, чем от экспортных поставок (хотя в результате обвала мировых цен на нефть в 2020 году цены на мировом рынке в течение непродолжительного периода оставались ниже, чем на внутреннем). Фундаментальное расхождение между мировыми и внутренними ценами будет сохраняться, но задачи интеграции рынков нефти рамках ЕАЭС (официально запланированной на 2025 год – хотя фактические сроки реализации остаются неопределенными), вероятно, потребуют дальнейшей либерализации внутренних цен для обеспечения работы в рамках реального общего рынка (в частности, из пяти стран-членов ЕАЭС в Казахстане по-прежнему сохраняются самые низкие розничные цены на бензин и дизельное топливо).

3.2 Недавняя динамика нефтяного баланса Казахстана и прогноз до 2050 года

Пандемия COVID-19 в той или иной мере негативно отразилась на всех составляющих нефтяного баланса Казахстана. В 2020 году добыча нефти упала на 5,4% (до 85,7 млн. т или 1,71 млн. барр. в сутки), а экспорт сырой нефти снизился на 2,5% (до 68,5 млн. т или 1,37 млн. барр. в сутки), тогда как видимый спрос на сырую нефть – т.е. добыча за вычетом чистого экспорта – упал на 15,6% до 17,1 млн. т (0,34 млн. барр. в сутки). Снижение добычи нефти в Казахстане в 2020 году было относительно умеренным по сравнению со средним аналогичным показателем для основных нефтедобывающих стран СНГ (включая Россию, Азербайджан и Туркменистан) (см. Таблицу 3.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане»).

В целом, IHS Markit прогнозирует, что добыча нефти в Казахстане вернется на траекторию роста в 2022 году и сохранит тенденцию к увеличению примерно до 2025 года, после чего в течение оставшейся части прогнозного периода ожидается медленное, но устойчивое снижение, в результате чего в 2050 году объем добычи жидких углеводородов в стране будет примерно на 14% ниже, чем в 2020 году. Основная масса добываемой нефти будет по-прежнему направляться на экспортные рынки, но ожидается, что объемы экспорта сократятся наряду с совокупными объемами добычи нефти и одновременно с продолжающимся умеренным ростом внутреннего спроса на нефть. В результате, доля совокупного объема добычи, направляемая на экспортные рынки (по сравнению с внутренними), снизится с уровня около 80% в 2020 году до уровня около 70% в 2050 году. Возможен некоторый дальнейший рост экспортно-ориентированной переработки нефти, хотя маловероятно, что это приведет к существенному увеличению внутреннего спроса на сырую

Таблица 3.1 Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане (млн. т)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Изменение % 2019-20
Добыча	79,5	78,0	86,2	90,4	90,6	85,7	-5,4
Экспорт	64,8	63,4	69,6	70,2	70,3	68,5	-2,5
Кроме стран бывшего СССР	61,6	61,6	69,2	69,4	70,1	68,0	-3,0
Страны бывшего СССР	3,1	1,7	0,4	0,8	0,2	0,5	170,6
Российская Федерация	2,8	0,8	0,1	0,5	0,1	0,1	-9,4
Украина	0,3	0,6	0,0	0,0	--	--	
Азербайджан	--	0,1	0,1	0,1	--	--	
Кыргызстан		0,1	0,0	0,0	--	--	
Литва	--	--	--	--	--	--	
Узбекистан	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,5	285,6
Беларусь	--	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Импорт	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-62,5
Российская Федерация*	7,0	7,0	10,1	10,0	10,0	10,0	0,0
Страны бывшего СССР	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-98,6
Чистый экспорт	64,7	63,4	69,5	70,2	70,2	68,5	-2,5
Видимое потребление	14,7	14,7	16,7	20,2	20,3	17,1	-15,6
Объем переработки на НПЗ	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	-7,2
Павлодарский НПЗ	4,8	4,6	4,7	5,3	5,3	5,0	-5,4
Шымкентский НПЗ	4,5	4,5	4,7	4,7	5,4	4,8	-11,2
Атырауский НПЗ	4,9	4,8	4,7	5,3	5,4	5,0	-6,9
мини НПЗ	0,4	0,6	0,7	1,1	1,0	1,0	4,6
Прочее потребление**	0,3	0,2	1,8	3,8	3,3	1,3	-59,4

*Объемы по нефтяным своп-операциям (встречным поставкам) с Россией в 2014 г. (7 млн. т, с 2017 г. 10 млн. т) включены в данные по импорту и экспорту Казахстана для целей сравнения с 2013 г.

**Балансирующий компонент (остаток), включающий потери при стабилизации на месторождениях и при транспортировке, прочие потери на промысле, изменения в запасах, а также незарегистрированные (неучтенные) поставки.

Источник: IHS Markit, национальные таможенные статистики, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

нефть (отчасти из-за ограниченного потенциала роста спроса на нефтепродукты на близлежащих региональных экспортных рынках Казахстана, а также из-за более высокого уровня логистических затрат при поставках в удаленные центры спроса) (см. Рисунок 3.1 «Обзор и прогноз баланса сырой нефти и конденсата в Казахстане до 2050 г.»).

3.3 Динамика добычи сырой нефти и конденсата

География основных месторождений нефти и инфраструктуры нефтяной промышленности Казахстана наглядно представлена на Рисунке 3.2 «Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)».

3.3.1 Запасы жидких углеводородов и тенденции в области разведки

Казахстан располагает богатыми запасами нефти, включая несколько крупных открытых месторождений, и перспективами обнаружения значительных запасов в будущем – особенно на каспийском шельфе страны. По состоянию на 1 января 2019 года – самую недавнюю дату публикации официальных данных о запасах Казахстана – Государственная комиссия по запасам указывала, что запасы жидких углеводородов (сырой нефти и газового конденсата) в Казахстане (на государственном балансе) составляли 5,0 млрд. т (около 38,5 млрд. барр.), из которых 4,5 млрд. т приходилось на запасы сырой нефти, а 420 млн. т – на запасы газового конденсата (см. Таблицу 3.2 «Доказанные и

Рисунок 3.1 Обзор и прогноз баланса сырой нефти и конденсата в Казахстане до 2050 г.

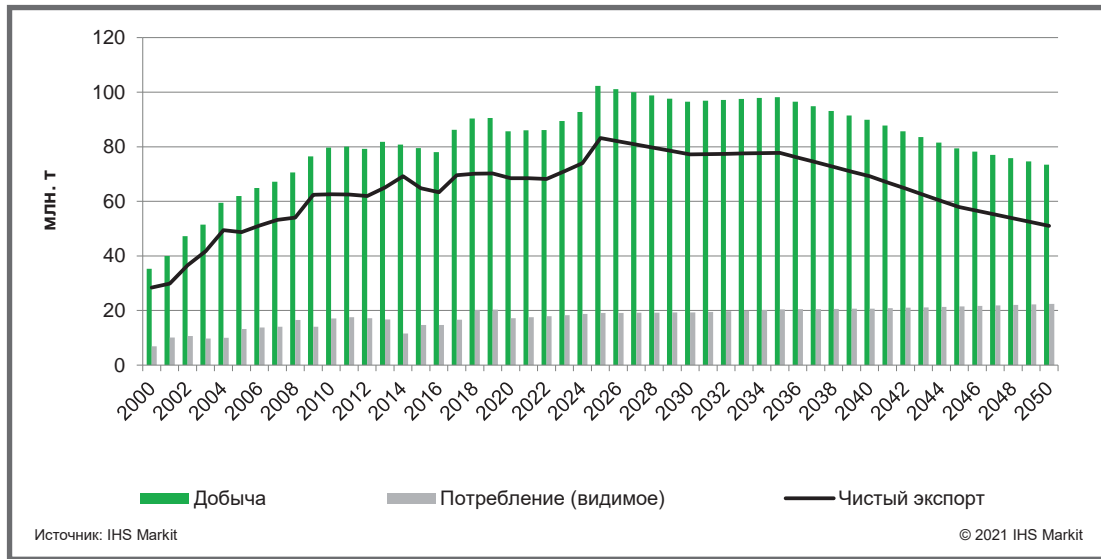


Рисунок 3.2 Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)

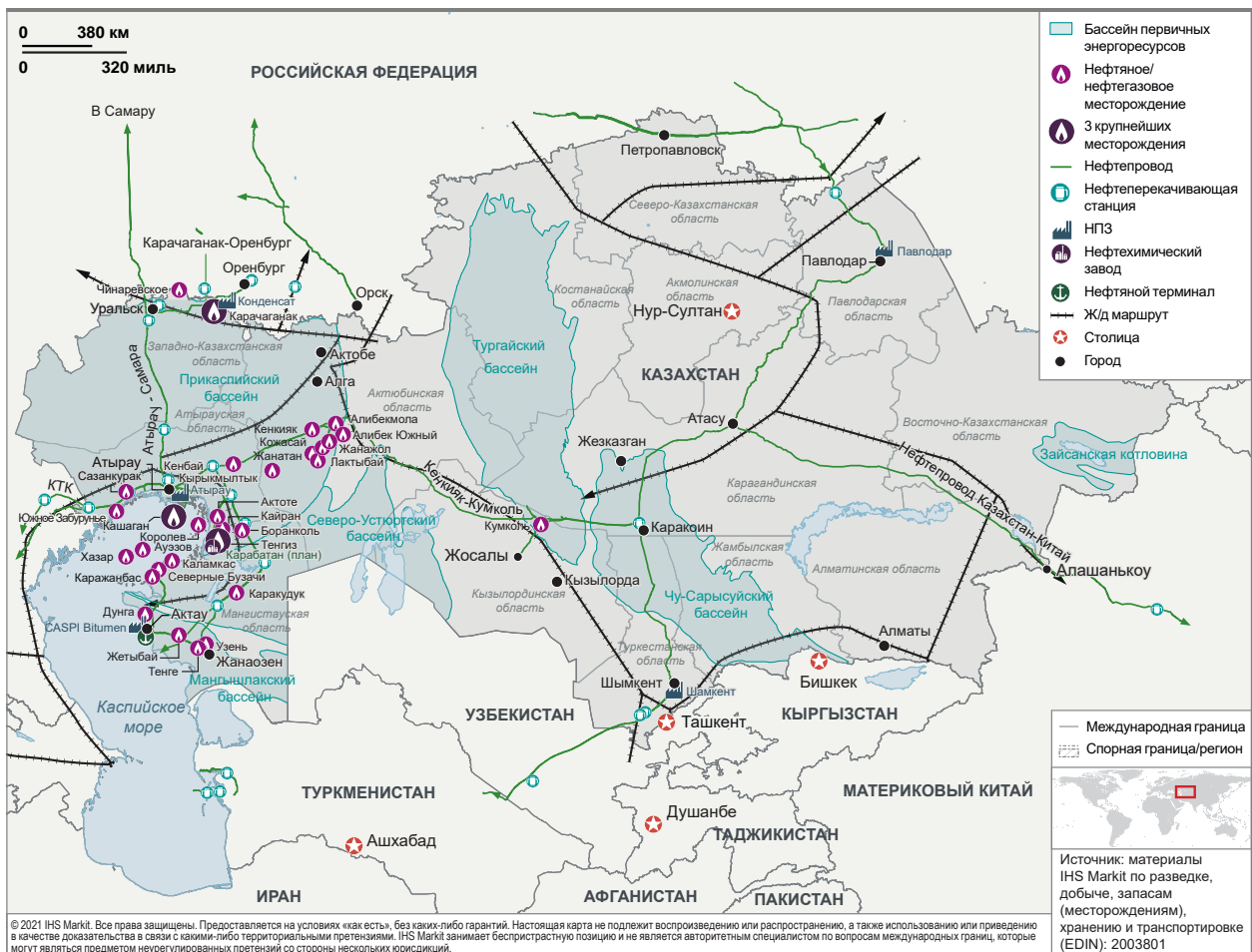


Таблица 3.2 Доказанные и вероятные запасы нефти и газового конденсата в Казахстане по состоянию на 1 января 2019 г. (млн. т)

	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Сырая нефть	2 900	1 630	4 530
Конденсат	333	88	420
Всего	3 232	1 718	4 950

Источник: Данные недропользователей

© 2021 IHS Markit

вероятные запасы нефти и газового конденсата в Казахстане по состоянию на 1 января 2019 г. (млн. т)».¹

Согласно оценкам IHS Markit, по состоянию на конец 2020 года остаточные доказанные и вероятные (2P) запасы нефти в Казахстане составляли 26,5 млрд. барр. (около 3,44 млрд. т) – при этом их объем существенно не изменился по сравнению с нашей оценкой на 2019 год, поскольку крупных месторождений открыто не было.

Для сравнения, в составленном ВР Статистическом обзоре мировой энергетики на 2021 год [BP Statistical Review of World Energy 2021] указано, что в конце 2020 года доказанные (P1) запасы нефти составляли 30 млрд. барр. (3,9 млрд. т) – причем данный показатель также не претерпел изменений по сравнению с 2019 годом.

Имеющиеся (ограниченные) данные указывают на значительное сокращение расходов на разведку в нефтяной отрасли в течение 2020 года – что неудивительно. В этой связи в прошлом году и в первой половине 2021 года было объявлено об относительно небольшом количестве открытых месторождений. Тем не менее, в сфере геологоразведки имел место ряд заслуживающих внимания успехов.

► Из двух новых открытых в 2020 году месторождений самым значимым стало месторождение Климене (к западу от Аральского моря, в бассейне Северного Устюрта), разработку которого ведет компания Tethys Petroleum. Месторождение Климене, открытое в июне 2020 года, находится на блоке Кул-Бас (Актюбинская область), расположенном к западу от действующих месторождений на контрактном поисково-разведочном участке Акулка (Акулковское, Дорис, Кызылой и др.), где осуществляет деятельность Tethys. По имеющимся оценкам, валовые запасы нефти по категории «2P» [доказанные и вероятные] на двух из трех продуктивных зон (юрской и нижнеаптской) составляют около 224 млн. барр. (около 29 млн. т). С точки зрения IHS Markit, перспективная структура Климене потенциально может быть на порядок крупнее, чем открытое нефтяное месторождение Дорис и окружающие его перспективные месторождения (географическая площадь Климене в 10 раз превышает площадь Дорис). По независимым оценкам, средний объем извлекаемых запасов нефти (без

учета рисков) на месторождении Климене составит 422 млн. барр. (около 55 млн. т).²

► В феврале 2021 года компания «Меридиан Петролеум» объявила об открытии крупного месторождения нефти в Мангистауской области (на западе Казахстана) – также в бассейне Северного Устюрта. Небольшая независимая компания «Меридиан Петролеум» открыла крупное месторождение на участке Тепке рядом с месторождениями Арыстановское, Каракудук и Комсомольское. Новому месторождению присвоено имя выдающегося нефтяника советских времен Халела Узбекгалиева. По последним из имеющихся сведений, оценки запасов на месторождении пока выполнено не было, но президент «Меридиан Петролеум» заявил, что это самое масштабное из открытых месторождений нефти в регионе – а возможно и во всем Казахстане – с момента обретения страной независимости в 1991 году.³

Мы ожидаем, что в течение сценарного периода (до 2050 года) будут открыты новые месторождения со значительным объемом запасов, поскольку применение более современных геологоразведочных технологий наряду с некоторым увеличением государственных расходов на разведку позволит реализовать потенциал обнаружения пока не открытых месторождений. Одним из позитивных моментов в данной области является текущая разработка казахстанскими властями национальной программы геологоразведочных работ на 2021-2025 гг., которая должна быть окончательно оформлена к концу этого года. По имеющимся сведениям, ее бюджет составит около 167 млрд. тенге (примерно 400 млн. долл. США), что примерно в четыре раза больше среднегодового объема государственных расходов на геологоразведку за последнее десятилетие. Государственные инициативы также включают программу модернизации инфраструктуры хранения геологических материалов и перевод архивов в цифровой формат для обеспечения доступа к ним в режиме онлайн. Тем не менее, перспективы полномасштабной разработки новых открытых месторождений представляются неопределенными – особенно без улучшения общего бизнес-климата – однако текущий прогноз IHS Markit все же предполагает, что объемы добычи сырой нефти на пока еще не открытых месторождениях станут весьма значительными

1 Данные приводятся в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (категории A+B+C1+C2). Согласно отчетным данным, остаточные запасы в Казахстане в подкатегории A+B+C1 (которая приблизительно соответствует международной категории доказанных и вероятных запасов «2P») на ту же дату составляли 3,2 млрд. т (или 24,6 млрд. барр.).

2 См. IHS Markit overview of 2020 Kazakh E&P trends, *Kazakhstan Review* 2020, 26 February 2021 [Выполненный IHS Markit обзор тенденций в сфере разведки и добычи в Казахстане в 2020 году «Обзор ситуации в Казахстане за 2020 год», 26 февраля 2021 г.].

3 См. IHS Markit exploration activity monitoring *Tepke discovers Halel Uzbekgaliyev oil field*, 3 March 2021 [Мониторинг геологоразведочной деятельности IHS Markit «На участке Тепке открыто нефтяное месторождение имени Халела Узбекгалиева», 3 марта 2021 г.].

(к 2050 году на них должно приходиться более трети от совокупного объема добычи в стране).⁴

3.3.2 Тенденции добычи нефти и газового конденсата (данные прошедших периодов и прогноз)

После упомянутого выше спада, произошедшего в 2020 году, мы ожидаем, что в 2021 году общенациональный объем добычи практически не изменится и составит около 86 млн. т (1,8 млн. барр. в сутки), поскольку предполагается, что нефтяная промышленность страны будет в целом придерживаться целевых показателей, согласованных альянсом ОПЕК+. «Большая тройка» мегпроектов под руководством МНК – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак – остаются самыми значимыми факторами в профиле казахстанской нефтедобычи. В 2020 году на их долю в совокупности пришлось 62,8% от общенационального объема добычи, что выше показателя 2019 года (60,9%). Совокупный объем добычи «большой тройки» в 2020 году сократился всего на 2,6% (спад добычи на месторождении Тенгиз немного превысил суммарный рост добычи на месторождениях Кашаган и Карачаганак). В отличие от этого, на старых добывающих объектах на западе Казахстана, а также в Кызылординской и Актюбинской областях, в прошлом году было зарегистрировано снижение на 7,3%, 17,2% и 21,9%, соответственно (см. Рисунок 3.3 «Ежемесячные объемы добычи нефти отдельными компаниями в Казахстане в 2019-21 гг.» и Таблицу 3.3 «Большая тройка» проектов разведки и добычи в Казахстане (отдельные ключевые характеристики)).⁵

Одним из факторов непредсказуемости, способных повлиять на картину добычи нефти в Казахстане в 2021-2025 гг., является возможное продление программы сокращений в рамках альянса ОПЕК+ после окончания срока текущей мегасделки (намеченного на декабрь 2022 года), а также отношение казахстанских политиков к любым дополнительным программам сокращений Венского альянса после 2022 года. В случае призывов к ограничению добычи после 2022 года, Казахстан окажется перед лицом дилеммы – поскольку, начиная примерно с 2024 года, добыча нефти в стране вступит в новую фазу существенного роста в связи с ожидаемым расширением двух проектов «большой тройки». Вероятнее всего, в течение некоторого времени Казахстан продолжит сотрудничество с альянсом ОПЕК+, учитывая высокую заинтересованность страны в недопущении падения цен ниже определенного уровня, что, судя по всему, будет и далее зависеть от регулирования мировых рынков нефти за

счет периодических ограничений добычи. Однако вопрос о степени вовлеченности Казахстана в данный процесс остается открытым. Тогда как Россия сделала сотрудничество в рамках Венского альянса неотъемлемой частью своей официальной энергетической стратегии на ближайшие 15 лет (то есть, до середины 2030-х гг., когда ожидается пик мирового спроса на нефть), продолжительность участия в таком сотрудничестве Казахстана после свертывания текущей мегасделки остается более неопределенной и, скорее всего, будет зависеть от гибкости позиций группы ОПЕК+ в отношении казахстанских квот с учетом динамики добычи на «большой тройке» месторождений. Однако к концу 2020-х годов повышается вероятность того, что Казахстан окажется примерно в том же лагере, что и другие члены ОПЕК+, поскольку добыча нефти в стране будет снижаться. Тем не менее, согласно нашему базовому сценарию, динамика добычи в Казахстане автоматически не приведет к расширению его сотрудничества с ОПЕК+ в долгосрочной перспективе; не менее значимым фактором в данном случае является и то, что казахстанские политики сочтут более важным – поддержание цен на нефть через управление объемами добычи или потенциальные выгоды от стратегии максимизации добычи при более низких ценах до того, как произойдет сокращение рынков экспорта казахстанской нефти в связи с глобальным энергетическим переходом.

Если рассматривать период с 2022 г. по 2025 г. более подробно, то мы прогнозируем значительный рост добычи нефти в Казахстане в эти годы. В частности, согласно базовому сценарию IHS Markit, нефтедобыча в стране выйдет на максимальный уровень на отметке 102,3 млн. т (2,17 млн. барр. в сутки) в 2025 году – увеличившись на 19% по сравнению с объемами 2020 года – а затем будет медленно снижаться до 73,4 млн. т (1,53 млн. барр. в сутки) в 2050 году. Существуют также альтернативные сценарии, предусматривающие более высокий и более низкий уровни добычи, которые исходят из иных предположений (см. Рисунок 3.4 «Прогноз добычи нефти в Казахстане при разных сценариях»). Основными объектами, задающими общую тенденцию добычи в Казахстане, являются три вышеупомянутых «мегапроекта». Согласно базовому сценарию, суммарная доля проектов «большой тройки» в совокупном объеме добычи нефти в стране достигнет максимума на отметке около 73% в 2030 году, а к 2050 году сократится примерно до 58%. Однако, помимо «большой тройки», свой вклад в нефтедобывающую деятельность в Казахстане (пусть и менее существенный) вносят полностью принадлежащие КМГ дочерние добывающие компании – АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ), АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и ТОО «Казахтуркмунай» (КТМ) – а также целый ряд более мелких проектов. Немаловажно отметить, что мы ожидаем лишь относительно медленное снижение добычи на более старых действующих месторождениях Казахстана (особенно на западе страны), учитывая расширение применения новых технологий и методов оптимизации добычи. Однако, как будет более подробно рассматриваться далее, наш текущий базовый сценарий предусматривает меньший, чем предполагалось ранее, вклад шельфовых проектов в казахстанские объемы добычи в долгосрочной перспективе – отчасти из-за отказа в 2019 году от планов совместного освоения шельфовых месторождений «Каламкас-море» и «Хазар» (см. Рисунок 3.5 «Перспективы добычи нефти

⁴ См. IHS Markit Scheduled Update *Kazakhstan Crude and Condensate Supply Profile – 2nd Quarter 2021*, 11 June 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Конъюнктура предложения сырой нефти и конденсата в Казахстане – 2-й квартал 2021 года», 11 июня 2021 г.].

⁵ COVID-19 нанес тяжелый удар по сектору нефтесервисных услуг Казахстана, выручка которого в прошлом году упала на 25% до 6,7 млрд. долл. США. Одним из заметных последствий сокращения расходов на разведку и добычу стало снижение количества завершенных нефтяных и газовых скважин примерно на 27% в совокупности до 807. В 2020 году 72% рынка нефтесервисных услуг пришлось на ТШО (основная масса новых расходов была связана с активной реализацией проекта расширения месторождения Тенгиз), за которым следовали КПО (8%), НККОК (7%) и дочерняя компания КМГ «Мангистаумунайгаз» (ММГ) (3,5%). См. «Обзор нефтесервисного рынка Казахстана – 2020», Deloitte, по ссылке: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/oil-gas-survey-kazakhstan-2020.pdf>

Рисунок 3.3 Ежемесячные объемы добычи нефти отдельными компаниями в Казахстане в 2019-21 гг.

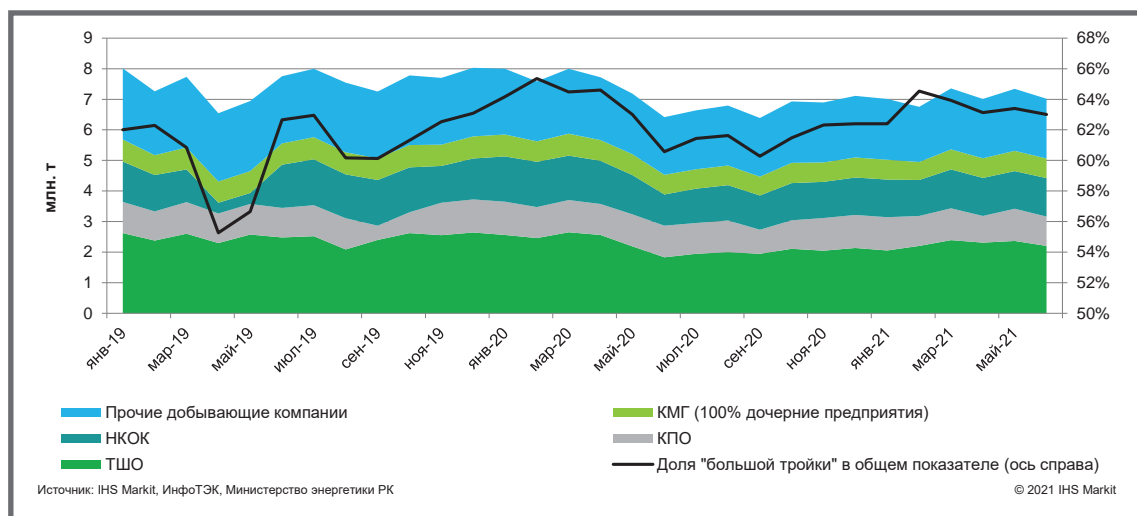


Таблица 3.3 «Большая тройка» проектов разведки и добычи в Казахстане (отдельные ключевые характеристики)

Проект	Акционеры	Срок действия контракта	Объем капиталовложений на сегодняшний день	Месторождения	Местоположение ***	Запасы жидких углеводородов****	Добыча жидких углеводородов в 2020 году	Уровень местного содержания в 2020 году (отдельные примеры)
ТШО*	Chevron (50%), ExxonMobil (25%), КМГ (20%) и LukArco (5%)	1993-2033	свыше 135 млрд. долл. США	Тенгиз, Королев [им. Королева]	Атырауская область	3,4 млрд. т (27,1 млрд. барр.) общих разведанных запасов, из них 3,2 млрд. т (25,5 млрд. барр.) на месторождении Тенгиз	26,5 млн. т (576 000 барр./сутки) нефти	92% постоянных сотрудников ТШО, 84% сотрудников ПБР-ПУУД
НКОК**	Eni, ExxonMobil, Shell и Total – 16,81% каждая, Самрук-Казына (8,44%), КМГ (8,44%), CNPC (8,33%) и INPEX (7,56%)	1997-2041	свыше 60 млрд. долл. США	Кашаган, Юго-Западный Кашаган, Актоты и Кайран	Каспийское море (Атырауская область)	1-2 млрд. т (9-13 млрд. барр.) запасов сырой нефти категории 2P	15,1 млн. т (322 000 барр./сутки) нефти	9,7% закупок товаров, 67,3% закупок работ и 47,2% закупок услуг
КПО**	Shell (29,25%), ENI (29,25%), Chevron (18%), LUKOIL (13,5%) и КМГ (10%)	1995-2037	свыше 22 млрд. долл. США	Карачаганак	ЗКО°	1,1 млрд. т (9 млрд. барр.) запасов газового конденсата	12,2 млн. т (277 000 барр./сутки) газового конденсата	16% закупок товаров, 73% закупок работ и 80% закупок услуг*****

*Фактически, ТШО является совместным предприятием, однако его структура аналогична схеме СРП.

**Проект, реализуемый в рамках СРП.

***Все месторождения находятся в Прикаспийском бассейне.

****По последним данным консорциума.

*****Доля казахстанских сотрудников на инженерно-технических должностях составляет 95%, а на руководящих должностях – 77%.

°Западно-Казахстанская область (ЗКО).

Источники: IHS Markit, отчеты консорциумов, ТОО PSA

© 2021 IHS Markit

Рисунок 3.4 Прогноз добычи нефти в Казахстане при разных сценариях

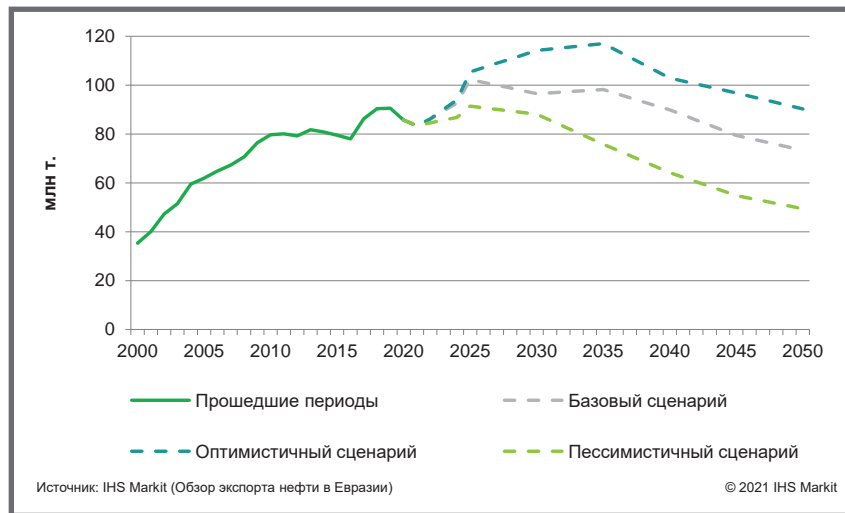
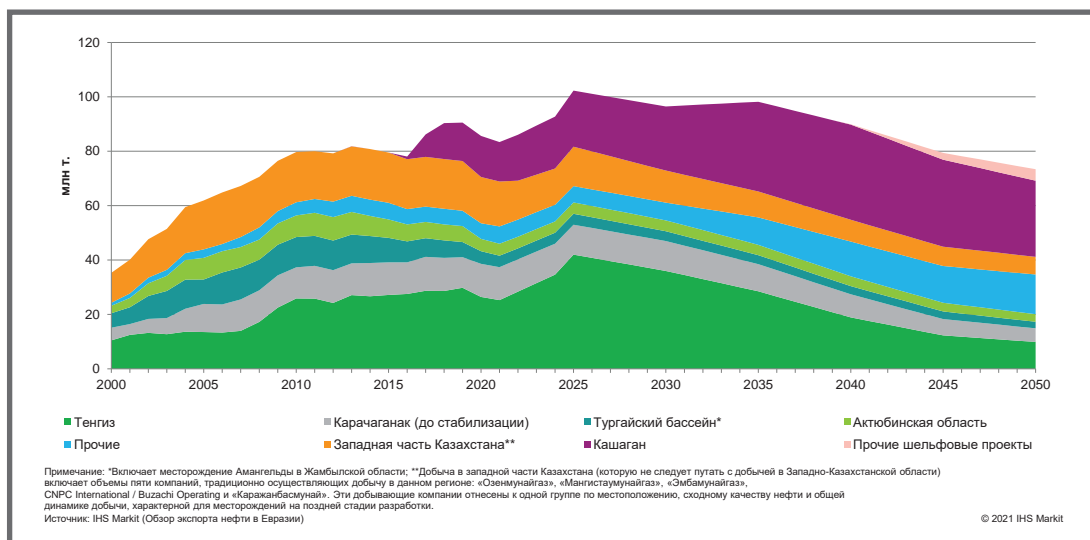


Рисунок 3.5 Перспективы добычи нефти в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию



в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию».⁶

IHS Markit продолжает придерживаться все более пессимистичных прогнозов в отношении новых источников добычи жидких углеводородов в Казахстане, что находит свое отражение в поступательном снижении показателей максимального объема добычи в стране согласно базовому сценарию с течением времени. Изменения в спросе на мировом рынке, ограниченная активность инвесторов

и влияние энергетического перехода на потребность в жидких углеводородах все в большей степени осложняют одобрение новых крупных шельфовых проектов без существенного улучшения налоговой среды (фискальных условий). Присутствует большая вероятность того, что энергетический переход приведет к оттоку инвестиций из новых традиционных мега-проектов разведки и добычи – особенно с учетом повышенных рисков, связанных с полномасштабным освоением таких месторождений в преддверии пикового спроса на нефть. Операторы разведочно-добывающих активов во всем мире по большей части переходят от инвестиций в единичные дорогостоящие крупномасштабные проекты к инвестициям в проекты малого или среднего масштаба, и ожидается, что именно на такие предприятия – обеспечивающие возможность многоэтапного расширения и экономически выгодные цены безубыточности – будет приходиться основная часть новых

⁶ Согласно последним данным (на август 2021 года), власти Казахстана прогнозировали, что совокупная добыча нефти в стране в этом году составит 85,3 млн. т (1,79 млн. барр. в сутки), а Министерство экономики прогнозирует, что добыча нефти в Казахстане в 2022 году составит 87,9 млн. т (1,85 млн. барр. в сутки), а в 2026 году вырастет до 107,4 млн. т (2,26 млн. барр. в сутки). Целевые показатели добычи нефти на период после 2025 года не указаны, но до пандемии Министерство энергетики прогнозировало, что объем добычи в стране достигнет максимума на отметке 113 млн. т (2,38 млн. барр. в сутки) в 2031 году.

источников традиционной добычи сырой нефти в течение ближайших двух десятилетий.⁷

Среди ключевых различий между текущим прогнозом IHS Markit и более ранним базовым сценарием, представленным в Национальном энергетическом докладе за 2019 год, следует отметить существенное сокращение ожидаемого вклада в добычу со стороны «прочих шельфовых проектов» (категории, к которой относятся новые шельфовые месторождения помимо Кашагана).⁸ Перспективы расширения добычи на шельфе серьезно пострадали в последнем квартале 2019 года, когда сорвался намечавшийся проект совместной разработки двух значимых месторождений. В октябре 2019 года «Норт Каспиан Оперейтинг Компани» (НКОК) и возглавляемая Shell «Каспий Меруерты Оперейтинг Компани» (КМОК) отказались от планов совместной разработки морских месторождений Каламкас-море (НКОК) и Хазар (КМОК) после того, как пришли к выводу, что данный проект недостаточно конкурентоспособен по сравнению с другими имеющимися вариантами. Но все же – в противовес этому – в разработке шельфовых месторождений присутствует и ряд позитивных тенденций. Например, в прошлом году ЛУКОЙЛ и КМГ расширили свои первоначальные планы сотрудничества в казахстанском секторе Каспийского моря, заключив в октябре 2020 года соглашение, где прописаны условия создания совместного предприятия (СП) по разработке блока Аль-Фараби (прежнее название – участок 1-Р-2), после того как КМГ приобрел на него лицензию (в июне 2021 года ЛУКОЙЛ подписал соглашение о покупке 49,99% акций СП). Кроме того, Президент Токаев объявил, что ЛУКОЙЛ примет участие в разработке месторождений Хазар и Каламкас-море во время форума межрегионального сотрудничества России и Казахстана в сентябре 2021 года. А в 2019 году «Эни Исатай Б.В.», КМГ и Министерство энергетики Казахстана подписали контракт на разведку и добычу углеводородов на шельфовом блоке Абай. Однако в текущих условиях экономика казахстанских шельфовых проектов представляется сложной, особенно ввиду того, что такие предприятия обычно предполагают широкое использование зарубежных сервисных услуг и оборудования (цены на которые устанавливаются в долларах).

В следующих разделах более подробно рассматриваются ключевые текущие тенденции, складывающиеся у крупнейшей производительницы нефти в Казахстане, а также представлены наши прогнозы в отношении их будущего развития согласно базовому сценарию.

Консорциум по проекту Тенгиз (ТШО)

Проект разработки месторождения Тенгиз, расположенного в Атырауской области, остается крупнейшим нефтедобывающим активом Казахстана по объемам добычи – в 2020 году на его долю пришлось 30,9% от добычи нефти в целом по стране (помимо этого, в прошлом году оператор проекта – ТОО «Тенгизшевройл» – оставался крупнейшим налогоплательщиком и источником вклада в национальную

экономику Казахстана). В 2020 году объем добычи ТШО снизился на 11,2% до 26,5 млн. т (576 000 барр. в сутки), и на проект разработки месторождения Тенгиз пришлось 68% от прошлогоднего совокупного спада добычи нефти в Казахстане, который составил 4,9 млн. т (101 000 барр. в сутки). Проблемы в деятельности ТШО в 2020 году, связанные с обвалом мирового спроса на нефть и ограничениями в рамках договоренности ОПЕК+, усугубились широким распространением COVID-19 среди его персонала на начальном этапе пандемии в одном из вахтовых поселков ТШО в апреле 2020 года (тогда на работников компании пришлось более 10% от общего числа подтвержденных случаев коронавируса в Казахстане примерно за один месяц с момента вспышки).

ТШО попытался свести к минимуму негативное воздействие вируса на персонал компании и промысловые операции, приняв решительные и согласованные ответные меры. После первой вспышки заболевания компания Chevron объявила о временном сокращении деятельности (хотя наиболее значимые виды работ, судя по всему, не прерывались), и около двух третей персонала месторождения Тенгиз (более 30 000 человек) были временно эвакуированы с объекта, чтобы сдержать распространение инфекции. В сентябре 2020 года ТШО начал возвращать работников на объект, постепенно наращивая их численность (от 4 500 до 5 000 человек в месяц), и по состоянию на конец 2020 года на месторождении Тенгиз было задействовано 34 000 сотрудников.

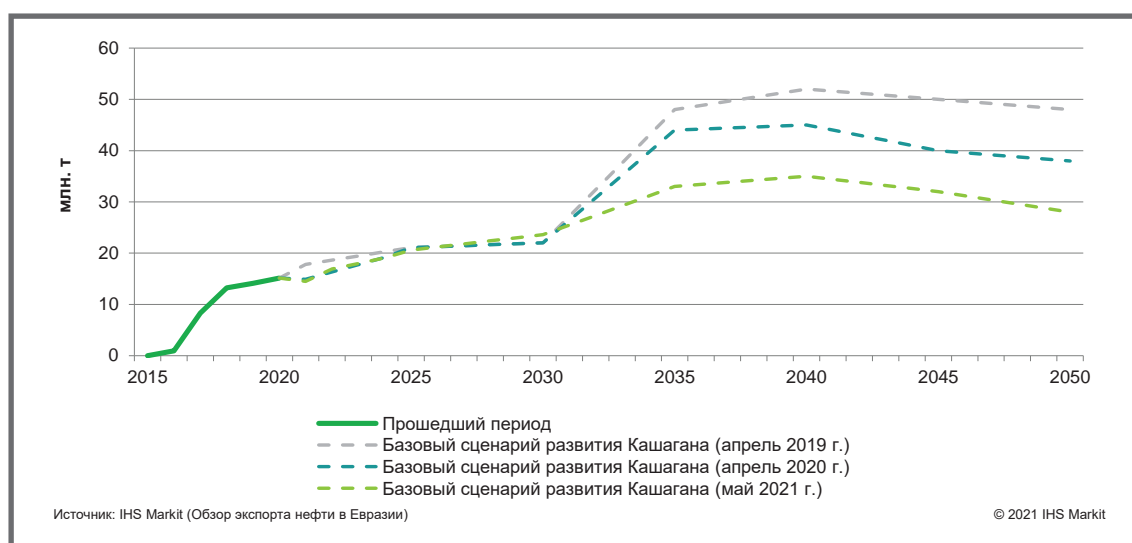
Согласно нашему базовому сценарию, добыча ТШО вернется на траекторию роста в 2022-2025 гг. Ключевыми источниками роста на месторождении Тенгиз в течение ближайших нескольких лет являются Проект будущего расширения (ПБР) и Проект управления устьевым давлением (ПУУД) (совместно именуемые ПБР-ПУУД), реализация которых предположительно позволит увеличить добычу на 12 млн. т в год (260 000 барр. в сутки). В настоящее время – после того, как осенью 2019 года консорциум пересмотрел смету затрат в сторону увеличения – стоимость ПБР-ПУУД оценивается в 45,2 млрд. долл. США. Важной вехой в 2020 году стало завершение плановой трехлетней программы морских перевозок, в рамках которой 408 крупногабаритных модульных грузов были транспортированы из различных международных пунктов.⁹ В июле 2021 года проект был завершен на 84%, и теперь старт ПУУД намечен на середину 2023 года, а ПБР планируется ввести в эксплуатацию к середине 2024 года. Согласно нашему базовому сценарию, ТШО выйдет на максимальный уровень в объеме 42,0 млн. т (915 000 барр. в сутки) около 2025 года. В долгосрочной перспективе чрезвычайно важным моментом для месторождения Тенгиз станет решение правительства о том, становится ли государству оператором месторождения в 2033 году после истечения срока действия текущего контракта СП – поскольку это должно повлиять на общие темпы спада в более отдаленном будущем. Согласно нашему текущему базовому сценарию, добыча на месторождении

7 См. IHS Markit Scheduled Update *Global Crude Oil Cost Curve in the energy transition era*, 7 September 2021 [Плановое обновление данных IHS Markit «Кривая глобальных затрат на сырую нефть в эпоху энергетического перехода», 7 сентября 2021 года].

8 Ранее предполагалось, что добыча на «прочих шельфовых проектах» начнется в 2029 году и вырастет до 15,2 млн. т (323 000 барр. в сутки) к 2040 году (последний год предыдущего сценария); согласно текущему базовому сценарию IHS Markit добыча на «прочих шельфовых проектах» начнется не ранее 2040 года и в 2050 году составит лишь 4,2 млн. т (89 000 барр. в сутки).

9 В 2020 году вызвало обеспокоенность потенциальное воздействие COVID-19 на глобальные цепочки поставок – по крайней мере, на начальном этапе – но, судя по всему, эта проблема оказалась относительно несущественной (отчасти потому, что консорциум уже импортировал около 80% оборудования, необходимого для проекта, до глобальной локдауна). ТШО удалось компенсировать дополнительные расходы, связанные с пандемией (которые, согласно оценкам, составили около 1,9 млрд. долл. США), за счет сокращения затрат и благоприятной динамики обменного курса.

Рисунок 3.6 Перспективы добычи на месторождении Кашаган: смена ожиданий



Тенгиз будет медленно сокращаться, и в 2050 году составит около 9,9 млн. т (216 000 барр. в сутки).

Консорциум по проекту Кашаган (НКОК)

Добыча на месторождении Кашаган, расположенном на шельфе примерно в 80 км от города Атырау, в 2020 году составила 15,1 млн. т (322 000 барр. в сутки), повысившись на 7,2% в годовом исчислении и обеспечив 17,7% от совокупного прошлогоднего объема добычи в Казахстане. В настоящее время – после капитального ремонта, который состоялся весной 2019 года – добыча на месторождении может стабильно сохраняться на уровне 370 000 барр. в сутки (проектном уровне добычи для первой фазы). Однако из-за сдержанного спроса и реализации соглашения ОПЕК+ ее объемы в настоящее время остаются ограниченными.

Базовый сценарий IHS Markit предусматривает, что добыча на месторождении Кашаган в текущем году немного снизится, но в 2022 году вернется на траекторию роста. Наш краткосрочный прогноз предполагает завершение в начале 2020-х годов планового проекта расширения, который повысит уровень стабильного дебита в рамках первой фазы на 80 000 барр. в сутки (до 450 000 барр. в сутки) за счет наращивания мощностей сжатия и закачки газа на шельфе.

Профиль добычи на месторождении Кашаган в более долгосрочной перспективе – прежде всего, сроки реализации и масштаб предполагаемой второй фазы – являются основным фактором неопределенности для общего прогноза добычи в Казахстане в будущем. Власти Казахстана активно требуют от консорциума окончательной доработки концепции «полномасштабного» освоения к концу этого года. При этом, по заявлениям КМГ, принятие ОИР по первому этапу второй фазы в любом случае планируется не ранее 2023 года. Совершенно очевидно, что казахстанским властям необходимо убедить акционеров НКОК в том, что нефть второй фазы обладает преимуществами по сравнению с другими проектами в их портфеле.

Текущий план реализации второй фазы, обозначенный ранее в 2021 году в годовом отчете КМГ, предусматривает менее существенный совокупный прирост по сравнению с тем, что изначально планировалось. Новая концепция предполагает выход на немного большие объемы на более ранних

этапах, чем ранее предполагалось, а затем – в долгосрочной перспективе – менее высокие показатели добычи нефти, поскольку новый стабильный дебит будет ниже.

Если говорить предметнее, то новый план второй фазы, представленный КМГ, предусматривает наращивание добычи на месторождении в два этапа (при условии, что консорциум примет ОИР по каждому из этапов по отдельности):¹⁰

- ▶ **Фаза 2А: Увеличение добычи примерно до 500 000 барр. в сутки. КМГ планирует принятие ОИР в 2023 году, а ввод проекта в эксплуатацию в 2026 году.** На данном этапе в качестве варианта (по которому ведется техническая экспертиза в рамках предбазового проектирования [pre-FEED]) предусматривается поставка до 2 млрд. м³ сырого газа на новый ГПЗ АО «КазТрансГаз» (КТГ) (основные условия поставки газа уже согласованы с КТГ).
- ▶ **Фаза 2В: увеличение добычи до максимального уровня в объеме около 700 000 барр. в сутки. КМГ планирует принять ОИР в 2024 году с вводом проекта в эксплуатацию в 2030 году.** Данный этап предусматривает в качестве варианта (также находящегося на стадии предбазового проектирования) поставку 6 млрд. м³ сырого газа в год компаниям ТШО или КТГ для переработки.

Хотя фактические сроки ОИР остаются под вопросом, IHS Markit предполагает, что вторая фаза – в ее скорректированном виде – будет реализована. При этом правительство Казахстана понимает сложность сохранения инвестиционной привлекательности данного проекта при более низких ценах на нефть. В этих целях оно могло бы продлить срок действия СРП и снизить ставку роялти по проекту. Согласно базовому сценарию IHS Markit, в результате реализации второй фазы Кашаган станет крупнейшим добывающим месторождением в Казахстане в середине 2030-х гг., выйдет на максимальный уровень добычи в размере 35,0 млн. т (743 000 барр. в сутки) в 2040 году, после чего добыча снизится до 28,0 млн. т (595 000 барр. в сутки) в 2050 году (см. Рисунок 3.6 «Перспективы добычи на месторождении Кашаган: смена ожиданий»).

¹⁰ «Годовой отчет КМГ за 2020 год», стр. 57.

Консорциум по проекту Карачаганак (КПО)

В 2020 году консорциум «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» (КПО) продемонстрировал рост добычи жидких углеводородов (в нестабилизированном состоянии) на 7,8% до 12,2 млн. т (277 000 барр. в сутки), что составило около 14,2% от совокупного объема добычи по стране в прошлом году. В то же время, объемы добычи жидких углеводородов [проекта Карачаганак] после их стабилизации на территории Казахстана, также выросли на 7,8% до 10,6 млн. т (229 000 барр. в сутки).¹¹ На месторождении Карачаганак добывается в основном газовый конденсат, поэтому сделка ОПЕК+ существенно не отражается на его работе (поскольку в 2020 году Венский альянс принял решение исключить конденсат из объемов сокращения добычи).

В более долгосрочной перспективе предполагается поддерживать добычу жидких углеводородов на месторождении на уровне около 10-11 млн. т в год (примерно 230 000–250 000 барр. в сутки) за счет увеличения объемов обратной закачки газа. Проект по снятию производственных ограничений по газу Карачаганакского перерабатывающего комплекса (СПОГ), стартовавший в 2018 году и завершённый в марте 2021 года, будет способствовать поддержанию добычи конденсата, а еще один подобный проект – четвертый компрессор обратной закачки газа – планируется ввести в эксплуатацию осенью 2021 года.

В конце 2020 года консорциум по проекту Карачаганак и правительство Казахстана наконец завершили общее мирное урегулирование многолетнего спора по распределению прибыли, что, в свою очередь, позволило приступить к строительству пятого компрессора обратной закачки газа и сопутствующих установок в рамках проекта ПРК-1А. Решение о реализации проекта было принято в декабре 2020 года. Ожидается, что он будет завершён к 2025 году.¹² Согласно нашему базовому сценарию, до середины 2030-х гг. добыча КПО будет стабильно оставаться на уровне 10-11 млн. т в год, а затем снизится примерно до 5 млн. т в год (114 000 барр. в сутки) в 2050 году.

КазМунайГаз (КМГ)

Добыча нефти полностью принадлежащими КМГ дочерними предприятиями в 2020 году снизилась на 6,3% до 8,0 млн. т (около 168 000 барр. в сутки), что составляет 9,3% от совокупного показателя по Казахстану (если учитывать весь объем добычи КМГ, включая его доли в проектах «большой тройки» месторождений и в совместных предприятиях, то компания обеспечила 25,6% от добычи в целом по стране

в 2020 году).¹³ При этом бремя сокращений в рамках альянса ОПЕК+ для КМГ относительно невелико, поскольку компания экспортирует сравнительно небольшую долю добываемых объемов (с учетом обязательств по поставкам на внутренний рынок) – соответственно, КМГ потребовалось менее значительно снижать добычу, так как сокращения согласно договоренности Венского альянса в Казахстане распределяются пропорционально долям экспортируемых объемов добычи производителей.

Наш базовый сценарий предполагает длительное естественное снижение объемов добычи на более старых действующих объектах КМГ. Однако оно может быть сглажено за счет эффективного применения механизмов сдерживания спада на зрелых месторождениях (которые составляют основную часть портфеля добывающих активов КМГ). Текущая программа энергосбережения и энергоэффективности КМГ, которая включает в себя проведение бенчмаркинга с прошлым периодом и с показателями аналогичных компаний отрасли, также должна помочь сохранить затраты на добычу на приемлемом уровне или даже снизить их. В частности, КМГ сообщил о выполнении в 2020 году 55 мероприятий, в результате которых плановая годовая экономия топливно-энергетических ресурсов составила порядка 0,9 млн. ГДж (6,9 млн. кВт*ч электроэнергии, 10 300 т топливного газа и 11,8 млн. м³ природного газа). Мероприятия включают модернизацию технологического оборудования и более активное развитие собственных источников генерации Группы компаний КМГ, в том числе непосредственно на объектах с использованием попутного нефтяного газа.¹⁴

Доля участия Китая в казахстанской нефтедобыче

Еще одним крупным игроком в казахстанском секторе разведки и добычи остается государственная Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC), основные активы которой в Казахстане включают контрольные пакеты акций АО «СНПС-АктобеМунайГаз» и «ПетроКазахстан». В 2020 году на долю Китая в казахстанской нефтедобыче (включая не только CNPC, но и другие китайские компании) пришлось 13,8 млн. т (290 000 барр. в сутки) или 16,1% от общенационального показателя, а в 2019 году – 15,6 млн. т (329 000 барр. в сутки) или 17,3% от общенационального показателя.

Небольшие («независимые») компании

В 2020 году 12,3 млн. т (259 000 барр. в сутки) нефти или 14,5% от общего объема добычи в целом по стране обеспечили 82 менее крупные («независимые») компании. По сравнению с 2019 годом данный показатель снизился на 9,8%. Потенциал роста добычи независимых компаний ограничивается целым рядом факторов. Нормативно-правовые требования

11 При добыче жидких углеводородов примерно 18-19% изначально полученного объема теряется в процессе стабилизации, которая теперь полностью происходит непосредственно на месторождении (ранее она частично осуществлялась в России).

12 Заключенное в декабре 2020 года соглашение о завершении урегулирования спора между КПО и правительством Казахстана во многом соответствует условиям, предусмотренным в «Соглашении о принципах урегулирования спора» 2018 года; см. IHS Markit Insight *Karachaganak partners and Kazakhstan finally resolve their long-standing dispute*, 17 December 2020 [Аналитический обзор IHS Markit «Партнеры по проекту Карачаганак и Казахстан наконец урегулировали давний спор», 17 декабря 2020 г.].

13 Еще одним значимым признаком ухудшения глобального инвестиционного климата в 2020 году стал объявленный КМГ в мае 2020 года перенос первичного публичного предложения (IPO), которое ожидалось осенью 2020 года. Окончательное решение о сроках и масштабе любого из IPO КМГ принимается Фондом национального благосостояния «Самрук-Казына», которому принадлежит 90,4% акций компании. Дополнительную информацию об этом можно получить по ссылке: <https://kapital.kz/finance/86726/kazmunaygaz-ne-vyydet-na-ipo-v-2020-godu.html>.

14 «Годовой отчет КМГ за 2020 год», стр. 101.

15 Дополнительную информацию о деятельности CNPC в области разведки и добычи в Казахстане можно найти в Национальном энергетическом докладе за 2015 год, стр. 99-101 [в русскоязычной версии: стр. 113-114].

в части регулирования, налогообложения и заключения контрактов продолжают в целом более ощутимо отражаться на небольших добывающих компаниях, чем на крупных. Но эти небольшие компании все же располагают ресурсами, обеспечивающими значительный потенциал роста. Несмотря на сложную инвестиционную среду и сравнительно небольшие объемы добычи в последнее время, «экономическая специализация» менее крупных производителей (при грамотном сочетании стимулов) может внести значительный вклад как в наращивание разработки новых месторождений в Казахстане, так и в восстановление уровней добычи на старых.

3.4 Транспортировка сырой нефти

Транспортировка нефти остается принципиально значимым аспектом для Казахстана, особенно с учетом того, что страна не имеет выхода к морю, а экспорт играет очень важную роль в общем нефтяном балансе Казахстана. В 2020 году экспорт казахстанской нефти сократился наряду с нефтедобычей в стране, но ожидается, что с 2022 года он снова начнет ежегодно расти и достигнет новых высот в середине 2020-х годов, а затем выйдет на траекторию долгосрочного спада.

На нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), проходящий по территории России до Черноморского терминала в поселке Южная Озереевка, в течение нескольких лет до 2020 года приходилась все большая доля растущего объема экспорта нефти из Казахстана.¹⁶ Текущий проект по расширению пропускной способности нефтепровода будет способствовать возобновлению роста доли КТК в совокупных экспортных поставках казахстанской нефти в ближайшей или среднесрочной перспективе по мере восстановления общего объема экспорта из страны. На протяжении всего прогнозного периода до 2050 года КТК останется основным каналом экспорта нефти из Казахстана. В период до середины 2020-х гг. включительно предполагается заметное увеличение поставок по КТК по сравнению с объемами, наблюдавшимися до пандемии. Такому росту отчасти будет способствовать проект расширения пропускной способности КТК стоимостью 600 млн. долл. США, в результате реализации которого она увеличится как минимум до 72,5 млн. т в год или 1,45 млн. барр. в сутки (или около 78 млн. т в год с антифрикционными присадками или 1,56 млн. барр. в сутки) к 2023 году или ранее – как раз к моменту увеличения добычи на месторождении Тенгиз после завершения ПБР.

В свете «многовекторной» экспортной стратегии Казахстана, казахстанская нефть будет и далее поставляться по нескольким маршрутам. Несмотря на общее сокращение, ожидается, что экспортные поставки по Казахстанско-

Китайскому трубопроводу (ККТ) в течение прогнозного периода вырастут.¹⁷

Суммарный объем казахстанских поставок через ККТ, не включая транзит российской сырой нефти (значительная часть которой идет на Павлодарский НПЗ в рамках своп-операций [по схеме замещения]), в 2020 году упал на 46,5% до 0,5 млн. т (10 000 барр. в сутки) – составив лишь 0,7% от совокупного показателя экспорта нефти из Казахстана в прошлом году – поскольку для поставок страна тогда в большей степени прибегала к дальнемагистральным танкерным перевозкам через западные каналы для наращивания экспорта в Китай. Цена экспортируемой через ККТ казахстанской нефти на китайской границе остается одним из основных факторов, ограничивающих экспорт в данном направлении, поскольку она установлена на слишком низкой отметке (примерно на уровне цены Brent минус 5,70 долл. США/барр.), чтобы стимулировать масштабное увеличение поставок с запада Казахстана. При этом основные центры потребления в Китае, расположенные на его восточном побережье – куда возможна поставка дальнемагистральными танкерными перевозками – остаются основными источниками роста спроса внутри страны (в отличие от НПЗ на западе Китая, куда идут поставки по ККТ).

Тем не менее, после ожидаемого в конце 2021 года завершения проекта реверса участка нефтепровода, соединяющего Кенкияк и Атырау (со сменой направления потока с запада на восток) – реализация которого идет в течение длительного времени – появится возможность регулярно поставлять по ККТ до 6 млн. т в год (120 000 барр. в сутки) из главного нефтедобывающего региона на северо-западе Казахстана у Каспийского моря.

3.4.1 Последние тенденции экспорта и прогноз до 2050 года

В 2020 году экспорт сырой нефти и конденсата из Казахстана в целом упал на 2,5% до 68,5 млн. т (1,37 млн. барр. в сутки) со значительным разбросом показателей в зависимости от пункта назначения и маршрута. Экспорт из Казахстана на европейские рынки (в основном через терминалы КТК и «Транснефти» на Черном и Балтийском морях) в 2020 году практически не изменился по сравнению с 2019 годом, составив 54,1 млн. т (1,08 млн. барр. в сутки), хотя доля Европы в казахстанском экспорте несколько сократилась – с 77,3% от совокупного объема в 2019 году до 76,6% в 2020 году. Основная доля снижения поставок в европейском направлении пришлось на Западную Европу (за исключением Италии, которая оставалась крупнейшей страной-импортером казахстанской нефти). В то же время, Казахстан значительно увеличил экспорт в другие части Европы (в частности, в Центральную Европу, страны Балканского полуострова и Прибалтику).

Экспорт нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона снизился всего на 0,8% до 13,3 млн. т (266 000 барр. в сутки), а доля АТР в экспортных поставках Казахстана сократилась с 19,1% в 2019 году до 18,8% в 2020 году, несмотря на прошлогодний рост совокупного объема казахстанского экспорта в Китай более чем на 50% до 3,8 млн. т (76 000

¹⁶ Акционерами КТК являются Российская Федерация (31%; из которых 24% приходится на «Транснефть» и 7% – на «КТК Компани»), Казахстан (20,75%; из которых 19% приходится на КМГ и 1,75% – на Kazakhstan Pipeline Ventures LLC), Chevron Caspian Pipeline Consortium Company (15%), LUKARCO BV (12,5%), Mobil Caspian Pipeline Company (7,5%), Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd. (7,5%), BG Overseas Holding Ltd. (2%), Eni International N.A. N.V. (2%) и Oryx Caspian Pipeline LLC (1,75%).

¹⁷ ККТ равными долями (50:50) принадлежит АО «КазТрансОйл» и Китайской национальной компании по разведке и разработке нефти и газа (CNODC), которая является дочерним предприятием CNPC.

бarr. в сутки). Тенденция к снижению совокупного объема казахстанского экспорта на рынки АТР была в значительной мере обусловлена спадом экспортных поставок из Казахстана в Южную Корею. Южная Корея – которая традиционно является основным импортером казахстанской нефти к востоку от Суэцкого канала (и, в частности, крупнейшим покупателем СРС Blend в АТР) – в 2020 году сократила ее импорт на 61% до уровня лишь 2,3 млн. т (46 000 бarr. в сутки). В то же время, экспорт из Казахстана в другие страны – помимо рынков Европы и АТР – в прошлом году вырос

на 30,8% до 3,2 млн. т (64 000 бarr. в сутки), в результате чего доля этих рынков в сумме увеличилась с 3,5% от совокупного объема в 2019 году до 4,6% в 2020 году, а одним из ключевых источников роста при этом стал Узбекистан (см. Рисунок 3.7 «Распределение казахстанского экспорта нефти по регионам в 2019-20 гг.»; и Рисунок 3.8 «Экспорт нефти из Казахстана: основные каналы реализации в 2020 г. и процентное изменение в годовом исчислении»).

Ожидается, что в более долгосрочной перспективе экспортные тенденции будут в значительной мере

Рисунок 3.7 Распределение казахстанского экспорта нефти по регионам в 2019-20 гг.

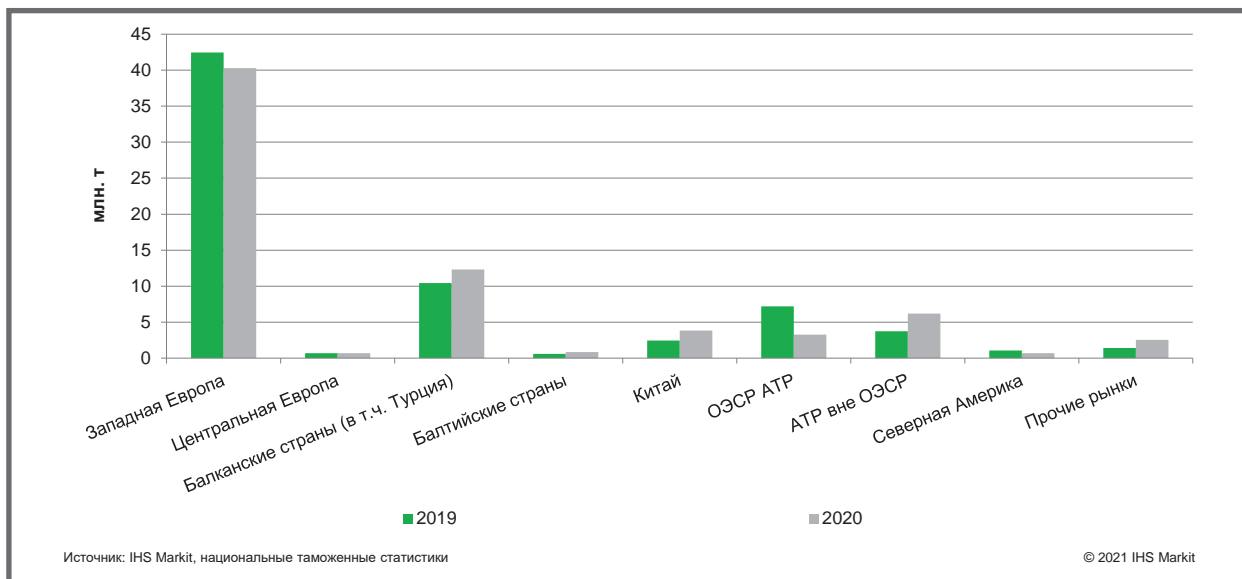


Рисунок 3.8 Экспорт нефти из Казахстана: основные каналы реализации в 2020 г. и процентное изменение в годовом исчислении

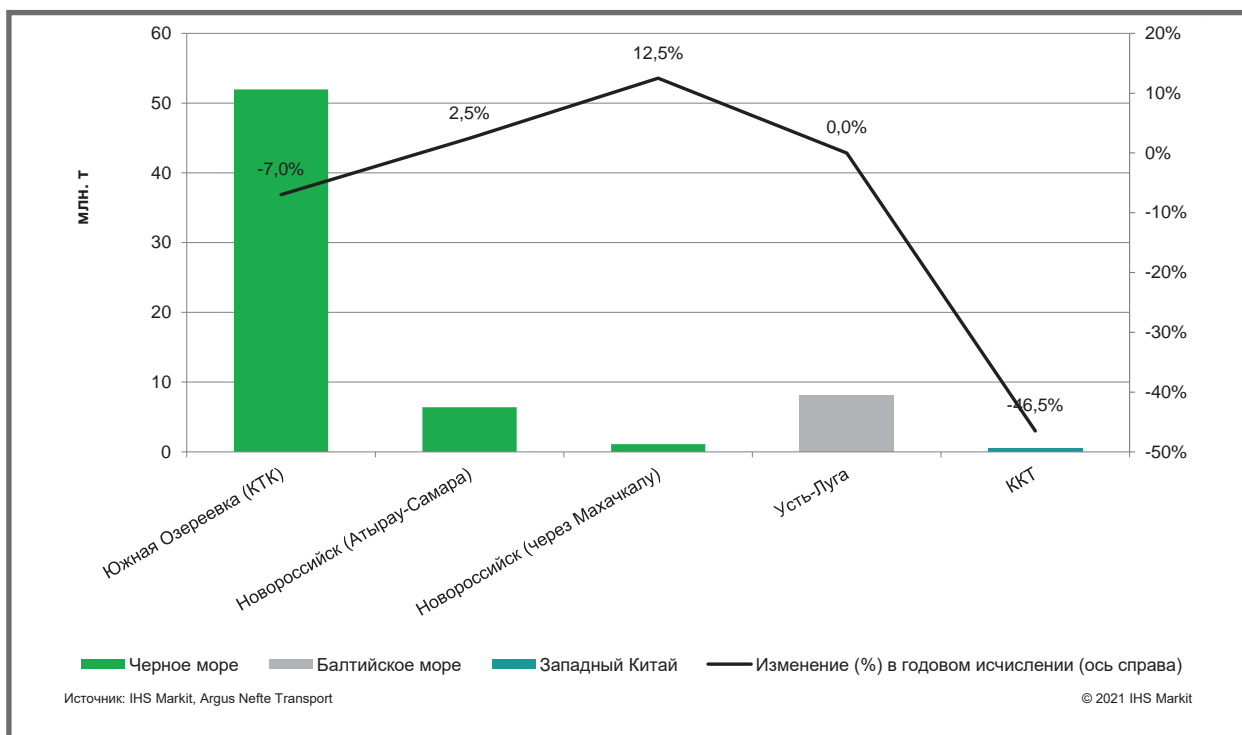
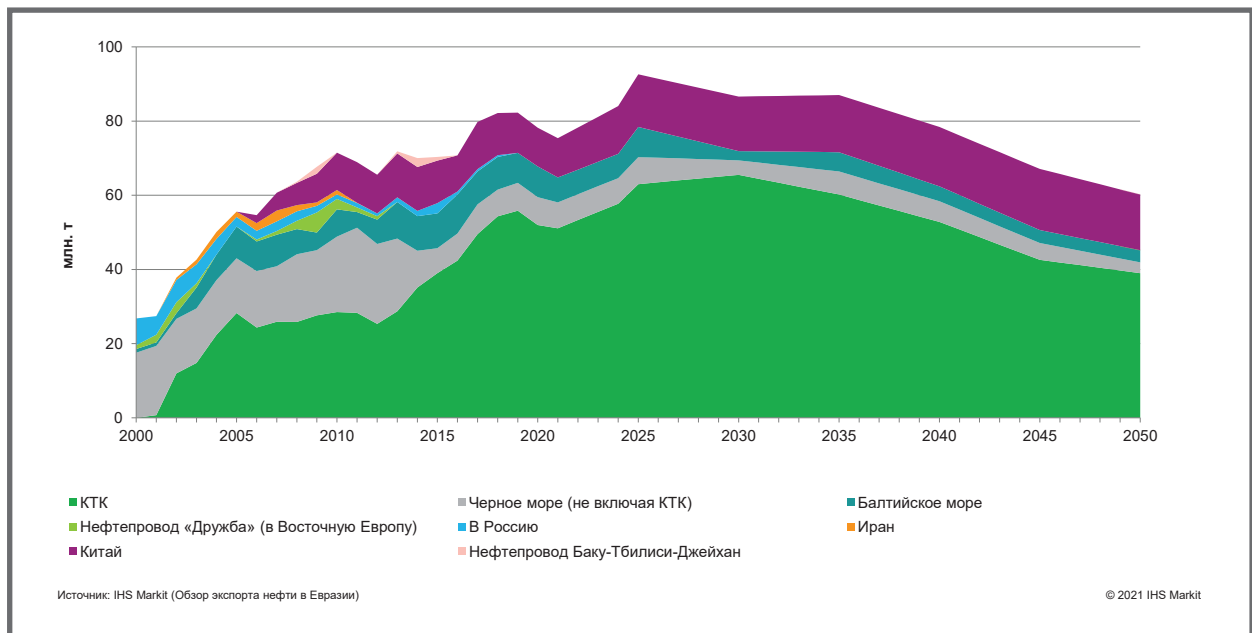


Рисунок 3.9 Перспективы экспорта сырой нефти из Казахстана до 2050 г. (основные маршруты/направления)



соответствовать динамике добычи нефти в стране. В целом казахстанский экспорт нефти вернется на траекторию роста в 2022 году и достигнет максимального уровня на отметке 83,2 млн. т (1,66 млн. барр. в сутки) в 2025 году, а затем начнется длительное снижение, в результате которого в 2050 году объемы экспорта окажутся примерно на 26% ниже, чем в 2020 году, составив 51 млн. т (1,02 млн. барр. в сутки). Европейские рынки продолжат играть чрезвычайно важную роль на протяжении всего прогнозного периода, но доля рынков АТР в совокупном показателе будет расти (частично за счет увеличения дальнемагистральных танкерных перевозок из западных экспортных точек, а также по маршруту ККТ) (см. Рисунок 3.9 «Перспективы экспорта сырой нефти из Казахстана до 2050 г. (основные маршруты/направления)»)¹⁸.

Одним из существенных изменений по сравнению с Национальным энергетическим докладом 2019 года в плане экспортных каналов является то, что мы больше не рассматриваем нефтепровод «Баку – Тбилиси – Джейхан» (БТД) в качестве маршрута экспорта казахстанской нефти ни в одном из наших сценариев (тогда как ранее ожидалось, что она в итоге вернется в БТД). Перспективы развития Казахстанско-Каспийской транспортной системы (ККТС) с превращением ее в крупный маршрут экспорта нефти из Казахстана в настоящее время представляются весьма отдаленными, и казахстанские производители просто не нуждаются в БТД, учитывая снижение совокупных объемов экспорта и наличие более экономически выгодных альтернатив.¹⁹

18 Дополнительный анализ и более подробную информацию можно найти в материале IHS Markit Strategic Report *Eurasian Oil Export Outlook, April 2021*, 1 April 2021 [Стратегический обзор IHS Markit «Перспективы экспорта нефти в Евразии – апрель 2021 года», 1 апреля 2021 г.].

19 Акционерами БТД являются: BP (30,1%), ГНКАР (25%), MOL (8,9%), Equinor (8,71%), ТРАО (6,53%), ENI (5%), TotalEnergies (5%), Itochu (3,4%), ExxonMobil (2,5%), INPEX (2,5%) и ONGC Videsh (2,36%).

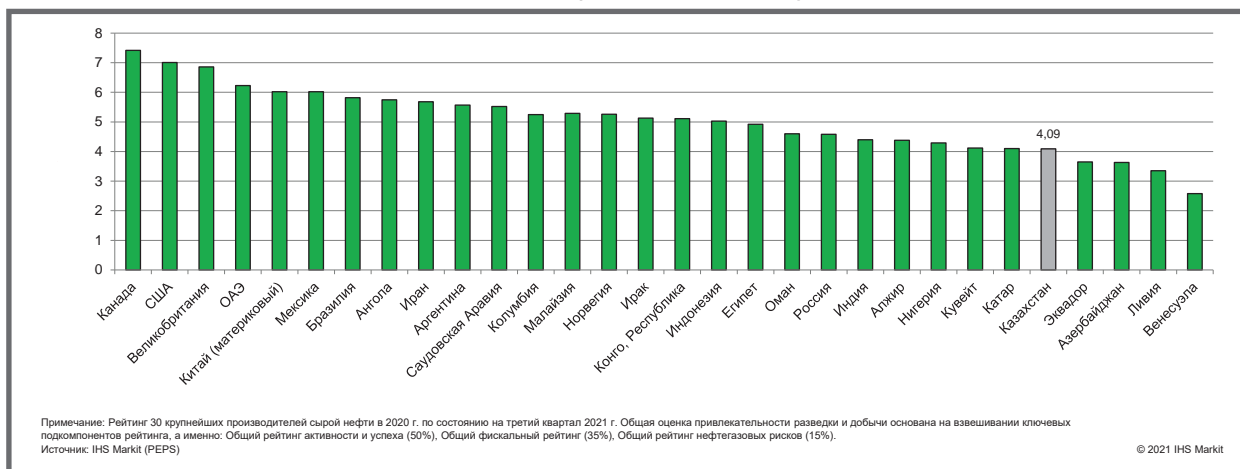
3.5 Общий обзор нормативно-правовых актов, регулирующих разведку и добычу в Казахстане

В последние годы Казахстан предпринял важные шаги в направлении совершенствования нормативно-правовой базы, регулирующей инвестиции в разведку и добычу – в частности, путем внесения (начиная с 2018 года) изменений и дополнений как в Налоговый кодекс, так и в Кодекс «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс о недрах). Внесение изменений и дополнений в Налоговый кодекс было (в какой-то мере) направлено на стимулирование инвесторов к выбору упрощенного альтернативного налогового режима вместо существующей налоговой системы, а поправки к Кодексу о недрах способствовали упрощению и ускорению процесса выдачи лицензий и подписания контрактов.²⁰

Но все же предстоит еще многое сделать для того, чтобы Казахстан мог в будущем успешно конкурировать за все более ограниченные объемы мирового капитала, направляемые на финансирование разведочно-добывающей деятельности. Согласно недавним оценкам, Казахстан занял лишь 63-е место (из 117 стран) в рейтинге

20 Информацию о Кодексе о недрах 2017 года и реформировании Налогового кодекса, а также о сохраняющихся проблемах можно найти в материалах Национального энергетического доклада за 2017 год (стр. 69-73 [в русскоязычной версии: стр. 83-88]); Национального энергетического доклада за 2019 год (стр. 59-61 [в русскоязычной версии: стр. 70-73]); и IHS Markit Profile *Kazakhstan: Oil & Gas Risk Country Profile, March 2021*, 11 March 2021 [Профильный обзор IHS Markit «Казахстан: обзор рисков в нефтегазовой отрасли страны – март 2021 года», 11 марта 2021 г.].

Рисунок 3.10 Составленный IHS Markit рейтинг привлекательности сектора разведки и добычи отдельных нефтедобывающих стран в 2020 г.



привлекательности в области разведки и добычи, составленном специалистами IHS Markit по экономическим и политическим рейтингам нефтедобывающих стран (PEPS), получив 4,09 балла (из 10 возможных). Итоговый показатель рейтинга PEPS складывается из оценок таких аспектов, как риски нефтегазовой отрасли (негеологического характера), разведочно-добывающая деятельность и успех геологоразведки в стране, а также привлекательность налогово-бюджетной (фискальной) среды. По его результатам, Казахстан занимает позиции ниже других крупных стран, ведущих добычу углеводородов – таких как Россия (см. Рисунок 3.10 «Составленный IHS Markit рейтинг привлекательности сектора разведки и добычи отдельных нефтедобывающих стран в 2020 г.»).

При более внимательном рассмотрении компонентов, из которых складывается общая привлекательность сектора разведки и добычи, становится ясно, что на показателе Казахстана в первую очередь отрицательно сказывается низкий рейтинг его налоговой (фискальной) системы, на который приходится 35% от общего балла. Это обусловлено такими факторами, как сравнительно низкий уровень окупаемости инвестиций в разведку и добычу (т.е., прибыли инвесторов), наряду с относительно высоким уровнем сборов со стороны государства в Казахстане. Таким образом, корректировка режима налогообложения в стране может оказаться особенно значимым фактором, который позволит Казахстану успешно соперничать за привлечение инвестиций с другими странами, традиционно ведущими добычу углеводородов, и с региональными конкурентами.

В нижеследующих разделах исследуется эволюция казахстанской политики в ряде областей, представляющих первоочередной интерес для производителей нефти, а также недавние меры правительства по стимулированию разведочно-добывающей деятельности. Сначала приводится анализ режима налогообложения нефтедобывающих проектов, а затем рассматриваются две другие сферы регулирования, оказывающие серьезное влияние на деловой климат в области разведки и добычи – политика предоставления прав недропользования (лицензирования) и требования к местному содержанию.

3.5.1 Условия налогообложения нефтедобывающих предприятий

Доля причитающихся государству отчислений в Казахстане представляется высокой (согласно расчетам по методологии IHS Markit, она составляет от 65% до 85%). Добывающие компании в стране облагаются различными видами сборов в рамках стандартного налогового режима (см. Таблицу 3.4 «Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2021 г.»).

Три из таких сборов составляют основную долю суммарного объема затрат типового добывающего предприятия в Казахстане:

- ▶ **Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).**²¹ НДПИ – это налог на добычу сырой нефти и газового конденсата (а также на добычу природного газа), подобный роялти, адвалорная ставка которого увеличивается по мере роста годового объема добычи компании (без учета уровня цен). При этом для поставок сырой нефти на экспорт и на внутренний рынок предусмотрены различные ставки. Примечательно, что ставка НДПИ для экспорта сырой нефти (от 5% для незначительных объемов добычи до 18% для более крупных) в два раза выше, чем для поставок на внутренний рынок (от 2,5% до 9%). Налогооблагаемой базой является валовая выручка. Для отдельных более старых месторождений с непростой экономической конъюнктурой Министерство энергетики часто значительно сокращает ставку НДПИ, причем процесс утверждения льгот по НДПИ для недропользователей был значительно упрощен Кодексом о недрах 2017 года и Налоговым кодексом 2017 года.
- ▶ **Экспортная пошлина.** Экспортная пошлина на сырую нефть и конденсат варьируется на ежемесячной основе

²¹ В 2018 году, в качестве альтернативы НДПИ, Казахстан ввел альтернативный налог на недропользование (АННП), но в настоящее время он распространяется только на отдельные проекты, требующие применения сложных технологий добычи (на континентальном шельфе и на месторождениях с глубокой верхней точкой залежей углеводородов); более подробную информацию о режиме АННП можно получить из Главы 87 Налогового кодекса Республики Казахстан по ссылке: <https://nalogikz.kz/taxcode/2018/87>

Таблица 3.4 Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2021 г.

Наименование налога	Ставки/налоговая база
Подписной бонус	Переменная
НДПИ	0,5–18%
Налог на сверхприбыль (ЕРТ)	0–60%
Рентный налог на экспорт*	0–32%
Плата за возмещение исторических затрат	Переменная
Акцизный налог на сырую нефть и газовый конденсат	0 тенге за тонну
Альтернативный налог на недропользование	0–30%
Налог на добавленную стоимость (НДС)	12%
Экспортная таможенная пошлина (ЭТП) на сырую нефть	Переменная; взимается за тонну по ставкам, привязанным к мировым ценам на нефть
Земельный налог	Несущественно для недропользователей
Налог на имущество	1,5%
Экологические оплаты и сборы	Переменная
Прочие сборы (например, плата за использование радиочастоты, плата за использование судоходных водных путей)	Переменная
Прочие налоги и платежи	Переменная

Примечание: При ценах на нефть ниже 40 долл. США/барр., применяется нулевая ставка рентного налога

Источник: Налоговый кодекс РК

© 2021 IHS Markit

в соответствии со скользящей шкалой, привязанной к мировым ценам на нефть: при цене на нефть ниже 25 долл. США/барр., ставка равна нулю, а при цене на нефть в диапазоне 25-40 долл. США/барр. пошлина повышается с 5% от цены на нефть (при 25 долл. США/барр.) до 12% от цены на нефть (при 40 долл. США/барр.) и остается на этом уровне до тех пор, пока цена не достигнет 55 долл. США/барр., после чего ставка экспортной пошлины возрастает прямо пропорционально уровню мировых цен на нефть.²² Поставки на рынки ЕАЭС экспортной пошлиной не облагаются.

► **Рентный налог на экспорт.** Казахстанский рентный налог – нестандартный для мировой практики фискальный инструмент, налогооблагаемой базой для которого является стоимость экспортируемых сырой нефти и газового конденсата. Налог начинает взиматься с момента, когда цена на нефть превышает 40 долл. США/барр., после чего его ставка увеличивается по мере роста цен, варьируясь в диапазоне от 7% до 32%. Таким образом, поставки нефти из Казахстана на внешние рынки облагаются двумя видами экспортных сборов.

Согласно нашим расчетам, доля взимаемых в Казахстане налогов и сборов – с учетом только основных из предусмотренных законодательством отчислений (НДПИ, экспортной пошлины, рентного налога на экспорт, налога на сверхприбыль (НСП) и корпоративного подоходного налога) – увеличивается с ростом цен на нефть (и наоборот – уменьшается с их снижением): она составляет менее 20% от цены на сырую нефть при цене ниже 30 долл. США/

барр., но повышается до 40%, когда цена на нефть достигает 60 долл. США/барр., и до более 50%, если цена на нефть превышает 100 долл. США/барр. По оценкам IHS Markit, для производителя, который экспортирует весь объем своей добычи, совокупная величина налоговых отчислений в виде доли от цены на нефть возрастает с 18% при цене на нефть в размере 30 долл. США/барр. до 54% при цене на нефть в размере 100 долл. США/барр. (см. Рисунок 3.11 «Экономика добычи нефти в Казахстане при различных уровнях мировых цен на нефть (при 100%-м экспорте)»). При том же сценарии (100%-м экспорте) величина налоговых отчислений в виде доли от объема денежных потоков до налогообложения составляет 35% при цене на нефть в размере 30 долл. США/барр. и достигает 64% при цене на нефть в размере 100 долл. США/барр. С другой стороны – при прочих равных условиях – если на экспорт идет только 20% добычи, величина налоговых отчислений в виде доли от объема денежных потоков до налогообложения остается на уровне 35%, когда цена на нефть составляет 30 долл. США/барр., и достигает 60%, когда цена на нефть составляет 100 долл. США/барр. (см. Рисунок 3.12 «Экономика добычи нефти в Казахстане при различных уровнях мировых цен на нефть (когда 20% идет на экспорт, а 80% – на внутренний рынок)»).²³

В настоящее время планируется дальнейшее внесение изменений в казахстанскую систему налогообложения разведочно-добывающей деятельности. Одним из значимых

22 Ставки экспортных пошлин на сырую нефть в Казахстане устанавливаются Министерством национальной экономики в долларах США за тонну в соответствии с диапазонами цен на нефть согласно действующему нормативно-правовому акту «Об утверждении Перечня товаров, в отношении которых применяются вывозные таможенные пошлины, размера ставок и срока их действия и Правил расчета размера ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и товары, выработанные из нефти»; см.: <http://adilet.zan.kz/rus/docs/V1600013217>.

23 В то же время, помимо прямых налогов, добывающие предприятия несут немало других ощутимых затрат, обусловленных государственной политикой. Одним из примеров является обязательный вклад недропользователей в НИОКР в размере 1% от затрат на добычу – взносы, над которыми нефтяные компании в ближайшие годы могут полностью утратить контроль. В настоящее время недропользователи могут самостоятельно выбирать для финансирования через взносы в НИОКР аккредитованные научные институты или автономные организации образования. Однако в мае 2021 года Министерство энергетики объявило о планах централизовать эти взносы к 2024 году и использовать их для финансирования приоритетных направлений научного развития Казахстана по усмотрению правительства.

Рисунок 3.11 Экономика добычи нефти в Казахстане при различных уровнях мировых цен на нефть (при 100%-м экспорте)

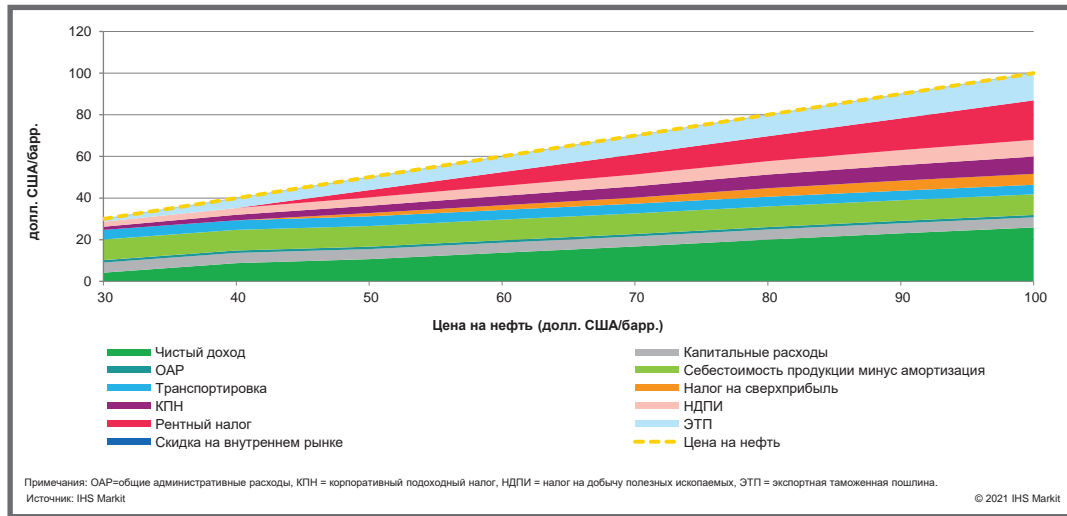
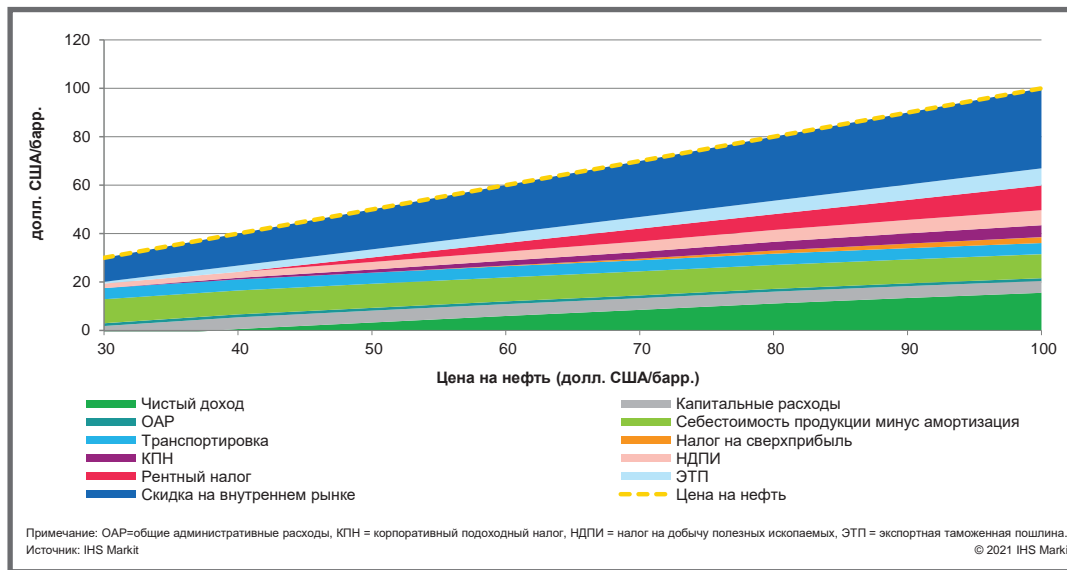


Рисунок 3.12 Экономика добычи нефти в Казахстане при различных уровнях мировых цен на нефть (когда 20% идет на экспорт, а 80% – на внутренний рынок)



моментов, заслуживающих внимания, станет результат текущей разработки более гибкой альтернативной системы налогообложения, предназначенной специально для новых нефтегазовых проектов, на базе так называемых Улучшенных модельных контрактов (УМК). Эта система позволит потенциальным инвесторам в новые проекты заключать улучшенные типовые контракты, в которых заранее оговариваются условия налогообложения на базе стимулов. УМК по сути дополнит существующий – закрепленный в Кодексе о недрах – шаблон модельного контракта (который продолжит действовать для менее сложных проектов разведки и добычи), и будет применяться к новым проектам разведки и добычи, а также к некоторым уже открытым месторождениям, предположительно стимулируя производство товарного газа. Возможность применения УМК будет определяться

с учетом технических характеристик или географического положения месторождений (шельфовые, подсолевые, геологические бассейны с недоказанными запасами и т.п.). Детали данной плановой реформы в настоящее время дорабатываются казахстанскими властями, а именно Министерством энергетики, Министерством национальной экономики, Министерством экологии, геологии и природных ресурсов (МЭГПР) и Министерством индустрии и инфраструктурного развития – в консультации с рабочей группой Совета иностранных инвесторов (консультативно-совещательного органа, образованного Указом Президента Республики Казахстан в 1998 году для развития диалога между государственными органами и иностранными инвесторами). Если все пойдет по плану, условия УМК будут окончательно согласованы и закреплены в казахстанском законодательстве к концу 2021 года или к началу 2022 года.

Хотя не предполагается, что УМК будет распространяться на проекты, в рамках которых уже ведется добыча, он будет действовать в отношении еще не открытых месторождений, а также открытых месторождений, разработка которых пока не ведется, при условии соответствия опубликованным критериям, позволяющих отнести их к одной из категорий проектов УМК.

3.5.2 Политика лицензирования: инициатива онлайн-аукционов

Процесс утверждения контрактов на разведку и добычу в Казахстане обычно занимает немало времени, включая длительные двусторонние переговоры между правительством или КМГ и компанией-инвестором о правах недропользования. Однако Кодекс о недрах, вступивший в силу в 2018 году, положил начало решению этой проблемы. В частности, была ускорена и упорядочена процедура предоставления прав и заключения контрактов. Благодаря этому, как отмечалось выше, в 2019 году итальянская компания Epi и КМГ подписали контракт на разведку и добычу на шельфовом блоке Абай, а ЛУКОЙЛ и КМГ заключили контракт в отношении прав на морской участок Женис.

В 2020 году Казахстан сделал очередной шаг вперед на пути ускорения процесса предоставления прав недропользования. Правительство страны ввело электронный (онлайн) аукцион на участки недр для осуществления разведки и добычи, а также постановило, чтобы все аукционы впредь проводились в онлайн-формате. В августе 2020 года Министерство энергетики объявило о внесении в казахстанский Кодекс о недрах изменений и дополнений, предусматривающих проведение онлайн-аукционов. При этом отмечалось, что более широкой целью данной реформы является повышение прозрачности процедуры приема и отбора заявок, а также улучшение конкурентной среды в целом. С официальным запуском новой системы 1 сентября 2020 года через официальный портал (www.gosreestr.kz) правительство выставило на аукцион 82 участка недр на суше, однако впоследствии – в декабре 2020 года – их количество было сокращено до 61. Согласно казахстанскому законодательству, процесс аукциона инициируется самими участниками путем подачи заявок в отношении интересующих их участков недр. Согласно первоначальным правилам проведения онлайн-аукционов, в год предусмотрено проведение не более двух аукционов; каждый заявитель должен иметь в своем составе казахстанскую дочернюю организацию, участвовать в общественных слушаниях с местными властями и взять на себя обязательства по максимизации доли местного содержания в ходе реализации проекта.

На сегодняшний день на двух онлайн-аукционах реализовано в общей сложности 15 участков недр. Первый из них состоялся в декабре 2020 года, второй – в апреле 2021 года, а на ноябрь 2021 года запланирован третий такой аукцион. Однако ввиду пониженного внимания отрасли к геологоразведке, Казахстану не удастся привлечь ожидаемого интереса к выставляемым на онлайн-аукционы объектам:

► **Аукцион 23 декабря 2020 года.** Изначально правительство планировало выставить на аукцион, состоявшийся в декабре 2020 года, 10 участков

недр на суше, но три из них были сняты с аукциона еще до его старта из-за отсутствия необходимого количества участников. Права на два из выставленных на аукцион участков были отозваны в феврале 2021 года после задержки оплаты со стороны малоизвестного победителя – казахстанского дочернего предприятия зарегистрированной в Нидерландах компании Winsple (которому впоследствии было запрещено участвовать в будущих аукционах). Все пять участков недр, успешно реализованных на аукционе, расположены в Атырауской области. Министерство энергетики получило от победителей в совокупности около 3,5 млн. долл. США. Участниками этих аукционов были только недавно зарегистрированные местные или офшорные компании, ранее не имевшие активов в сфере разведки и добычи (см. Таблицу 3.5 «Результаты первого онлайн-аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи (23 декабря 2020 г.)»²⁴).

► **Аукцион 23 апреля 2021 года.** На втором аукционе было реализовано 8 блоков из 15-ти представленных (остальные 7 были сняты из-за недостаточного количества участников). Этот аукцион был шире по географии, чем первый – на него были выставлены участки, расположенные в Актюбинской, Атырауской, Карагандинской и Кызылординской областях. Казахстан получил от победителей около 22 млн. долл. США. При этом заявка с предложением самой высокой суммы поступила от компании IC Petroleum в отношении участка Каратобе в Актюбинской области.²⁵

В мае 2021 года Министерство энергетики объявило о планах внести ряд поправок в законодательство, регулирующее проведение аукционов, в целях оптимизации процесса и предотвращения отмены результатов аукционов в будущем, в том числе:

- требование о внесении участниками гарантийного взноса, равного стартовому подписному бонусу;
- условие о том, что в случае отказа победителя от приобретенного на аукционе участка недр, право на его приобретение переходит к участнику, занявшему второе место;
- отмена лимита, предусматривающего проведение аукционов не более двух раз в год.

Тем не менее, представляется, что одной из ключевых предпосылок для проведения более масштабных онлайн-аукционов по свободным участкам недр и для привлечения к участию в них крупных международных компаний и других солидных инвесторов разведочно-добывающей отрасли – как это предполагают власти Казахстана – все же остается более кардинальная реформа нормативно-правовых актов страны, регулирующих деятельность по разведке и добыче.

24 См. IHS Markit Energy Insight *Kazakhstan's upstream investment dilemma could compel changes to E&P terms*, 30 March 2021 [Аналитический обзор IHS Markit в области энергетики «Дилемма в сфере инвестиций в добывающий сектор Казахстана может потребовать внесения изменений в условия разведки и добычи», 30 марта 2021 г.] и IHS Markit exploration activity monitoring *Ministry of Energy cancels sale of two blocks from first auction*, 18 February 2021 [Мониторинг геологоразведочной деятельности IHS Markit «Министерство энергетики отменяет продажу двух блоков на первом аукционе», 18 февраля 2021 г.].

25 См. IHS Markit exploration activity monitoring *Ministry of Energy announces winners of the 2nd auction*, 26 April 2021 [Мониторинг геологоразведочной деятельности IHS Markit «Министерство энергетики объявляет победителей 2-го аукциона», 26 апреля 2021 г.].

Таблица 3.5 Результаты первого онлайн-аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи (23 декабря 2020 г.)

№	Наименование участка недр	Область*	Площадь (кв. км.)	Итоговый подписной бонус, долл. США	Отличие от стартового подписного бонуса, в %	Минимальная программа работ	Оценочная стоимость программ, долл. США	Победитель
1	Балкудук	Атырауская область	2 689	96 150	25%	Бурение – 2 надсолевых скважин; сейсморазведка 2Д – 600 погонных километров (пог.км.)	5 000 000	ТОО «Балкудук Мунай»
2	Бегайдар	Атырауская область	2 872	1 900 000	2 229%	2 надсолевые скважины, 2Д 600 пог. км.	5 000 000	ТОО «SapalInvestment»
3	Бестерек**	Атырауская область	3 041			1 надсолевая скважина, 2Д 700 пог. км.	4 000 000	н.д.
4	Дереш**	Атырауская область	5 005			2 надсолевые скважины, 2Д 1 000 пог. км.	8 000 000	н.д.
5	Карабау	Атырауская область и ЗКО	1 699	1 200 000	2 360%	2 надсолевые скважины, 2Д 500 пог. км.	5 000 000	ТОО «Карабау Петролеум»
6	Кошалак	Атырауская область	2 848	80 485	0%	1 надсолевая скважина, 2Д 700 пог. км.	4 000 000	ТОО «SapalInvestment»
7	Сагиз	Атырауская и Актюбинская области	4 962	171 690	20%	3 надсолевые скважины, 2Д 1 000 пог. км.	9 000 000	ТОО «TUMAR PETROL»
8	Сарайшык***	Атырауская область	3 645	102 820 000	99 788%	3 надсолевые скважины, 1 подсолевая скважина, 3Д 500 пог. км.	57 000 000	ТОО «Petro Qazaq»
9	Ушаган**	Атырауская область	3 055			1 надсолевая скважина, 2Д 700 пог. км.	4 000 000	н.д.
10	Забурунье***	Атырауская область	3 277	38 750 000	42 093%	3 надсолевые скважины, 1 подсолевая скважина, 3Д 1 000 пог. км.	63 000 000	ТОО «Petro Qazaq»

*Все расположены в Прикаспийском бассейне.

**Удалено в начале декабря из-за отсутствия участников торгов.

***PetroQazaq (казахстанская дочерняя компания зарегистрированной в Нидерландах компании Winsple) была вынуждена отказаться от разведочных участков после того, как не смогла вовремя выплатить требуемый бонус.

Источник: IHS Markit PEPS and GEPS, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

3.5.3 Нормативно-правовые требования и практика в отношении местного содержания

Как отмечалось выше, требования к местному (казахстанскому) содержанию являются неотъемлемой частью новой системы онлайн-аукционов, а в более общем плане представляют собой один из центральных и всеобъемлющих элементов политики, влияющих на бизнес-климат в сфере разведки и добычи. И данная сфера также нуждается в дальнейшем совершенствовании. Повышение гибкости государственной политики, регулирующей закупку нефтепромыслового оборудования (товаров) и услуг, а также практику найма, поможет достичь того, чтобы требования к местному содержанию не препятствовали постоянному доступу производителей нефти к международным технологиям и инновациям в целях оптимизации затрат и обеспечения стабильности и безопасности производственной деятельности.

Одним из значимых событий последнего времени для Казахстана стало окончание переходного периода в соответствии с условиями вступления страны во Всемирную торговую организацию (ВТО). К концу этого пятилетнего периода (который продолжался с 1 января

2015 года по 1 января 2021 года) Казахстан должен был внести в законодательство изменения, относящиеся к инвестиционным мерам, связанным с торговлей (TRIM), а также пересмотреть положения о местном содержании в существующих контрактах на недропользование и правила в отношении местного содержания для будущих контрактов. Соответственно, требования к казахстанскому содержанию в контрактах, подписанных до 2011 года, остаются в силе в течение всего срока их действия, а предельные уровни казахстанского содержания в контрактах, подписанных в период с 2011 года по 1 января 2015 года, должны были быть изменены до 50%. Предполагается, что в будущих контрактах на недропользование не должны устанавливаться минимальные требования к местному содержанию для товаров, хотя согласно Статье 28 Кодекса о недрах и недропользовании компании обязаны отдавать предпочтение казахстанским кадрам. Кодекс также ограничивает долю иностранных специалистов и менеджеров уровнем не более 50% от общей численности занятых в этой категории, а доля местного содержания в работах и услугах должна составлять не менее 50%. Но все же представляется целесообразным рассмотреть вопрос о либерализации требований к местному содержанию в более существенной мере, чем это необходимо для соответствия правилам ВТО.

Текущие нормативно-правовые требования часто создают проблемы для потенциальных местных поставщиков ничуть не в меньшей степени, чем для иностранных инвесторов. В частности, поскольку круг предприятий-покупателей за пределами «большой тройки» проектов ограничен, в случаях, когда появляются новые казахстанские промышленные поставщики, им зачастую приходится сталкиваться с нехваткой спроса. И даже когда местные предприниматели пытаются выполнить новые заказы, на их пути возникают самые разнообразные препятствия. Например:

► **Препятствия нормативно-правового характера – особенно в том, что касается соответствия требованиям к местному содержанию и постоянно меняющихся правил.** Согласно Кодексу о недрах 2017 года, от недропользователей требуется приобретать 50% товаров и услуг (включая электроэнергию и транспортное топливо) на местном рынке. Но это не так легко осуществить. К тому же, определение доли местного содержания в деятельности оператора проектов разведки и добычи требует анализа всех приобретенных товаров, услуг и рабочей силы в данном году, а также доли казахстанских работников в задействованных трудовых ресурсах (включая постоянных штатных сотрудников и подрядчиков). В целом, соответствие требованиям к местному содержанию организации, которая поставляет товары или предоставляет услуги оператору добывающих проектов, определяется с применением двух практически идентичных формул: для товаров и для услуг. Такая формула представляет собой сумму различных составляющих затрат, деленную на общую стоимость договора. Двумя существенно важными составляющими затрат являются доля фонда оплаты труда казахстанских кадров в общем фонде оплаты труда работников в рамках подряда, а также наличие сертификата формы «СТ-KZ» – официального документа, удостоверяющего, что страной происхождения товара является Республика Казахстан.²⁶ Компании, располагающие сертификатом «СТ-KZ», во многом оказываются в выгодном положении – в том числе при участии в тендерах, поскольку заказчик, организующий тендер, должен предоставлять поставщикам с сертификатом «СТ-KZ» скидку в размере 10% (на пропорциональной основе), что обеспечивает таким поставщикам конкурентное преимущество. Однако для получения сертификата формы «СТ-KZ» необходимо пройти длительную, дорогостоящую и во многом формальную процедуру подачи заявления, а также независимую экспертизу.²⁷ Помимо этого, многие из поставщиков, которые стремятся соответствовать требованиям «большой тройки» проектов, часто проходят сертификацию по стандартам ISO вместо (или в дополнение к) сертификации по форме «СТ-KZ», хотя это означает, что они могут автоматически недовыполнить требования к «казахстанскому содержанию» с точки зрения органов регулирования. Для местных поставщиков одновременное соответствие требованиям сертификации по форме «СТ-KZ» и по стандартам ISO (необходимым для «большой тройки» – главных клиентов) сопряжено с ощутимыми финансовыми издержками и административными сложностями. Более того, казахстанским поставщикам

приходится платить ввозные пошлины и НДС на импортируемые компоненты, а иностранные поставщики, снабжающие оборудованием «большую тройку» проектов, освобождаются от уплаты НДС в соответствии с условиями заключаемых соглашений. Казахские поставщики часто выражают недовольство тем, что такое освобождение неизбежно делает их поставки более дорогими и менее конкурентоспособными.²⁸

► **Ограниченное количество поставщиков товаров и услуг.** Одна из основных проблем, связанных с повышением доли местного содержания – это чрезвычайно ограниченное количество поставщиков товаров и услуг определенных категорий. С одной стороны, казахские компании (включая их совместные предприятия с иностранными партнерами) относительно широко представлены на рынке буровых работ – по имеющимся оценкам, в 2020 году их доля в данном сегменте составила 70%. С другой стороны, в сегменте проектирования и инжиниринга складывается совершенно иная ситуация – расчетная доля казахских компаний в прошлом году составила здесь всего 20%. При этом совокупная доля казахских предприятий в таких сегментах как строительномонтажные работы, техобслуживание и ремонт, а также геология и геофизика в 2020 году составила 40%, 65% и 35%, соответственно. В результате совокупная доля казахских компаний на рынке нефтесервисных услуг в 2020 году составила порядка 44%.²⁹

В то же время, доля местного содержания в разрезе компаний и отраслевых сегментов продолжает меняться на фоне внесения поправок (иногда противоречивых) как в национальные, так и в международные нормативно-правовые требования. В качестве одного из примеров в данном случае можно привести законодательство, регулирующее найм работников в компании:

► **Произошедшие в 2020 году изменения в политике как всего государства, так и отдельных административно-территориальных образований, которые предусматривают значительное сокращение числа иностранных сотрудников, ограничивают возможности укомплектования персоналом в ряде ключевых секторов, включая нефтяную промышленность.** В январе 2020 года Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан объявило о планах сократить общенациональную квоту на привлечение иностранных сотрудников на 40% с целью ограничения доли зарубежных

26 <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800016942>.

27 В соответствии с Приказом Министра торговли и интеграции Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 454-НК, с 1 августа 2021 года вступили в силу новые правила, регулирующие процесс выдачи сертификатов «СТ-KZ». Новыми правилами вводятся дополнительные требования к отчетности, а также требования к независимым экспертам, участвующим в оценке соответствия организации условиям предоставления сертификатов «СТ-KZ» в ходе подачи и рассмотрения заявок.

28 В то же время, цель по увеличению доли местного содержания в рамках отдельных казахских проектов разведки и добычи может способствовать общему снижению затрат добывающих предприятий при грамотном подходе к ее реализации – особенно учитывая высокий текущий уровень расходов на логистику, связанных с импортом большого количества составляющих разведочно-добывающей деятельности, которые пока не представлены на внутреннем рынке в достаточном количестве или в надлежащем качестве. Не только казахская нефть преодолевает большие расстояния, чтобы попасть на экспортные рынки, но и значительную часть нефтепромыслового оборудования приходится импортировать издалека. На практике это означает, что груз должен пройти тысячи километров по маршрутам, сочетающим различные наземные, воздушные и морские пути. Помимо этого, на логистические цепочки могут оказывать влияние изменения в погодных условиях. Активное и широкое использование местных поставщиков там, где это возможно, способно помочь минимизировать негативное влияние таких затрат на экономику проекта.

29 «Deloitte: Обзор нефтесервисного рынка Казахстана в 2020 году», Казсервис, январь-март 2021 г., стр. 58-62.

работников в экономике Казахстана до 0,32%.³⁰ Более того, в отдельных областях акиматы (органы местного самоуправления) приняли активные меры по сведению к нулю численности зарубежного персонала. В январе 2020 года акимат Западно-Казахстанской области объявил о решении полностью отказаться иностранных рабочих (в первую очередь электросварщиков и монтажников) на нефтяных месторождениях, которое предполагается реализовать в течение ближайших двух-трех лет.³¹

- ▶ **Неопределенность в отношении регулирования практики закупок в будущем.** Пересмотр правил в связи с вступлением в ВТО (в соответствии с принципами данной организации) существенно не влияет на процедуры закупок «большой тройки» проектов, и какие-либо крупные инвестиционные программы помимо ПБР-ПУУД ТШО и ПРК КПО отсутствуют. По результатам электронных аукционов пока не заключены конкретные долгосрочные контракты на добычу. Новым правилам, основанным на принципах ВТО, во многих отношениях еще предстоит пройти проверку на практике, и пока неясно, как правительство Казахстана сможет оказывать поддержку местным компаниям с помощью внесения изменений в законодательство и протекционистских мер, а также – что не менее важно – как сложится работа казахстанских сервисных компаний в новой среде, где правительство будет ограничено в возможностях протекционизма. Тем не менее, IHS Markit ожидает, что спрос на местные услуги останется относительно стабильным, но по-прежнему с настороженностью относится к использованию других рычагов – таких как ограничения на импорт, пошлины и рабочие визы для иностранных граждан – которые могут пагубно сказаться на новых проектах и общем инвестиционном климате.
- ▶ **Правила ВТО потребуют более гибкой политики в отношении найма иностранцев.**³² Новые правила, предусмотренные условиями вступления в ВТО, включают положение о том, что до 50% руководителей/менеджеров компаний могут быть иностранцами (что вдвое превышает текущий порог в 25%). В той мере, в которой передача технологий и инициативы в области экологии, социальной сферы и корпоративного управления (ESG) требуют пребывания иностранных граждан в Казахстане в течение определенного периода времени, правительству следует соблюдать свои обязательства перед ВТО и не создавать дополнительных барьеров для краткосрочного откомандирования сотрудников как внутри одной компании, так между разными компаниями.

3.6 Затраты на разведку и добычу в Казахстане

Сравнительно высокие затраты на добычу нефти делают казахстанских производителей уязвимыми к низким ценам на нефть и ставят под вопрос будущие инвестиции в разведку и добычу в долгосрочной перспективе. По имеющимся расчетам, для того чтобы нефтедобывающие предприятия Казахстана могли выйти на безубыточность, окупив свои операционные затраты (включая налоги на добычу и экспортные пошлины, а также расходы на транспортировку), мировая цена на нефть должна в среднем находиться в диапазоне 20-30 долл. США/барр. Одновременно существует высокий риск остановки некоторой части добычи в Казахстане при падении мировых цен на нефть примерно до уровня около 30 долл. США/барр.³³ Аналогичным образом, расчеты затрат полного цикла для новых проектов (обеспечивающих дополнительные объемы добычи нефти) показывают, что цены безубыточности на устье скважины в Казахстане для них относительно высоки в сравнении с другими нефтедобывающими странами.

В настоящем разделе последовательно рассматриваются ключевые факторы, влияющие на величину операционных и совокупных затрат для действующих проектов в Казахстане, а затем дается сравнительная оценка затрат полного цикла для новых казахстанских проектов в глобальной перспективе.

3.6.1 Операционные и совокупные затраты добывающих проектов

Большинство казахстанских нефтедобывающих предприятий, как правило, публикуют показатели не операционных затрат (ОРЕХ) в их традиционном смысле, а более широкой категории – совокупной «себестоимости реализации» – обычно включающей семь составляющих общего характера, которые можно отнести к операционным затратам нефтедобывающих компаний: оплата труда персонала и сопутствующие услуги, общие налоги (такие как социальные и зарплатные налоговые отчисления, но не включая налоги и сборы, связанные с добычей и экспортом нефти), электричество и теплоснабжение, геолого-технические и научные работы, сырье, транспортировка в пределах месторождения (месторождений) или лицензионного участка, а также иные расходы, связанные с ведением деятельности на добывающем объекте, включая штрафы за экологические нарушения.

Результаты систематизации имеющихся данных по этим составляющим затрат показывают, что за период с 2014 г. по 2019 г. операционные затраты типового добывающего предприятия на месторождении в среднем составляли

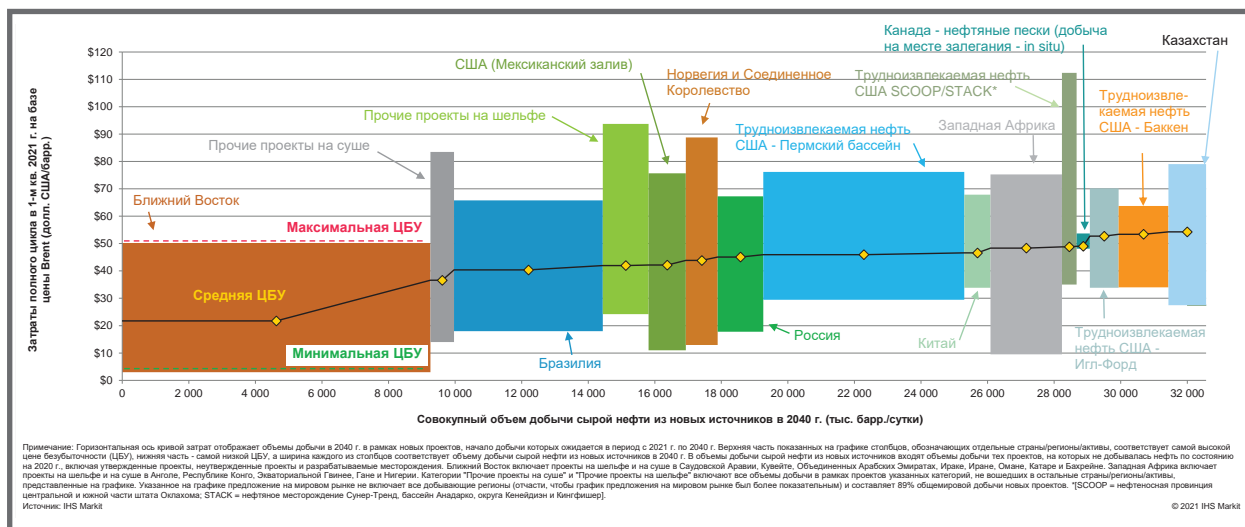
30 «На 40% сокращена квота на привлечение иностранных рабочих в Казахстане», finance.kz, 1 января 2020 г. (ссылка: https://finance.kz/news/na_40_sokraschena_kvota_na_privlechenie_inostrannyh_rabochih_v_kazahstane-1443). Система квот усложняется еще и тем, что компании должны заранее подавать заявки на квоты.

31 https://tengrinews.kz/kazakhstan_news/na-mestorojdeniyah-zko-otkazalis-ot-inostrannyih-rabochih-388657/

32 Переходный период вступления Казахстана в ВТО продолжался с 1 января 2015 года по 1 января 2021 года. См. "Notification under article 5.1 of the Agreement on Trade-Related Investment Measures," 14 March 2016, WTO [«Уведомление в соответствии со статьей 5.1 Соглашения по инвестиционным мерам связанным с торговлей», 14 марта 2016 г., ВТО], https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE_Search/FE_S_S009-DP.aspx?language=E&CatalogueIdList=228317,135750,114771,114495,61006,79979,49164,19370,49352,1839&CurrentCatalogueIdIndex=0&FullTextHash=&HasEnglishRecord=True&HasFrenchRecord=False&HasSpanishRecord=True

33 Более глубокий анализ этих тенденций в области затрат и более подробное разъяснение нашей методологии расчета затрат можно найти в материале IHS Markit Strategic Report *Upstream oil production in Kazakhstan: How resilient are Kazakh producers to low prices?*, 1 December 2020 [Стратегический обзор IHS Markit «Добыча нефти в Казахстане: насколько устойчивы казахстанские производители к низким ценам?», 1 декабря 2020 г.]

Рисунок 3.13 Кривая затрат на добычу сырой нефти в рамках новых проектов в ряде регионов мира в 2040 г.



7-8 долл. США/барр.³⁴ При этом двумя крупнейшими составляющими, на которые приходится почти 3/5 от совокупной величины операционных затрат, были (1) оплата труда персонала и [сопутствующие] услуги (32%) и (2) геолого-технические и научные работы (23%). На сырье обычно приходилось около 12%, а на транспортировку в пределах месторождения и электроэнергию – в среднем примерно по 10% от совокупной величины операционных затрат. При оценке «совокупных затрат», связанных с добычей нефти и ее поставкой на рынок, мы добавили три дополнительных составляющих – налоги и сборы, связанные с добычей и экспортом нефти, а также расходы на транспортировку с месторождения. Показатель совокупных затрат для рассматриваемой группы (выборки) казахстанских нефтедобывающих предприятий в 2014-2019 гг. составил примерно 30-35 долл. США/барр. Около половины совокупных затрат типового добывающего предприятия приходится на основные налоги нефтяного сектора – НДС, экспортную пошлину и рентный налог на экспорт – даже при относительно низком уровне мировых цен. На операционные затраты и транспортные расходы по отдельности приходится примерно по четверти от совокупных затрат.

В то же время, масштабы и структура затрат у разных добывающих предприятий – равно как и их устойчивость к снижению цен – сильно различаются. Расходы производителей с самым высоким уровнем затрат в среднем почти вдвое превышали расходы производителей с самым низким уровнем затрат в нашей выборке.

3.6.2 Положение Казахстана на глобальной кривой затрат полного цикла для новых проектов

Выполненный IHS Markit анализ затрат на разведку и добычу в Казахстане по сравнению с другими странами – прежде всего, для новых проектов (обеспечивающих дополнительные объемы добычи) – указывает на то, что казахстанским производителям может оказаться сложно соперничать со своими международными конкурентами.

Немаловажно отметить, что разработка новых месторождений нефти требует значительных капиталовложений. При этом эффективным способом анализа затрат на добычу нефти является оценка так называемых «затрат полного цикла» на устье скважины, включающих операционные затраты, капитальные затраты, а также налоги и сборы, которыми облагается добывающая деятельность. По сути, затраты полного цикла – это затраты на разведку (поиск) и разработку «новых» нефтедобывающих активов, а также на саму добычу. Согласно методологии IHS Markit, они отображаются как затраты в точке безубыточности для той или иной страны в совокупности, однако при этом проводится анализ отдельных разведочно-добывающих проектов в портфеле каждой из стран, и поэтому результаты имеют вид диапазона (см. Рисунок 3.13 «Кривая затрат на добычу сырой нефти в рамках новых проектов в ряде регионов мира в 2040 г.»).

34 Данные приводятся для выборки (контрольной группы) из 16 добывающих предприятий, представляющих одну из четырех основных категорий производителей в Казахстане: мегапроекты под руководством МНК, полностью принадлежащие КМГ дочерние предприятия, совместные предприятия с участием КМГ и независимые производители.

По сути, это анализ на перспективу, позволяющий понять стоимость разработки новых активов и определить области, в которых реализация новых проектов рентабельна при текущих (или ожидаемых) ценах на нефть. Данные о коллекторах и добыче являются расчетными и берутся из базы данных IHS Markit, а другие аспекты корректируются в зависимости от проекта на основании имеющейся информации. Показанное среднее значение (по стране и/или географическому региону) не является средневзвешенным или средним арифметическим, а представляет собой выборку предположительных показателей стоимости типового нового нефтяного проекта в данной стране или регионе (на суше / на шельфе) в текущих условиях. При этом важно иметь в виду, что наши цены безубыточности на устье скважины не включают значительные расходы на транспортировку и экспортные пошлины, связанные с поставкой казахстанской нефти (равно как и нефти других добывающих стран с удаленным внутриматериковым расположением) на мировые рынки (цена безубыточности рассчитывается на устье скважины и предполагает поставку в точку, находящуюся в пределах 50-100 км от месторождения).³⁵

В 1-м квартале 2021 года среднемировая цена безубыточности полного цикла для нефти (унифицированная на базе цены Dated Brent) при внутренней норме доходности (IRR) в размере 10% составляла около 40 долл. США/барр. Самые низкие цены безубыточности по нефти – около 17-18 долл. США/ барр. – характерны для Саудовской Аравии и Кувейта, а самые высокие – около 75 долл. США/ барр. – для венесуэльских шельфовых проектов. Другие позиции (среди стран), находящиеся на верхних уровнях глобальной кривой затрат в точке безубыточности, включают проекты разработки нефтеносных песков (с добычей на месте залегающих) в Канаде, а также шельфовые месторождения в Азербайджане и Казахстане. Для этих высокочрезвычайно затратных активов риск остаться неосвоенными наиболее высок.³⁶

Если анализировать кривую затрат с точки зрения объема добычи, который ожидается в течение следующих двух десятилетий, то из нашего (составленного в 2020 году) сценария на период до 2040 года складывается в целом аналогичная картина. Для самых низкочрезвычайно затратных проектов среднемировой показатель затрат в точке безубыточности составляет около 24 долл. США/барр. (такие проекты в основном находятся на Ближнем Востоке), а для более высокочрезвычайно затратных проектов, возможность реализации которых рассматривается, этот показатель намного выше – 50 долл. США/барр. Немаловажно отметить, что если учитывать всего лишь 10 крупнейших новых проектов традиционной добычи в странах ОПЕК (с точки зрения ожидаемого годового производства), то для 76% новых объемов предложения из этих стран на протяжении ближайших двух десятилетий цена безубыточности находится на уровне ниже 20 долл. США/барр. (в постоянных ценах, в долларовом выражении). Результаты нашего самого недавнего (выполненного в сентябре 2021

года) анализа затрат в точке безубыточности на период до 2040 года в целом аналогичны, но одной из негативных тенденций для Казахстана является увеличение расчетных затрат в точке безубыточности для новых казахстанских проектов традиционной шельфовой добычи примерно на 5 долл. США/барр.

Периодическое проведение такого анализа глобальной кривой затрат с течением времени высвечивает ряд тенденций, которые предвещают проблемы для высокочрезвычайно затратных добывающих проектов.

- ▶ Во-первых, с каждой последующей итерацией анализа прослеживается тенденция к повсеместному снижению совокупного объема затрат, в результате чего кривая в целом сдвигается вниз.
- ▶ В то же время наблюдается заметный сдвиг в перспективах – все больше нефти ожидается из районов с низкой себестоимостью добычи, в результате чего глобальная кривая затрат растягивается и становится более плоской.
- ▶ И, наконец, ожидаемые показатели совокупного объема спроса также снижаются.

Все три вышеуказанные тенденции указывают на неуклонное снижение стоимости маржинального барреля, необходимого для удовлетворения мирового спроса на нефть, в более долгосрочной перспективе.³⁷

По результатам построения кривой затрат согласно методике IHS Markit, расчетная цена безубыточности в 1-м квартале 2021 года на устье скважины для типового проекта на суше в Казахстане составляла около 50 долл. США/барр., а для проектов на шельфе – около 56 долл. США/барр., хотя в диапазоне значений вокруг этих средних показателей наблюдается широкий разброс. Вышеуказанные средние отметки для Казахстана в целом помещают страну на правую сторону глобальной кривой – с более высоким уровнем затрат, а широкая вариативность (разброс диапазона) указывает на то, что значительная часть имеющегося нового добывающего потенциала Казахстана смещена в сторону верхнего предела этой кривой. Более того, для Казахстана затраты полного цикла в данной сфере в последние годы растут. Как отмечалось выше, в эти унифицированные расчетные затраты в точке безубыточности входят только затраты на устье скважины, но не входят расходы на транспортировку на дальние расстояния до точек экспортной поставки и экспортная пошлина, которые являются весомыми составляющими совокупных затрат на реализацию (монетизацию) казахстанской нефти.³⁸

С учетом вышеизложенного, наш прогноз, предполагающий относительно низкий уровень цен на нефть (см. Главу 1), указывает на серьезные проблемы для разработки новых месторождений нефти в Казахстане. Безусловно, в ценовых прогнозах для нефти всегда присутствует высокая степень неопределенности, поскольку важную роль в формировании спроса играют, в частности, такие аспекты как успех (или

35 Более подробное разъяснение этапов расчета затрат в точке безубыточности по методике IHS Markit представлено в материале IHS Markit Strategic Report *Upstream oil production costs in Kazakhstan: How resilient are Kazakh producers to low prices*, 1 December 2020 [Стратегический обзор IHS Markit «Затраты на добычу нефти в Казахстане: насколько устойчивы казахстанские производители к низким ценам?», 1 декабря 2020 г.].

36 См. IHS Markit Strategic Report *Cost of Oil Report: First quarter 2021*, 13 July 2021 [Стратегический обзор IHS Markit «Обзор стоимости нефти: первый квартал 2021 года», 13 июля 2021 г.].

37 Снижение активности в рамках нефтегазовых проектов в 2020 году, связанное с пандемией, первоначально привело к снижению заработной платы и стоимости материалов, используемых для реализации проектов, но затем – в 1-м квартале 2021 года – расходы выросли, поскольку восстановление мировой экономики привело к росту цен на материалы (особенно на сталь).

38 По имеющимся оценкам, в 2020 году цены безубыточности в точке поставки на экспорт для типового проекта расширения месторождения на суше и типового нового проекта на шельфе в Казахстане составляли около 57 долл. США/барр. и 64 долл. США/барр., соответственно.

отсутствие такого) в сдерживании пандемии COVID-19, факторы геополитической стабильности, а также изменения глобальной политики в отношении климата и энергетического перехода. В то же время, тенденции мировых цен на нефть по-разному влияют на казахстанские нефтедобывающие предприятия в зависимости от того, какая доля их продукции поставляется на экспорт, а какая – на внутренний рынок. В целом представляется все более вероятным, что растущая значимость низкокзатратного производства во всем мире будет ограничивать способность более высокзатратных производителей сохранять (не говоря уже о том, чтобы расширять) свою долю рынка. Однако продуманная политика государственных властей в таких странах может значительно способствовать поддержанию – а возможно и повышению – привлекательности разведки и добычи даже при усилении международной конкуренции. Некоторые из стран с более высокой стоимостью добычи, включая Казахстан, имеют достаточно возможностей (по крайней мере, теоретически) для повышения относительной привлекательности инвестиционной среды в разведочно-добывающей сфере – например, за счет сокращения причитающейся государству доли налоговых отчислений.³⁹

3.7 НДТ и цифровизация в Казахстане: новые значимые моменты для нефтяных компаний

Дополнительные сложности для нефтяной промышленности Казахстана в предстоящие годы могут создать два новых комплекса государственных требований – внедрение «наилучших доступных техник [технологий]» (НДТ) и инициативы по цифровизации (особенно в том, что касается экологических показателей). Главные вопросы в данном случае включают не только возможное влияние таких мер на экономику добывающих предприятий, но и их общую целесообразность и осуществимость в свете геологических и технических аспектов, а также особенностей структуры рынка в Казахстане. Однако – как бы то ни было – такие факторы все чаще становятся чем-то вроде косвенной «лицензии на ведение деятельности» для компаний во всем мире.

39 Интересным примером потенциала гибкой государственной политики по стимулированию новых инвестиций в зрелые активы стало объявленное Epi и BP ранее в этом году намерение создать совместное предприятие для управления имеющимися у них портфелями разведки и добычи в Анголе. Эта новая коммерческая структура способна послужить основой для дополнительных инвестиций в проекты страны в сфере разведки и добычи, которые еще не были утверждены. Совершенно очевидно, что одним из ключевых факторов, поддерживающих интерес вышеуказанных МНК к углеводородам Анголы являются реализованные страной законодательные реформы 2018 года в отношении «маргинальных месторождений», которые предусматривают льготные налоговые (фискальные) условия в отношении значительной части неосвоенных запасов; см. IHS Markit Insight Africa Upstream: *Eni and BP's joint ventures offer new approach to energy transition*, 14 July 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «Разведка и добыча в Африке: совместные предприятия Epi и BP предлагают новый подход к энергетическому переходу», 14 июля 2021 г.].

3.7.1 НДТ

Актуальные моменты в области НДТ при утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ)

Одна из основных целей НДТ заключается в оптимизации деятельности по разведке и добыче в целом, но данная инициатива все в большей мере перенаправляется на улучшение экологических показателей добывающей отрасли – особенно в том, что касается выбросов в атмосферу. Основным источником выбросов в атмосферу (как парниковых газов, так и твердых частиц) при добыче нефти в Казахстане является использование (сжигание) топлива (обычно газа) на добывающих объектах в котлах, технологических печах (нагревателях), газотурбинных установках и компрессорных станциях. Помимо этого, к крупным источникам выбросов относятся факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ), а также неконтролируемые выбросы ПНГ/метана из скважин и других установок.

Объем выбросов нефтегазовых компаний, участвующих в системе торговли квотами на выбросы (СТВ), согласно расчетам, составил 18,3 млн. т CO₂ в 2020 году, тогда как в 2019 году он составлял около 19,4 млн. т CO₂, а в 2018 году – 19,6 млн. т CO₂.⁴⁰ Снижение в 2020 году вполне объяснимо – оно произошло в связи с сокращением добычи нефти из-за пандемии, но в 2019 году выбросы также снизились (примерно на 0,6%) несмотря на то, что добыча нефти в Казахстане достигла тогда рекордно высокого уровня. Судя по всему, многие предприятия соблюдают свои квоты на выбросы в рамках СТВ, хотя несколько компаний приобрели дополнительные квоты в связи с расширением мощностей (и увеличением производства). В 2018-2020 гг. совокупный расчетный объем выбросов CO₂ для всех нефтегазовых компаний в Казахстане составил 84% от квот данного сектора в рамках СТВ за тот же период (с учетом дополнительных квот), хотя и с существенным разбросом показателей в зависимости от предприятия.

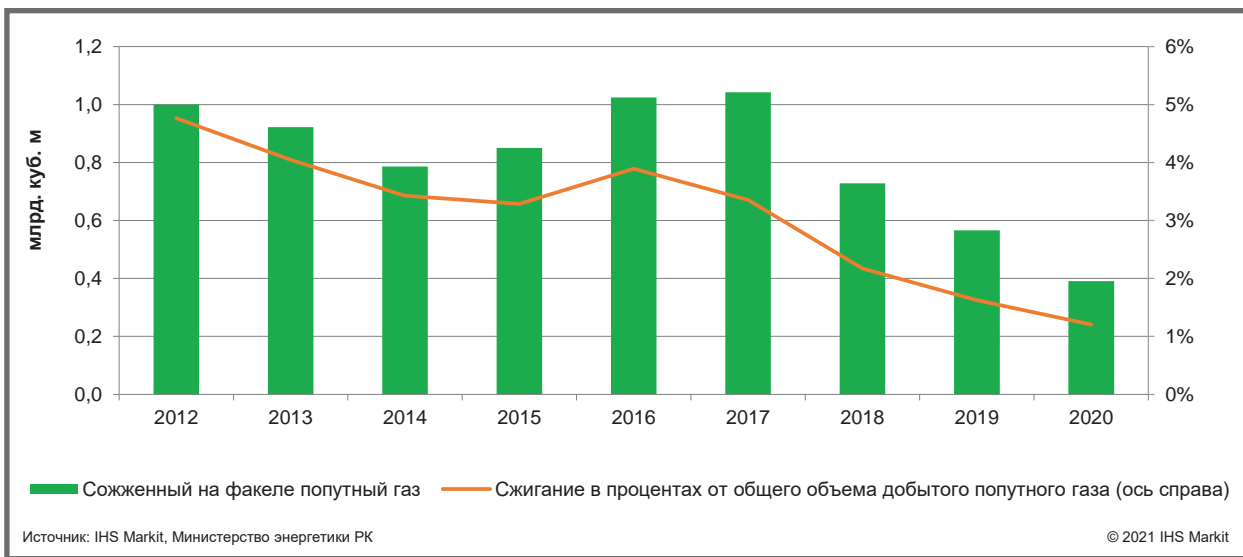
Суммарный объем выбросов парниковых газов в нефтяной отрасли в 2019 году, включая транспортировку сырой нефти (но не включая выбросы CO₂ от электростанций, находящихся в собственности предприятий отрасли), составил 4,26 млн. т в эквиваленте CO₂ (CO₂-экв.), что соответствует показателю 2018 года, согласно Национальному докладу о кадастре [антропогенных выбросов] за 2021 год, представленному Казахстаном в секретариат РКИК ООН.⁴¹ Общие показатели атмосферных выбросов других загрязняющих веществ (твердых частиц), судя по всему, следовали аналогичной тенденции.

Основным источником выбросов парниковых газов во многих нефтедобывающих странах остается факельное сжигание ПНГ (нефтяные компании часто сжигают значительные объемы получаемого ПНГ на факеле из-за невозможности

40 Совокупный объем выбросов CO₂ нефтегазовых компаний, участвующих в СТВ (включая их активы в области разведки/добычи, переработки/сбыта и транспортировки), относительно невелик по сравнению с совокупными показателями выбросов участвующих в СТВ компаний различных других отраслей (таких как электроэнергетика или металлургия) – в 2020 он составил около 12% от суммарного объема выбросов компаний-участниц СТВ.

41 Выбросы парниковых газов, связанные с добычей и транспортировкой газа, в 2020 году составили около 1,1 млн. т CO₂-экв., что примерно на 10% ниже, чем в 2019 году.

Рисунок 3.14 Факельное сжигание попутного нефтяного газа в Казахстане



найти эффективные альтернативы его утилизации). При этом Казахстан добился значительных успехов в снижении объемов факельного сжигания ПНГ и в последнее время входил в число стран с лучшими результатами по данному показателю (хотя все еще наблюдается сильный разброс в объемах факельного сжигания в зависимости от добывающего предприятия). По имеющимся данным, в 2020 году объем факельного сжигания ПНГ в Казахстане составил лишь 0,39 млрд. м³ или всего 1,2% от общего объема получаемого попутного нефтяного газа. В период с 2012 г. по 2020 г. факельное сжигание ПНГ в Казахстане упало на 61% (см. Рисунок 3.14 «Факельное сжигание попутного нефтяного газа в Казахстане»). Регулярная практика сжигания на факеле в стране была фактически ликвидирована. В настоящее время газ широко используется на промысле: в 2020 году 20,3 млрд. м³ (37% от совокупного объема валовой добычи газа) ушло на обратную закачку для обеспечения добычи нефти, а потребление на добывающих объектах (кроме выработки электроэнергии) составило 1,6 млрд м³. Совокупный объем переработки газа в Казахстане в 2020 году составил 30,5 млрд. м³, что немного меньше, чем в 2018 и 2019 годах, когда было переработано более 33 млрд. м³.

Достичь более существенного сокращения выбросов можно за счет расширения использования ПНГ (или ВИЭ) для выработки электроэнергии на добывающих объектах – в той мере, в какой это возможно. Большинство нефтедобывающих предприятий получают электроэнергию для собственных нужд из электроэнергетической сети (системы электроснабжения). Отдельные свидетельства указывают на растущий спрос на электроэнергию на казахстанских нефтяных месторождениях в последние годы, учитывая необходимость дополнительного заводнения (прежде всего, на зрелых месторождениях). Соответственно, потребности в электроэнергии на более старых месторождениях Казахстана, вероятно, будут только увеличиваться в удельном

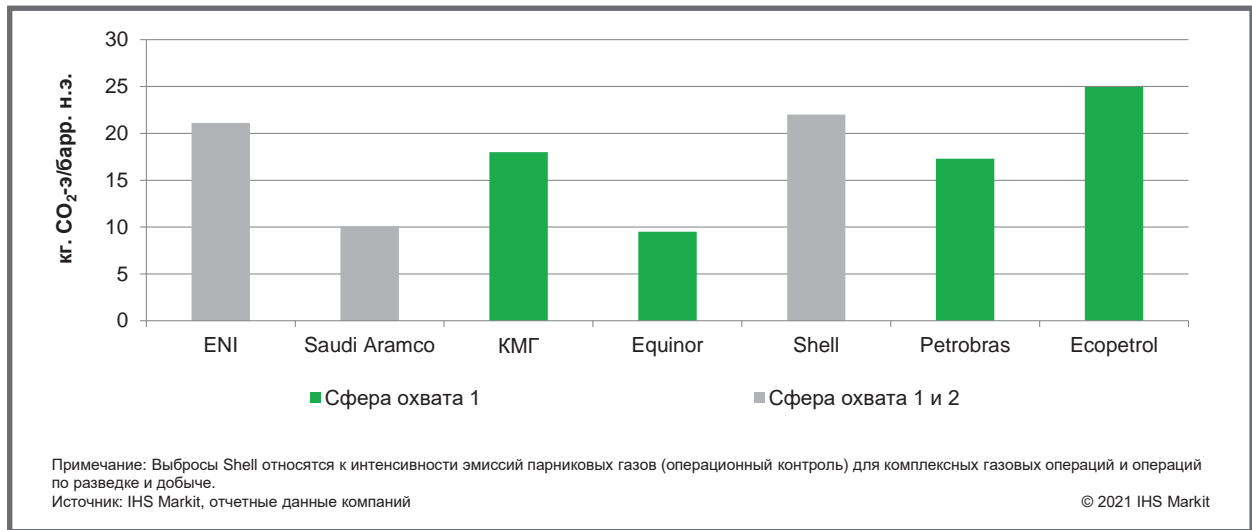
выражении.⁴² Поскольку значительная часть электроэнергии, поступающей из системы электроснабжения, вырабатывается на угле, более широкое использование распределенной генерации на нефтяных месторождениях могло бы стать эффективной стратегией по сокращению углеродного следа для различных добывающих предприятий (которая, возможно, также позволит снизить совокупные затраты на электроэнергию).

Инициативы КМГ по НДТ в сфере разведки и добычи: КМГ приступил к реализации ряда амбициозных программ, направленных на сокращение факельного сжигания ПНГ и других выбросов в окружающую среду. Такие инициативы, в частности, включают замену старых (и менее эффективных) газоперерабатывающих мощностей на новые, переход с мазута на природный газ (в качестве топлива на добывающих объектах) и использование присадок нового поколения для увеличения дебита. Выбросы КМГ в эквиваленте CO₂ в 2019 году составили около 14 кг на добытый баррель нефтяного эквивалента, что является хорошим показателем в сравнении с другими нефтедобывающими компаниями (см. Рисунок 3.15 «Интенсивность выбросов от деятельности по разведке и добыче – операционные показатели в 2019 г.»).

Объем утилизации ПНГ у КМГ в 2020 году составил 98%, а интенсивность факельного сжигания газа – лишь около 2,2 тонны на тысячу тонн добычи углеводородов (это на 24% ниже, чем в 2019 году, и на 79% ниже среднемирового показателя по отрасли согласно данным Международной ассоциации производителей нефти и газа). Дочерним предприятиям КМГ удалось значительно сократить факельное сжигание за счет реализации различных проектов. В частности, после внедрения системы удаления сероводорода на ЭМГ объем утилизации составляет 93%, а

⁴² В частности, в период с 2016 г. по 2020 г. средняя обводненность или отношение дебита воды к суммарному объему получаемых (добываемых) жидких фракций (у компаний, предоставивших подробные сведения о своей деятельности для НЭД за 2021 год) выросла с уровня около 53% до 60%.

Рисунок 3.15 Интенсивность выбросов от деятельности по разведке и добыче – операционные показатели 2019 г.



ММГ утилизирует 99% газа на месторождении Каламкас в качестве топлива для собственных нужд.⁴³

КМГ также реализует проекты по сокращению объемов твердых отходов, образующихся в результате его деятельности, включая накопленные нефтеотходы и нефтезагрязнение земель. Одной из подобных инициатив в последние годы стала очистка полигонов, используемых ММГ, а также дочерними предприятиями КМГ – ОМГ и АО «Каражанбасмунай» (КБМ) – для хранения нефтяных отходов. Всего за период с 2016 г. по 2019 г. были выполнены работы на 16 полигонах. Рекультивация земель на последнем из них была завершена в 2020 году.⁴⁴ Вновь образованные нефтеотходы от деятельности ОМГ, ММГ и КБМ теперь утилизируются через сторонних подрядчиков.

Одним из действенных способов снижения негативного воздействия на окружающую среду является более рациональное использование электроэнергии и повышение энергоэффективности. Модернизация технологического оборудования и внедрение энергосберегающих технологий для оптимизации производства и потребления тепла, а также дополнительная генерация на объектах – основные направления развития КМГ. Одна из приоритетных задач при этом заключается в использовании собственных источников выработки электроэнергии для питания насосов, систем регулирования пластового давления, обогрева трубопроводов и других потребляющих электроэнергию объектов на месторождении. Реализация цели по расширению применения ПНГ или даже малых объектов возобновляемой энергетики на месторождениях способна значительно сократить выбросы от добывающей деятельности. В 2020 году потребление энергии в КМГ составило около 156,6 ГДж, что на 14% ниже, чем в 2019 году. Однако это снижение было в значительной мере связано с

сокращением добычи углеводородов, а не с повышением эффективности.

Опыт других компаний, который можно использовать в Казахстане

В последние годы ряд ведущих МНК стали активнее внедрять новые решения по сокращению выбросов, и некоторые из них в той или иной мере применимы для казахстанских нефтяных месторождений. Среди таких инициатив есть как меры, аналоги которых уже реализуются в Казахстане, так и стратегии и технологии сокращения выбросов, которые пока не получили распространения на его территории (например, улавливание, использование и хранение углерода [CCS/CCUS]).⁴⁵

TotalEnergies: Если говорить о выбросах в атмосферу, в период с 2010 г. по 2020 г. компания TotalEnergies достигла промежуточной цели по сокращению регулярного факельного сжигания на 80% и обязалась к 2030 году полностью прекратить его на всех своих добывающих объектах. В частности, в Нигерии регулярное факельное сжигание на объектах компании в период с 2015 г. по 2019 г. сократилось на 35%, а его полная ликвидация предполагается к 2025 году. Объемы ПНГ, которые ранее сжигались на факеле, теперь отправляются на нигерийский завод по производству СПГ. Для отделения оксидов серы (SOx) от газового потока на добывающих объектах, компания внедряет применение отпарных колонн, а ее нефтехимические и нефтеперерабатывающие заводы оснащены установками для сжигания оксидов азота (NOx) и расщепления соединений. Она также использует передовые цифровые технологии для мониторинга и контроля

43 ММГ полностью принадлежит Mangistau Investments B.V., совместному предприятию с равным долевым участием КМГ и CNPC Exploration and Development Company Ltd.

44 За этот период очищено от отходов (ликвидировано) десять полигонов ММГ, пять полигонов ОМГ и один полигон КБМ.

45 Представляется, что хранение углерода становится все более целесообразным вариантом предотвращения выбросов CO₂ для различных нефтедобывающих предприятий Казахстана. Согласно одному из проведенных в Казахстане исследований, которое анализирует потенциал шести осадочных бассейнов страны, объем полезной емкости по хранению CO₂ в казахстанских нефтяных коллекторах составляет более 200 млн. т. Обзор результатов этого исследования представлен в материале «CO₂ storage capacity of Kazakhstan» [«Возможности хранения CO₂ в Казахстане»] по ссылке: https://presentations.copernicus.org/EGU2020/EGU2020-21554_presentation.pdf

выбросов парниковых газов на своих предприятиях по всему миру.

В районах, где деятельность TotalEnergies сопряжена с риском загрязнения водных ресурсов, компания применяет технологии очистки в целях предотвращения попадания неочищенной воды обратно в исходный водоем. Объекты TotalEnergies, окруженные водой, были оснащены такими средствами, как разработанная компанией технология BIOMEM, которая предусматривает применение инновационного метода очистки воды с использованием микроорганизмов для устранения токсичности.

TotalEnergies также стремится уменьшить объем отходов, используя целый ряд различных методов. Прежде всего среди них следует отметить оценку жизненного цикла (LCA), которая позволяет компании анализировать воздействие того или иного вида отходов на окружающую среду – так как образования некоторых отходов невозможно полностью избежать. Во-вторых, компания использует промышленные технологии переработки и рекуперации отходов – в основном для отработанных масел или пластмасс, которые полностью не разлагаются.

Chevron: На ряде разведочно-добывающих объектов Chevron в США в качестве источника электроэнергии активно применяется солнечная и ветровая генерация, и компания стремится к расширению использования возобновляемой энергетики для электроснабжения своих основных нефтегазовых объектов по всему миру. В качестве основных примеров такого рода на объектах Chevron, расположенных на территории США, можно привести солнечные электростанции на калифорнийских нефтяных месторождениях Лост-Хиллз [Lost Hills] (35 МВт, о строительстве объявлено в 2019 году) и Коалинга [Coalinga] (29 МВт, ввод в эксплуатацию состоялся в 2014 году), а также ветровую электростанцию мощностью 65 МВт в Пермском бассейне (ввод в эксплуатацию состоялся в 2020 году). Четырехлетнее соглашение о партнерстве между Chevron и Algonquin Power & Utilities Corp., о котором было объявлено в июле 2020 года, предусматривает реализацию проектов возобновляемой генерации общей мощностью 500 МВт для удовлетворения потребностей в электроэнергии на предприятиях Chevron в Пермском бассейне, а также в Казахстане, Аргентине и Западной Австралии. В соответствии с условиями этого соглашения, Chevron будет покупать электроэнергию напрямую у совместных проектов по договорам купли-продажи, а Algonquin возьмет на себя ведущую роль в проектировании и строительстве объектов возобновляемой энергетики.⁴⁶

Еще одним важным элементом стратегии энергетического перехода Chevron являются низкоуглеродные технологии – в частности, технологии улавливания, использования и хранения углерода (CCUS). Компания уже вложила значительные средства в исследования, разработку и внедрение CCUS. Проект Gorgon компании Chevron на северо-западе Австралии, предполагающий закачку CO₂ в рамках производства СПГ, является одним из крупнейших в мире комплексных (интегрированных) проектов CCUS, и ожидается, что он позволит сократить выбросы парниковых газов примерно на 5 млн. т в год. Расчетная стоимость

проекта составляет 2 млрд. долл. США, а предполагаемый срок эксплуатации – более 40 лет.

ExxonMobil: Новое подразделение ExxonMobil (Low Carbon Solutions [Низкоуглеродные решения]) участвует в государственно-частном проекте по созданию центра CCUS к югу от Хьюстона, штат Техас (так называемая зона инноваций CCS в районе Хьюстонского судоходного канала). Перед проектом, стоимость которого составляет 100 млрд. долл. США, ставятся задачи коммерциализации и дальнейшей оптимизации данной технологии. В зоне инноваций, предназначенной для обслуживания нефтеперерабатывающих, нефтехимических и других промышленных активов на побережье Мексиканского залива США, будет размещаться инфраструктура CCUS, которая позволит хранить до 50 млн. т CO₂ к 2030 году и 100 млн. т CO₂ к 2040 году.⁴⁷

«Роснефть»: В 2019 году «Роснефть» инициировала проект создания системы гидрогеологической информации с целью повышения эффективности производственных процессов в рамках более широкого круга мероприятий компании, направленных на рациональное использование подземных (грунтовых) вод. «Роснефть» также занимается разработкой технологий, которые повысят эффективность заводнения на нефтяных месторождениях и способны уменьшить объем воды, необходимый для поддержания пластового давления. В частности, технологии полимерного заводнения, разрабатываемые для западносибирских месторождений компании, могут более чем вдвое снизить потребность в закачке воды. «Роснефть» также повысила надежность производственных объектов, особенно нефтепроводов, за счет введения круглосуточного воздушного наблюдения с использованием дронов. Дроны значительно повысили способность «Роснефти» обнаруживать отклонения от технических норм на таких объектах и сократили время, необходимое для устранения выявленных проблем.

ЛУКОЙЛ: Главный приоритет экологической программы ЛУКОЙЛа – сокращение выбросов в атмосферу от производственной деятельности. Основные из принимаемых мер включают замену или модернизацию производственного оборудования; использование систем улавливания выбросов; увеличение объемов утилизации ПНГ; и модернизацию бессажевых факельных систем. Еще одним важным направлением экологической программы ЛУКОЙЛа является оптимизация использования водных ресурсов. В рамках стратегии устойчивого развития ЛУКОЙЛ внедряет системы оборотного водоснабжения, увеличивает объемы очистки сточных вод и обеспечивает снижение потерь воды.

3.7.2 Цифровизация

Еще одна новая государственная инициатива, имеющая высокую значимость для нефтяной отрасли – это расширение использования цифровых технологий. С одной стороны, казахстанские власти в последние годы по собственной инициативе активизируют внедрение цифровых инструментов (о чем свидетельствует запуск

⁴⁶ См. IHS Markit Headline Analysis *Chevron partnership with Algonquin highlights differing oil and gas renewable strategies* [Обзорный анализ IHS Markit «Партнерство Chevron и Algonquin демонстрирует различные стратегии использования ВИЭ в нефтегазовой отрасли»].

⁴⁷ См. IHS Markit Net-Zero Business Daily News Research and Analysis *ExxonMobil unveils vision for \$100-bil Texas carbon capture hub*, 28 April 2021 [Нулевой баланс выбросов – исследования и анализ ежедневных новостей IHS Markit «ExxonMobil представляет концепцию центра по улавливанию углерода в Техасе стоимостью 100 млрд. долл. США», 28 апреля 2021 г.].

онлайн-аукционов на право разведки и добычи, о которых упоминалось выше). Однако серьезным фактором, который в конечном итоге способен более ощутимо затронуть казахстанские нефтедобывающие предприятия, представляются новые требования к цифровизации нефтяных проектов. Первоочередным примером в данном случае является информационная система учета нефти и газового конденсата (ИСУН), которую власти Казахстана намерены внедрить в рамках комплексной государственной программы «Цифровой Казахстан». Ее пилотная версия уже запущена, и к концу 2021 года планируется подключить к ИСУН организации, осуществляющие более 60% общей добычи и переработки нефти и газового конденсата в Казахстане.⁴⁸

Хотя подробные требования к цифровизации для нефтяных компаний пока не сформулированы, общее представление о том, какие меры может потребоваться принять нефтедобывающим предприятиям (если они еще этого не сделали), позволяет получить последний проект подготовленной Министерством энергетики Стратегии цифровизации топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2021-2025 гг. Основные задачи в сфере разведки и добычи, указанные в этом документе, включают установку центров обработки данных (ЦОД) на 60% всех месторождений к 2023 году и на 80% всех месторождений к 2024 году.

Многие нефтедобывающие предприятия уже довольно давно самостоятельно занимаются совершенствованием применения цифровых технологий, и некоторые из них добились заметных успехов в данном направлении. Хотя программы цифровизации нефтяных компаний – реализованные или находящиеся на стадии планирования – не обязательно полностью соответствуют новой повестке дня правительства, в ряде случаев они частично могут послужить основой для выполнения поставленных государством задач. Одним из наиболее показательных примеров в данном случае является стратегия «Интеллектуальное месторождение», которую вот уже несколько лет реализует КМГ в рамках своей масштабной программы цифровой трансформации. КМГ впервые запустил пилотный проект «Умное месторождение» в 2015 году на одном из объектов своей дочерней компании ЭМГ, где для этого было установлено оборудование, снимающее показания на всех этапах производственного процесса и передающее параметры скважин в центральный диспетчерский пункт для определения долгосрочных планов разработки месторождения. Среди других ярких примеров можно привести четыре инициативы КМГ, стартовавшие в 2020 году, ожидаемый положительный эффект от которых, по оценкам компании, должен составить 72,4 млрд. тенге (около 175 млн. долл. США): информационная система Advanced Base Artificial Intelligence (ABAI), многофункциональный общий центр обслуживания КМГ, проект управления поездками и система инженерного моделирования на

нефтеперерабатывающих заводах Казахстана.⁴⁹ Другие компании, такие как BP, давно применяют облачные решения для хранения данных (в частности, Amazon Web Services), которые позволяют более эффективно собирать, хранить и распространять данные внутри компании.

3.8 Динамика рынка нефтепереработки и нефтепродуктов

3.8.1 Изменения в балансе нефтепродуктов Казахстана

Последствия пандемии COVID-19 в целом нанесли серьезный удар по внутренним и экспортным рынкам казахстанских нефтеперерабатывающих предприятий. Это привело к резкому развороту вспять наблюдавшейся в 2017-2019 гг. тенденции к увеличению объемов переработки на НПЗ Казахстана, которая наметилась благодаря завершившейся в 2018 году программе модернизации (стоимостью 6 млрд. долл. США) всех трех крупнейших НПЗ страны: Атырауского, Павлодарского и Шымкентского.⁵⁰ Совокупный объем переработки снизился на 7,2% до 15,8 млн. т. на фоне сокращения как внутреннего видимого потребления нефтепродуктов (на 1,8% до 14,4 млн. т), так и их экспорта (на 18,6% до 2,3 млн. т). Что касается основных видов нефтепродуктов, то наиболее значительно в прошлом году снизились объемы производства керосина (на 27,3% до 0,5 млн. т), мазута (на 11,6% до 2,5 млн. т) и дизельного топлива (на 7,0% до 4,7 млн. т). С другой стороны, производство бензина продемонстрировало относительную стабильность, снизившись всего на 0,9% до 4,5 млн. т (см. Таблицу 3.6 «Баланс нефтепродуктов в Казахстане (млн. т)»).

Поскольку в результате модернизации НПЗ производство бензина составляет гораздо более высокую долю от общего объема продукции нефтепереработки, Казахстан сейчас в достаточной мере самостоятельно обеспечивает себя этим продуктом и даже сталкивается с проблемой избытка предложения – которая лишь усугубилась из-за кризиса 2020 года.⁵¹ Хотя выход на экспортные рынки может

48 "Information system for accounting for oil and gas condensate launches in Kazakhstan" [«В Казахстане запущена информационная система учета нефти и газового конденсата»] *Kazakhstan Newsline*, 11 мая 2021 года.

49 Система ABAI предназначена для объединения всех производственных данных блока разведки и добычи компании, обеспечивая при этом возможность анализа этих данных с применением искусственного интеллекта и их мгновенной визуализации, а также непрерывного управления производством в удаленном режиме. Еще одним признаком серьезной нацеленности КМГ на цифровизацию в последние годы является подписанный в июне 2019 года Меморандум о взаимопонимании с TotalEnergies, предусматривающий совместные усилия по оказанию содействия государственным органам и другим организациям в реализации программы «Цифровой Казахстан» и «дальнейшем процессе развития цифровизации нефтегазовой индустрии», см. <https://petrocouncil.kz/en/total-will-share-with-kazmunaygasits-digitalization-experience-in-the-oil-and-gas-industry/>

50 Атырауский НПЗ и Павлодарский НПЗ полностью принадлежат КМГ, а Шымкентский НПЗ равными долями принадлежит КМГ и китайской корпорации CNPC.

51 Признаки слабого спроса на бензин в Казахстане наблюдались еще до пандемии: в 2019 году видимое потребление бензина в стране снизилось на 0,3%, а национальный автопарк в течение того же года сократился на 1,7% (поскольку вывод автомобилей из эксплуатации превысил ввод).

Таблица 3.6 Баланс нефтепродуктов в Казахстане (млн. т)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Измене- ние % 2019-20
Объем переработки	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	-7,2
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)	13,5	12,9	13,0	13,4	14,0	11,5	-18,1
Бензин	2,9	3,0	3,1	4,0	4,5	4,5	-0,9
Керосин	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,5	-27,3
Дизельное топливо	4,6	4,7	4,4	4,6	5,0	4,7	-7,0
Мазут	4,1	3,2	3,4	3,2	2,9	2,5	-11,6
Флотский мазут	0,3	0,2	0,4	0,3	0,6	0,3	-50,2
Топочный мазут	3,8	3,0	3,0	2,9	2,3	2,2	-1,3
Смазочные масла	--	--	--	--	--	--	
Другие	2,6	3,4	3,8	4,2	4,0	3,6	-8,1
Битум				0,6	0,7	1,0	55,0
Кокс нефтяной, битум нефтяной и прочие остатки от переработки нефти или нефтепродуктов	0,9	0,9	1,3	1,5	1,6	1,6	0,0
Потери и расход на собственные нужды (как % от объема переработки)	6,4	11,1	12,8	18,3	17,6	27,3	55,1
Видимое потребление							
Нефтепродукты, всего	11,5	12,5	12,9	14,7	14,7	14,4	-1,8
Бензин	4,3	4,1	4,1	4,5	4,5	4,0	-11,5
Дизельное топливо	4,6	5,1	4,7	4,8	5,2	5,2	-0,5
Мазут	0,1	-0,2	-0,4	0,3	0,3	1,0	279,5
Другие	2,5	3,6	4,5	5,1	4,7	4,3	-9,1
Чистый экспорт							
Нефтепродукты, всего	3,0	2,0	2,0	1,7	2,3	1,4	-40,9
Бензин	-1,4	-1,1	-1,1	-0,6	0,0	0,5	1 349,3
Дизельное топливо	0,0	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,5	160,8
Мазут	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6	-39,4
Другие	0,4	0,1	-0,4	-0,4	-0,1	-0,2	48,6
Экспорт							
Нефтепродукты, всего	4,9	3,9	4,0	3,4	2,8	2,3	-18,6
Бензин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	848,5
Дизельное топливо	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	184,1
Мазут	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6	-39,4
Другие	0,7	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	-33,8
Импорт							
Нефтепродукты, всего	1,9	1,9	2,0	1,7	0,5	0,9	79,8
Бензин	1,4	1,1	1,1	0,6	0,0	0,0	-92,1
Дизельное топливо	0,2	0,4	0,5	0,5	0,2	0,7	165,1
Мазут	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	159,5
Другие	0,3	0,3	0,4	0,5	0,3	0,3	9,9

Рисунок 3.16 Ежемесячные объемы экспорта нефтепродуктов из Казахстана

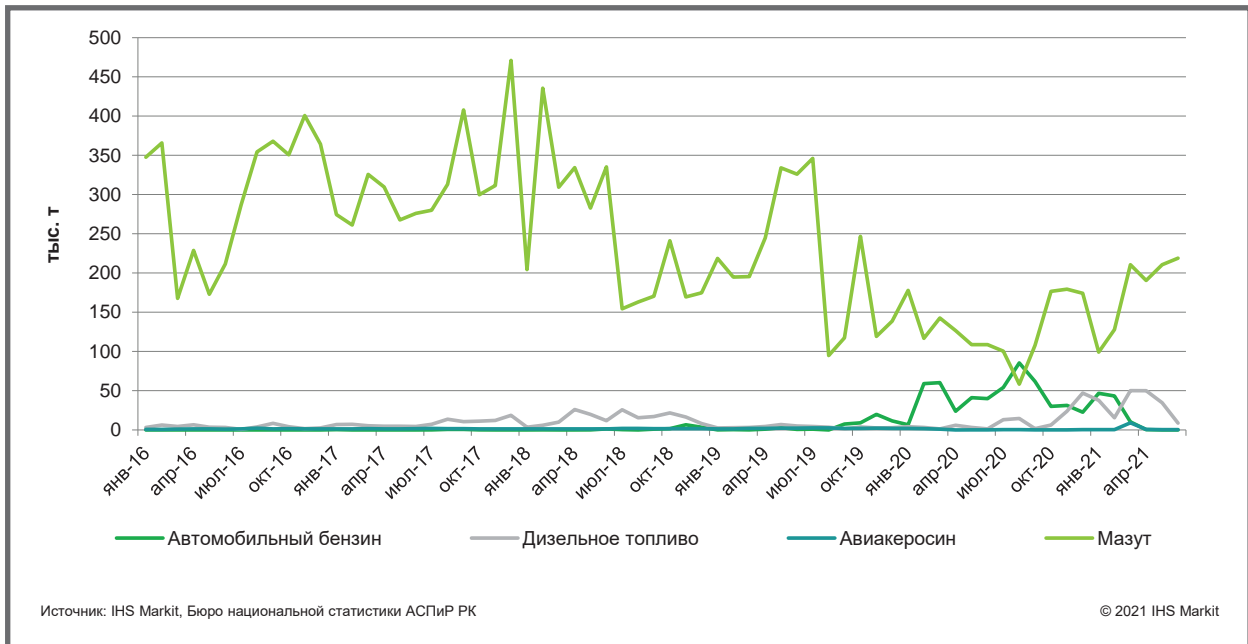
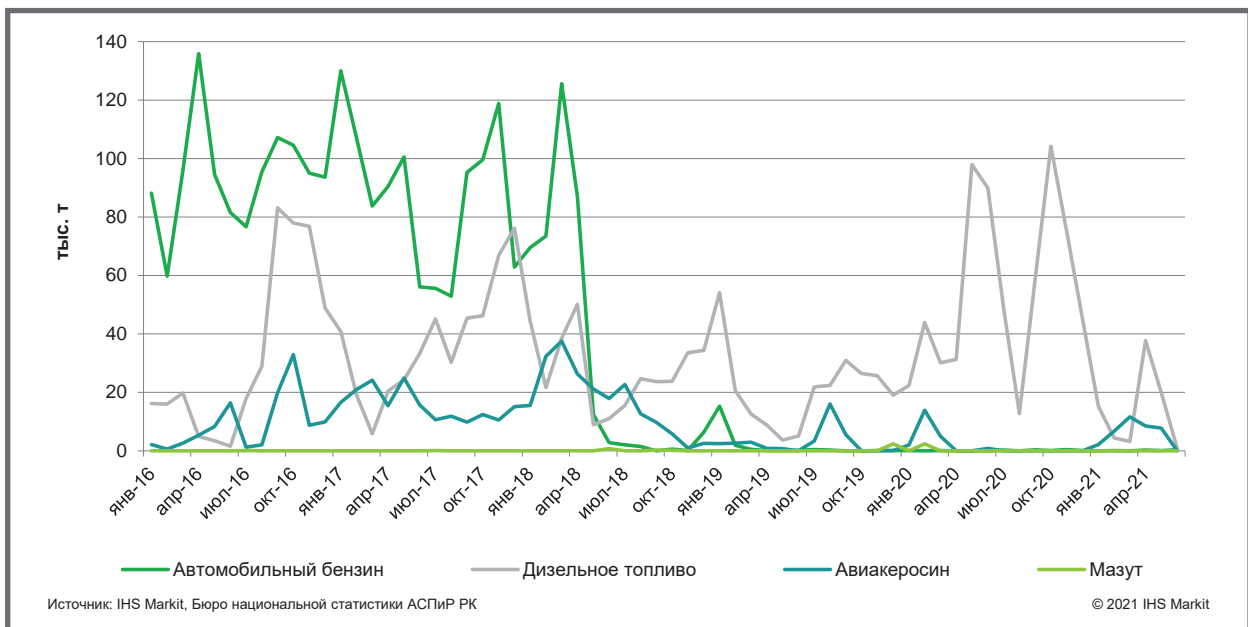


Рисунок 3.17 Ежемесячные объемы импорта нефтепродуктов в Казахстан



складываться непросто, Казахстан постепенно добивается все более заметных успехов в реализации своих планов по экспорту бензина. Тогда как 2019 году совокупный объем экспорта бензина из Казахстана составил всего 0,1 млн. т, в 2020 году он вырос до 0,5 млн. т – однако в январе-мае 2021 года упал на 47%. Тем не менее, основную долю экспорта продукции нефтепереработки из Казахстана по-прежнему составляет мазут, на который в 2020 году пришлось почти 70% от суммарного объема экспорта нефтепродуктов даже несмотря на то, что объемы экспортных поставок мазута в целом за год упали на 39,4% до 1,6 млн. т (см. Рисунок

3.16 «Ежемесячные объемы экспорта нефтепродуктов из Казахстана»⁵²

Карантинные меры для населения, введенные в Казахстане в 2020 году, резко сократили внутренний спрос на нефтепродукты, начиная с апреля. В частности, по данным

52 См. IHS Markit Insight *Turning a page: Kazakhstan became a net exporter of gasoline in 2020, potentially prompting a shift in overall policy toward trade in refined products*, 18 March 2021 [Аналитический обзор IHS Markit «Переворачивая страницу: в 2020 году Казахстан стал чистым экспортером бензина, что потенциально может повлечь смену общей политики в отношении торговли нефтепродуктами», 18 марта 2021 года].

КМГ, в апреле 2020 года спрос на дизельное топливо и бензин снизился на 40% в годовом исчислении, а на авиационное топливо – на 70% (в результате беспрецедентного сокращения как наземных перевозок, так и пассажирских авиаперевозок в Казахстане). Однако при том, что Казахстан в избытке обеспечен бензином, стране пришлось значительно увеличить импорт дизельного топлива из России в 2020 году. В совокупности, казахстанский импорт дизельного топлива в прошлом году подскочил на 165,1% до 0,7 млн. т. Теоретически, можно было бы увеличить объемы переработки на казахстанских НПЗ, чтобы повысить производство дизельного топлива и сократить потребности в импорте (в соответствии с давно поставленной официальной целью казахстанской политики). Однако в данном случае власти Казахстана, очевидно, пришли к выводу, что увеличение объемов переработки для удовлетворения внутреннего спроса на дизельное топливо слишком рискованно, учитывая сложности с реализацией излишков других нефтепродуктов (включая бензин) на фоне их общего избытка. Тем не менее, казахстанские политические лидеры по-прежнему стремятся свести к минимуму зависимость страны от российского дизельного топлива, что отражается в периодическом введении запретов на его импорт наряду с другими нефтепродуктами (см. Рисунок 3.17 «Ежемесячные объемы импорта нефтепродуктов в Казахстан»).

Трем крупным казахстанским НПЗ, похоже, удалось избежать внепланового закрытия в 2020 году, но из-за резкого сокращения потребления нефтепродуктов им на какой-то период пришлось свести производство к минимуму. Судя по всему, определенную роль в том, что различными нефтеперерабатывающим предприятиям Казахстана удалось выстоять в кризис, сыграл ряд нормативных изменений, введенных в апреле 2020 года:

- ▶ **Отмена экспортных пошлин на отдельные виды нефтепродуктов до конца 2020 года, включая дизельное топливо, бензин и авиационное топливо.** Эта мера была сочтена необходимой для противодействия резкому падению мировых цен на нефть в первом квартале, поскольку ценовой спад сделал экспорт нефтепродуктов из Казахстана нерентабельным, способствовал созданию переизбытка продуктов и повысил вероятность образования нехватки свободных объемов нефтехранилищ, что могло привести к полной остановке казахстанских НПЗ.
- ▶ **Временные запреты на импорт дизельного топлива, бензина и авиационного топлива из России по железной дороге.** Такая политика согласуется с докризисными мерами, направленными на укрепление позиций казахстанских нефтепродуктов на внутреннем рынке, но в прошлом году она приобрела особую актуальность на фоне резкого падения внутреннего и внешнего спроса на транспортное топливо. Объявленный в апреле 2020 года трехмесячный запрет на импорт по железной дороге был впоследствии продлен до 1 сентября 2020 года, а в октябре того же года был временно введен целый ряд новых ограничений на импорт нефтепродуктов.

Наш базовый сценарий предполагает дальнейшее увеличение переработки на НПЗ, в результате чего ее совокупный показатель вырастет примерно на 32% до 20,9 млн. т в 2050 году. Такая динамика нефтепереработки в значительной мере совпадает с нашим прогнозом в отношении совокупного внутреннего спроса на нефтепродукты, учитывая относительно ограниченный потенциал для наращивания их экспорта. Согласно базовому сценарию, совокупное

внутреннее видимое потребление нефтепродуктов в период с 2021 г. по 2050 г. увеличится в целом примерно на 34% до 19,4 млн. т; при этом наиболее существенно вырастет спрос на дизельное топливо (см. Рисунок 3.18 «Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане»). Дизельное топливо уже широко применяется в сельском хозяйстве, в тяжелой промышленности и на транспорте в Казахстане: в 2020 году на него пришлось 36,1% от совокупного спроса на нефтепродукты в стране. При этом главным источником увеличения спроса на дизельное топливо является сектор автомобильных грузоперевозок. Также в течение сценарного периода ожидается значительный общий рост внутреннего спроса на бензин – на 21% до 4,8 млн. т (главным образом за счет увеличения потребностей в автомобильном топливе), а потребление мазута снизится на 24% до 0,7 млн. т. IHS Markit не предполагает значительного увеличения доли электромобилей в парке грузовых и легковых транспортных средств; в автопарке по-прежнему будут преобладать автомобили с бензиновым двигателем, а также с двигателями на дизельном топливе и СУГ. Мы прогнозируем, что транспортная сфера останется крупным потребителем нефтепродуктов в долгосрочной перспективе.

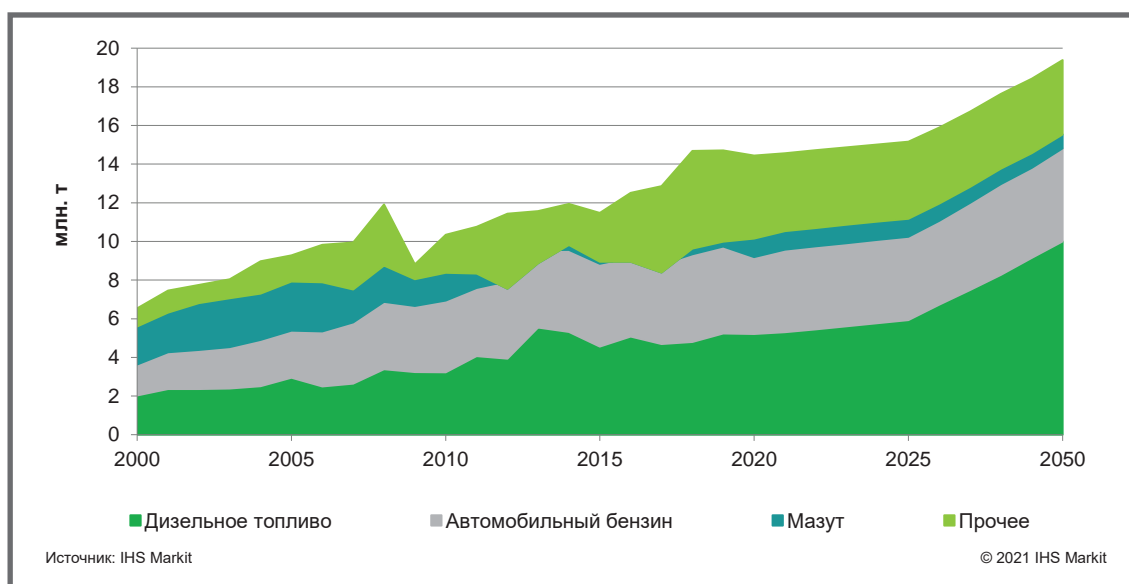
3.8.2 Ценообразование на сырую нефть на внутреннем рынке: формула «издержки плюс» остается проблемной

В секторе нефтепереработки и сбыта в Казахстане сохраняется высокая степень регулирования. Как правило, на внутреннем рынке производитель (недропользователь) продает сырую нефть давальцу в точке поступления на НПЗ, и поэтому расходы на транспортировку по нефтепроводу на НПЗ несет недропользователь. Право собственности на сырую нефть при ее поступлении на НПЗ переходит к давальцу, который (которое) платит нефтеперерабатывающему заводу за переработку (по установленной ставке в тенге за тонну), а затем принимает полученные нефтепродукты и продает их другим торговым предприятиям, оптовикам и участникам рынка.⁵³

Текущая схема процессинга (действующая с 2016 года) гарантирует нефтеперерабатывающим предприятиям высокую прибыль (маржу) и сыграла важную роль в финансировании упоминавшейся выше программы модернизации, однако она фактически изолирует НПЗ от влияния рыночных сил. С точки зрения IHS Markit, модель ведения бизнеса, при которой НПЗ выступали бы в качестве коммерческих предприятий (и самостоятельно вели торговые операции), в большей степени отвечала бы интересам сектора нефтепереработки. Тем не менее, казахстанские нефтеперерабатывающие заводы, вероятно, не заинтересованы в изменении существующей схемы процессинга в течение примерно ближайшего десятилетия, поскольку им необходимо погасить значительную

⁵³ Здесь и в дальнейшем (в тексте настоящего Доклада в целом) под процессингом понимается схема, при которой поставщики сырой нефти платят нефтеперерабатывающим предприятиям за ее переработку и сохраняют за собой право собственности на полученные нефтепродукты, которые впоследствии продают. Дополнительная информация о динамике внутреннего рынка нефти в Казахстане и ценах на нем представлена в Национальном энергетическом докладе за 2019 год, стр. 65-84 [в русскоязычной версии: стр. 80-101] и в материале IHS Markit Insight Completion of Kazakhstan refinery modernization program will reduce dependence on Russian imports, 16 November 2017 [Аналитический обзор IHS Markit «Завершение программы модернизации НПЗ в Казахстане снизит зависимость от импорта из России», 16 ноября 2017 г.].

Рисунок 3.18 Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане



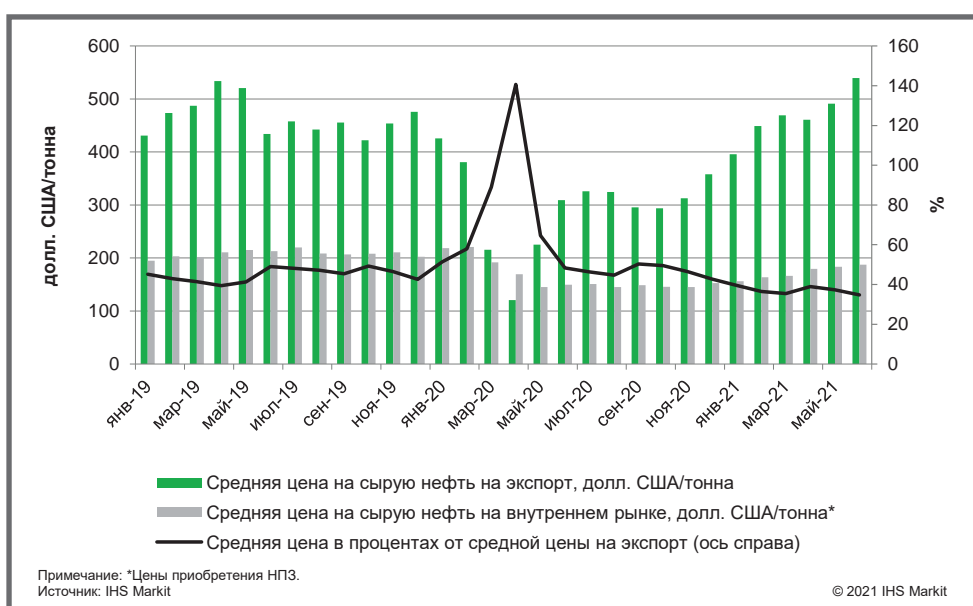
задолженность по кредиту на программы модернизации. Правительство также не расположено идти на изменения подходов к торговле или на структурные реформы, которые несут потенциальную угрозу конкурентоспособности казахстанской нефтепереработки (особенно в случае реализации полномасштабной интеграции в рамках ЕАЭС) или могут привести к росту внутренних цен на нефтепродукты, вылившись в неблагоприятные политические и социальные последствия.

Очевидно, что в основе общей формулы внутренней цены на нефть в Казахстане лежит модель «издержки плюс» (затратный метод): операционные затраты плюс транспортировка до НПЗ и внутренний НДС. В данной системе имеются некоторые нюансы, но формально базисными ценами (бенчмарком) для продаж на внутреннем рынке служат цены, опубликованные в Argus Caspian на предыдущей неделе. В 2014-2019 гг. такая официальная

цена продажи составляла в среднем лишь 44% от мирового уровня цен на нефть, а средняя цена приобретения сырой нефти при поступлении на НПЗ в тот же период была немного ниже – в среднем 40% от мирового уровня цен.

Хотя по сравнению с 2019 годом в 2020 году внутренние цены на нефть составляли более высокий процент от мирового уровня (в среднем около 61%), это, по сути, являлось следствием прошлогоднего снижения цен на мировом рынке. Во второй половине 2020 года внутренние цены на нефть в среднем составляли около 47% от мирового уровня, а в первой половине 2021 года – лишь 37%. При этом маржа при поставках на внутренний рынок намного ниже, чем при поставках на внешний, что, по сути, является следствием общей разницы в ценах между двумя рынками (см. Рисунок 3.19 «Сравнение внутренних казахстанских и международных цен на сырую нефть по месяцам»).

Рисунок 3.19 Сравнение внутренних казахстанских и международных цен на сырую нефть по месяцам



Сравнительно низкий уровень внутренних цен по сравнению с международными будет все более усложнять задачу обеспечения поставок сырой нефти на казахстанские НПЗ, учитывая поступательное сокращение ее добычи на более старых активах КМГ в Казахстане, а также растущую долю внутреннего рынка в совокупном объеме продаж сырой нефти в более долгосрочной перспективе. Эта проблема уже остро встает для Шымкентского НПЗ, который не располагает доступным (крупномасштабным) альтернативным источником поставок сырой нефти, который мог бы заменить традиционные источники, находящиеся в Тургайском бассейне. Поскольку ожидается, что добыча в Тургайском бассейне продолжит снижаться, ключевым условием обеспечения поставок на НПЗ является вышеупомянутая программа смены направления потока (реверса) участка нефтепровода Кенкияк-Атырау. Но более серьезной проблемой в долгосрочном плане остается отсутствие у казахстанских добывающих компаний достаточных экономических стимулов для того, чтобы перенаправлять сырую нефть с экспортных рынков на Шымкентский и другие НПЗ по низким внутренним ценам.⁵⁴

3.8.3 Внутренние цены на нефтепродукты и динамика интеграции рынка ЕАЭС

В Казахстане сохраняется жесткое регулирование внутренних цен на нефтепродукты, несмотря на официальную ценовую либерализацию (он остается в числе стран с самыми низкими ценами на бензин в мире). Это представляет проблему не только для казахстанских производителей нефти (которые фактически субсидируют искусственно заниженную стоимость реализации [моторного топлива] на АЗС за счет продажи сырой нефти по ценам значительно ниже мировых), но и для участников рынка нефтепродуктов в Казахстане (с учетом крайне ограниченной розничной наценки). Возникающая в этой связи деформация рынка в конечном итоге представляет угрозу для энергетической безопасности Казахстана, поскольку приводит к несанкционированному оттоку казахстанских нефтепродуктов из приграничных регионов в соседние страны – такие как Россия и Кыргызстан – где цены на них гораздо выше. Власти Казахстана пытаются решить эту проблему с помощью периодического принятия специальных мер, таких как временные запреты на торговлю нефтепродуктами и другие механизмы контроля, но они

приносят спорные результаты. Как отмечалось ранее, такие административные меры не способны реально улучшить общую ситуацию; паритета цен между Казахстаном и его соседями следует достигать экономическими путями. Однако прогресс в данном направлении, вероятнее всего, и далее будет медленным, поскольку внутренние цены на моторное топливо остаются социально чувствительным вопросом.

Иными словами, фундаментальное расхождение между мировыми и внутренними ценами – как на сырую нефть, так и на нефтепродукты – в течение некоторого времени будет сохраняться, но в ближайшие несколько лет все же вероятна дальнейшая либерализация внутренних цен, обусловленная интеграцией нефтяного рынка ЕАЭС. При этом Казахстану придется либерализовать свою внутреннюю ценовую политику в большей степени, чем любому другому члену ЕАЭС, для создания общего рынка нефти и нефтепродуктов к 2025 году, поскольку он имеет самые низкие розничные цены на бензин и дизельное топливо среди пяти стран-участниц ЕАЭС (см. Рисунок 3.20 «Средние розничные цены на бензин А-92 в отдельных странах ЕАЭС» и Рисунок 3.21 «Средние розничные цены на дизельное топливо в отдельных странах ЕАЭС»).

Как показывает пример ЕС, региональная интеграция оказывается наиболее эффективной, когда государства-участники общего рынка все вместе либерализуют внутреннюю политику и воздерживаются от введения ограничительных административных механизмов в трансграничной торговле. Для создания реального общего рынка цены в Казахстане необходимо будет привести в более близкое соответствие с ценами в России, поскольку Россия уже либерализовала цены на нефтепродукты и является крупнейшим производителем, потребителем и экспортером нефти в ЕАЭС. В то же время, отсутствие высокой взаимодополняемости экономик Казахстана и России представляет проблему для эффективной интеграции Казахстана в ЕАЭС. Обе страны являются крупными производителями и экспортерами углеводородов, зависимыми от экспорта сырья, которое идет в основном на мировые рынки, а не в другие государства-члены ЕАЭС. В то же время, структура торговли других стран-участниц ЕАЭС – напротив – в большей степени ориентирована на экономическое пространство России и других соседних государств, что является благоприятным обстоятельством для гармонизации рынка ЕАЭС, поскольку их деятельность уже во многом согласуется с общероссийской практикой.

В соответствии со Статьей 84 Договора о ЕАЭС, формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза предусматривается в три этапа. Первый этап, завершившийся в декабре 2018 года, заключался в согласовании программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС и ее утверждении Высшим Евразийским экономическим советом (в состав которого входят главы пяти государств-членов ЕАЭС). Второй этап, который в настоящее время находится на стадии реализации и должен завершиться к 2023 году, предполагает осуществление предусмотренных программой шагов, включая разработку единых правил доступа к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов, расположенным на территории государств-членов. На третьем этапе – до 2024 года – будет завершено формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, который начнет работу с 1 января

⁵⁴ В отличие от Шымкентского НПЗ, Атырауский НПЗ находится в более благоприятной ситуации – он расположен вблизи основного добывающего региона Казахстана и получает сырую нефть с различных месторождений западной части страны. Но добыча на более старых активах КМГ в данном регионе также снижается, а добывающие предприятия «большой тройки» месторождений (которые являются главными источниками роста) едва ли согласятся поставлять нефть на Атырауский или другие НПЗ, если она не будет оплачиваться по конкурентоспособной цене. В свою очередь, Павлодарский НПЗ, расположенный неподалеку от северо-восточной границы Казахстана с Россией, получает сырую нефть из России по причинам, объясняющимся относительно целесообразной логистикой. Добывающие предприятия, ведущие деятельность в западной и южно-центральной частях Казахстана, наращивают (номинальные) поставки на Павлодарский НПЗ по соглашению о встречных поставках (своп-операциях) с «Роснефтью» в обмен на экспорт в Китай. Согласно условиям соглашения, казахстанская нефть, учитываемая как поставки на Павлодарский НПЗ, идет в Китай в рамках сделки о встречных поставках между «Роснефтью» и CNPC, а Павлодарский НПЗ перерабатывает российскую нефть. Однако при этом казахстанские производители несут расходы на транспортировку до Павлодара.

Рисунок 3.20 Средние розничные цены на бензин А-92 в отдельных странах ЕАЭС

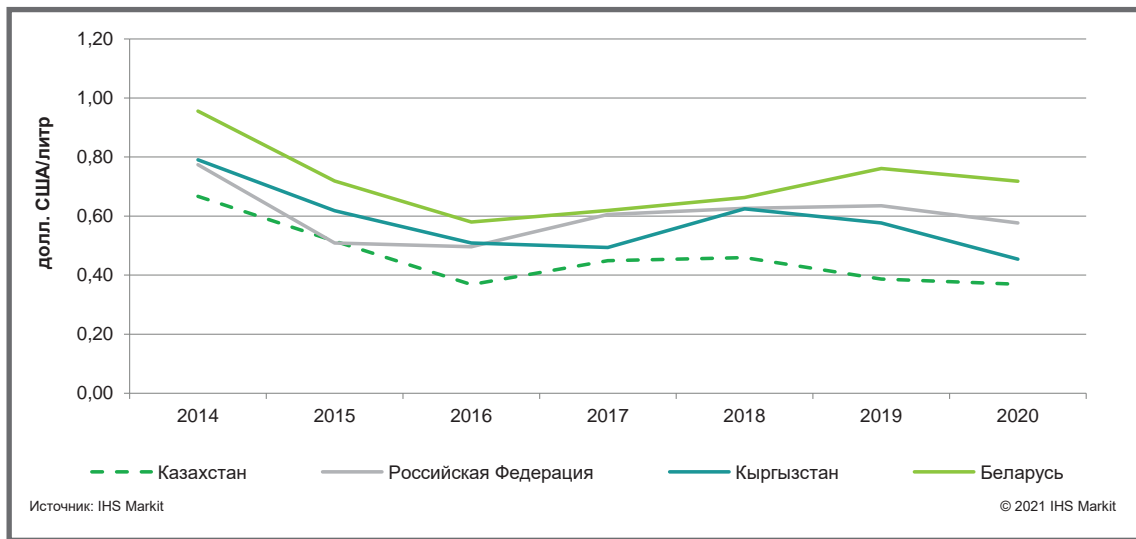
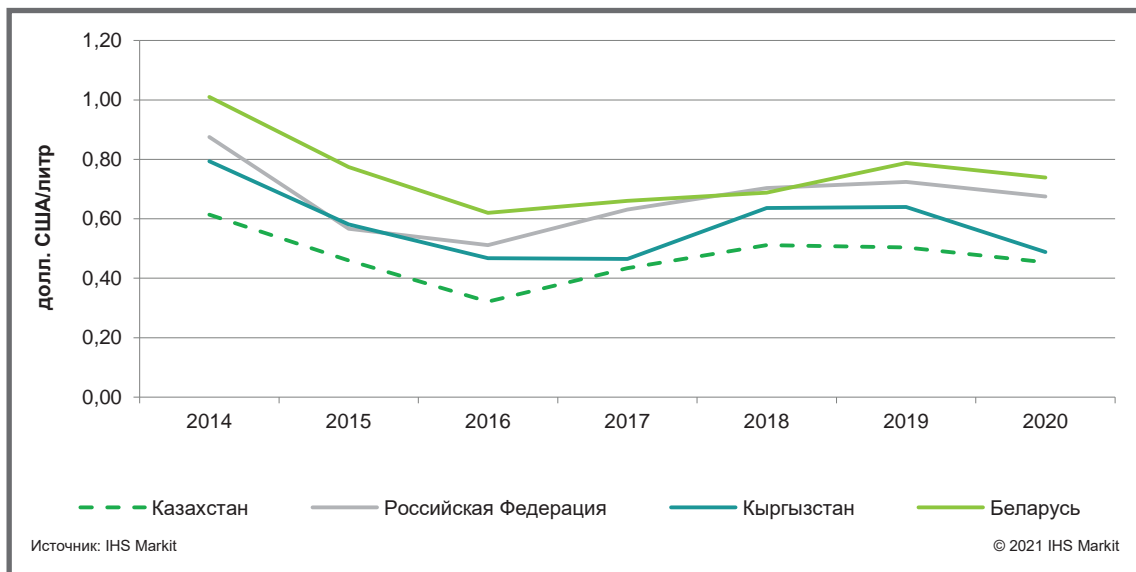


Рисунок 3.21 Средние розничные цены на дизельное топливо в отдельных странах ЕАЭС



2025 года. К ключевым индикаторам прогресса интеграции, на которые следует обращать внимание в 2022-2023 годах, относится окончательное согласование (оформление) четырех документов, закладывающих юридические основы для общего рынка ЕАЭС к 1 января 2024 года и – тем самым – для страта его работы в 2025 году:

- ▶ договор о формировании общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС (официально создающий общий рынок);
- ▶ приложения к договорам, определяющие единые правила доступа государств-членов к системам транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- ▶ правила торговли нефтью и нефтепродуктами на общих рынках ЕАЭС;
- ▶ правила проведения биржевых торгов нефтью и нефтепродуктами.

Если говорить о механизмах торговли нефтью и нефтепродуктами, то интеграция в рамках ЕАЭС, по сути, предполагает создание общего рынка покупателей и продавцов сырой нефти и нефтепродуктов на всем экономическом пространстве союза. Предусмотрено создание торговых платформ, на которых будет происходить формирование цен, исходя из соотношения между спросом и предложением, но двусторонняя торговля между государствами-членами ЕАЭС также не исключается. При этом, в соответствии с концепцией общего рынка, торговые отношения должны строиться на базе рыночного ценообразования.

Существующая торговая биржа Казахстана – АО «Товарная биржа Евразийской торговой системы» (ТБ ЕТС) – служит своего рода лабораторией по совершенствованию механизмов торговли нефтью в преддверии формирования общей торговой платформы ЕАЭС. ТБ ЕТС была основана в декабре 2008 года вслед за созданием в том же году в России Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СПбМТСБ), а в августе 2020 года СПбМТСБ приобрела пакет акций ТБ ЕТС (5% уставного капитала) – как заявлялось – с целью создания условий «для развития электронной торговли на общем рынке государств-членов ЕАЭС, а также вывода российских товаров на международные рынки».⁵⁵ Важной вехой в создании общей торговой системы ЕАЭС стало 21 июля 2021 года, когда Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК) провела первые имитационные биржевые торги нефтепродуктами. ЕЭК совместно с СПбМТСБ организовала торговую сессию, в ходе которой состоялось более 60 сделок с дизельным топливом и бензином. Тем не менее, развитие инфраструктуры биржевых торгов в рамках ЕАЭС в целом остается довольно слабым, а масштабы (объемы) таких торгов по-прежнему невелики, ввиду чего на протяжении некоторого периода времени первоочередным механизмом будут оставаться двусторонние соглашения и контракты между отдельными государствами ЕАЭС.

⁵⁵ ТБ ЕТС была учреждена Финансовым центром города Алматы и российским ОАО «Фондовая биржа РТС» (последнее впоследствии вошло в состав Московской биржи). Дополнительные сведения об изменениях в структуре собственности ТБ ЕТС можно найти в материале «SPIMEX has acquired 5% of Kazakhstan ETS commodity exchange» [«СПбМТСБ приобрела 5% Казахстанской товарной биржи ЕТС»], 27 августа 2020 г., по ссылке: <https://interfax.com/newsroom/top-stories/69706/>

3.9 Рекомендации для нефтедобывающего сектора Казахстана

▶ **Политика Казахстана в отношении сделок ОПЕК+ должна оставаться гибкой – представляется целесообразным и далее вносить вклад в инициативы Венского альянса, направленные на предотвращение резкого падения мировых цен на нефть, но так, чтобы будущие программы сокращений чрезмерно не ограничивали разработку месторождений в стране.** В ближайшие годы вполне вероятен рост «альтернативных издержек» участия Казахстана в сделке ОПЕК+ в виде вынужденного снижения объемов добычи и экспорта, а также инвестиций в разведку и добычу. Двумя ключевыми тенденциями, повышающими вероятность такого развития событий в ближайшем будущем, являются продолжающееся (хотя неравномерно и прерывисто) восстановление мирового спроса на нефть и перспектива значительного увеличения добычи на отдельных мегапроектах (Тенгиз и Кашаган) в начале 2020-х годов. В более отдаленном будущем глобальный энергетический переход, предполагающий сокращение использования углеводородов, изменит критерии целесообразности участия в сделке ОПЕК+ для Казахстана. Политическим лидерам страны следует тщательно анализировать влияние новых планируемых раундов сокращения добычи в рамках договоренности ОПЕК+ на размер инвестиций в разведочно-добывающую отрасль в долгосрочной перспективе при согласовании добровольных квот на добычу.

▶ **Следует провести дополнительную реформу налогообложения проектов разведки и добычи, чтобы стимулировать инвестиции в данную сферу и обеспечить конкурентоспособность Казахстана на мировой арене.** Относительно низкий глобальный рейтинг Казахстана с точки зрения привлекательности сектора разведки и добычи далеко не в последнюю очередь является следствием низкого рейтинга налоговой среды. Для решения этой проблемы необходимо стимулировать более широкое применение дорогостоящих, но эффективных, вторичных и третичных методов добычи. Вероятно, понадобится расширенный набор налоговых механизмов, включая альтернативные схемы по аналогии с улучшенным модельным контрактом, разработка которого в настоящее время ведется. При этом основополагающим принципом реализации налоговых реформ должен стать переход от текущего режима налогообложения на базе объема к режиму налогообложения на базе прибыли, к примеру, путем расширения сферы применения альтернативного налога на недропользование – с тем, чтобы охватить больше типов проектов со сложной экономикой и обеспечить инвесторам конкурентоспособный уровень окупаемости инвестиций и финансовую стабильность.

▶ **Необходимы дополнительные меры для стимулирования переработки и коммерческой реализации попутного газа. Хотя Казахстан располагает богатыми запасами попутного газа, значительная его часть (до 50%) закачивается обратно**

в пласт для максимизации дебита углеводородов. Государственное регулирование ценообразования и продаж попутного газа, осуществляемое в соответствии с Законом «О газе и газоснабжении» 2012 года, выливается в значительное снижение доходов от попутного газа для недропользователей, не обеспечивая достаточных стимулов для увеличения объемов его переработки и коммерческой реализации. Хотя рассматривается вопрос о более благоприятных условиях ценообразования на газ в рамках Улучшенных модельных контрактов, которые смогут заключать новые инвесторы, все же потребуются дополнительные меры, в достаточной степени побуждающие инвесторов к увеличению объемов коммерческой реализации попутного газа. Такими мерами могут стать фискальные стимулы, разделение рисков и затрат для газоперерабатывающих предприятий (особенно при переработке высокосернистого газа) и другие средства, позволяющие снизить стоимость проектов.

► **При разработке новых государственных инициатив в области экологии и модернизации следует стараться минимизировать дополнительные расходы для добывающих предприятий, которые уже обременены относительно высокими затратами в международном масштабе.** В частности, хотя текущие новые государственные программы по НДТ и цифровизации отчасти дополняют инициативы по модернизации, самостоятельно реализуемые предприятиями нефтяной отрасли, существует риск, что некоторые из новых требований могут повлечь дополнительные неоправданные расходы для производителей. Иными словами, при разработке требований, направленных на достижение целей в области экологии, цифровизации или иных направлений, властям следует тщательно анализировать потенциальное влияние таких требований на международную конкурентоспособность казахстанских добывающих предприятий.

► **Необходимо полностью либерализовать внутреннюю цену на нефтепродукты для реализации целей формирования общего рынка ЕАЭС, а также для того, чтобы у казахстанских нефтедобывающих предприятий появились действенные стимулы для удовлетворения растущего спроса на внутреннем рынке нефти даже в условиях сокращения ее добычи на зрелых месторождениях.** Для поддержания расходов на добычу и стимулирования новых инвестиций следует обеспечить, чтобы цены внутри страны в большей степени определялись рыночными силами, учитывая рост поставляемой на внутренние рынки доли от совокупной добычи нефти. Такая либерализация является неотъемлемой частью перехода к рыночному формированию внутренних цен на сырую нефть (т.е., на базе паритета экспортных цен), что – в свою очередь – является предпосылкой к обеспечению привлекательного уровня окупаемости инвестиций для всех добывающих компаний, независимо от степени их присутствия на экспортных рынках сырой нефти.

► **Правительству рекомендуется реформировать текущую систему штрафов и пени в отношении ПНГ, которая носит дискриминационный характер для производителей углеводородов.** Власти Казахстана продвинулись по пути уравнивания правил игры в том, что касается штрафов за выбросы ПНГ – в частности, с внесением в июне 2021 года изменений и дополнений в

Кодекс об административных правонарушениях, которые устраняют дискриминацию по штрафам за факельное сжигание газа (приравнивая штрафы за выбросы от сжигания ПНГ на факелах к штрафам за выбросы от других стационарных источников). Тем не менее, чрезмерно высокие ставки за факельное сжигание остаются в силе: плата за выбросы от него остается выше, чем за выбросы от стационарных источников, что несправедливо ставит нефтегазовый сектор в менее выгодное положение.

► **Следует прояснить сферу действия нормативно-правовых требований по НДТ, а сроки внедрения наиболее дорогостоящих из новых технологий необходимо продлить, чтобы не нарушать общие планы инвестиций нефтяных компаний в разведку и добычу.** Обязательные к внедрению технологии могут представлять исключительно серьезную проблему – особенно в случаях, когда требования в их отношении не до конца ясны, необходимые новые системы могут быть дорогостоящими, а сроки, предусмотренные для внедрения таких технологий, чрезмерно сжатые. В качестве одного из примеров можно привести вышедший в июне 2021 года Приказ МЭГПР, требующий установить к 1 января 2023 года автоматизированные системы мониторинга эмиссий на объектах, введенных в эксплуатацию до июля 2021 года.

► **Повышение нефтеотдачи путем закачки CO₂ (ПНО-CO₂) могло бы стать одной из ключевых составляющих стратегии сокращения выбросов в Казахстане там, где это представляется экономически целесообразным.** Закачка CO₂ открывает дополнительные возможности для увеличения нефтеотдачи и объемов добычи. Для успешного применения ПНО-CO₂ – так, чтобы обеспечить снижение общего объема выбросов – требуется, чтобы добывающий проект находился на стадии разработки, подходящей для ПНО, и располагал достаточными объемами газа для обратной закачки в пласт. При этом также важны технические факторы – такие как растворимость и концентрация CO₂ в газовом потоке. С учетом всех обстоятельств, ПНО-CO₂ представляется одним из наиболее целесообразных вариантов применения технологий CCUS на казахстанских нефтяных месторождениях. Компании, реализующие такие проекты, также могут выйти на глобальный рынок компенсации выбросов углерода (т.е., «продавать» выбросы CO₂, которые удалось предотвратить, в качестве зачета).

► **Там, где это возможно экономически оправдано, рекомендуется использовать мелкомасштабные объекты возобновляемой электроэнергетики на месторождениях.** Более широкое использование ВИЭ в качестве источников электроэнергии для работ на месторождениях может способствовать значительному снижению выбросов – особенно на объектах, где в настоящее время для этого применяется угольная генерация, поступающая из электроэнергетической сети, или когда ВИЭ могут послужить экономически оправданной заменой таким источникам электроэнергии на добывающих объектах как газовые или дизельные генераторы. Для нефтедобывающих предприятий, на объектах которых в настоящее время отсутствуют собственные мощности выработки электроэнергии, инвестиции в ВИЭ также могут открыть возможности для повышения энергоэффективности по сравнению с получением электроэнергии из сети.

Глава 4

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ



4 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И СТРАТЕГИЯ ГАЗИФИКАЦИИ КАЗАХСТАНА

Природный газ является важным инструментом в арсенале Казахстана для борьбы с проблемой изменения климата. При его использовании выбросы составляют лишь немногим более половины объема парниковых газов (на основе энергетического эквивалента [в т.н.э.]), образующихся от широко применяемого в стране угля. Запасы газа довольно обширны и в больших количествах добываются в виде попутного нефтяного газа, который идет вместе с нефтью. Инфраструктура, необходимая для его доставки потребителям, уже функционирует и в данный момент расширяется. Кроме того, газ может обеспечить возможности для перехода в будущем на более экологически чистые виды топлива (например, водород), а также стать еще чище за счет сокращения неконтролируемых метановых выбросов по всей цепочке создания стоимости, применения технологий улавливания, использования и хранения углерода, внедрения газовых турбин с комбинированным циклом для выработки электроэнергии и путем частичного смешивания с водородом. Помимо замены угля в электроэнергетической отрасли, природный газ также может использоваться для вытеснения из обихода более загрязняющих видов топлива в секторах, трудно поддающихся декарбонизации, таких как транспорт (автомобили и морские суда).

Тем не менее более масштабному внедрению газовых ресурсов в экономику Казахстана препятствуют другие виды их применения (необходимость обратной закачки для повышения нефтеотдачи пласта), недостаток экономических мер стимулирования для производства достаточного объема товарного газа и зависимость национального оператора от газового экспорта для финансового обеспечения своей операционной деятельности. И, наконец, роль природного газа в реализации глобального энергетического перехода в более широком смысле как «переходного топлива» сейчас ставится под сомнение, особенно в Европе. Несмотря на эти трудности, согласно тезисам в настоящей главе, в ближайшие два десятилетия ни один другой энергоноситель не сможет лучше, чем природный газ, способствовать сокращению выбросов парниковых газов в Казахстане в необходимых масштабах.

4.1 Ключевые моменты

► В период с 2010 по 2020 годы валовая добыча природного газа (включая объемы обратной закачки в пласт) в Казахстане ежегодно увеличивалась в среднем на 4% и достигла к 2020 году отметки в 55,1 млрд. м³. Коммерческие объемы добычи (валовая добыча за вычетом обратной закачки) в течение последнего десятилетия росли схожими темпами, достигнув примерно 34,8 млрд. м³ в 2020 году. В долгосрочной перспективе предложение коммерческого газа будет недостаточным из-за растущего внутреннего спроса, особенно в контексте вытеснения угля газом в электроэнергетическом сегменте. Это связано с тем, что добыча коммерческого газа тесно связана с регулярной потребностью в обратной закачке в пласт и отсутствием

ценовых стимулов для введения доступного попутного газа в коммерческое обращение. По оценкам IHS Markit, пик роста коммерческой добычи составит всего порядка 36 млрд. м³ в 2030 году, а затем пойдет на спад и к 2050 году снизится примерно до 30 млрд. м³. На «большую тройку» месторождений (Тенгиз, Кашаган и Карачаганак) приходится 70% добычи коммерческого газа в стране.

► Газификация выступает ключевым стратегическим приоритетом для правительства Казахстана. Благодаря значительным инвестициям в недавно построенные магистральные газопроводы, включая «Бейнеу–Бозой–Шымкент» («ББШ») и «Сарыарка», фактическое (конечное) потребление газа за последнее десятилетие почти удвоилось: с 9 млрд. м³ в 2010 году до 17 млрд. м³ в 2020 году. К концу 2020 года 53% населения Казахстана имели доступ к товарному газу.

► Экспорт казахстанского газа в Китай вырос с менее чем 1 млрд. м³ в 2015 году до 7,4 млрд. м³ в 2020 году. Экспортные поставки в Китай стали для национальной газовой компании «КазТрансГаз» (КТГ) источником дохода, достаточного для компенсации ее финансовых потерь от продаж газа на внутреннем рынке. К сожалению, в долгосрочной перспективе эта статья дохода, вероятно, окажется под вопросом в силу роста внутренних потребностей и ограниченности предложения коммерческих объемов.

► Газовый сектор Казахстана ждут определенные структурные изменения, поскольку власти страны и КТГ осознают необходимость решить проблему растущего спроса на газ. В настоящее время предпринимаются меры по улучшению инвестиционного климата и реорганизации КТГ. В июне 2021 года Президент Токаев подчеркнул необходимость совершенствования существующей модели развития и управления газовой отраслью, включая такие аспекты, как повышение инвестиционной привлекательности сектора, расширение масштабов геологоразведочных работ, корректировка внутренней политики газового ценообразования, а также дальнейшая газификация Казахстана.

4.2 Запасы и геологоразведка

Казахстан входит в двадцатку стран мира с наибольшей ресурсной базой.¹ По состоянию на 1 января 2020 года на

¹ В разрезе международных определений только по «доказанным» запасам (согласно данным Ежегодного статистического обзора мировой энергетики ВР за июль 2021 года) считается, что по состоянию на конец 2020 года (равно как и в 2019 году) запасы Казахстана равнялись 2,3 трлн. м³, или 1,2% от общемирового объема. По этому показателю Казахстан занимает четвертое место среди стран СНГ (после России, Туркменистана и Азербайджана) и 16 место в мире.

Рисунок 4.1 Газовая отрасль Казахстана (отдельные ключевые элементы)



Таблица 4.1 Запасы природного газа категории 2P в Казахстане в разрезе бассейнов*

Бассейн	Извлекаемые запасы газа категории 2P (млн. ст. куб. фут)	Извлекаемые запасы газа категории 2P (млрд. куб. м)
Прикаспийский бассейн	135 680 231	3 962 624
Мангышлакско-Центральнокаспийский бассейн	7 928 665	231 561
Северо-Устьуртский бассейн	3 471 466	101 386
Тургайский бассейн	2 066 095	60 342
Волго-Уральский бассейн	1 499 790	43 802
Шу-Сарысуйский бассейн	935 758	27 329
Зайсанский бассейн	165 290	4 827
Платформа Северо-Кавказского бассейна	25 000	730
Всего	151 772 296	4 432 602

Примечание: *По состоянию на 1 января 2019 г. 2P = доказанные и вероятные.

Источник: IHS Markit

© 2021 IHS Markit

Таблица 4.2 Баланс природного газа Казахстана в 2010-20 гг. (млрд. куб. м в год)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча (валовая)*	37,1	39,5	40,1	42,4	43,2	45,3	46,4	52,9	55,5	56,4	55,1
Добыча (за вычетом объемов обратной закачки)**	24,6	25,2	25,3	25,5	25,6	28,4	30,3	34,7	38,0	37,6	34,8
Импорт	4,0	4,1	4,5	5,2	4,0	4,9	5,8	5,1	5,7	8,8	4,3
Экспорт***	14,5	16,0	12,8	13,1	11,6	13,3	12,8	16,8	19,1	19,4	16,7
Чистый экспорт	15,6	15,1	14,8	14,6	13,2	16,4	17,2	20,7	22,9	21,6	17,9
Видимое потребление (коммерческие объемы газа)	16,7	17,8	16,8	17,4	17,3	20,7	22,4	22,9	24,7	26,0	26,0
Потребление (поставки конечным потребителям)****	9,0	10,1	10,5	10,9	12,4	12,0	13,1	14,0	15,1	15,9	17,1

Примечание: *Включая объемы обратной закачки газа; **Коммерческие объемы газа; ***Экспорт включает продажу газа КПО КазРосГазу; ****Объемы потребления (поставок конечным потребителям) согласно отчетным данным Министерства энергетики РК.

Источник: IHS Markit, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

балансе числится 3,8 трлн. м³ извлекаемых запасов газа.² По оценкам IHS Markit, «доказанные и вероятные» («2P») запасы газа в Казахстане составляют 152 трлн. куб. футов (4,4 трлн. м³).

Подавляющая часть запасов (89%) находится в Прикаспийском бассейне на северо-западе страны, одном из мировых нефтегазовых «супербассейнов», охватывающем три гигантских нефтегазовых месторождения: Карачаганак, Тенгиз и Кашаган, которые на сегодняшний день являются основой нефтегазовой добычи в Казахстане. Кроме того, на два других западных бассейна: Мангышлак-Центрально-Каспийский и Северо-Устьюртский – приходится более 100 млрд. м³ извлекаемых запасов, и они характеризуются благоприятным потенциалом разведки (см. Рисунок 4.1 «Газовая отрасль Казахстана (отдельные ключевые элементы)»; и Таблицу 4.1 «Запасы природного газа категории 2P в Казахстане в разрезе бассейнов»). Около 85% запасов газа располагаются в пределах нескольких крупных месторождений (вышеупомянутая «большая тройка», а также Жанажол и Имашевское), хоть и на значительной глубине (до 5 км) и зачастую с высоким содержанием серы, что усложняет процесс разработки и добычи.

4.3 Сектор природного газа и прогноз добычи

Добыча природного газа в Казахстане в значительной степени характеризуется тем, что большая часть добываемого в стране газа является попутным (т.е., газ, который поступает вместе с нефтью в рамках деятельности, направленной,

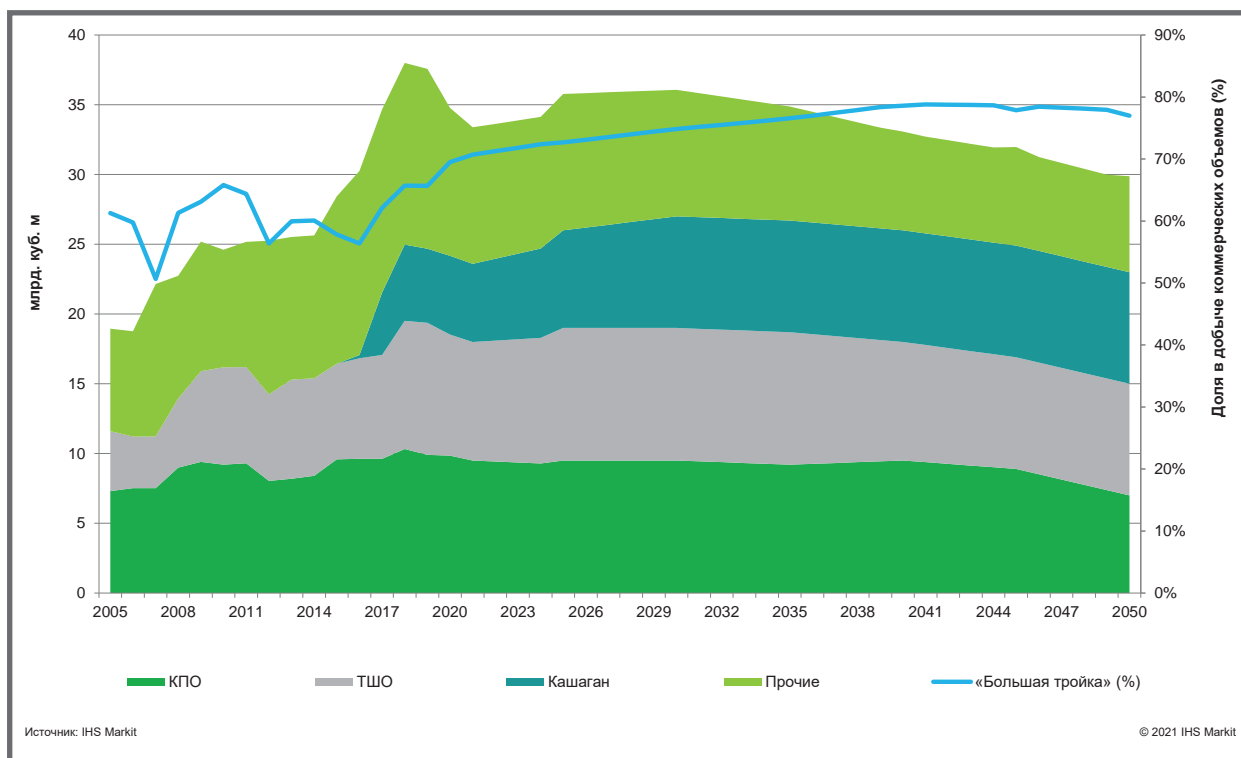
прежде всего, на добычу нефти), основной объем поступает с месторождения Карачаганак, где основной акцент идет на добычу жидких углеводородов. Учитывая относительно высокие затраты на переработку газа и низкие (внутренние) цены на реализацию, большинство производителей предпочитают обратно закачивать газ для повышения нефтеотдачи пласта, нежели продавать газ национальной газовой компании КТГ.³ Это приводит к своего рода парадоксу: (а) необходимо утилизировать большие объемы попутного газа, при этом (б) уровень предложения товарного газа довольно ограниченный. По мере роста внутреннего потребления газа в Казахстане необходимость в мерах стимулирования предложения его коммерческих объемов становится все более актуальной: как для поддержки газификации страны (ключевой составляющей в стратегии реализации энергетического поворота в Казахстане с целью снижения уровня загрязнения воздуха в больших городах и сокращения выбросов парниковых газов), так и для наращивания экспортных объемов, которые в последнее время выступали для КТГ главным источником прибыли.

В последние годы наблюдается довольно активный рост валовой добычи природного газа: в 2019 году ее объемы повысились почти на 2% до 56,4 млрд. м³ после значительного прироста (14,1%) в 2017 году и (4,8%) в 2018 году (см. Таблицу 4.2 «Баланс природного газа Казахстана в 2010-20 гг. (млрд. куб. м в год)»). Объемы газовой добычи расширяются с конца 2016 года в основном за счет роста (валовой) выработки на Кашагане, поскольку добыча попутного газа там стала увеличиваться после возобновления операций с нефтью. Однако в 2020 году совокупное воздействие ряда факторов: внутреннего экономического спада, связанного с COVID-19, сокращения добычи нефти согласно соглашению ОПЕК+ (см. Главу 1) и периодических урезаний добычи на крупных месторождениях (таких как Тенгиз) из-за пандемии – привело к снижению валовой добычи газа (-2,3%) до 55,1

² Данные приведены в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (категории A+B+C1+C2), что, приблизительно соответствует международной категории «доказанных и вероятных» запасов (2P). Чуть более половины (около 57%) составляет попутный газ (находящийся в смеси с жидкими углеводородами в коллекторе), а остальное – «свободный» газ. В государственном балансе за 2020 год учтены 255 газовых месторождений.

³ Операторы в Казахстане обратно закачивают 30-40% добытого попутного газа (в 2020 году этот показатель был 37%) для поддержания пластового давления, поэтому только около 60% валовой газодобычи потенциально доступны для коммерческих целей (распределение потребителям, на экспорт или использование в качестве внутрипромышленного топлива).

Рисунок 4.2 Доля «Большой тройки» в добыче коммерческих объемов газа в Казахстане



млрд. м³. С 2010 года коммерческая добыча (валовая добыча минус объем обратной закачки) в Казахстане постепенно возрастает, хотя в 2020 году общий объем по стране оказался примерно на 7% ниже, чем в 2019 году, на уровне 34,8 млрд. м³.

Уровень добычи газа в Казахстане в значительной степени определяется операциями по добыче жидких углеводородов. В 2020 году на долю проектов «большой тройки» пришлось 79% валовой газовой добычи в Казахстане и около 70% коммерческого газа, поскольку на эти три проекта требуются значительные объемы для обратной закачки (см. Рисунок 4.2 «Доля «Большой тройки» в добыче коммерческих объемов газа в Казахстане»). Обратную закачку газа в пласт (хоть и в меньшем масштабе) также осуществляют и некоторые небольшие производители в Кызылординской и Мангистауской областях.

Валовая добыча газа крупнейшими производителями страны (три мегапроекта, плюс АО «СНПС-Актобемунгаз» и дочерние предприятия КМГ) составила 50,1 млрд. м³, или 91% от всей валовой добычи газа по стране в 2020 году.⁴ Остальные 9% обеспечивают так называемые независимые (более мелкие) производители газа (аналогичная ситуация наблюдается и в нефтяном секторе).

Согласно базовому сценарию IHS Markit по добыче природного газа в Казахстане до 2040 года, по большей части ожидается рост объемов жидких углеводородов, а валовая добыча газа увеличится примерно на 26% до

порядка 70 млрд. м³/год. Этот показатель, скорее всего, достигнет своего пика в 2030 году на уровне 76 млрд. м³/год, а затем наметится устойчивое снижение (см. Таблицу 4.3 «Баланс природного газа в Казахстане: базовый прогноз IHS Markit до 2050 г. (млрд. куб. м в год)»). По нашим оценкам, почти весь чистый прирост валовой газодобычи в период с 2020 по 2040 годы (14,4 млрд. м³) обеспечит Кашаган (12,6 млрд. м³), а доля Тенгиза (3,2 млрд. м³) и Карачаганак (1,8 млрд. м³) в общем валовом объеме, вероятно, будет довольно небольшой. Валовая же добыча из других источников, в первую очередь зрелых месторождений, предположительно, сократится в течение 2020-2040 годов примерно на 3,2 млрд. м³, что связано с их естественным истощением.

Несмотря на ожидаемый рост в добывающем секторе, коммерческие объемы, скорее всего, достигнут пиковой отметки несколько раньше, в конце 2020-х годов (около 36 млрд. м³), прежде чем немного снизиться из-за стабильно высокой потребности в обратной закачке, ограниченности газоперерабатывающих мощностей и проблем с коммерческим применением, связанных с низкими ценами для производителей и конечных потребителей. Ожидается, что коммерческая добыча на «большой тройке» останется относительно неизменной. Объемы коммерческого газа на Карачаганаке будут стабильными вплоть до 2040 года на уровне порядка 9,5 млрд. м³/год, тогда как поставки коммерческого газа из Тенгиза сохранятся также в районе 9,5 млрд. м³/год до 2035 года. На Кашагане добыча коммерческого газа, согласно базовому сценарию IHS Markit, увеличится к 2030 году до 8 млрд. м³/год (после завершения строительства нового ГПЗ рядом с установкой по комплексной переработке нефти и газа (УКПНИГ) «Болашак») и сохранится на таком уровне в течение всего прогнозного периода (см. Рисунок 4.3 «Динамика добычи

⁴ Помимо доли дочерних предприятий, КМГ владеет долями в каждом из мегапроектов «большой тройки», и с учетом этого совокупный объем выработки компании (с точки зрения собственного капитала) составил в 2020 году около 8,2 млрд. м³, или около 15% валовой добычи газа в стране.

Таблица 4.3 Баланс природного газа в Казахстане: базовый прогноз IHS Markit до 2050 г. (млрд. куб. м в год)

	Прогноз IHS Markit											
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Добыча (валовая)*	55,1	55,7	58,3	60,8	63,4	67,9	76,0	72,7	69,5	59,2	52,2	
Добыча (за вычетом объемов обратной закачки)**	34,8	33,4	33,6	33,9	34,1	35,8	36,1	34,9	33,1	32,0	29,9	
Импорт	4,3	5,0	5,4	5,7	6,1	6,1	6,5	7,4	10,3	11,9	12,8	
Экспорт***	16,7	17,5	17,2	17,0	16,7	15,2	14,5	11,8	11,3	10,2	7,8	
Чистый экспорт	17,9	16,3	16,4	16,4	16,5	18,0	16,5	12,3	8,1	4,8	0,7	
Видимое потребление (коммерческие объемы газа)	26,0	25,8	25,9	26,1	26,2	26,7	28,1	30,5	32,1	33,7	34,9	
Потребление (поставки конечным потребителям)****	17,1	17,1	17,3	17,5	17,6	17,8	19,6	22,6	25,0	27,2	29,2	

Примечание: *Включая объемы обратной закачки газа; **Коммерческие объемы газа; ***Экспорт включает продажу газа КПО КазРосГазу; ****Объемы потребления (поставок конечным потребителям) согласно отчетным данным Министерства энергетики РК.

Источник: IHS Markit, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

Рисунок 4.3 Динамика добычи газа в Казахстане до 2050 г.: базовый прогноз IHS Markit

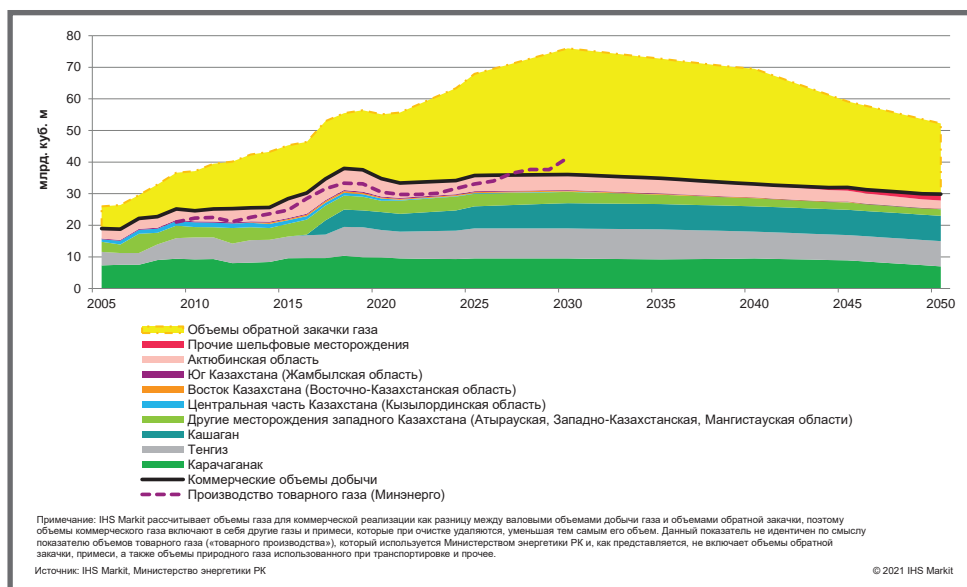
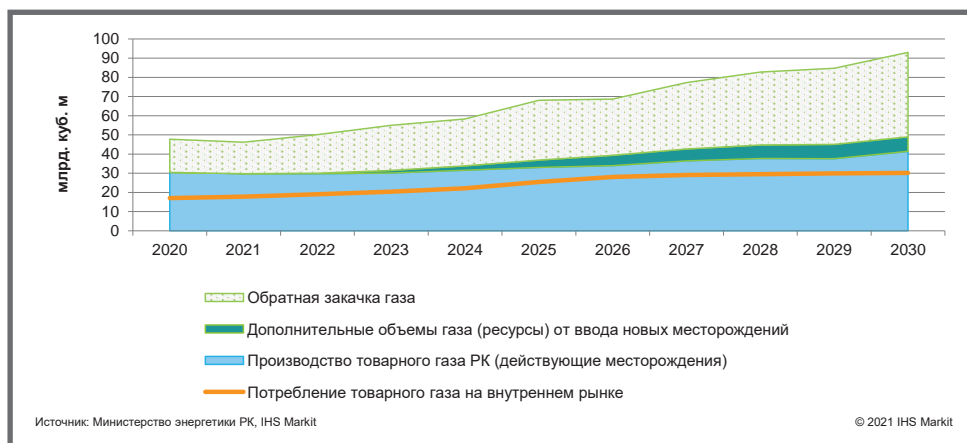


Рисунок 4.4 Прогноз баланса природного газа до 2030 г., Министерство энергетики РК



газа в Казахстане до 2050 г.: базовый прогноз IHS Markit».⁵ Строящийся возле УКПНИГ «Болашак» новый ГПЗ мощностью 1,15 млрд. м³/год (с производительностью 815 млн. м³/год сухого газа) должен быть завершён к 2023 году. По сообщениям, его мощность может быть увеличена до 2 млрд. м³/год к 2025 году и ведутся обсуждения о возможности его увеличения до 5 млрд. м³/год.

Опубликованный Министерством энергетики Казахстана прогнозный баланс газа также указывает на рост объемов товарного газа к концу 2020-х годов. Расширение газоперерабатывающих мощностей на Кашагане, по всей вероятности, станет главной движущей силой этого прироста, хотя также предполагаются и другие «новые» источники предложения газа (см. Рисунок 4.4 «Прогноз баланса природного газа до 2030 г., Министерство энергетики РК»). По оценкам Министерства, к 2030 году объемы обратного закаченного газа увеличатся более чем вдвое по сравнению с текущим уровнем.

4.4 Рыночная структура и нормативно-правовая база

В Кодексе «О недрах и недропользовании» от 2017 года говорится, что интересы государства в секторе добычи природного газа должна представлять «национальная компания в области углеводородов» – компания, учрежденная правительством для мониторинга вопросов в области недропользования, связанных с углеводородными ресурсами. Государство через национальный управляющий холдинг, предположительно акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (ФНБ «Самрук-Казына»), должно быть мажоритарным акционером такой компании. С учетом этих критериев КМГ была назначена этой самой национальной компанией, особенно в отношении ее обязательного участия в освоении морских территорий и стратегических участков.⁶

5 Правительство Казахстана и партнеры NСOС обсуждают возможную реализацию Фазы 2 проекта Кашаган. Недавно опубликованные данные позволяют сделать вывод о менее амбициозном характере Фазы 2 проекта, нежели изначально предполагалось, однако в ней предусмотрены дополнительные объемы товарного газа. Новая Фаза 2 состоит из двух отдельных проектов (Фаза 2А и Фаза 2Б), которые в течение 10-летнего периода в совокупности обеспечат прирост добычи нефти и конденсата примерно до 700 000 барр./сутки (33 млн. т/год). В ходе Фазы 2А (в настоящее время находится на рассмотрении) общий объем добычи жидких углеводородов увеличится до 500 000 барр./сутки (23,7 млн. т/год) с возможностью поставки дополнительных 2 млрд. м³ сырого газа на расширенный газоперерабатывающий завод КТГ. По прогнозам, ОИР примут в 2023 году, а запуск проекта осуществится в 2026 году. В ходе Фазы 2Б общий объем добычи жидких углеводородов NСOС достигнет отметки в 700 000 барр./сутки. Таким образом, ежегодно будут доступны дополнительные 6 млрд. м³ сырого газа: либо для нового ГПЗ, либо, возможно, для использования на существующих мощностях ТШО. По прогнозам, ОИР примут в 2024 году, а запуск проекта осуществится в 2030 году.

6 Согласно Кодексу о недрах 2017 года, доля участия национальной компании (которой на практике является КМГ) в уставном капитале любого оператора по контрактам на шельфовые участки недр должна составлять не менее 50%. В последующем указанный размер доли участия может быть снижен при условии, что КМГ сохранит фактический контроль за принятием недропользователями решений по контракту. Помимо этого предполагается, что в дальнейшем КМГ будет осуществлять аналогичные права в отношении разработки крупных месторождений, которые относятся к участкам недр, «имеющим стратегическое значение», согласно Кодексу о недрах 2017 года.

В Законе «О газе и газоснабжении», изданном в январе 2012 года, находящаяся в полной собственности КМГ дочерняя компания «КазТрансГаз» (КТГ), указана в качестве «национального оператора» для участия в процедуре закупки, транспортировки и распределения газа. По закону, КТГ не только является монопольным оператором всей газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры в стране, но также обладает исключительным правом на закупку (попутного) газа у производителей, его продажу на местном рынке, а также экспорт.⁷ КТГ управляет национальной системой магистральных трубопроводов и хранилищ посредством своей дочерней компании АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА), а также поддерживает работу сети распределения и продажи газа внутренним потребителям с помощью своей дочерней компании АО «КазТрансГаз Аймак» (КТГ Аймак).

В марте 2021 года было объявлено, что КМГ и ФНБ «Самрук-Казына» подписали договор доверительного управления в отношении 100% простых акций КТГ. Договор позволяет ФНБ «Самрук-Казына» принимать непосредственное участие в деятельности КТГ, «оказывая поддержку в решении стратегических вопросов... таких как регулирование газовых цен на внутреннем рынке, модернизация и расширение газопроводной системы, а также содействие дальнейшей газификации.»⁸

В июне 2021 года в ходе встречи с представителями газовой отрасли Президент Токаев подчеркнул, что текущая модель развития и управления газовой отраслью нуждается в совершенствовании с целью повышения инвестиционной привлекательности сектора, расширения геологоразведочных работ, улучшения внутренней политики ценообразования на газ, а также дальнейшей газификации экономики Казахстана (в том числе в сегменте транспорта и углубленной переработки в химической промышленности). Глава государства поддержал идею ФНБ «Самрук-Казына» о передаче КТГ преимущественного права недропользования на новые газовые и газоконденсатные месторождения.⁹ Он указал на концепцию стратегии, которая поможет преобразовать КТГ в вертикально интегрированную национальную газовую компанию, деятельность которой будет охватывать всю цепочку создания стоимости газа. По словам Президента, после этой реорганизации КТГ сможет провести IPO или «народное IPO» уже в 2022 году.

4.5 Переработка и транспортировка газа

Большая часть газа, добываемого в Казахстане, требует переработки. В стране располагаются пять крупных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), несколько более мелких заводов, а также важную роль в переработке сырого (высокосернистого) газа из Карачаганак играет российский

7 Важным исключением является совместное предприятие ТШО, которое в соответствии с соглашением по созданию СП имеет право экспортировать газ, и в прошлом осуществляло такие поставки в Россию по газопроводам САЦ или Макат-Астрахань.

8 <https://www.kmg.kz/rus/press-centr/press-relizy/?cid=0&rid=818>

9 <https://www.akorda.kz/ru/glava-gosudarstva-provel-soveshchanie-po-razvitiyu-gazovoy-otrasli-175391>

Таблица 4.4 Существующие и запланированные ГПЗ в Казахстане по состоянию на 1 января 2021 г.
(млн. куб. м в год)

Завод	Местонахождение	Мощность	Объем переработанного газа в 2020 г.	Загруженность ГПЗ в 2020 г. (%)	Запланированные дополнительные мощности к 2030 г.
Тенгизский ГПЗ*	Атырауская область	9 162	8 674	95%	0
Жанажолский ГПЗ	Актюбинская область	7 000	4 635	66%	0
Кашаганский ГПЗ**	Атырауская область	6 000	4 132	69%	2 000
КазГПЗ (ОМГ)***	Мангистауская область	2 900	751	26%	0
Другие, включая****		5 826	12 281	211%	
ГПЗ Жаикмунай	Западно-Казахстанская область	4 200	624	15%	0
Существующие мощности газопереработки		30 888	30 474	99%	2 000
Существующие и планируемые мощности газопереработки		32 888			

Примечание: *Оценка IHS Markit. В рамках 2-ой фазы развития нефтехимического кластера Атырау, ТШО и КЛПЕ обсуждают строительство завода по сепарации газа мощностью 9 млрд. куб. м в год. При условии реализации 2-ой фазы, строительство завода будет осуществлено во второй половине 2020-х гг.
**В 2021 г. началось строительство завода мощностью 1 млрд. куб. м в год, мощность будет увеличена до 2 млрд. куб. м в год к середине 2020-х гг.
***КазГПЗ находится около производственных объектов ОМГ в Мангистауской области, перерабатывает попутный нефтяной газ с месторождений ОМГ и ММГ. Объем переработки газа в 2020 г. (921 млн. куб. м) включает объемы ОМГ (751 млн. куб. м) и ММГ (161 млн. куб. м).
****Кроме ГПЗ Жаикмунай, в эту категорию входят УКПГ Казгермунай (Акшабулак) мощностью 150 млн. куб. м в год; ГПЗ Амангельды, мощностью 400 млн. куб. м в год; завод ТОО «Gas Processing Company» на месторождении Кожасай, мощностью 300 млн. куб. м в год.; Казахойл Актобе УКПГ мощностью 300 млн. куб. м в год; Боранколь ГПЗ, мощностью 326 млн. куб. м в год; и УКПГ Тургай Петролеум, мощностью 150 млн. куб. м в год.

Источник: IHS Markit, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

Оренбургский ГПЗ (см. Таблицу 4.4 «Существующие и запланированные ГПЗ в Казахстане по состоянию на 1 января 2021 г. (млн. куб. м в год)»). Пять основных заводов включают: КазГПЗ, построенный в 1972 г. в Мангистауской области, принадлежащий ОМГ, дочерней компании КМГ (мощностью 2,9 млрд. м³/год); Тенгиз/ТШО (примерно 9,2 млрд. м³/год, в Атырауской области); CNPC-Актобемунгаз (7,0 млрд. м³/год, Жанажолский ГПЗ в Актюбинской области); Кашаган/НСОС (6,0 млрд. м³/год установка по комплексной переработке нефти и газа (УКПНИГ) «Болашак» в Атырауской области) и Жаикмунай (завод мощностью 4,2 млрд. м³/год в Западно-Казахстанской области). По всей стране есть еще несколько небольших и технологически несложных заводов. Общий объем переработки газа в Казахстане в 2020 г. составил 30,5 млрд. м³, что ниже отметки в 33 млрд. м³, зарегистрированной в 2018 и 2019 годах.

Общие номинальные мощности газопереработки после завершения строительства завода у Болашака (2 млрд. м³/год) составят порядка 33 млрд. м³/год. Хотя совокупный объем мощностей всех газоперерабатывающих заводов (вместе с Оренбургским ГПЗ) кажется достаточным для переработки большей части ожидаемых объемов казахстанского газа примерно на десятилетие вперед, все же Казахстану требуется больше установок для очистки высокосернистого газа. Любое значительное увеличение поставок товарного газа потребует создания дополнительных мощностей по комплексной переработке газа вблизи источников добычи.

Будучи «национальным оператором» всей газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры в стране, КТГ управляет более чем 20 000 км магистральных газопроводов, 56 компрессорными станциями, тремя подземными газовыми хранилищами (емкостью 4,6 млрд. м³) и более чем 56 000 км газораспределительных сетей (см. Таблицу 4.5 «Магистральные газопроводы Казахстана по состоянию на 1 января 2021 г.»). КТГ также является государственным представителем на крупных газопроводах, эксплуатируемых совместными предприятиями с участием иностранных партнеров.

Общий объем мощностей национальной магистральной газотранспортной системы составляет до 200 млрд. м³/год (см. Рисунок 4.1). В 2020 году по этой системе было передано 112,8 млрд. м³, большая часть (56%) которых фактически составил транзитный газ (см. Таблицу 4.6 «Поставки по ключевым газопроводам Казахстана (млрд. куб. м в год)»).¹⁰ Поэтому неудивительно, что для поддержания финансового положения КТГ крайне важны доходы от транзитных газовых потоков (см. ниже).

¹⁰ Если не указано иное, то все цифровые значения в настоящей главе представлены в российских единицах измерения (тыс. м³, млн. м³, млрд. м³), подразумевающих содержание 8 850 килокалорий на один кубический метр (ккал/м³) высшей теплотворной способности. В соответствии с положениями конвенции МЭА, в стандартном кубическом метре (тыс. ст. м³, млн. ст. м³, млрд. ст. м³) содержится 9 500 ккал/м³. Чтобы преобразовать российский стандарт в международный, необходимо величину умножить на 0,931, а чтобы перевести из международного в российский стандарт нужно разделить его на 0,931.

Таблица 4.5 Магистральные газопроводы Казахстана по состоянию на 1 января 2021 г.

	Протяженность газопроводов (км.) на территории Казахстана	Пропускная способность (млрд. куб. м в год)
Средняя Азия-Центр (САЦ)	3 544	54,0
Газопровод Центральная Азия-Китай (МГ «ЦАК»)*	1 830	59,1*
Союз	424	24,4
Оренбург-Новопсков	382	16,0
Бухара-Урал**	1 175	26,0
Окарем-Бейнеу**	470	7,2
Бейнеу-Бозой-Шымкент	1 454	15,0
Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы (БГР-ТБА)**	1 585	5,8
Макат-Северный Кавказ	371	22,0
Газли-Шымкент***	314	4,38

* Пропускная способность МГ «ЦАК» – 55 стандартных млрд. куб. м.

** МГ «Бухара-Урал» состоит из двух ниток, протяженностью 1 175 км. каждая. МГ «БГР-ТБА» также состоит из двух ниток, протяженностью 1 585 км. каждая.

*** Пропускная способность МГ «Газли-Шымкент» ранее составляла около 11,5 млрд. куб. м в год, но вследствие недостаточного технического обслуживания в данное время значительно снизилась.

Источник: IHS Markit, КТГ

© 2021 IHS Markit

Таблица 4.6 Поставки по ключевым газопроводам Казахстана (млрд. куб. м в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Газопроводы ИЦА	84,0	66,8	76,6	80,134	73,0	57,8
Внутренняя транспортировка	11,5	12,3	12,9	13,6	13,7	14,3
Экспорт	12,7	13,3	16,7	18,9	19,1	12,7
Международный транзит	59,7	41,2	46,9	47,7	40,2	30,8
Российский транзит (Россия-Россия)	53,1	37,0	41,4	43,9	30,7	25,7
Среднеазиатский транзит в Россию	6,6	4,3	5,5	3,8	8,9	3,8
Узбекский транзит (Узбекистан-Узбекистан)	0,1	-	-	-	0,6	1,3
Газопроводы КТГ	14,1	16,1	17,7	23,9	23,9	23,8
Внутренняя транспортировка	11,5	11,8	12,8	15,0	15,1	16,0
Экспорт	2,6	4,3	4,9	8,9	8,8	7,9
Трубопровод Центральная Азия-Китай (МГ «ЦАК»)*	35,9	37,3	41,5	50,5	46,2	39,3
Экспорт	-	-	0,6	5,2	7,4	7,4
из Казахстана	-	-	0,6	5,2	7,4	7,4
Международный транзит	35,9	37,3	40,9	45,3	38,8	31,9
из Туркменистана	30,2	32,1	36,3	37,5	33,3	28,6
из Узбекистана	5,6	5,3	4,6	7,7	5,5	3,3
доля КТГ в объемах МГ «ЦАК» (50%)	17,9	18,7	20,8	25,2	23,1	19,6
Газопровод ББШ	1,2	2,2	4,4	8,4	10,1	12,7
КТГА						
Распределительная транспортировка газа	8,7	9,2	9,6	9,8	9,7	10,4
Магистральная транспортировка	2,5	2,6	2,5	2,6	2,6	2,6
Общий объем транспортировки газа	123,5	108,9	124,9	141,6	131,8	112,3
Общий объем транспортировки газа КТГ (вкл. 50% долю в АГП и ББШ)	105,0	89,1	102,0	112,2	103,6	86,3
Доля международного транзита (%)	77%	72%	70%	66%	60%	56%

*Пропускная способность МГ «ЦАК» – 55 стандартных млрд. куб. м.; транспортируемые объемы выражены в нормальных млрд. куб. м.

Источник: IHS Markit, КТГ, КМГ, АГП

© 2021 IHS Markit

Два основополагающих события последних лет ускорили газификацию страны:

- ▶ **Завершение строительства газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» («ББШ») мощностью 15 млрд. м³/год привело к созданию единой национальной газовой сети, что позволило доставлять газ, добываемый на западе Казахстана, в его южную часть и в Китай через систему газопроводов «Центральная Азия-Китай» («ЦАК») по центральноазиатской газопроводной системе.¹¹ С момента ввода «ББШ» в эксплуатацию в 2013 году, когда объемы транспортировки составляли всего 300 млн. м³, его загрузка существенно увеличилась. Поставки по «ББШ» достигли 10,1 млрд. м³ в 2019 году и 12,7 млрд. м³ в 2020 году. Поскольку в настоящее время газопровод «ББШ» загружен примерно на 85%, власти страны, судя по всему, рассматривают возможность его дальнейшего расширения, которое может предполагать строительство еще одной нитки для обеспечения дополнительных транзитных, экспортных или внутренних поставок. Детали относительно того, какой именно газ будет поставляться и на какие рынки, а также иные аспекты, связанные с проектом газопровода (включая права собственности и финансирование), пока на стадии обсуждения.**
- ▶ **Завершение 1 Этапа по газопроводу «Сарыарка» в 2020 году, идущему от компрессорной станции (КС) «Караозек» на «ББШ» до Нур-Султана, создало в 2020 году возможность осуществления трубопроводных поставок газа в столицу страны.** В 2020 году в Нур-Султан по трубопроводу пошло 4,4 млн. м³ газа. Хотя газопровод «Сарыарка» (диаметром 820 мм) еще не вышел на предусмотренную 1 Этапом мощность (2,2 млрд. м³), планируется, что пропускная способность трубопровода, в конечном счете, составит 2,7 млрд. м³/год. В первую очередь газ поступит в котельные ТЭЦ Нур-Султана, а также в котельные микрорайонов Коктал-1 и Коктал-2, где проживают относительно малообеспеченные слои населения.¹² В долгосрочной перспективе планируется протянуть трубопровод «Сарыарка» от Нур-Султана до Кокшетау и Петропавловска с помощью отвода на 483 км, и увеличить его пропускную способность до 4,5 млрд. м³/год. Однако конкретные сроки реализации такого расширения еще неизвестны, к тому же рассматриваются и другие варианты газификации северного региона Казахстана.

По договору аренды, трубопроводом управляет ИЦА, а принадлежит он АО «АстанаГаз КМГ», которое является совместным предприятием ФНБ «Самрук-Казына» (50%) и АО «НУХ «Байтерек» (50%). Согласно базовому сценарию IHS Markit, загрузка мощностей «Сарыарка» будет постепенно увеличиваться и к 2024-2025 годам достигнет примерно 1 млрд. м³/год. Газификация городов в Карагандинской и Акмолинской областях затруднена с экономической точки зрения, поскольку стоимость газа относительно выше местного угля. В силу значительных транспортных расходов, цены на газ, поставляемый в столицу, являются одними из самых высоких в стране. В 2020 году цена продажи газа для промышленных потребителей,

частных покупателей и объектов теплоснабжения в Нур-Султане составила 30 310 тенге/тыс. м³ (74,9 долл. США/тыс. м³), что делает ее второй по величине после Туркестанской области (31 954 тенге/тыс. м³, или 77,4 долл. США/тыс. м³). Еще одной проблемой для столицы в краткосрочной перспективе выступает необходимость территориального расширения газораспределительной инфраструктуры, хотя местные власти сейчас активно сотрудничают с КТГ в этом направлении. Согласно вышеуказанным причинам, IHS Markit считает, что дальнейшая газификация Нур-Султана будет происходить постепенно. Необходимо отметить, что при текущей системе ценообразования на газ, газификация будет зависеть от возможностей государственного бюджета.

4.6 Потребление газа на внутреннем рынке и программа по газификации Казахстана

Изобилие угля, добываемого в Казахстане, по-прежнему обеспечивает большую часть потребляемой первичной энергии в стране, и в 2020 году его доля составила 56%. Доля газа была 24% (занимая второе место по значимости после угля), за которым последовали нефть и нефтепродукты (18%). В долгосрочной перспективе доля природного газа продолжит расти, вытесняя уголь. По прогнозам IHS Markit, после 2030 года доля угля, хотя и останется значительной, снизится до менее чем 50% и достигнет 42% в 2040 году; к тому времени ожидается рост доли природного газа до 29%. Тем не менее для достижения таких прогнозов необходимо предпринять ряд предупредительных мер.

4.6.1 Газификация

Правительство Казахстана активно занимается вопросом газификации, с тем чтобы:

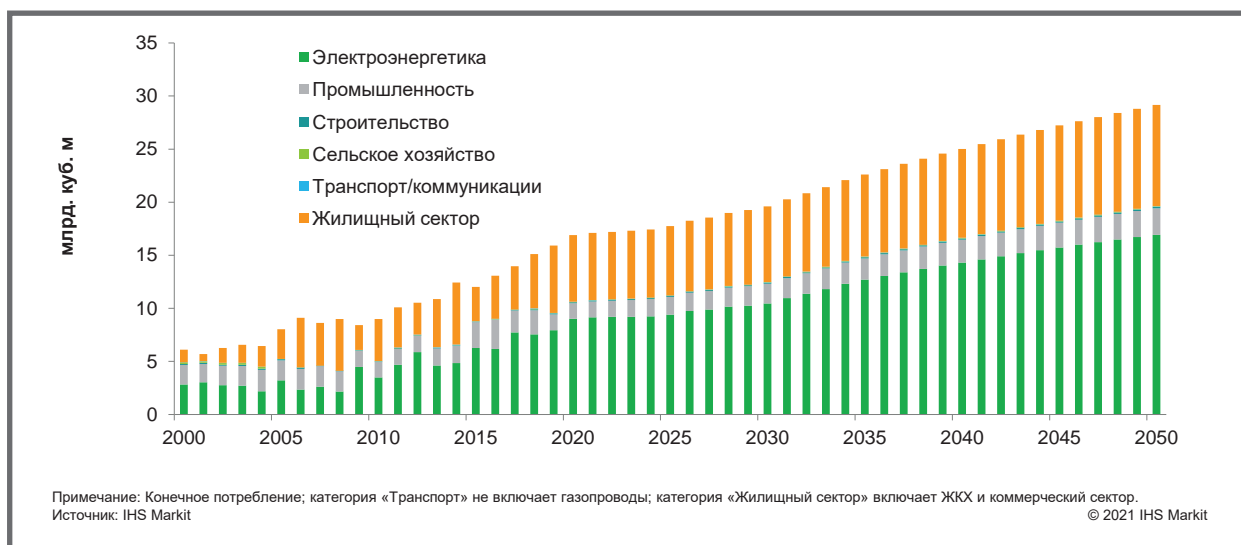
- ▶ оптимально использовать ресурс (попутный газ), объемы добычи которого увеличиваются в связи с ростом добычи нефти;
- ▶ ускорить внедрение «зеленых мер» в энергетическом секторе Казахстана (газ оказывает значительно меньшее воздействие на окружающую среду по сравнению с углем и нефтью) в соответствии с национальными целями по сокращению выбросов парниковых газов и снижению уровня загрязнения воздуха в стране;
- ▶ сделать экономику более конкурентоспособной на международной арене (из-за потенциально более низкой стоимости газа по сравнению с некоторыми альтернативными видами топлива);
- ▶ облегчить процесс гармонизации национальной системы в соответствии с требованиями в рамках создания единого газового рынка ЕАЭС, намеченного на 2025 год.¹³

¹¹ Под Китаем подразумевается материковый Китай.

¹² Министерство энергетики планирует перевести на газ 240 котельных и 22 000 частных домов в Нур-Султане. В целом по планам реализации Фазы 1 по проекту «Сарыарка» газ получат 2,7 миллиона человек в 171 населенном пункте на всей протяженности газопроводной трассы.

¹³ Более подробную информацию см. в IHS Markit Strategic Report A progress report on Kazakhstan's gasification program, November 2020 [Стратегический отчет IHS Markit «Газификация Казахстана: текущая ситуация» ноябрь 2020 года].

Рисунок 4.5 Прогноз потребления природного газа в Казахстане по отраслям до 2050 г.



Общий объем инвестиций в реализацию плана по газификации Казахстана со стороны национальных и местных органов власти составил приблизительно 121 млрд. тенге (317 млн. долл. США) за 2015-2019 годы, а на период 2020-2023 годов запланированы дополнительные 194 млрд. тенге (547 млн. долл. США).¹⁴ Совершенствование и развитие газовой инфраструктуры является первоочередной задачей КТГ. Компания инвестировала более 112 млрд. тенге (около 293 млн. долл. США) собственных средств в газификацию Казахстана в течение 2014-2019 годов. Протяженность газопроводной распределительной сети увеличилась (включая трубопроводы высокого и низкого давления) с 27 000 км в 2014 году до 61 561 км в 2020 году; причем доступ населения к трубопроводному газу также значительно расширился: с 7,2 млн. человек в 2014 году до 9,8 млн. человек в 2020 году. Самые крупные распределительные сети находятся в Туркестанской (10 276 км), Западно-Казахстанской (7 695 км) и Актюбинской (6 749 км) областях.

Уровень газификации в Казахстане увеличился примерно с 43% в 2014 году до 53,1% в 2020 году. Генеральной схемой газификации Республики Казахстан на 2015–2030 годы предусмотрено обеспечение 1 600 населенных пунктов (56% населения страны) доступом к газу к 2030 году. И Казахстан уверенно движется к достижению этой цели. До завершения Фазы 1 газопроводного проекта «Сарыарка» в 10 из 14 областей Казахстана и в двух из трех городов республиканского значения (Алматы и Шымкент) был доступ к трубопроводному газу. К 2030 году, после полного окончания строительства «Сарыарка» (включая газораспределительные трубопроводы), по крайней мере, у некоторых районов каждой из областей и у всех трех городов республиканского значения будет доступ к трубопроводному газу.

¹⁴ Для отражения среднего показателя за 2015-2019 годы за основу взят обменный курс на уровне 354 тенге/доллар США. В отношении периода 2020-2022 годов применялся аналогичный курс для сохранения единообразия представляемых данных. Однако прогнозируемый средний обменный курс на 2020-2022 годы составляет 444 тенге/доллар США, в результате чего затраты на газификацию в период 2020-2022 годов в долларах США эквивалентны примерно 346 млн.

4.6.2 Исторические данные по потреблению газа

Конечное потребление газа в Казахстане достигло 17 млрд. м³ в 2020 году по сравнению с 16,3 млрд. м³ в 2019 году (см. Рисунок 4.5 «Прогноз потребления природного газа в Казахстане по отраслям до 2050 г.»).¹⁵ Объемы потребления растут в основном в электроэнергетике и за счет масштабной программы по газификации, ориентированной главным образом на потребителей в жилищном секторе. Фактическое потребление газа (поставки конечным потребителям) в настоящее время наконец превысило уровень 1990 года, составив 13,7 млрд. м³, что более чем втрое больше минимальных 4,9 млрд. м³, зарегистрированных в 1999 году (ближе к концу затяжной рецессии после распада СССР и в разгар азиатского финансового кризиса).

По сути, в Казахстане существует четыре региональных «рынка» потребления газа, которые определяются такими аспектами, как источники поставок (казахстанское производство или импорт) и конфигурация национальной газопроводной системы. К таким четырем крупным группам региональных газовых «рынков» или зон относятся следующие (см. Рисунок 4.6 «Потребление газа на внутреннем рынке Казахстана в 2020 г. и прогноз на 2040 г. (по зонам потребления газа)»):

- ▶ западная зона, включающая Мангистаускую, Атыраускую и Западно-Казахстанскую области;
- ▶ южная зона, в которую входят Туркестанская область и город Шымкент, Алматинская область и город Алматы, а также Жамбылская и Кызылординская области;
- ▶ северо-западная зона, включающая Актюбинскую и Костанайскую области;
- ▶ северо-центральная зона, зарождающаяся территория газового потребления, в которую только сейчас начинает поступать трубопроводный газ, включает город

¹⁵ В 2020 году общее видимое потребление природного газа в Казахстане (определяемое как коммерческая добыча за вычетом экспорта плюс импортные объемы) составило порядка 26 млрд. м³. Разница между видимым и конечным потреблением представляет собой другие внутренние «расходы», включая промышленные и технологические потери, применение в трубопроводной системе, изменения в запасах и т.д.

Рисунок 4.6 Потребление газа на внутреннем рынке Казахстана в 2020 г. и прогноз на 2040 г. (по зонам потребления газа)

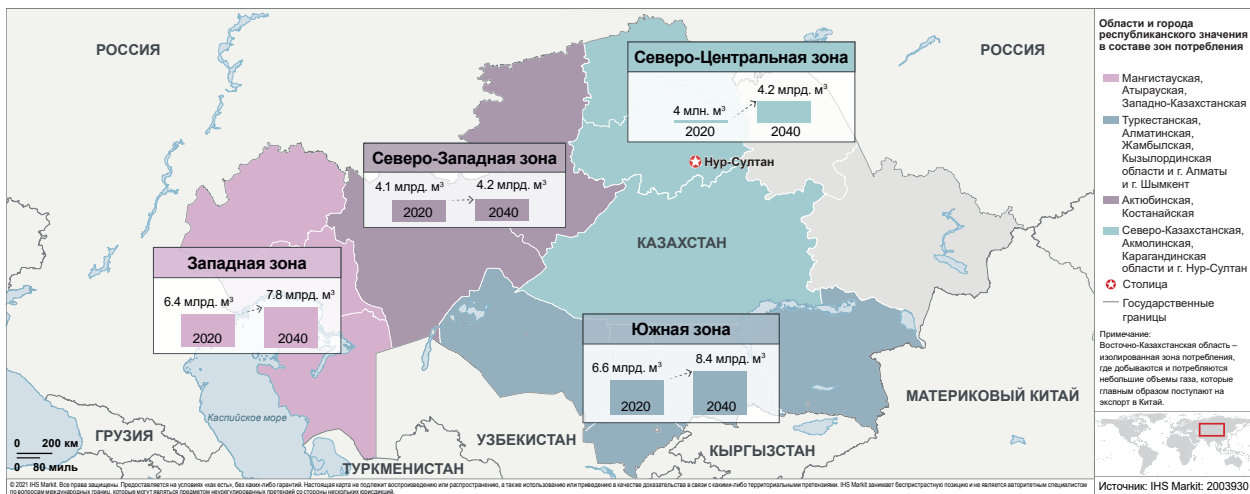


Рисунок 4.7 Уровень газификации областей Казахстана (2020 г.)



Нур-Султан, Северо-Казахстанскую, Акмолинскую и Карагандинскую области.

Восточно-Казахстанская область является обособленным регионом потребления за счет небольшого месторождения газа (Сарыбулак), откуда большая часть добычи экспортируется в Китай.

Поскольку существенная часть казахстанской добычи газа сосредоточена на западе страны, уровень газового потребления в этом регионе исторически был высоким:

газ используется в электроэнергетике, промышленности и жилищно-коммерческом сегменте. Масштабы газификации в западной части Казахстана являются одними из самых высоких в стране, уверенно превышая отметку в 90% населения данной территории (см. Рисунок 4.7 «Уровень газификации областей Казахстана (2020 г.)). Потребление газа в западной зоне в 2020 году было на уровне 6,4 млрд. м³, или 37% от общенационального объема конечного потребления. В южной зоне объемы потребления составили 6,6 млрд. м³ в 2020 году (39% от общего уровня), тогда как

области северо-западной зоны использовали около 4 млрд. м³ газа в 2020 году, что составляет 24% от объема потребления. В северо-центральной зоне Казахстана газовый спрос до сих пор был незначительным из-за отсутствия доступа к трубопроводным поставкам и обилия недорогого угля. Ожидается, что по мере наращивания мощностей газопровода «Сарыарка» и дальнейшего перехода с угля на газ ситуация будет постепенно меняться.

Распределение объемов потребления газа между различными секторами экономики остается относительно стабильным, поскольку спрос во всех ключевых секторах растет схожими темпами (см. Рисунок 4.5). Из общего количества газа, использованного потребителями в 2020 году (17,0 млрд. м³), около 9 млрд. м³ (53%) пришлось на электроэнергетику для выработки электрической и тепловой энергии, примерно 1,5 млрд. м³ (8,7%) – на промышленность (включая сырье), а оставшиеся 6,5 млрд. м³ (38%) – в целом на нужды потребителей жилищного/коммунального и коммерческого секторов (так называемый «бытовой» сектор экономики).

Согласно прогнозам в базовом сценарии IHS Markit, к 2030 году – исключительно важной вехе, когда Казахстан стремится достичь своих целей по Парижскому климатическому соглашению (см. Главу 2), – использование газа в стране достигнет примерно 20 млрд. м³, причем 10,5 млрд. м³ из них придется на электроэнергетический сектор. Потребление газа в электроэнергетике, вероятно, достигнет отметки на уровне 14 млрд. м³ (57% от общего потребления газа) к 2040 году и 17 млрд. м³ (58%) к 2050 году.

Потребление газа в промышленном секторе, в первую очередь в горнодобывающей и обрабатывающей промышленности (включая нефтехимию), также, вероятно, будет расти, хоть и более скромными темпами. Если рассматривать газ в качестве транспортного топлива, такого как сжатый природный газ (СПГ), используемый в общественных транспортных средствах или легковых автомобилях, или сжиженный природный газ (СПГ), применяемый при автомобильных грузоперевозках, то существует некоторый потенциал роста, хотя в последние годы данный сегмент демонстрирует довольно слабую динамику.¹⁶ СПГ в последние годы практически не продвинулся. Аналогичным образом, КПГ пользуется спросом только в нишевых транспортных сегментах. Объем поставок КПГ на заправочные станции для предприятий со своими автопарками подскочил с 157 м³ в 2016 году до 11,9 млн. м³ в 2017 году, а затем рухнул до всего 2,2 млн. м³ в 2020 году. Зарегистрированные розничные продажи КПГ в 2016 году составили 209,4 тыс. м³, достигнув пика в 2018 году на уровне 1,3 млн. м³ и снизившись до 891 тыс. м³ в 2020 году. Компания КТГ, в свою очередь, заявляет, что в 2019 году поставила на заправочные станции (Алматы, Актобе и Рудный) 10,9 млн. м³ КПГ, а в 2020 году – 42,2 млн. м³ на 16 станций.

16 См. раздел 5.3.2 «Использование природного газа на транспорте и возможность его применения в других областях» Национального экономического доклада за 2017 год. В 2017 году Global Gas Group активно занималась вопросом газификации г. Нур-Султан и прилегающих областей на севере страны, строя терминалы регазификации: один был построен в Назарбаев Университете. Однако с тех пор, прогресса в этой области добиться по всей видимости не удалось, и строительство «Сарыарка» значительно снижает потребность в регазификационной инфраструктуре, с помощью которой можно было бы преобразовывать импортированный российский СПГ в газообразное состояние.

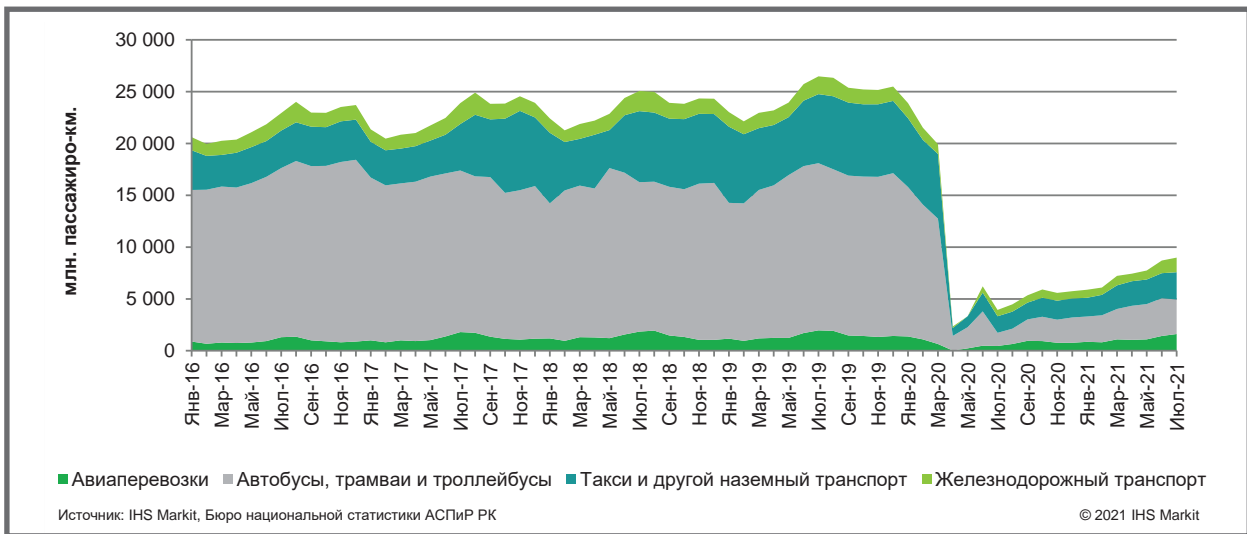
Есть несколько причин, объясняющих отсутствие осязаемого продвижения в использовании КПГ в качестве транспортного топлива:

- ▶ Во-первых, КПГ в основном используется в средствах общественного транспорта, которые двигаются по относительно коротким стандартным маршрутам, и этот сегмент расширялся, по крайней мере, до вспышки COVID-19. Автобусные пассажироперевозки, измеряемые в миллионах пассажиро-километров, в период с 2015 по 2019 годы росли в среднем на 1% в год (до сокращения на 68% в 2020 году). Общее количество автобусов в Казахстане ежегодно снижалось в среднем на 1% в период с 2010 по 2020 годы и на 3% в период с 2015 по 2020 годы, составив 83 851 единиц в 2020 году.¹⁷
- ▶ Во-вторых, относительно низкие цены на бензин и дизтопливо в Казахстане в последние годы в сочетании с затратами, необходимыми для перевода автомобилей на альтернативные виды топлива, такие как КПГ, ослабляют заинтересованность в подобных трансформациях. И, несмотря на несколько краткосрочных перебоев в поставках, уровень обеспечения потребителей бензином, как и дизтопливом, в стране в целом довольно высокий.
- ▶ В-третьих, изменение потребительского поведения и привычек вследствие пандемии COVID-19, имеет серьезные последствия как для использования общественного транспорта и для средств передвижения в целом, так и непосредственно для транспорта работающего на КПГ. В Казахстане, как и повсюду в мире, меры строгой изоляции и переход на удаленный режим работы сильно ударили по сегменту пассажирских перевозок всеми видами транспорта (см. Рисунок 4.8 «Пассажирские перевозки в Казахстане»). Восстановление шло очень медленными темпами: даже в течение первых семи месяцев 2021 года пассажирооборот всеми видами автомобильного и городского электрического транспорта оставался низким и составил в среднем 5 354 млн. пассажиро-километров в месяц. Учитывая тот факт, что именно общественный транспорт, а не грузовой, является основным рынком использования КПГ, перспективы дальнейшего роста в данном сегменте по-прежнему зависят от восстановления объемов пассажироперевозок.¹⁸

17 Продвижение КПГ в качестве топлива для индивидуальных транспортных средств происходит еще более медленно. Наличие зарегистрированных легковых автомобилей снизилось с пиковой отметки в 4 млн. автомобилей, зарегистрированных в 2014 году, до 3,87 млн. к концу 2020 года и 3,84 млн. по состоянию на 1 июля 2021 года. К 1 января 2021 года 89% всех зарегистрированных легковых автомобилей имели бензиновые двигатели, в то время как только 0,1%, 8% и 0,01% имели двигатели, работающие на газе (газобаллонное топливо), смешанном топливе (СУГ, бензин и дизтопливо) и электроприводах соответственно.

18 См. «Об утверждении Плана мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019 – 2022 годы» <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1800000797/history>.

Рисунок 4.8 Пассажирские перевозки в Казахстане



4.7 Прогноз внутреннего потребления газа и потребность в импортных поставках в будущем

В долгосрочной перспективе ожидается ускорение перехода с угля на газ в результате повышенного акцента на газификации жилищного сегмента вкпе с давлением со стороны правительства в вопросе сокращения потребления угля в электроэнергетическом секторе. По оценке IHS Markit, конечное потребление газа к 2025 году превысит 20 млрд. м³ и достигнет почти 25 млрд. м³ к 2040 году (см. Таблицу 4.3 и Рисунок 4.5). В свете вялого роста объемов коммерческой добычи в долгосрочной перспективе и при условии отсутствия существенного изменения внутренних газовых цен для конечных потребителей и производителей с целью стимулирования коммерческих поставок, импорт из России на севере и из Узбекистана и Туркменистана на юге продолжит играть ключевую роль в удовлетворении общего внутреннего спроса на газ.

Министерство энергетики изменило в сторону повышения свой прогноз потребления газа в экономике по сравнению с оценками 2019 года, предполагая относительно быстрое наращивание объемов нефтехимической продукции на основе метана, значительное увеличение потребления газа в электроэнергетическом секторе (вытеснение угля на существующих объектах и строительство новых газовых электростанций), рост потребления в жилищном секторе и переход некоторых промышленных предприятий с угля на газ (см. Рисунок 4.9 «Официальные прогнозы потребления газа в Казахстане до 2030 г.»). По прогнозу Министерства, совокупное потребление газа к 2030 году составит чуть более 30 млрд. м³, причем на существующие категории потребителей приходится около 22 млрд. м³ от общего объема. Остальной газ пойдет на новые проекты в электроэнергетике (примерно 4,5 млрд. м³) и промышленности (в основном в нефтехимии). В электроэнергетике, формирование дополнительного

спроса на газ ожидается на юге страны, преимущественно в Алматинской и Туркестанской областях, а также в городах Алматы и Шымкент. Ключевые газовые нефтехимические проекты, включенные в прогноз, принадлежат Объединенной химической компании (ОХК) и WestOilGas (см. Раздел 4.8 ниже).¹⁹

Импортная составляющая по-прежнему выступает важным фактором внутреннего потребления газа. Согласно «операционным» данным, казахстанский импорт газа в 2005 году составил 11,2 млрд. м³, но снизился в период с 2007 по 2018 годы, достигнув своего минимума на уровне 3,7 млрд. м³ в 2009 году (см. Таблицу 4.7 «Экспорт и импорт природного газа Казахстана по направлениям в 2015-20 гг. (млрд. куб. м в год)»).²⁰ Большая часть этого импорта поставляется по схеме встречных поставок (своп) с «Газпромом» в рамках поставок карачаганакского газа в Оренбург.

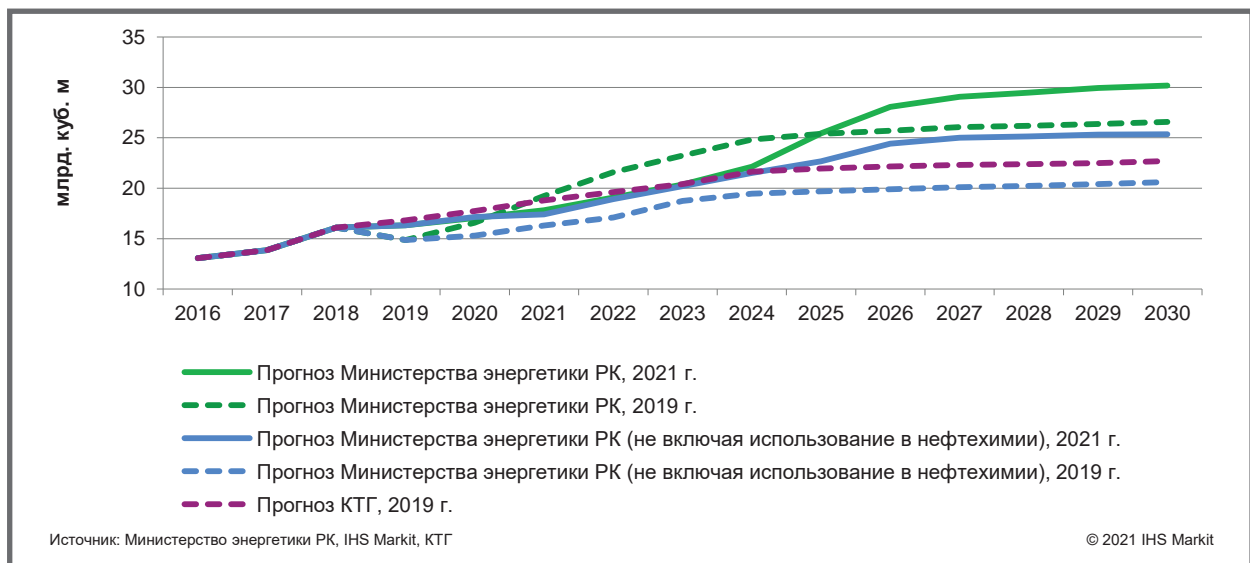
Согласно «операционным» данным, общий объем газового импорта резко упал в 2020 году до 4,3 млрд. м³. Стремительное сокращение импорта в 2020 году произошло из-за практически полного обвала импортных поставок из Узбекистана, а также падения зарегистрированных объемов физического импорта из России на 32% (с 5,1 до 3,4 млрд. м³).²¹ В 2020 году Казахстан импортировал небольшие объемы туркменского газа (104 млн. м³), впервые с 2017 года.

19 Четыре проекта ОХК: ТОО «Karabatan Utility Solutions», ТОО «Kazakhstan Petrochemicals Industry Inc.», ТОО «KLPE» в Атырауской области и «Аммиак Карбамид» в Жамбылской области. Также в прогноз включены проекты компаний «ЕвроХим» и ТОО «Zhaik Petroleum Ltd».

20 Как правило, в Казахстане ведутся два вида данных по газовой торговле: таможенные и операционные сводки. Таможенные данные публикует Комитет государственных доходов Министерства финансов РК. Эти данные получены из таможенных деклараций, представленных компаниями, ведущими экспортную и импортную деятельность. Операционные данные, напротив, представляются предприятиями, непосредственно участвующими в торговле газом и его физической транспортировке, в частности, ИЦА и КТГ. В отчете операционные показатели отражают данные, полученные от этих операторов, которые более точно представляют фактические объемы физических трансграничных потоков газа.

21 Российский импорт (по данным России об экспортных поставках в Казахстан) в 2020 году составил 3,4 млрд. м³.

Рисунок 4.9 Официальные прогнозы потребления газа в Казахстане до 2030 г.



По оценкам IHS Markit, в дальнейшем для удовлетворения внутренних потребностей в газе Казахстан продолжит полагаться на импорт из России и во все большей степени из Туркменистана (чем из Узбекистана). В долгосрочной перспективе (поскольку спрос на газ будет опережать рост производства товарного газа) общий объем импорта, по прогнозам, увеличится к 2025 году примерно до 6,1 млрд. м³ и останется примерно на этом уровне вплоть до 2035 года. После 2035 года предполагается, что общий объем импорта газа продолжит расти, достигая 10,3 млрд. м³ к 2040 году. В то время как Казахстан останется чистым экспортером газа до 2040 года – во многом благодаря поставкам карачаганакского газа на Оренбургский ГПЗ, – ожидается, что страна может стать чистым импортером газа к 2045 году (см. Рисунок 4.10 «Экспорт и импорт природного газа Казахстана по направлениям: базовый прогноз IHS Markit до 2050 г.»).

4.8 Развитие нефтехимической промышленности Казахстана на базе газовых ресурсов

У Казахстана есть доступ к значительным объемам газового сырья, которое можно использовать для производства нефтехимической продукции, как уже ранее отмечалось в предыдущих изданиях Национального энергетического доклада. В настоящее время в Казахстане работают предприятия, охватывающие три ключевых сегмента нефтехимической отрасли: олефины, ароматические углеводороды, синтез-газ/неорганические соединения.

- ▶ Комплекс по производству ароматических углеводородов на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) был введен в эксплуатацию в 2016 году в рамках прог-

раммы по модернизации стоимостью 1,33 млрд. долл. США и может производить либо высокооктановый бензин (К-3 или К-4), либо ароматические углеводороды (до 133 000 т бензола и 496 000 т параксилола или ксилола) – в зависимости от потребностей на внутреннем рынке. Производство параксилола из комплекса ароматических углеводородов достигло объема в 118 644 т (24%-я загрузка мощностей) в 2019 году и 210 000 т в 2020 году (42%-я загрузка мощностей). Выход бензола составил 26 607 т (20%-я загрузка мощностей) в 2019 году и 43 000 т в 2020 году (33%-я загрузка мощностей). В 2021 году объем производства обоих продуктов сократился, поскольку внутренний спрос на бензин восстановился, и выпуск легких нефтепродуктов снова стал приоритетным направлением по сравнению с продуктами нефтехимии. В 2019 и 2020 годах часть произведенного параксилола и бензола экспортировалась в Китай через грузинский порт Кулеви компании SOCAR (Черное море); в долгосрочной перспективе этот маршрут может стать ключевым для экспорта нефтехимии из Казахстана.

- ▶ «Компания Нефтехим LTD» тесно сотрудничает с Павлодарским НПЗ и ежегодно может производить до 70 000 т полипропилена и 20 000 т метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ). В 2020 году на заводе произвели 18 000 т МТБЭ и 40 000 т полипропилена.
- ▶ Азотные удобрения (нитрат аммония) производят компании «КазАзот» в Мангистауской области и «Казфосфат» в Жамбылской области.

Общий объем производства нефтехимической продукции в 2020 году составил 359 000 т. Из этого количества только 73 000 т (20%) пошли на нужды внутреннего рынка, а остальная часть пошла на экспорт в Китай и Европу. Из-за небольшого населения Казахстана и характера его промышленной базы спрос на продукты нефтехимии относительно невелик, а это означает, что любой новый крупный нефтехимический проект неизбежно будет нацелен на экспорт.

Нефтехимический сектор страны делает успехи благодаря текущему проекту «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской

Таблица 4.7 Экспорт и импорт природного газа Казахстана по направлениям в 2015-20 гг.
(млрд. куб. м в год)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Газопровод						
Карачаганак-Оренбург	9,6	9,6	9,6	10,3	9,9	9,9
«Центральная Азия – Китай» (АГП+«Сарыбулак – Зимунай»)	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4
Экспорт, всего (таможенная статистика)	21,5	21,6	25,6	26,5	25,6	18,8
Экспорт, всего (операционные данные)	13,3	12,8	16,8	19,1	19,4	16,7
Страны бывшего СССР	12,7	12,4	16,2	13,8	11,9	9,4
Грузия	–	–	–	–	–	–
Россия	12,6	12,4	14,7	12,3	11,3	9,0
Узбекистан			1,5	1,3	0,4	0,1
Кыргызстан	0,1	–	–	0,3	0,3	0,3
Страны вне бывшего СССР	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4
Китай*	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4
Импорт, всего (таможенная статистика)	5,8	6,9	6,3	14,6	15,8	9,7
Импорт, всего (суммарный)	4,9	5,8	5,1	5,7	8,8	4,3
Россия	1,7	2,9	3,0	3,2	5,1	3,4
Туркменистан	0,3	1,3	0,3	0,0	0,0	0,1
Узбекистан	2,9	1,7	1,8	2,5	3,7	0,8
Чистый экспорт	8,5	7,0	11,8	13,4	10,6	12,4

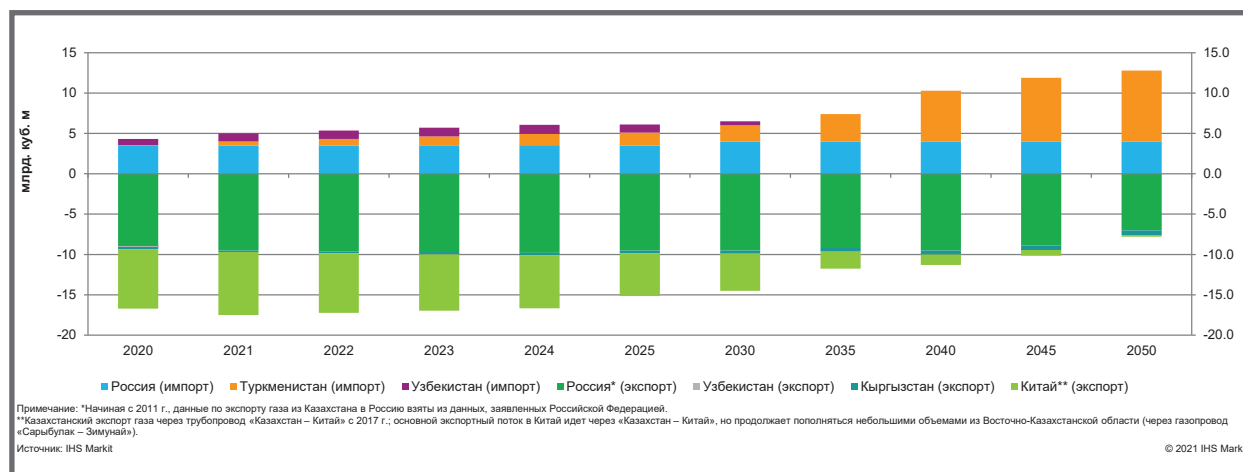
Примечания: Данные по экспорту газа из Казахстана в Россию начиная с 2011 г. взяты из данных, заявленных Российской Федерацией; общий объем экспорта взят из данных Бюро национальной статистики АСПИР РК, что создает расхождение по экспорту.

*Казахстанский экспорт газа через трубопровод «Казахстан – Китай» с 2017 г.; основной экспортный поток в Китай идет через «Казахстан – Китай», но продолжает пополняться небольшими объемами из Восточно-Казахстанской области (через газопровод «Сарыбулак – Зимунай»).

Источник: IHS Markit

© 2021 IHS Markit

Рисунок 4.10 Экспорт и импорт природного газа Казахстана по направлениям:
базовый прогноз IHS Markit до 2050 г. (млрд. куб. м в год)



области». В ходе реализации Фазы 1, на которую выделено 2,63 млрд. долл. США капиталовложений, планируется наладить производство одиннадцати видов полипропилена (главным образом на экспорт) с использованием в качестве сырья пропана местного производства.²² На заводе предусмотрено применение установки дегидрирования пропана, в которой используется процесс «Катофин» компании SV&I для получения пропиленов из пропана (около

503 000 т ежегодно). А газофазная технология Novolen компании Lummus позволит преобразовывать пропилен в полипропилен в объеме до 629 000 т/год. Оператором проекта выступает Kazakhstan Petrochemicals Industry Inc. (KPI), совместное предприятие ОХК (99%) и ТОО «Фирма Алмэкс Плюс» (1%), хотя КМГ осуществляет надзор за строительством объекта по договору доверительного управления. В августе 2021 года строительство объекта было реализовано примерно на 90%, завершение запланировано на октябрь 2021 года, а ввод завода в эксплуатацию намечен на первый квартал 2022 года.

²² Проектный оператор KPI будет закупать пропан преимущественно у ТШО. В сентябре 2021 года КМГ и ТШО подписали соглашение о поставке ТШО до 550 000 тонн пропана ежегодно компании KPI Inc.

Фаза 2 интегрированного газохимического комплекса пока официально не санкционирована. В ней предусмотрено строительство установки сепарации газа мощностью 9 млрд. м³/год (стоимостью 1 млрд. долл. США) на территории ТШО, которая позволит получать до 1,7 млн. т этана в год и 400 000 т пропан-бутановой смеси (состоящей в основном из пропана), а так же возвращать ТШО около 7 млрд. м³ метана. Полученную пропан-бутановую смесь планируется отправлять на завод мощностью 1,25 млн. т/год (стоимостью 6,9 млрд. долл. США) для производства этилена и затем полиэтилена – в основном на экспорт.

По Фазе 2, которую курирует KLPPE, совместное предприятие ОХК (99,9%) и ТОО «Полимер Продакшн» (0,1%), уже проведена предпроектная оценка. KLPPE, по всей видимости, находится в процессе выбора поставщика технологической лицензии и подрядчика для проведения проектно-испытательных работ, чтобы запустить проект к 2026 году. Однако несколько вопросов по-прежнему остаются нерешенными. Во-первых, несмотря на то, что переговоры между ТШО и KLPPE продолжаются и компании подписали соглашение об основных условиях проектирования установки сепарирования газа, главные аспекты ценообразования и условий по газу еще не оговорены.²³ Тем не менее, ТШО и KLPPE продолжают совместную работу по разработке технической документации по проекту. Хотя ТШО, скорее всего, профинансирует установку сепарации газа (1 млрд. долл. США), остается неясным, внесет ли KLPPE оставшиеся 6,9 млрд. долл. США или к сделке подключится другой сторонний инвестор. На протяжении многих лет KLPPE и Министерство Энергетики РК привлекали различных международных инвесторов. Ранее в реализации Фазы 2 должна была участвовать австрийская компания Vorealis, однако она покинула проект в мае 2020 года, сославшись на волатильность рынка в условиях COVID-19. В октябре 2021 года было объявлено, что «ФНБ «Самрук-Казына», КМГ и «СИБУР Холдинг» подписали соглашения по базовым условиям сотрудничества по нефтегазохимическим проектам на территории специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк». Стороны определили условия создания совместных предприятий на базе интегрированного газохимического комплекса включая проект строительства завода по производству полиэтилена (Фаза 2) и строящийся завод по производству полипропилена (Фаза 1). Доля участия СИБУРа в обоих совместных предприятиях составит 40%, а его участие в совместных предприятиях будет реализовано после получения всех необходимых регуляторных согласований и ввода в эксплуатацию комплекса по производству полипропилена.

По оценкам IHS Markit, Фаза 2 не приобретет особого размаха вплоть до середины 2020-х годов, когда будет запущен проект ТШО «FGP-WPMP» («Проект будущего расширения-Проект управления устьевым давлением»). Кроме того, к тому времени уже будет запущена Фаза 1 нефтехимического комплекса, что станет важным «подтверждением концепции» и обоснованием будущего расширения нефтехимической отрасли в Казахстане.²⁴

23 <https://ucc.com.kz/news/na-tengize-postrojat-stanciju-po-separacii-suhogogaza/>

24 Транспортные расходы остаются главным камнем преткновения в вопросе экономики и чистой прибыли всего проекта. Хотя дешевый попутный газ теоретически делает затраты на сырье в стране довольно привлекательными, на логистику продукции в центры спроса наверняка уйдет большая (если не вся) часть выручки, полученной от продажи этой продукции.

Также, КМГ и Татнефть работают над строительством завода стоимостью 800 млн. долл. США по производству бутадиенового каучука. Если проект будет реализован, завод планируют запустить в 2025 году, и ежегодные объемы производства составят 170 000 т изобутана для получения до 186 000 т бутадиенового каучука. Сырье (в основном бутан) для завода должен поставлять ТШО. Бутадиеновый каучук будет поступать на шинный завод в Карагандинской области для производства шин на экспорт.

Однако, несмотря на широкий перечень выдвигаемых нефтехимических проектов, намеченных Министерством энергетики, IHS Markit не ожидает значительного роста объемов газовой (метановой) продукции нефтехимии в Казахстане. Реализация вышеупомянутых проектов едва ли существенно изменит прогнозы спроса на газ в Казахстане, поскольку для Фазы 1 Атырауского нефтехимического комплекса и предлагаемого бутадиенового завода КМГ и Татнефти в качестве сырья будут использоваться газоконденсатные жидкости (в первую очередь СУГ, в виде пропана и бутана), а не природный газ (метан). Казахстан является крупным производителем и экспортером СУГ. В 2019 году объем производства СУГ достиг 3,2 млн. т, причем 42% этого объема произвела компания ТШО. По предварительным данным, объем производства СУГ за 2020 год составил порядка 3,3 млн. т.

4.9 Экспорт природного газа: история и прогноз

Хотя таможенная статистика Казахстана указывает на широкий перечень пунктов для экспортных поставок казахстанского газа, эти данные отражают содержание таможенных деклараций, а не физические (или даже законтрактанные) объемы, о которых заявила КТГ (так называемый «операционный» экспорт). По контрактным соглашениям страна поставляет газ только в соседние (региональные) страны, а именно: в Россию, Китай, Кыргызстан и небольшие объемы в Узбекистан (см. Таблицу 4.7). Россия остается основным рынком для экспорта газа из Казахстана, но, благодаря договоренности между «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО) и ТОО «КазРосГаз» (КРГ), «Газпром» также выступает посредником в экспортных поставках казахстанского газа в Узбекистан и Кыргызстан.

По расчетам IHS Markit, «операционный экспорт» газа из Казахстана в 2020 году составил 16,7 млрд. м³, что на 14% меньше, чем 19,4 млрд. м³, зарегистрированные в 2019 году.²⁵ Из них 9,0 млрд. м³ было отправлено на север – в Россию. По большей части это был сырой (непереработанный) газ из Карачаганак для Оренбургского ГПЗ. Небольшие объемы газа в 2020 году также пошли на экспорт в Кыргызстан (0,3 млрд. м³) и Узбекистан (0,1 млрд. м³). Вторым по величине экспортным направлением после России был материковый Китай, поставки в который в 2020 году оставались стабильно на уровне 7,4 млрд. м³, несмотря на пандемию COVID-19

25 Официальные данные Министерства энергетики РК, ИЦА и КТГ отличаются от оценок IHS Markit.

(см. текстовую вставку: Экспорт газа из Центральной Азии в Китай). Большая часть экспортируемого газа поступает в Китай по системе газопроводов «ЦАК».²⁶

Экспорт газа из Карачаганак в Россию осуществляется на основании особой договоренности с «Газпромом». Практически весь добываемый на Карачаганак сырой (высокосернистый) газ (который не используется для обратной закачки) направляется через границу в Россию для переработки на Оренбургском ГПЗ в соответствии с долгосрочным соглашением, где КРГ выступает главным посредником этих операций.²⁷ По договоренности с «Газпромом» часть переработанного газа также поступает обратно на внутренний рынок Казахстана в рамках своп-соглашения (т.е. соглашения о встречных поставках). В этом отношении газовый импорт КРГ в рамках объемов своп и коммерческие объемы КПО в целом являются неотъемлемой частью общего газового баланса Казахстана.²⁸

Помимо КПО, небольшие объемы казахстанского газа (от ТШО и Nostrum) экспортируются на север в Россию по трубопроводам «Средняя Азия – Центр» и «Союз». Газовый экспорт ТШО составил 3,7 млрд. м³ в 2019 году и 2,5 млрд. м³ в 2020 году.²⁹

Экспорт природного газа из Центральной Азии в Китай

Знаменательным событием для газовой отрасли Казахстана стало начало крупномасштабных экспортных поставок природного газа в материковый Китай по газопроводу «ЦАК» в октябре 2017 года.³⁰ К 2018 году материковый Китай стал для Казахстана основным рынком поставок газа (5,2 млрд. м³). 12 октября 2018 года партнеры подписали пятилетний контракт до 2023 года на экспорт до 10 млрд. м³ газа в год по центральноазиатской трубопроводной системе. Из-за вспышки COVID-19 и связанного с ней обвала газового спроса в начале 2020 года, PetroChina направила своим поставщикам уведомление о форс-мажорных обстоятельствах и вынужденности сократить или отсрочить отгрузки газа. Казахстану, наряду с другими странами Центральной Азии, было предложено сократить в марте 2020 года объемы экспорта на 20-25%, и Казахстан официально подтвердил, что выполнил данное условие. Несмотря на это, казахстанский экспорт в течение всего года оставался стабильным на уровне около 7,4 млрд. м³.

26 Небольшой объем (0,3 млрд. м³ в 2019 году) экспортируется в Китай по газопроводу «Сарыбулак–Зимунай» протяженностью 110 км на востоке Казахстана, находящийся в эксплуатации с мая 2013 года. По этому газопроводу, принадлежащему Guanghui Energy, газ поставляется от ТОО «Тарбагатай Мунай» на небольшой СПГ-завод по производству автомобильного топлива в провинции Синьцзян, Китай.

27 ТОО «КазРосГаз» (КРГ) – совместное предприятие КМГ и российского «Газпрома», учрежденное в 2007 году. В июне 2015 года КПО и КРГ продлили сделку по торговле газом до 2038 года, обеспечив таким образом рынок для поставок основной части текущих объемов добычи газа КПО на оставшийся срок действия соглашения о разделе продукции.

28 См. «Предложение о продаже облигаций» КМГ от 3 апреля 2018 года.

29 См. Годовой отчет ИЦА за 2020 год.

30 В июне 2017 года КМГ и CNPC подписали протокол о намерениях на закупку до 5 млрд. м³ природного газа/год сроком на один год (с октября 2017 года по сентябрь 2018 года). Фактическое соглашение о продаже газа, также заключенное в июне 2017 года, было подписано КТГ и PetroChina International Company Limited, дочерней компанией CNPC.

Для сравнения, среди трех центральноазиатских поставщиков газа, Узбекистан, переживающий череду трудностей, связанных с добычей, в конечном счете, сократил экспорт больше всего. Хотя КТГ нацелен на экспорт 10 млрд. м³/в год до 2023 года, такие высокие показатели идут вразрез с газовым балансом Казахстана. Согласно базовому сценарию IHS Markit, в 2020-х и 2030-х годах ожидается резкое сокращение экспортных поставок Казахстана в Китай (см. Рисунок 4.10).

Еще одним фактором, который стоит упомянуть в контексте экспорта казахстанского газа в Китай и газовых поставок из Центральной Азии в Китай в целом, выступают изменения на китайском газовом рынке. 9 декабря 2019 года China Oil and Gas Pipe Network Corporation (PipeChina) была официально зарегистрирована в Пекине в качестве независимой национальной трубопроводной компании, отвечающей за работу ключевой транспортной инфраструктуры и строительство новых объектов в нефтегазовом секторе страны. Учреждение национальной трубопроводной компании вкпе с другими реформами в области энергетики и реализацией новой политики тарифообразования с 2022 г. оказывает влияние на стратегию торговли CNPC, особенно в отношении объемов трубопроводного газа в будущем.³¹ CNPC была готова покрывать финансовые затраты на транспортировку газа из Центральной Азии в пределах Китая, учитывая свой статус национальной энергетической компании, стоящую перед ней задачу по бесперебойному обеспечению поставок на внутренний рынок Китая, и для поддержки своих инвестиций в центральноазиатских секторах добычи и транспортировки. Однако, принимая во внимание реформы в китайском секторе транспортировки и хранения газа, компания больше не получает прибыль от тарифов на трубопроводные поставки, которые могли бы компенсировать убытки, понесенные при транспортировке газа на дальние расстояния.³²

Значительные транспортные расходы при поставках в Китай делают центральноазиатский газ в целом недостаточно конкурентоспособным по сравнению с импортным спотовым СПГ, отдельными законтрактованными импортными объемами СПГ и российским трубопроводным газом в регионе Пекин-Тяньцзинь-Хэбэй и на рынках Шанхая.³³ Однако, учитывая беспрецедентный дефицит на мировом рынке спотового СПГ в 2021 году, которая привела к рекордному скачку цен на спотовый СПГ, центральноазиатский газ стал более конкурентоспособным, чем в последние несколько лет (см. Рисунок 4.11 «Сравнение средних отпускных цен на импортируемый газ в разрезе

31 См. Аналитическую записку IHS Markit «China to update pipeline tariff setting rules,» апрель 2021 г.

32 К примеру, в 2018 году CNPC сообщила об убытках от импорта газа в размере 24,9 млрд. юаней (360,9 млн. долл. США), львиная доля которых пришлось на импорт из Центральной Азии.

33 Южный участок расширения газопровода «Сила Сибири» в Китае не завершён, поэтому российский трубопроводный газ еще не поступает в Шанхай.

источников импорта на ключевых региональных рынках Китая в 2021 г.)). По прогнозам IHS Markit, в долгосрочной перспективе импортный газ из Центральной Азии будет испытывать конкурентное давление со стороны избыточного на мировом рынке СПГ, пусть и оставаясь частью стратегии Китая по диверсификации источников поставок. Однако вышеупомянутые реформы в сегменте трубопроводных поставок означают, что китайские компании не захотят инвестировать в дополнительные центральноазиатские газопроводные маршруты, такие как нитка «D» газопровода «ЦАК» (которую не планировалось строить с транзитом через Казахстан). Тем не менее, похоже, КТГ ищет способы расширить свои мощности для экспортных/транзитных поставок в Китай по «ББШ».³⁴ По оценкам IHS Markit, все три действующие нитки данной системы будут загружены практически на полную мощность, в основном транспортируя туркменский газ.

С учетом все более напряженной ситуации с предложением в газовом балансе Казахстана, в базовом сценарии IHS Markit отмечается, что общий операционный экспорт Казахстана к 2040 году сократится на 27% по сравнению с уровнем 2020 года примерно до 11,3 млрд. м³. Россия остается основным экспортным направлением (для переработки карагаганакского газа), тогда как экспорт в Китай к 2040 году существенно снизится. Такая конкурентная динамика экспорта и потребления на внутреннем рынке за имеющиеся коммерческие объемы газа скажется на финансовых планах КТГ (см. ниже).

4.10 Ценообразование на газ в Казахстане

Государственное регулирование оптовых цен на товарный газ осуществляет Министерство энергетики, а розничных цен – Министерство национальной экономики (посредством КРЕМ, подведомственного агентства по монопольному регулированию). Регулирование розничных цен оказывает влияние по большей части на сектор разведки и добычи, однако затрагивает всю цепочку создания стоимости.

³⁴ В сентябре 2021 года председатель правления КТГ Кайрат Шарипбаев проинформировал Президента Токаева о предварительных планах по строительству второй нитки «ББШ», которая может служить и для транзитных поставок туркменского газа в Китай.

4.10.1 Цены для конечных потребителей

Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (КРЕМ) регулирует цены на газ для конечных потребителей в зависимости от регионов и типов потребителей (бытовые или промышленные). Его подход руководствуется не столько энергетической политикой как таковой, сколько более общими макроэкономическими соображениями. Государственный целевой показатель уровня инфляции, возможно, является ключевым фактором, определяющим подход КРЕМ к газовому ценообразованию, поскольку он стремится удерживать совокупное повышение цен в пределах 20% от предписанного коридора инфляции. Учитывая, что общий целевой уровень инфляции составляет 4-6%, в 2021 году цены для конечных потребителей на энергию и другие коммунальные услуги (газ, отопление, электроэнергию, железнодорожный транспорт и водоснабжение) должны составлять примерно 1% от общего уровня инфляции. В 2020 году инфляция в Казахстане была зафиксирована на уровне 6,8%, превысив целевой показатель в 4%, в то время как для конечных потребителей средние цены на газ, поставляемый населению, фактически снизились на 8% в долларовом эквиваленте (или на 1% в национальной валюте: с 18 808 до 18 635 тенге/тыс. м³).

4.10.2 Оптовые цены на газ

Потолок региональных оптовых цен определяется на ежегодной основе и действуют с 1 июля текущего года по 30 июня следующего года. Согласно приказу об утверждении Правил определения предельных цен на газ, регулируемые цены в Казахстане не могут увеличиваться более чем на 15% ежегодно, хотя не исключено, что это предписание придется в будущем несколько смягчить.³⁵ В июне 2021 года КРЕМ увеличил предельные оптовые цены на газ (с 1 июля 2021 года) в среднем на 9,3% во всех областях и городах, за исключением Восточно-Казахстанской области. И хотя это и корректировка в сторону повышения, такой шаг фактически возвращает цены к уровням 2018-2019 годов.³⁶

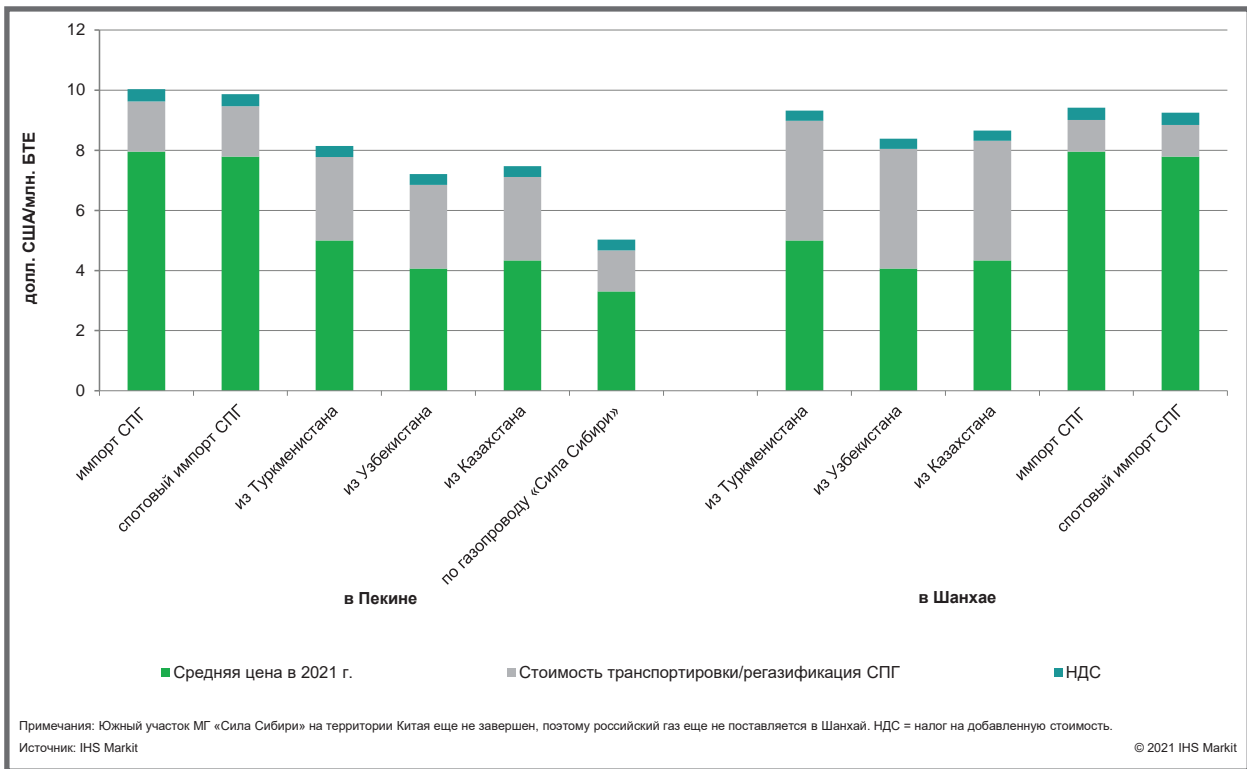
4.10.3 Цены для производителей

Цены, выплачиваемые добывающим компаниям, устанавливаются индивидуально путем переговоров между ними и покупателями, представленными, прежде всего, КТГ (национальным оператором в сфере газа и газоснабжения, за которым закреплены монопольные полномочия, предполагающие наличие преимущественного права на

³⁵ См. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 декабря 2014 года № 209 «Об утверждении Правил определения предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке Республики Казахстан и предельных цен сжиженного нефтяного газа, реализуемого в рамках плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан вне электронных торговых площадок». С последними изменениями от 30 марта 2020 г. <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1400010120>.

³⁶ С 1 июля 2019 года регулируемые предельные оптовые цены на газ снизились в среднем на 12%, причем урезание варьировалось от 0% до -23% (в зависимости от области) и оставалось на таком уровне до 30 июня 2021 года. С 1 июля 2021 года цены выросли в диапазоне от 3% до 15% по всей стране, кроме Восточного Казахстана.

Рисунок 4.11 Сравнение средних отпускных цен на импортируемый газ в разрезе источников импорта на ключевых региональных рынках Китая в 2021 г.



приобретение попутного газа). Теоретически цены для компаний, осуществляющих добычу природного газа, должны определяться в соответствии с положениями закона «О газе и газоснабжении» (2012 года), которые, согласно Статье 15, предусматривают применение ценового механизма «издержки плюс фиксированная прибыль»:

- ▶ Себестоимость добычи (долл. США/тыс. м³) + расходы на подготовку (долл. США/тыс. м³) + расходы на транспортировку до места реализации КТГ (долл. США/тыс. м³) + уровень рентабельности (<10%)³⁷

Компания КТГ обладает значительными полномочиями, и у нее есть возможность влиять на результаты переговоров о ценах на газ. А поскольку низкие регулируемые цены конечных потребителей сказываются на всех аспектах цепочки создания стоимости на внутреннем рынке, устанавливаемые для добывающих компаний цены, не всегда в полном объеме покрывают их расходы. В 2020 году средняя цена на природный газ для производителей составляла 48 долл. США/тыс. м³, а к июню 2021 года она снизилась до 30,8 долл. США/тыс. м³ (см. Рисунок 4.12 «Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане»). Средняя цена на попутный газ для производителей в 2020 году составила 28 долл. США/тыс. м³, а в июне 2021 года – 31,2 долл. США/тыс. м³.

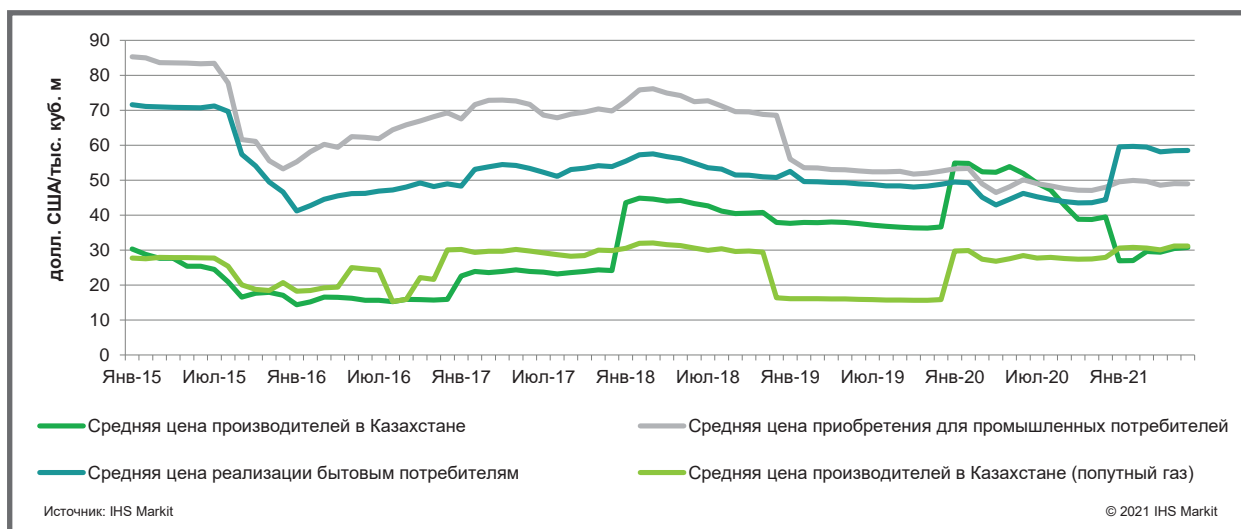
³⁷ Закон РК «О естественных монополиях» и сопутствующие ему правила, выпущенные КРЕМ, устанавливают методику расчета допустимого уровня прибыли для газотранспортных компаний (КТГ и дочерних предприятий) на основании регулируемой базы активов с учетом их расходов и инвестиционных программ. На практике при определении цен для конечных потребителей по-прежнему используется подход «издержки плюс фиксированная прибыль», при котором приемлемой нормой прибыли считается уровень, не превышающий 10%.

При низких газовых ценах для производителей у добывающих компаний нет достаточных стимулов увеличивать свои продажи товарного газа КТГ или стремиться к дальнейшей разработке новых месторождений газа. Меры по наращиванию объемов добычи газа активно обсуждаются правительством и различными отраслевыми группами, особенно в рамках применения скорректированной редакции типового контракта. IHS Markit полагает, что такие меры могут положительно сказаться на разрешении назревающей проблемы дефицита товарного газа в долгосрочной перспективе. Как и в предыдущих публикациях Национального энергетического доклада, мы подчеркиваем необходимость увеличения цены на газ по всей цепочке создания стоимости.

4.10.4 Роль национального оператора КТГ и государственное регулирование тарифов на трубопроводные поставки

Закон «О газе и газоснабжении» по сути наделяет единственного национального оператора в Казахстане полномочиями распоряжаться газовой добычей в стране и, в частности, дает КТГ право развивать внутренний рынок и национальную трубопроводную инфраструктуру на основании доходов, которые компания получает от продаж на внутреннем и международном рынках. Такой нормативный порядок отражает тот факт, что газ в Казахстане по большей части извлекается как сопутствующий продукт в ходе добычи жидких углеводородов, и, таким образом, объемы

Рисунок 4.12 Ежемесячная динамика внутренних цен на газ в Казахстане



газа не связаны напрямую с конъюнктурой (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 такой тип рыночной структуры до сих пор в целом неплохо функционировал, все же очевидно, что он находится под растущим давлением, поскольку программа по газификации страны набирает обороты. Внутренний спрос на газ растет, но у производителей недостаточно стимулов, чтобы стремиться к освоению исключительно новых газовых месторождений (то есть, для добычи газа ради самого газа, а не в связи с добычей жидких углеводородов). Основным препятствием выступает то, что оптовые газовые цены и цены на газ для конечных потребителей в Казахстане по-прежнему регулируются КРЕМ и поддерживаются на относительно низком уровне. В то же время, правительство продолжает политику сдерживания ценового роста. Низкие цены для конечных потребителей вынуждают игроков рынка по всей цепочке создания стоимости газа перекрестно субсидировать свою газовую деятельность за счет прибыли от других видов активности.

Проблемы казахстанского газового рынка наглядно иллюстрирует пример КТГ. При беглом взгляде на финансовые показатели КТГ можно увидеть, что в совокупности за последние несколько лет чистый доход компании имеет положительное значение. При этом следует отметить, что одним из направлений использования средств, получаемых КТГ, являются капиталовложения в расширение национальной газотранспортной сети. Однако при более внимательном изучении ситуации выясняется, что компания несет убытки от своего основного вида деятельности – реализации газа потребителям на внутреннем рынке. Согласно отчетным данным КТГ, в период с 2014 по 2020 годы компания понесла убытки от поставок газа на внутренний рынок в размере 429,6 млрд. тенге (1,043 млрд. долл. США), а в 2021 году они прогнозируются на уровне 158,8 млрд. тенге (374 млн. долл. США). С 2016 года КТГ удается в

совокупности по операциям получать чистую прибыль, но повышение рентабельности компании полностью связано с дополнительными доходами от наращивания экспорта газа в Китай (с 2018 года) и увеличения объемов газового транзита (с 2016 года) (см. Рисунок 4.13 «Консолидированные финансовые результаты КТГ»).³⁸ Однако текущее расширение газораспределительной сети в рамках плана по газификации означает, что убыточный сегмент бизнеса КТГ продолжит расти, тогда как объемы экспорта, вероятно, сократятся или, в лучшем случае, останутся неизменными, учитывая достаточно ограниченные объемы товарного газа в Казахстане. Таким образом, хотя КТГ активно работает над повышением уровня доступного газа на внутреннем рынке, компания также сосредоточена на совершенствовании текущей модели управления газовой отраслью (см. Раздел 4.4 выше).

4.10.5 Тарифы на трубопроводные поставки

КРЕМ также регулирует тарифы на трубопроводную транспортировку газа на внутреннем рынке. Тарифы на внутренние поставки по сети ИЦА устанавливаются на срок до пяти лет, но ИЦА, будучи дочерней компанией КТГ, имеет право потребовать пересмотра и изменения тарифов в соответствии со статьей 22 Закона «О естественных монополиях». Тариф ИЦА в размере 2 333,3 тенге/тыс. м³ (5,7 долл. США) вступил в силу 10 декабря 2020 года. Однако уже в 2021 году тариф повысили до 4 551 тенге/тыс. м³ (примерно 10,65 долл. США) на текущий год, чтобы покрыть дополнительные расходы, связанные с эксплуатацией трубопровода «Сарыарка».³⁹ Простой анализ ожидаемых объемов внутренних поставок и затрат на строительство «Сарыарка» указывает на то, что новый тариф ИЦА должен быть около 4 500 тенге/тыс. м³ (10,3 долл. США), чтобы покрыть затраты на «Сарыарка» примерно за

³⁸ Основным источником доходов КТГ (84% в 2020 г.) остается продажа газа (включая экспорт), а не транспортные услуги.

³⁹ Новый тариф ИЦА конвертировался в доллар США по обменному курсу июня 2021 года (427 тенге за доллар США).

Рисунок 4.13 Консолидированные финансовые результаты КТГ



10-летний период, или около 3 500 тенге/тыс. м³ (8,2 долл. США) для покрытия затрат за 20 лет.

В настоящее время тарифы на внутренние поставки по большинству магистральных трубопроводов устанавливаются регулятором по принципу «почтовой марки»: назначаются ставки в тенге/тыс. м³ вне зависимости от расстояния. Однако эта ситуация скорее всего в будущем изменится, поскольку ведутся активные обсуждения о необходимости создания такой структуры тарифов, которая будет отражать различия в расстоянии поставок газа. Например, по состоянию на 1 января 2021 года тариф «ББШ» равнялся 1 200,15 тенге/тыс. м³/100 км (2,8 долл. США, без НДС) или 15 964 тенге/тыс. м³ (37,66 долл. США) по сравнению с неизменным тарифом в 16 574 тенге/тыс. м³ (43,5 долл. США) в предыдущие годы (применимо как к экспортным, так и к внутренним поставкам).⁴⁰ Новый тариф действует до 2024 года. По новому тарифу «ББШ» стоимость газа, поставляемого в Нур-Султан по трубопроводу «Сарыарка», ниже, поскольку газ проходит только 944 км по «ББШ» (64% протяженности) до компрессорной станции «Караозек», а не весь путь в 1 477 км до Шымкента.

КТГ Аймак корректирует тарифы на транспортировку чаще, иногда раз в два года, чтобы отражать текущие инвестиции в расширение местной газораспределительной инфраструктуры. В последний год внутренние тарифы компании устанавливались для разных областей неодновременно, причем в одних областях тарифы

могли повышаться, в то время как в других — оставались неизменными. Похоже, что в целом предпринимаются попытки повышения тарифов для покрытия инвестиционных затрат на газификацию. Например, тариф на транспортировку для г. Нур-Султан с 1 ноября 2020 года был установлен на уровне 4 107,87 тенге/тыс. м³ (9,6 долл. США), но с 1 июня 2021 года он увеличился на 50% до 6 158,63 тенге/тыс. м³ (около 14,4 долл. США). В 2021 году простой невзвешенный средний тариф транспортировки для КТГ Аймак вырос на 7% в годовом исчислении до 4 751 тенге/тыс. м³ (11,4 долл. США).

В отличие от тарифов на внутренние поставки, тарифы на международный транзит газа по системе ИЦА и другим трубопроводам, находящимся в эксплуатации КТГ, устанавливаются путем двусторонних переговоров и не подлежат регулированию со стороны КРЕМ (в соответствии с поправками к Закону «О естественных монополиях», внесенными в мае 2015 года). Как уже отмечалось, «Газпром» и ИЦА ведут переговоры по установлению тарифа на транзит узбекского и туркменского газа в Россию, который в настоящее время составляет 2 долл. США/тыс. м³/100 км. Тариф на отгрузки газа в Китай по газопроводу «ЦАК» составляет 3,58 долл. США/тыс. м³/100 км. Ставка для данной магистрали не менялась в последние годы и, вероятно, останется такой в ближайшем будущем. Также с ИЦА оговариваются транзитные тарифы на экспорт газа ТШО (или несколькими другими казахстанскими производителями, имеющими право на экспорт). Для ТШО он составляет 5 долл. США/тыс. м³/100 км, а для КРГ — 2 долл. США/тыс. м³/100 км.

По оценкам IHS Markit, помимо уже принятых в 2020-2021 годах повышений, не стоит ожидать резкого роста большинства тарифов на внутренние поставки газа до середины 2020-х годов, которые, в краткосрочной перспективе скорее всего будут зависеть от уровня инфляции

⁴⁰ Ставка на уровне 15 964 тенге/тыс. м³, по-видимому, рассчитана на основе расстояния только по участку Бозой-Шымкент и не включает участок Бейнеу-Бозой. Подробнее о тарифах на транспортировку газа по «ББШ» см. в «Отчете о деятельности СЕМ по предоставлению регулируемых услуг перед потребителями за 2020 год», доступный с 19 июня 2021 года по ссылке https://bsgp.kz/ru_RU/%d0%b4%d0%be%d0%ba%d1%83%d0%bc%d0%b5%d0%bd%d1%82%d0%b0%d1%86%d0%b8%d1%8f/%d0%b4%d0%be%d0%ba%d1%83%d0%bc%d0%b5%d0%bd%d1%82%d1%8b/.

и отражать в большей степени издержки на техническое обслуживание. Никаких новых крупных трубопроводных проектов, способных достичь ОИР до 2023 года и обеспечить существенные капиталовложения, влияющие на тарифную базу, не предвидится, хотя КТГ и изучает вопрос строительства второй нитки «ББШ».

4.11 Единый газовый рынок ЕАЭС и гармонизация цен на газ

Создание общих нефтегазовых рынков между странами в составе Евразийского экономического союза (ЕАЭС): Арменией, Беларусью, Казахстаном, Кыргызстаном и Россией – планируется примерно в 2025 году. Это довольно непростая задача, поскольку в настоящее время торговля энергоносителями между ними регулируется в основном посредством специальных двусторонних торговых соглашений, которые охватывают вопросы объемов, условий, цен и другие аспекты, такие как экспортные пошлины. Несмотря на то, что работа над формированием общего рынка продолжается, основные проблемы остаются нерешенными (например, тарифы на транспортировку).⁴¹

Поскольку Казахстан присоединяется к общему газовому рынку ЕАЭС, это предполагает гармонизацию (приведение в соответствие) цен на природный газ для конечных потребителей в Казахстане и Российской Федерации в ходе создания общих открытых рынков. IHS Markit ожидает, что внутренние казахстанские цены будут приводиться в соответствие с российскими внутренними ценами, нежели наоборот, учитывая, что добыча газа, торговля и размер внутреннего рынка России намного масштабнее, чем в любых других членах ЕАЭС, включая Казахстан.⁴²

Внутренние российские цены на газ дифференцируются по группам потребителей и ценовым зонам в зависимости от территориальной удаленности потребителей от основного добывающего региона в Западной Сибири. Казахстанским политикам придется принять решение, с какой ценовой зоной России согласовывать свои цены, особенно на западе Казахстана.⁴³ IHS Markit считает, что Казахстану следует привести свои цены на природный газ в соответствие с ценами в газодобывающих регионах России (например, Ямало-Ненецком автономном округе), нежели с более высокими ценами в европейских регионах потребления России, таких как соседняя Саратовская область (см. Рисунок 4.14 «Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана (Атырауская область):

41 Главный предмет разногласий заключается в том, следует ли установить единый (унифицированный) тариф на транспортировку газа в рамках всего ЕАЭС, который не будет превышать текущий показатель, установленный в России, либо национальные правительства могут сами определять тарифы внутри своих стран, которые в равной степени будут применяться ко всему отгружаемому газу (транзит и внутренние поставки).

42 В 2020 году добыча газа в РФ составила 692,3 млрд. м³, конечное потребление газа – 428 млрд. м³, а общий объем экспорта – 251 млрд. м³.

43 В России, как и в Казахстане, цены для промышленных потребителей, находящихся в пределах газодобывающих регионов, намного ниже, чем для предприятий в более отдаленных регионах, где добыча не ведется – в основном из-за транспортной составляющей.

гармонизация с Ямало-Ненецким АО России в 2025 г.»). Такой подход позволил бы промышленности западных регионов Казахстана сохранить конкурентоспособность в более широком экономическом пространстве ЕАЭС и способствовал бы менее стремительной (хотя все равно значительной) корректировке потребительских цен. При таком сценарии для гармонизации с Ямало-Ненецким автономным округом России к 2025 году (как планируется в рамках ЕАЭС), цены на газ в Казахстане в течение 2021–2025 годов должны ежегодно расти примерно на 12%, чтобы достичь паритета с ценами в газодобывающих регионах России.⁴⁴ Гармонизация с российскими ценами также может помочь КТГ достичь окупаемости на внутреннем рынке и потенциально стимулировать новую деятельность в сфере разведки и добычи.

Хотя негативная реакция общества на повышение цен вполне вероятно, все же несомненно, что в Казахстане одни из самых низких тарифов на коммунальные услуги (газоснабжение и электроэнергию) в мире (расходы составляют лишь 3% среднего дохода домохозяйств в большинстве областей). Это очень низкий показатель по сравнению с рынками развитых стран (22–23% в ЕС) и на нескольких крупных развивающихся рынках (5–8% в России и 10–12% в Индии). Потенциал умеренного повышения тарифов в Казахстане очевиден даже при сравнении со схожими рынками (Азербайджаном и Турцией, 8–10%). Решение продолжить осуществление административного управления внутренними ценами на энергию повлечет за собой скрытые издержки, включая неэффективное использование энергоресурсов и возможность постоянного дефицита предложения. Ценовые расхождения, столь явные на внутреннем рынке, будут усугубляться по мере развития интеграционных процессов на газовом рынке ЕАЭС.

4.12 Экологические проблемы в секторе транспортировки газа и НДТ

4.12.1 Мировые выбросы метана в секторе природного газа

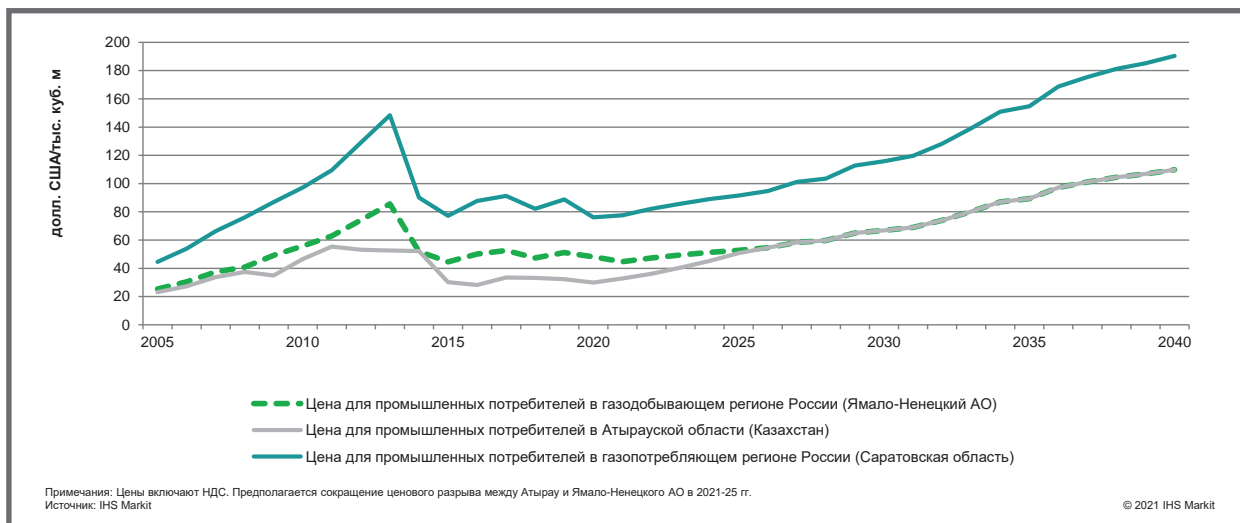
В целом на выработку электрической и тепловой энергии в мире приходится 25% общих выбросов парниковых газов, тогда как на сектор энергоснабжения (определяемый как добыча, обработка, нефтепереработка и транспортировка топлива) – около 10%.⁴⁵ И среди этих выбросов парниковых газов примерно 76% составляет CO₂, а за ним с большим отрывом следует метан (16%).⁴⁶ Метан (CH₄) составляет

44 В 2021 году оптовые цены на газ для конечных потребителей в Казахстане выросли в среднем на 9%.

45 <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data#Sector>

46 <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data#Gas>

Рисунок 4.14 Цены на природный газ для промышленных потребителей на западе Казахстана (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России в 2025 г.



аналогичную долю (10–15%) в общих выбросах от деятельности энергетического сектора.

И, хотя метан не преобладает ни в одной из этих категорий выбросов, он все же имеет огромное значение как парниковый газ из-за своей способности значительно и стремительно изменять климат. Несмотря на то, что метан недолго пребывает в атмосфере (около 12 лет по сравнению с сотнями лет в случае с двуокисью углерода), он гораздо сильнее удерживает тепло в атмосфере. Его потенциал глобального потепления (ПГП) по-разному определяется как приблизительно в 30 раз превышающий уровень CO₂ за 100 лет или примерно в 90 раз превышающий – за 20 лет.

Выработка и подача энергии является третьим по значимости источником выбросов метана в мире после выбросов от природных источников (термиты, заболоченная местность) и сельского хозяйства/отходов (полигоны ТБО, системы сточных вод). А в энергетическом секторе вклад деятельности по добыче угля и газа в образование выбросов метана сопоставим и составляет 43 млн. т (31%) и 42 млн. т (32%) от общих выбросов метана в секторе энергетики соответственно.⁴⁷ Однако в нефтегазовых операциях метан является крупнейшей составляющей выбросов парниковых газов.⁴⁸ По этим причинам, а также с учетом мирового опыта, показывающего, что целенаправленные усилия по борьбе с выбросами метана могут привести к значительному и быстрому их сокращению, именно борьба с выбросами метана стала ключевым направлением усилий по сокращению выбросов в нефтегазовой отрасли.

В нефтегазовой отрасли основной источник выбросов метана от деятельности добывающего сектора связан в первую очередь с добычей нефти и попутного газа (отвод

и утечки) и только затем с добычей природного газа.⁴⁹ В перерабатывающем секторе нефтегазовой отрасли (передача, хранение, распределение и использование/сжигание) речь в основном идет о газовых утечках из трубопроводов и компрессоров (а также неполном дожигании в оборудовании), которые становятся причиной метановых выбросов. Относительный вклад добывающего и перерабатывающего секторов в образование выбросов метана существенно варьируется от страны к стране из-за различного сочетания видов деятельности.

Если рассматривать только мировую газовую отрасль (без нефтяной), примерно две трети выбросов метана (28 млн. т/год) образуются в секторе разведки и добычи и одна треть (14 млн. т/год) в секторе переработки и сбыта.⁵⁰ Однако в таких странах, как Россия, для которых характерна высокая протяженность трубопроводных систем, это соотношение может быть противоположным, поскольку на одни только трубопроводы приходится более трех пятых (61%) общих выбросов в газовом секторе. Согласно данным проекта Methane Tracker, разработанного Международным энергетическим агентством (МЭА), Россия является крупнейшим в мире источником выбросов метана от нефтегазовой деятельности.⁵¹

Основная часть выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (парниковых газов и твердых частиц, но в основном метана) в секторе транспортировки и хранения природного газа обычно связана с использованием топлива в компрессорных станциях, контролируемым отводом выбросов во время техобслуживания и ремонтных работ,

⁴⁹ Утечки во время добычи газа являются следствием недостаточного контроля за скважиной или за отработанной жидкостью во время проведения операций по ГРП на плотных песках и сланцевых породах.

⁵⁰ Для сравнения, в нефтедобывающем секторе ежегодно образуется порядка 34 млн. т выбросов метана по сравнению с менее чем 1 млн. т в секторе переработки и сбыта; см. отчет IHS Markit *Мировой климат: понимание метанового баланса*, 2020 г.

⁵¹ <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>

⁴⁷ Стратегический отчет IHS Markit *Мировой климат: понимание метанового баланса*, 12 марта 2020 года [Global climate: understanding the methane balance].

⁴⁸ <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>

а также неконтролируемыми выбросами и утечками (из клапанов, соединений, фланцев и т.п.).⁵² Часть этих выбросов избежать технически невозможно, в то время как некоторые все же реально предотвратить, например: выбросы из-за ухудшения покрытия на трубах, утечек по причине ненадлежащего или нерегулярного техобслуживания, неправильно применяемых методов работы и действующих технических систем, а также использования старых, малопроизводительных компрессоров. Самым весомым фактором, влияющим на выбросы от эксплуатации трубопроводов, является общий объем газа, поступающего в ГТС; затем по значимости следует длина трубопроводной сети: т.е., чем больше газа проходит по системе газопроводов с точки зрения объемов или расстояния, тем больше образуется метановых выбросов.

В мировых масштабах трубопроводные операторы считают неконтролируемые выбросы и утечки наиболее актуальными экологическими проблемами и выделяют значительные ресурсы не только на то, чтобы точно измерить частоту и интенсивность утечек, но и на разработку передовых методов и технологий для их полного предотвращения.⁵³ По оценкам Агентства по охране окружающей среды США (EPA), 19% метановых выбросов в нефтегазовой отрасли приходятся на сегмент транспортировки и хранения природного газа, что составляет 0,57% от общих антропогенных выбросов парниковых газов в США.⁵⁴ В ЕС метан, попадающий в атмосферу в результате неконтролируемых выбросов природного газа, составляет 0,5% от общих выбросов парниковых газов и 27% от всех неконтролируемых выбросов.⁵⁵ Согласно текущим оценкам, 54% выбросов метана в международном энергетическом секторе в целом приходятся на неконтролируемые выбросы от деятельности нефтегазовой промышленности, несмотря на то, что у отраслевых операторов теперь, как правило, есть возможность предпринять различные относительно малозатратные меры по смягчению воздействия на окружающую среду.

Операторы в секторе транспортировки и хранения газа внедряют различные эксплуатационные и экологические

инициативы с целью сокращения утечки метана и смягчения общего воздействия на окружающую среду. Толчком для реформ зачастую становятся изменения в нормах и правилах, регулирующих выбросы и образование отходов, хотя компании также успешно ставят перед собой цели по добровольному сокращению выбросов. Например, по данным из добровольной программы Natural Gas Star Агентства по охране окружающей среды США, компании-участницы в период с 1990 по 2016 годы снизили выбросы метана от эксплуатации объектов по транспортировке и хранению на 44% за счет сокращения выбросов с компрессорных станций и неконтролируемых выбросов, несмотря на 43%-е увеличение потребления природного газа в США за тот же период.⁵⁶ Кроме того, программа американской группы ONE Future Coalition объединяет более 45 газовых компаний, совместно работающих над добровольным сокращением метановых выбросов по всей цепочке создания стоимости природного газа до 1% (или менее) к 2025 году.⁵⁷

В ЕС нормативно-правовые инициативы по сокращению выбросов метана в ключевых секторах экономики были приняты в 2009 году, что привело к сокращению выбросов метана в энергетическом секторе вдвое к 2020 году по сравнению с уровнями 1990 года. Согласно отчетам Партнерства по борьбе с выбросами метана нефтегазовой отрасли (OGMP) под эгидой ООН, компании-участницы «в совокупности заявили примерно о 25 000 т предотвращенных выбросов метана» в течение 2016–2018 годов, что эквивалентно «исключению из дорожного движения не менее 134 000 легковых автомобилей ежегодно».⁵⁸

Усилия, предпринимаемые компаниями по сокращению утечек в секторе транспортировки и хранения, можно разделить на несколько общих категорий:

► **Ремонт и замена труб.** Модернизация старых распределительных сетей и замена на современные полиэтиленовые трубы является ключевым решением на пути к снижению выбросов. Из-за этих старых, а порой даже древних, распределительных сетей утечки в почву из мелких трещин и изношенных соединений, в конечном счете, попадают в атмосферу. В локальных масштабах утечки безвредны: метан не токсичен, а концентрации из таких источников не достигают степени горючести в воздухе – однако в совокупности они являются вполне выявляемым источником выбросов парниковых газов. Замена труб может оказаться длительным и дорогостоящим процессом, но его систематически внедряют почти по всему миру, где все еще используются чугунные трубы.

► **Техническое обслуживание компрессоров.** В сегменте транспортировки газа некоторые отраслевые компании по-прежнему практикуют отвод из компрессоров во время вывода из эксплуатации для проведения техобслуживания. И все же существуют методы «запечатывания» метана с помощью азота (инертного газа) во время технического обслуживания. Основные межконтинентальные магистральные трубопроводы

52 Хотя на большинстве добывающих объектов всего мира компрессоры работают на природном газе, на некоторых месторождениях – таких как Гронинген (Нидерланды) – их питание обеспечивается электроэнергией [поступающей непосредственно из сети], что исключает возможность утечек, связанных с использованием топлива на объектах. Если эта электроэнергия производится из возобновляемых или низкоуглеродных источников, то чистое сокращение выбросов может быть значительным.

53 См. Программу PG&E Corporation по борьбе с утечками «Super Emitter», 2018 г. и «Reducing methane emissions: Best practices guide equipment leaks», опубликованный группой Methane Guiding Principles, <https://methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/>

54 <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/estimates-methane-emissions-segment-united-states#Transmission> Выбросы метана в секторе транспортировки и хранения природного газа составляют 5,7% от всех метановых выбросов в США, которые [речь об общих выбросах], в свою очередь, составляют 10% всех антропогенных выбросов парниковых газов в США. Таким образом, на газовый сектор транспортировки и хранения приходится 0,57% всех выбросов парниковых газов в США.

55 Под понятием неконтролируемых выбросов подразумевается преднамеренное или непреднамеренное высвобождение загрязняющих газов в результате деятельности человека, которые, в частности, могут быть связаны с добычей, обработкой, транспортировкой, хранением и использованием топлива. Выбросы от сжигания включаются в определение только в том случае, если они не связаны с операционной деятельностью (например, факельное сжигание природного газа на объектах нефтегазовой добычи).

56 <https://www.ingaa.org/38582.aspx>

57 <https://onefuture.us/>

58 Oil and Gas Methane Partnership (OGMP): Third-Year Report, доступный с 20 июля 2021 г., <https://www.ccoalition.org/en/resources/oil-and-gas-methane-partnership-ogmp-third-year-report>

могут значительно снизить выбросы за счет применения таких современных процессов. Россия, например, добилась больших успехов в последние годы, внедрив такую практику.

- ▶ **Проверка и обнаружение утечек.** Оборудование, на котором потенциально может возникнуть утечка, теперь можно постоянно контролировать посредством беспилотников или с помощью «лазерных сетей», которыми покрывают всю установку, как, например, компрессорные станции, для которых характерны такие риски. К другим технологиям обнаружения утечек относятся тепловизионные камеры (с использованием различных измерительных инструментов, таких как крыльчатый анемометр, термоанемометр, турбинный расходомер и пробоотборник), а также внедрение системы рекуперации газовых выбросов с гидроизоляцией. Также разрабатываются способы измерения выбросов с помощью специальных спутниковых систем.

4.12.2 Усилия компаний в казахстанском секторе транспортировки и хранения по сокращению выбросов метана

В Казахстане данные об утечках метана по большей части недоступны, или отчетность не отличается единообразием. Сложность в получении доступа к информации означает, что политические лидеры и участники энергетического сектора, как правило, не полностью осведомлены о проблеме и, скорее всего, о ее масштабах. Следовательно, усилия следует в первую очередь направлять на обнаружение и измерение утечек, а также на предоставление своевременной, точной и доступной отчетности.

В Национальном отчете о кадастрах Казахстана для РКИК ООН за 2021 год указывается, что выбросы метана в энергетическом секторе в совокупности составили 0,54 млн. т, а это почти в три раза меньше по сравнению с 1,5 млн. т в 2000 году. По сообщениям КМГ, ИЦА и КТГ Аймак, совокупные выбросы метана в 2018 году составили 5,4 млн. т CO_2 -экв., или 36,7% от их общих выбросов парниковых газов. В сегменте трубопроводных поставок (по нефте- и газопроводам) метановые выбросы составили 4,4 млн. т CO_2 -экв., или 81% от общих выбросов КМГ.⁵⁹ Таким образом, сектор транспортировки и хранения газа в Казахстане является крупнейшим источником выбросов метана в газовой промышленности и одновременно областью, которая предоставляет наибольшие возможности для совершенствования, особенно в отношении неконтролируемых выбросов.

⁵⁹ В отчете КМГ по выбросам парниковых газов (в рамках Климатической программы по углеродной отчетности CDP) за 2019 год не указаны показатели абсолютных выбросов метана, однако отмечено, что метановые выбросы из расчета на 1 000 т.н.э. добытых углеводородов снизились на 16% по сравнению с 2018 годом. В отчете за 2020 год КМГ указала следующие данные о прямых выбросах метана в рамках сферы охвата 1 (Score 1) для каждого из своих сегментов деятельности: разведка и добыча – 58 725 т CH_4 , транспортировка и хранение – 120 744 т CH_4 , переработка и сбыт (нефтепереработка) – 56 255 т CH_4 . Отчетность КМГ по метану за 2020 год включает также румынские и грузинские активы компании.

В Казахстане компании по транспортировке природного газа (КТГ и ее дочерние предприятия ИЦА и КТГ Аймак) сосредоточены на сокращении всех типов выбросов в соответствии с национальным законодательством и индивидуальными корпоративными целями. ИЦА и КТГ Аймак обычно делают акцент на трех сферах деятельности, регулируемых государственными нормативами: выбросах загрязняющих веществ в атмосферу (включая метан), контролируемых Министерством экологии, геологии и природных ресурсов РК (см. Главу 2), водопользовании и сбросах сточных вод, а также на образовании и утилизации отходов.⁶⁰ ИЦА, в частности, добилась в последние годы определенного успеха в снижении общего воздействия своей операционной деятельности на окружающую среду (см. текстовое поле «Мероприятия ИЦА и КТГ Аймак по восстановлению условий окружающей среды»).

Мероприятия ИЦА и КТГ Аймак по восстановлению условий окружающей среды

- Общие выбросы ИЦА в атмосферу составили 68 945 т в 2018 году, 82 377 т в 2019 году и 70 000 т в 2020 году (существенно ниже разрешенного на 2020 год уровня в 222 000 т). Возобновление транзитных поставок туркменского газа в Россию посредством трубопроводной сети ИЦА в 2019 году, по всей видимости, стало основным фактором скачка в тот период, поскольку при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов в трубопроводной системе «Средняя Азия – Центр», которая до этого долгое время простаивала, было сожжено больше газа. Кроме этого, в том же году ИЦА провела масштабное плановое техобслуживание и ряд аварийных ремонтных работ, что привело к увеличению количества выбросов. По данным ИЦА, в 2019 году доля метана в общих выбросах в атмосферу составила 98%, и разумно предположить, что в 2020 году доля метана в общих выбросах компании была схожей.⁶¹
- Потребление воды ИЦА в 2020 году составило 364 700 м³, что на 4% ниже 378 200 м³, зарегистрированных в 2019 году, но почти на уровне 364 300 м³ 2017 года. ИЦА связывает сокращение потребления воды в 2020 году с реализацией водосберегающих мер, которые помогли сократить утечки. Несмотря на этот в целом достигнутый прогресс, анализ потребления воды в масштабах предприятий показывает, что экономия носила неравномерный характер. Спрос на воду увеличился более чем втрое в УМГ «Кызылорда», дочерней компании ИЦА, до 3 000 м³ и почти на 4% – в УМГ «Актобе». Этот объем с лихвой удалось компенсировать снижением совокупного водопользования на 18 500 м³ дочерними компаниями «Актау», «Атырау», «Шымкент» и «Тараз». Увеличение

⁶⁰ Мониторинг и регулирование выбросов CO_2 отдельно осуществляет АО «Жасыл даму» в рамках Казахстанской системы торговли квотами на выбросы парниковых газов (СТВ).

⁶¹ Годовой отчет АО «Интергаз Центральная Азия» за 2019 год, стр. 60.

водопотребления на дочерних предприятиях «Кызылорда» и «Актобе» связано с задействованием дополнительных (новых) компрессорных станций.⁶² Наряду со снижением общего водопользования компании ИЦА удалось свести к минимуму объемы сброса сточных вод: с 33 т в 2018 году до 29,8 т в 2019 году и до 28,1 т в 2020 году – в связи с модернизацией водоочистного оборудования.

- В 2018–2020 годах образование твердых отходов в ИЦА составляло в среднем 1 214 т/год.
- Общее энергопотребление в 2020 году было 692 077 т условного топлива (в пересчете на уголь), что на 4,6% ниже 725 427 т в 2014 году. Соответственно, общее потребление электроэнергии сократилось на 23% в 2019 году и еще на 15% в 2020 году, достигнув отметки в 71,576 млн. кВт*ч.
- Говоря об энергосбережении, по сообщениям ИЦА, в 2020 году экономия за счет мер по повышению энергоэффективности составила 12 041 т условного топлива, в том числе: 10 млн. м³ природного газа (159,6 млн. тенге в финансовом выражении) и 1,534 млн. кВт*ч электричества (23 млн. тенге).⁶³
- Выбросы в атмосферу от деятельности КТГ Аймак в 2018 году равнялись 55 788 т и сократились до 53 331 т в 2019 году – последнем, по которому имеются данные. Это сокращение произошло, несмотря на рост поставок газа на внутреннем рынке. Промышленные отходы компании за тот же период составляли в среднем примерно 800 т/год, а сброс сточных вод оставался примерно на том же уровне.⁶⁴

Национальная нефтегазовая компания КМГ возглавила работу над мероприятиями по снижению метановых утечек по всей нефтегазовой цепочке создания стоимости, в том числе в секторе транспортировки и хранения газа. В 2014 году при поддержке Министерства энергетики Казахстана и Агентства по охране окружающей среды Норвегии компания КМГ инициировала масштабную программу по поиску возможностей сокращения метановых выбросов посредством проектов, направленных на улучшение механизмов обнаружения и измерения выбросов, образующихся в результате деятельности дочерних компаний и совместных предприятий КМГ. В рамках этих мер КМГ присоединилась в 2017 году к Глобальной инициативе по метану (GMI) и запустила экспериментальные проекты в Мангистауской области. В 2019 году КМГ впервые подала отчетность в рамках Проекта раскрытия информации о выбросах углерода (CDP), включая CO₂, метан и закись азота (N₂O) за 2018 год.

В секторе транспортировки и хранения газа ИЦА провела ряд модернизационных мероприятий, в том числе отремонтировала анодную защиту трубопроводов, заменила сотни километров старых труб и установила видеонаблюдение на дочернем предприятии УМГ «Уральск». Цели компании на 2021–2025 годы, определенные по результатам аудиторской оценки, проведенной Energy Partner LLP, направлены на различные совершенствования в области обеспечения энергоэффективности, которые в целом совпадают с целями внедрения НДТ в новом Экологическом кодексе. К таким инициативам относятся: оптимизация работы компрессорных станций и использования электроэнергии, ремонт линейных участков с предотвращением крупных утечек газа, установка новых катодных станций и мониторинг потребления воды, электричества и природного газа по всей сети.

Хотя ИЦА подробно обсуждает выбросы метана в контексте данных по результатам экологических экспертиз конкретных трубопроводов и компрессорных станций, компания не приводит систематическую отчетность по совокупным выбросам метана всей компании.⁶⁵ Тем не менее она, как правило, отмечает в своей отчетности, что метан составляет 95-98% ее выбросов в атмосферу. В 2020 году ИЦА реализовала семь проектов по устранению утечек (газа) в системах «Актау» (3 проекта), «Атырау» (2 проекта) и «Шымкент» (2 проекта).

КТГ Аймак представляет меньше информации о предпринимаемых мерах по сокращению утечек. На ее сайте указано, что в среднем компания ежегодно выбрасывает в атмосферу около 9 632 т CH₄ и 8 561 т CO₂.

Сравнить количество выбросов метана ИЦА и других трубопроводных операторов по-прежнему довольно сложно из-за нерегулярного характера отчетности. Судя по имеющимся данным о выбросах CO₂ и твердых частиц ИЦА, выбросы в атмосферу, осуществляемые ИЦА и КТГ Аймак, в целом соответствуют объемам выбросов других газопроводных операторов Евразии после унификации по размеру трубопроводной сети и в целом по объемам, поступающим в их соответствующие ГТС (см. Таблицу 4.8 «Сравнение экологических и производственных показателей отдельных газотранспортных компаний Евразии и Европы»). Например, с учетом того, что выбросы метана ИЦА (которые не включены) составляют 95-98% от общих выбросов парниковых газов, интенсивность выбросов компании окажется того же порядка величины, что и от операций по транспортировке и хранению у «Газпрома».

62 В «Кызылорде» в эксплуатацию ввели компрессорные станции «Караозек», «Коркыт Ата» и «Арал», а в «Актобе» – станцию «Устюрт».

63 Годовой отчет АО «Интергаз Центральная Азия» за 2020 год, стр. 116.

64 По данным КТГ Аймак, в течение 2017-2019 годов компания сэкономила свыше 22 000 м³ воды. <http://www.ktga.kz/company/ecology-management/>

65 ИЦА также заменила 88 запорных клапанов в 2018 году, 56 в 2019 году и 42 в 2020 году.

66 Например, по заявлениям компании, максимальный уровень утечек на КС «Устюрт» колеблется в пределах 0,12-0,20 нормальных м³ (н.м³)/мин, но не более 31 н.м³/ч. Согласно отчетам, на КС «Туркестан» и «Арал» (Саксаульск) утечки газа не превышали 0,53 н.м³/ч.

Таблица 4.8 Сравнение экологических и производственных показателей отдельных газотранспортных компаний Евразии и Европы

	2018	2019	2020
АО «Интергаз Центральная Азия» (ИЦА)			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	69	82	70
Образование отходов (тыс. т)	1	1	1
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	589	795	701
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	20,7	20,7	20,7
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	80	73	58
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	1	1	1
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	7,4	10,9	12,1
ПАО «Газпром»*			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	1 707	1 699	1 357
Образование отходов (тыс. т)	139	151	157
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	97 520	93 650	77 610
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	172,6	175,2	176,8
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)	693	679	625
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	2,5	2,5	2,2
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	141	138	124
АО «Укртрансгаз»			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	18	21	31
Образование отходов (тыс. т)**	3	6	3
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	4 392	4 492	251
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	33	33	33
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	87	90	56
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	0,2	0,2	0,6
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	51	50	5
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	23	22	25
Образование отходов (тыс. т)	5	6	12
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	320	320	450
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	8	8	8
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	63	61	56
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	0,4	0,4	0,4
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	5	5	8
ЗАО «Газпром Армения»			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	69	62	46
Образование отходов (тыс. т)	0,1	0,1	0,2
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	2 460	1 960	1 630
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	2	2	2
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	2	3	3
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	28	24	18
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	1 000	769	627

	2018	2019	2020
ОсОО «Газпром Кыргызстан»			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	4	3	2
Образование отходов (тыс. т)	0,2	2	0,3
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e)	90	70	40
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	1	1	1
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	6	7	7
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	1	0,4	0,2
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	14	10	6
PSG (PGNiG, Польша)(без учета трубопровода Ямал-Европа)			
Выбросы ЗВ в атмосферу (тыс. т)	405	404	255
Образование отходов (тыс. т)	4	4	2
Выбросы ПГ (тыс. т CO ₂ e) ^o	102	107	102
Протяженность МГ и газопроводов-отводов (тыс. км.)	11	11	11
Протяженность газораспределительных трубопроводов (тыс. км.)	186	191	195
Поступление газа в ГТС (млрд. куб. м)***	12	12	12
Удельные выбросы ЗВ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	34	35	22
Удельные выбросы ПГ в атмосферу на млн. куб. м транспортированного газа (тонн/млн. куб. м)	9	9	9

Примечания:

*Включает деятельность ПАО «Газпром» по транспортировке и хранению газа только на территории России.

**В 2020 г. общие данные по категории «образование отходов» были представлены в общем по группе компаний «Нафтогаз Украина», без детализации по дочерним компаниям. IHS Markit полагает, что доля АО «Укртрансгаз» по категории «образование отходов» осталась на уровне 2019 г. в размере 2,3% от показателя по группе компаний «Нафтогаз Украины». В 2020 г. общие образованные отходы группой компаний «Нафтогаз Украина» составили 132 900 тонн, в сравнении с 259 600 тонн в 2019 г.

***Включая транзитные объемы.

^o Атмосферные выбросы указаны для PGNiG, а не для ее дочерней распределительной компании PSG. Выбросы ПГ отражают выбросы от операций PSG по распределению, хранению и торговле газом. Все данные о выбросах PGNiG, за исключением выбросов парниковых газов, первоначально были представлены в мегаграммах (Mg), которые переводятся 1:1 в метрические тонны.

Источник: IHS Markit, отчеты компаний

© IHS Markit 2021

4.12.3 Опыт внедрения НДТ на других рынках и возможность их применения в газовом секторе Казахстана

Как и в ряде других важных областей экологической политики, ЕС играет ведущую роль в регулировании выбросов от деятельности компаний в секторе транспортировки и хранения природного газа. В настоящее время внимание ЕС смещается от преимущественно выбросов CO₂ к другим парниковым газам, особенно метану. По результатам оценки воздействия в рамках климатического целевого плана ЕС на период до 2030 года был сделан вывод, что метан, помимо CO₂, останется в ЕС преобладающим парниковым газом.⁶⁷ Действующая экологическая политика ЕС направлена на сокращение в странах блока выбросов парниковых газов, отличных от CO₂, к 2030 году на 29% по сравнению с уровнями 2005 года, однако власти стремятся улучшить эти показатели.

В октябре 2020 года ЕС опубликовал стратегию по сокращению выбросов метана в ключевых «загрязняющих экологию» сегментах экономики, включая энергетический сектор, на который в ЕС приходится 19% метановых выбросов. Ключевые принципы стратегии заключаются в совершенствовании измерения, проверки и отчетности о выбросах метана. Европейская комиссия в настоящее время разрабатывает нормативную базу для обязательного использования технологий обнаружения утечек и ремонта трубопроводов, а также запрета на регулярное факельное сжигание и отвод выбросов. Еврокомиссия также планирует создать международный центр наблюдения за выбросами метана при сотрудничестве с Программой ООН по окружающей среде (ЮНЕП), Коалицией по климату и чистому воздуху (ККЧВ) и МЭА. Мероприятия по измерению, проверке и отчетности по выбросам будут основываться не только на измерениях или расчетах, проводимых вручную, но и на спутниковых данных. Еврокомиссия намеревается задействовать спутниковую программу «Коперник» (Copernicus) для наблюдений за Землей, чтобы способствовать «обнаружению глобальных источников «сверхвыбросов» и выявлению крупных утечек метана».⁶⁸

Еврокомиссия возглавляет Партнерство по нефти, газу и метану (OGMP) совместно с Коалицией по климату и чистому воздуху и Фондом защиты окружающей среды (EDF).⁶⁹ Обновленная инициатива OGMP 2.0, разработанная в ноябре 2020 года, направлена на принятие «нового золотого стандарта для системы отчетности, который

повысит точность и прозрачность представляемых данных по антропогенным выбросам метана в нефтегазовом секторе». С целью поддержания глобальных климатических целей участники OGMP 2.0 поставили перед собой задачу сократить метановые выбросы в отрасли на 45% к 2025 году и на 60-75% к 2030 году.⁷⁰

Говоря об НДТ в Европе, их применение пока не является обязательной процедурой в европейском секторе транспортировки и хранения. В настоящее время операторы трубопроводов просто соблюдают национальные требования в области регулирования выбросов.

Однако в России компания «Газпром» все же ввела меры по внедрению НДТ для своей трубопроводной системы. Компания установила запорную и регулирующую арматуру на технологическом оборудовании газодобывающих установок и на стравленных трубопроводах низкого давления во время планового техобслуживания – оба варианта применяются ИЦА на практике. В других случаях, стремясь сократить выбросы метана в рамках реализации НДТ, «Газпром» откачивает газ на ремонтируемых участках трубопроводной трассы и перенаправляет его в другой трубопровод с помощью передвижной компрессорной станции.⁷¹

Казахстанские газопроводные операторы КТГ, ИЦА и КТГ Аймак в своих планах мероприятий, представленных Министерству экологии, геологии и природных ресурсов РК, определили несколько областей, вызывающих обеспокоенность в контексте проблемы охраны окружающей среды.⁷² Что касается трех основных областей загрязнения: выбросов в атмосферу, водопользования и сброса сточных вод, а также обращения с отходами – КТГ Аймак, например, подчеркнула необходимость оптимизировать эксплуатацию электроприводных газоперекачивающих агрегатов и повысить производительность компрессорных станций. По результатам аудита ИЦА была отмечена необходимость оптимизации загрузки компрессорных станций, проведения ремонтных работ с предотвращением выбросов метана в атмосферу, а также осуществления регулярных осмотров трубопроводных систем для выявления и устранения утечек газа.

Помимо мер, предусмотренных в рамках этих планов, компании также активно участвуют в международных инициативах по сертификации.⁷³ К примеру, КТГ Аймак недавно провела аудит, подтверждающий соблюдение компанией требований стандарта по экологическому менеджменту ISO 14001 (включая ежегодный мониторинг

67 https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF

68 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1833. Также стоит отметить, что есть и другие компании частного сектора, которые отслеживают выбросы на корпоративном уровне с помощью спутников, например, GHGSat Inc. Европейская IT-компания Kayros также пользуется инструментом сбора данных в рамках программ Copernicus Sentinel-5P и Sentinel-2, наряду с алгоритмами для обнаружения отдельных метановых выбросов из космоса.

69 В настоящее время инициатива OGMP включает 62 компании с активами на пяти континентах, на которые приходится 30% мировой добычи нефти и газа.

70 https://ec.europa.eu/info/news/oil-and-gas-industry-commits-new-framework-monitor-report-and-reduce-methane-emissions-2020-nov-23_en

71 См. Methane emissions management in Russia: Gazprom case study by Dr. Konstantin Romanov, Head of Division, Secretary of Coordination Committee for Sustainable Resource Management, Gazprom [«Управление выбросами метана в России: пример Газпрома», Константин Романов, Ответственный секретарь координационного комитета «Газпром» по вопросам рационального природопользования, начальник отдела ПАО «Газпром», к. э. н.] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/speaker_intervention_-_gazprom.pdf

72 См. планы мероприятий компаний на сайте Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК, <http://prtr.ecogogofond.kz/otchet-y-rvpz/>, а также Годовой отчет ИЦА за 2020 год.

73 Согласно корпоративной политике КТГ, все ее дочерние компании должны придерживаться международных и национальных стандартов посредством соблюдения сертификатов системы менеджмента.

выбросов и соблюдение требований, а также оценку управления рисками).⁷⁴ Аналогичным образом ИЦА прошла повторную сертификацию по стандарту ISO 14001, а также разработала меры по обеспечению энергоэффективности и энергосбережению, которые были сертифицированы в соответствии с международным стандартом ISO 50001 в рамках системы энергетического менеджмента.⁷⁵

4.13 Рекомендации по развитию рынка, увеличению запасов и гармоничной интеграции в общий рынок ЕАЭС

► Как отмечалось в предыдущих Национальных энергетических докладах (за 2015, 2017 и 2019 годы), низкие цены выступают ключевым препятствием на пути к росту коммерческих объемов газа. Политические лидеры Казахстана несомненно понимают, что цены на газ по всей цепочке создания стоимости, включая цены для производителей и для конечных потребителей, необходимо повышать, с тем чтобы обеспечить наращивание объемов добычи газа выше того, что уже запланировано.

► Правительство и участники Совета иностранных инвесторов под председательством Президента Республики Казахстан (СИИ) усердно работают над разработкой ряда инициатив для инвесторов, которые могут способствовать увеличению объемов добычи газа в стране. IHS Markit настоятельно рекомендует правительству РК принять предложения, выдвинутые СИИ, и включить данные изменения в требования к разработке новых месторождений (то есть, в структуру скорректированной редакции типового контракта).

► Политическим лидерам Казахстана следует рассмотреть возможность разработки ряда пакетов мер стимулирования (наподобие инициатив, предложенных по проектам в области развития ВИЭ) для инвесторов и организаций, работающих в сегменте газовой генерации. Текущие экономические и ценовые условия в Казахстане не способствуют переходу страны с угля на газ.

► Хотя тариф для «ББШ» уже скорректирован с учетом дальности поставок, что, несомненно, является положительным моментом, похоже, что планов отказаться от нынешнего метода «почтовой марки» для большинства трубопроводных тарифов ИЦА все же нет. С учетом транспортировки газа на большие расстояния в Казахстане IHS Markit рекомендует КРЕМ включить аспект дальности в основу тарифообразования для сети ИЦА; это поможет оптимизировать газовые поставки и будет стимулировать для дальнейшего развитие внутреннего рынка.

► IHS Markit призывает правительство предпринять меры по дополнительному просвещению регулирующих органов Министерства экономики, в частности КРЕМ, в области экономического анализа работы газового сектора для эффективного ведения конструктивного диалога с уполномоченными представителями Министерства энергетики и Министерства экологии, геологии и природных ресурсов страны. В то время как уставом КРЕМ предусмотрена защита интересов населения путем надзора над деятельностью естественных монополий, окончательные решения комитета должны приниматься на основании фактов и экономических реалий.

4.13.1 Рекомендации по применению НДТ в отношении выбросов в атмосферу

Внедрение любой новой технологии или методики, в том числе классифицируемой как «НДТ», требует тщательного учета всех технологических ограничений, характерных индивидуально для каждой компании, а также климатических условий, национальных и местных норм и требований и факторов затрат. Универсальных решений, подходящих абсолютно каждому, не существует, а технологии стремительно развиваются. Для ИЦА, КТГ и КТГ Аймак внедрение НДТ создает возможность ускорить реализацию уже запущенных инициатив, модернизировать операции и сократить степень воздействия на окружающую среду.

Хотя выводы в Технических справочниках по НДТ, разработанных НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов», и корпоративные эталонные показатели, необходимые для выдачи комплексных экологических разрешений (КЭР), еще не опубликованы, IHS Markit полагает, что и эталонные КЭР, и планы по НДТ, вероятно, будут нацелены на вопросы по (1) выбросам в атмосферу, (2) энергоэффективности, (3) водопользованию и водоотведению и (4) – косвенно – технологическим рекомендациям и промышленным отходам. Принимая это во внимание, IHS Markit представляет следующие рекомендации и соображения по внедрению НДТ в газотранспортном секторе Казахстана, причем основной акцент сделан на неорганизованных выбросах метана.

► Важное значение имеет надлежащая нормативно-правовая среда. ИЦА уже разработала план мероприятий по повышению энергоэффективности и достижению других экологических целей. Однако для финансирования расходов, связанных с данными программами, требуется одобрение КРЕМ. Комитет исторически не одобрял повышение регулируемых тарифов. IHS Markit настоятельно рекомендует КРЕМ принять предлагаемые обновления и изменения, представленные в рамках НДТ, в качестве полноправных компонентов в составе инвестиционных программ компаний и, в конечном счете, включить такие инвестиции в основу регулируемых тарифов. Для ИЦА и КТГ Аймак будет чрезвычайно сложно реализовать комплексную

74 <http://www.ktga.kz/company/ecology-management/>

75 <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>

программу по НДТ без возможности окупить свои вложения за счет повышения регулируемых тарифов.

► **Надежная инфраструктура для цифрового сбора, мониторинга и анализа данных является неотъемлемой частью выявления утечек метана, быстрого проведения ремонтных работ и предотвращения повторных инцидентов в будущем.** Меры ЕС и США по сокращению метановых выбросов сосредоточены на применении цифровых технологий, особенно в том, что касается обнаружения выбросов. И во многих отношениях «цифровизация» является необходимым условием для модернизации, поскольку подавляющее большинство новых технологий, используемых по всей цепочке создания стоимости в секторе энергетики, созданы для работы в компьютеризированном мире. С 2015 года КТГ и ЕБРР сотрудничают в области внедрения технологии оперативно-диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) в трубопроводной сети КТГ. Внедрение SCADA во всю сеть КТГ, включая трубопроводы КТГ Аймак и ИЦА, станет первым эффективным шагом на пути к расширению возможностей КТГ по мониторингу выбросов в атмосферу и созданию основы для дальнейших усовершенствований в будущем. В долгосрочной перспективе более масштабное использование облачных хранилищ данных может сыграть решающую роль в оптимизации связи между бизнес-подразделениями и принятии незамедлительных мер реагирования. Для расширенной цифровизации операционной деятельности необходима инвестиционная поддержка (для обучения сотрудников), а также создание организованной структуры персонала и систем по управлению потоком данных.

► **Правительство Казахстана могло бы помочь компаниям снизить затраты на внедрение НДТ путем создания общенациональной системы мониторинга выбросов с применением спутникового обнаружения.** Казахстан может последовать примеру ЕС, что позволило бы Министерству экологии, геологии и природных ресурсов собирать данные о выбросах в режиме реального времени и потенциально привело бы к сокращению времени на принятие соответствующих мер. Последующее распространение этих данных будет способствовать обеспечению прозрачности и своевременной подачи отчетных данных при одновременном снижении затрат на мониторинг для отдельных предприятий. Если рассматривать бюджетную сторону вопроса, государство может изначально ввести такую услугу только для естественных монополий, а затем постепенно расширять масштабы охвата. Для подтверждения достоверности данных, полученных со спутниковых систем, может потребоваться внести изменения в нормативы Казахстана.

► **Для снижения уровня метановых утечек необходимо проводить регулярный осмотр с помощью передвижных и стационарных цифровых технологии контроля, а также проводить соответствующее обучение сотрудников.** В 2018 году коммунальная энергетическая компания PG&E, расположенная в Калифорнии, изменила график проведения контроля утечек с четырехлетнего на трехлетний цикл. В тот момент PG&E предполагала, что более частые проверки помогут сократить мелкие утечки метана на целых 20% в год.⁷⁶

⁷⁶ См. Pacific Gas and Electric Company Attachment 1 2018, "Leak abatement compliance plan executive summary and templates."

Также PG&E совместно с Pricgo занялась разработкой мобильной технологии для обнаружения мелких утечек и использовала аэросъемку с помощью дифференциально-абсорбционного лазерного локатора LiDAR для проверки частей своей системы транспортировки на предмет утечек, а также технологию SCADA для мониторинга давления и скорости потока. Также значение имеет наличие хорошей программы обучения, после которой сотрудники смогут находить утечки и осуществлять необходимый ремонт. Одно исследование показало, что, например, 50% аварий на трубопроводах в западном регионе Казахстана произошли по вине человека.⁷⁷

► **Для дальнейшего сокращения метановых утечек метана ИЦА и КТГ Аймак могут рассмотреть возможность внедрения передовых методов управления и замены устаревших автоматических выключателей.** В США операторы газопроводов обнаружили, что замена газорасширительной турбины в компрессорах и генераторах с электростартером помогла снизить количество неудачных запусков и снизить выбросы метана.⁷⁸ Однако для этого потребуется электрификация газопровода. А на некоторых рынках, в частности в Калифорнии, местные органы власти запретили использование компонентов с SF₆ (например, автоматических выключателей) в трубопроводах, чтобы снизить данные выбросы. Компании работают с поставщиками технологий (Hitachi, Siemens и GE), чтобы к середине 2020-х годов разработать безопасные и эффективные компоненты, не содержащие SF₆.

► **Согласно результатам предварительных исследований, использование напыляемой изоляции для стыков измерительных приборов – при условии надлежащего использования – может оказаться весьма эффективным в борьбе с мелкими трубопроводными утечками.** Потенциальная замена гидравлических (масляных) затворов на «сухие» также снижает риск утечки метана при правильной установке и эксплуатации в надлежащих условиях.⁷⁹

► **ИЦА и КТГ Аймак могут рассмотреть вопрос о сокращении утечек метана за счет улучшения резьбовых соединений и технических характеристик трубопроводной арматуры.** В других странах некоторые компании обнаружили, что установка более качественных уплотнений под вентилем стояка и нанесение улучшенного резьбового герметика эффективно снизили выбросы.

► **Более полное и систематичное представление данных о деятельности и инициативах в области охраны окружающей среды повысит ответственность компаний и позволит проводить независимый сторонний анализ.** В настоящее время ИЦА, КТГ и КТГ Аймак нерегулярно публикуют данные о своих выбросах парниковых газов, в том числе метановых. Прозрачность

⁷⁷ См. R.R. Khasanov, "Problems of protective coatings of pipelines on the example of main gas pipelines of western Kazakhstan," Neftegazovoye delo, 2014, t.12 No.1 [P.P. Хасанов «Проблемы защитных покрытий трубопроводов на примере магистральных газопроводов западного Казахстана»] <http://ngdelo.ru/article/view/864>

⁷⁸ Также были случаи, когда газ в стартерах можно было заменить воздухом или азотом для снижения выбросов (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-gas-starters-air-or-nitrogen>).

⁷⁹ <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-wet-seals-dry-seals-centrifugal-compressors>.

данных позволит проводить независимый анализ, а также усовершенствует подотчетность. Раскрытие данных о воздействии на окружающую среду становится нормой для нефтегазовой отрасли по всему миру, и вполне логично, чтобы казахстанские газовые компании также приняли правила более прозрачного раскрытия информации.

► **Представление отчетности по абсолютным выбросам метана будет способствовать повышению прозрачности данных.** Компании, представляющие отчетность, должны публиковать данные об абсолютных выбросах парниковых газов и метана (например, в кубических метрах или тоннах) в своих отчетах об устойчивом развитии, указывая географические и производственные аспекты, а также формы собственности, к которым относится общий показатель. Конвертированные единицы измерения, такие как эквивалент CO_2 или показатели емкости (экв. CO_2 /б.н.э. добычи), могут помочь детализировать, но не должны заменять отчетность по исходным абсолютным выбросам. Если используются конвертированные данные, необходимо делать примечания о возможной субъективности представленных цифр. Такой подход позволит сохранить исходные данные, чтобы читатель (например, инвестор, правительственное учреждение) смог перевести их в необходимые единицы измерения самостоятельно и проводить прямое сравнение с историческими данными предыдущих лет. Наилучшим вариантом представления данных об интенсивности выбросов метана была бы их подача в виде дополнения к отчету об абсолютных выбросах метана, а не вместо него.

Глава 5

УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



5 УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Уголь – важнейший вид топлива в Казахстане, поскольку страна располагает его богатыми запасами с низкой себестоимостью добычи. Динамика добычи угля уже давно преимущественно коррелирует с тенденциями внутреннего спроса (особенно со стороны электроэнергетики), так как возможности для экспорта остаются весьма ограниченными. Учитывая текущее ускорение энергетического перехода во всем мире (включая Казахстан) и активизацию усилий по сокращению выбросов углерода в атмосферу, угольная промышленность страны ищет новые пути для продвижения вперед. В долгосрочной перспективе более вероятной для отрасли представляется траектория постепенного управляемого снижения, а не траектория роста. При этом темпы такого снижения будут зависеть от следующих факторов: скорость перехода в электроэнергетике с угля на природный газ и другие более низкоуглеродные энергоресурсы, спрос на экспортных рынках, а также прогресс в сфере внедрения технологий улавливания, использования и хранения углерода (CCUS), влияющих на интенсивность угольных выбросов в атмосферу.

5.1 Ключевые моменты

► Ожидается, что уголь останется важным энергоресурсом для экономики Казахстана – особенно в электроэнергетике – как минимум до 2040 года. Согласно базовому прогнозному сценарию IHS Markit, доля угля в спросе на первичные энергоресурсы в Казахстане снизится с 56% (в 2020 году) примерно до 51% в 2030 году и до 42% в 2040 году, постепенно уступая место природному газу, возобновляемым источникам энергии и (после середины 2030-х гг.) атомной генерации.

► Опасения по поводу существенного спада добычи угля из-за воздействия пандемии COVID-19 на экономику в целом в 2020 году не оправдались. Валовая добыча угля сократилась всего на 1,4%. Внутреннее потребление также снизилось лишь незначительно (на 1,4%) – в основном в промышленности. И сокращение экспорта оказалось намного менее серьезным, чем ожидалось – на 3,2% в годовом исчислении.

► В более долгосрочной перспективе прогнозируется, что спрос на казахстанский уголь – как внутри страны, так и за рубежом – будет снижаться, хотя и медленными темпами. Казахстан стремится к увеличению экспорта, но этому препятствует не только давление, направленное на сокращение потребления угля на ключевых экспортных рынках, но и большие расстояния до рынков сбыта, низкое качество угля и разногласия со странами, по территории которых осуществляется транзит.

► Планы угольной промышленности Казахстана в свете энергетического перехода все еще находятся на относительно ранних стадиях, но – как и в других крупных угледобывающих странах – сейчас основное внимание

уделяется активизации разработки и привлечению новых инвестиций. При этом идея перехода на полученные из угля продукты с высокой добавленной стоимостью набирает обороты энергичнее по сравнению с усилиями по расширению экспорта. Осуществляется ряд реформ, но ни одна из них, очевидно, не изменит «правила игры» в плане общих перспектив отрасли, которые во многом определяются международным стремлением сократить глобальные выбросы ПГ.

5.2 Организационная структура и правовая база

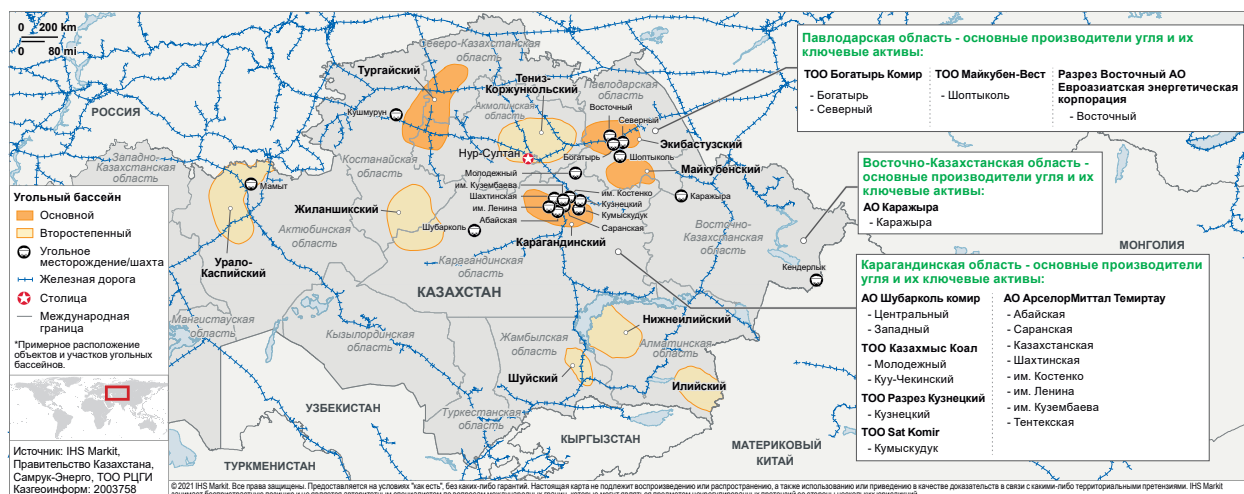
На данный момент казахстанская угольная промышленность является основным источником энергии для национальной экономики – в 2020 году на нее пришлось 56% потребления первичных энергоресурсов в стране. В Казахстане представлен почти весь спектр добычи угля – от бурого угля (лигнита) и суббитуминозного угля для выработки электроэнергии до металлургического угля и кокса для доменных печей. В настоящее время в отрасли рассматриваются способы диверсификации за счет производства из угля продуктов с высокой добавленной стоимостью, таких как смола, газы, сольвенты и активированный уголь.

В отличие от других крупных отраслей энергетики – таких как газовая, нефтяная и урановая – в угольной промышленности отсутствует «государственная компания» или «национальный оператор». Организационная структура угольной отрасли, по сути, децентрализована. Согласно официальным государственным данным, в настоящее время добычу угля ведут 25 компаний, но почти 3/4 общенационального объема производства приходится на четыре крупных предприятия (см. ниже). Регулирование горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» 2017 года и преимущественно контролируется Министерством индустрии и инфраструктурного развития. Помимо этого, на будущей деятельности в угольной отрасли отразятся недавние изменения и дополнения, внесенные в Налоговый кодекс и Кодекс о недрах, а также введение в действие нового Экологического кодекса (см. ниже).

5.3 Запасы

Располагая богатыми запасами угля, Казахстан является одним из мировых лидеров по его добыче и потреблению. По имеющимся данным, запасы угля в стране – на 49-ти месторождениях – по категориям A+B+C1 (что эквивалентно категории «доказанных и вероятных» запасов) составляют 29,4 млрд. т (а показатель «балансовых запасов» – 33,7 млрд. т)

Рисунок 5.1 Угольные бассейны и ключевые производственные площадки Казахстана*



или 2,4% от общемирового объема.¹ Казахстан занимает десятое место в мире по запасам угля, которых хватит более чем на 230 лет при текущих темпах добычи. Около 2/3 имеющихся в стране запасов приходится на битуминозный и суббитуминозный уголь (по принятой в Казахстане классификации эти два сорта относятся к каменному углю), а остальная часть – на лигнит (который также называется бурым углем). Крупнейшие угольные бассейны – Экибастузский (10 млрд. т), Карагандинский (6,9 млрд. т) и Тургайский (5,9 млрд. т) – расположены в центральной и северной частях страны (см. Рисунок 5.1 «Угольные бассейны и ключевые производственные площадки Казахстана»). Активы Экибастузского бассейна особенно выделяются с точки зрения низкой себестоимости добычи: угольные пласты имеют большую толщину и залегают близко к поверхности, что облегчает применение традиционных методов добычи открытым способом.

Притом, что Казахстан располагает внушительными запасами угля, основная его часть 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), помимо выбросов ПГ, образуются значительные объемы выбросов твердых частиц и диоксида серы. В Экибастузском бассейне уголь отличается особенно высокой зольностью (42-44%), а специфические структурные свойства делают его обогащение нерентабельным. Это ограничивает возможность его реализации на многих экспортных рынках (например, в Европейском союзе), где действуют строгие меры контроля выбросов и стандарты в отношении угля. Исключением из общей картины является Шубаркольский бассейн, для угля которого характерны гораздо меньшее содержание золы и серы (5-15% и 0,5%, соответственно) и более высокая теплотворная способность (5 600 ккал/кг).

5.4 Добыча и экспорт угля

5.4.1 Добыча

В 2020 году совокупный объем добычи угля в Казахстане составил 109,2 миллиона тонн (млн. т) – что на 1,4% меньше, чем в 2019 году – и страна заняла восьмое место в мире по данному показателю (см. Таблицу 5.1 «Добыча угля в Казахстане»)². Опасения по поводу существенного спада угледобычи из-за воздействия пандемии COVID-19 на экономику не оправдались. В 2020 году добыча угля сохранялась в целом на среднегодовом уровне, складывающемся на протяжении последнего десятилетия (порядка 109 млн. т в год) – в диапазоне от (максимум) 115,7 млн. т в 2012 году до (минимум) 98,6 млн. т в 2016 году. Добываемые объемы в основном идут на внутренний рынок. Считается, что 95% добычи приходится на каменный уголь (хотя значительная его часть фактически является суббитуминозным углем), 9,7% (или 10,1 млн. т) из которых составляет применяемый в металлургии коксующийся уголь.³ В 2020 году 87,4 млн. т угля было потреблено внутри страны, а 22,4 млн. т ушло на экспорт (см. Таблицу 5.2 «Баланс угля в Казахстане»). Казахстан также импортирует незначительные объемы угля (в 2020 году импорт составил 0,6 млн. т), в основном в рамках мелких трансграничных сделок.

1 Сведения о запасах приводятся согласно данным Комитета геологии Республики Казахстан на 1 января 2019 года. К доказанным запасам обычно принято относить те объемы, которые – согласно имеющейся геологической и инженерно-технической информации – с обоснованной степенью вероятности могут быть извлечены в будущем из разведанных коллекторов при существующих экономических и эксплуатационных условиях.

2 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 (такие как зола). В 2020 году в Казахстане было произведено 3,9 млн. т угольного концентрата.

3 Единственной компанией, которая добывает коксующийся уголь (в Карагандинском бассейне Казахстана) является АО «АрселорМиттал Темиртау».

Таблица 5.1 Добыча угля в Казахстане (млн. т)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Казахстан (всего)	131,6	83,3	74,9	86,6	106,6	111,4	115,7	114,6	109,3	102,6	98,6	107,9	114,1	110,7	109,2
Уголь каменный	128,0	79,5	72,4	82,1	99,3	103,0	107,9	107,7	102,4	97,1	92,8	101,8	107,6	104,8	103,9
Коксующийся уголь	29,6	11,6	н.д.	н.д.	11,7	11,5	11,3	11,7	11,7	10,9	н.д.	10,9	10,8	10,5	10,1
Лигнит	3,4	3,7	2,4	4,5	7,3	8,4	7,7	6,9	6,9	5,5	5,8	6,1	6,6	5,9	5,3
Угольный концентрат	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	4,4	5,1	4,9	5,2	5,3	4,7	4,5	4,4	4,3	4,3	3,9

Примечание: н.д. = нет данных.

Источник: IHS Markit, Бюро национальной статистики АСПИР РК

© 2021 IHS Markit

Таблица 5.2 Баланс угля в Казахстане (млн. т)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Изменение (%) 2019–20 гг.
Добыча угля (уголь каменный+лигнит)	102,6	98,6	107,9	114,1	110,7	109,2	-1,3
Потребление угля (видимое)	74,8	74,8	80,9	91,6	88,3	87,4	-0,9
Экспорт угля	28,0	24,0	27,1	23,4	23,1	22,4	-3,2
За пределы бывших республик СССР	4,1	2,7	4,5	2,2	1,7	0,3	-85,3
В бывшие республики СССР	23,9	21,3	22,7	21,2	21,4	22,1	3,3
Импорт угля	0,2	0,2	0,1	0,8	0,7	0,6	-15,3
Из стран за пределами бывшего СССР	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–	-100,0
Из бывших республик СССР	0,2	0,2	0,1	0,8	0,7	0,6	-15,3

Источник: IHS Markit, Бюро национальной статистики АСПИР РК

© 2021 IHS Markit

Уголь в Казахстане добывается главным образом в Павлодарской и Карагандинской областях, где в 2020 году объем добычи составил 100,7 млн. т или 92% от совокупного показателя по стране. В Павлодарской области добыча угля ведется на трех гигантских разрезах Экибастузского бассейна – Богатырь, Северный и Восточный, а в Карагандинской области (в Карагандинском бассейне) – на таких разрезах как Борлы, Шубарколь, Сарыадыр и Кушоки (см. Таблицу 5.3 «Основные угледобывающие компании Казахстана»). Помимо этого, ведется добыча подземным (шахтным) способом – в основном в Карагандинском бассейне (для нужд местных металлургических предприятий), а также добыча бурого угля (лигнита), которая сосредоточена в Майкубенском бассейне в Павлодарской области. Остальная часть добычи приходится главным образом на Восточный Казахстан (в основном на месторождение Каражыра (ранее носившее название Юбилейное)). При этом в последнем десятилетии наблюдается активизация добычи угля для местного потребления на небольших разрезах в Актыубинской, Алматинской и Туркестанской областях.

По данным Министерства индустрии и инфраструктурного развития, в стране работают около 25 угледобывающих предприятий, но почти три четверти национальной добычи обеспечивается четырьмя объектами, деятельность на которых ведут ТОО «Богатырь Комир», АО «Евроазиатская энергетическая корпорация», АО «Шубарколь Комир»

и АО «АрселорМиттал Темиртау» (см. Таблицу 5.3).⁴ Крупнейшим производителем угля в Казахстане является ТОО «Богатырь Комир», осуществляющее разработку гигантского разреза «Богатырь» в Экибастузском бассейне. В 2020 году объем добычи компании составил 43,3 млн. т или около 40% от общенационального показателя. ТОО «Богатырь Комир» внедряет новую циклично-поточную технологию (ЦПТ). Эта технология позволит перейти от перевозки угля железнодорожным транспортом на его конвейерную транспортировку. Переход на ЦПТ увеличит степень усреднения угля разнокачественных угольных пластов с помощью дробильного оборудования и обеспечит стабильность качества отгружаемого угля за счет автоматизации процессов контроля. Проект позволит значительно снизить пылеобразование, а также операционные расходы. Его завершение намечено на 2022 год.

Второе место по добыче угля занимает компания Eurasian Resources Group (ERG), которая обеспечивает около четверти его производства в целом по стране через два холдинга: АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (ЕЭК) и АО «Шубарколь Комир». Немногим более 1/5 добычи приходится в совокупности еще на трех производителей: Угольный департамент АО «АрселорМиттал Темиртау» (осуществляющий добычу шахтным способом в Карагандинском бассейне), ТОО «Kazakhmys Coal» и ТОО

⁴ Однако по данным Бюро национальной статистики АСПИР РК в настоящее время добычу угля ведут только 15 компаний.

Таблица 5.3 Основные угледобывающие компании Казахстана

Компания	Область	Собственник	Добыча в 2020 г. (тыс. т)*	Доля в общей добыче угля в Казахстане	Шахты / угольные разрезы
ТОО «Богатырь Комир»	Павлодарская	АО «Самрук-Энерго» (50%) и ОК «РУСАЛ» (50%)	43 338	40%	Угольный разрез «Богатырь», угольный разрез «Северный»
Разрез «Восточный» АО «Евразийская энергетическая корпорация»	Павлодарская	Eurasian Resources Group (ERG)	27 600	25%	Угольный разрез «Восточный»
АО «Шубарколь Комир»	Карагандинская	ERG (100%), вкл.: АО "Евразийская энергетическая корпорация" (50%) SHK EURASIAN HOLDING B.V. (50%)			Угольный разрез «Центральный»; угольный разрез «Западный»
АО «АрселорМиттал Темиртау»	Карагандинская	АрселорМиттал	10 212	9%	Шахта «Абайская», шахта «Саранская», шахта «Казахстанская», шахта «Шахтинская», шахта «Тентекская», шахта им. Костенко, шахта имени Ленина, шахта имени Кузембаева
ТОО «Kazakhmys Coal»	Карагандинская	КСС B.V. владеет 99,9%	7 681	7%	Борлы (угольный разрез «Молодежный») и угольный разрез «Куу-Чекинский»
АО «Каражыра»	Восточно-Казахстанская	Огай Э.Э. (24,95%), Огай В.Э. (24,95%), Огай Э.В. (20,10%), Джуманбаев В.В. (20%), Нигматуллин Е.З (10%)	6 427	6%	Угольное месторождение Каражыра (ранее Юбилейное)
ТОО «Майкубен-Вест»	Павлодарская	ТОО «Premier Development Company»	4 835	4%	Разрез Майкубенский, месторождение Шоптыкольское
ТОО «Разрез «Кузнецкий»	Карагандинская	Coal Holding Company PTE ltd (50%), Coal-Field Investment Company PTE Ltd (25%), Terra Minerals ltd (25%)	189	0%	Угольный разрез Кузнецкий
ТОО Фирма «Рapid»	Карагандинская		148	0%	
АО Горнорудная компания «Sat Komir»	Карагандинская	SAT & Company JSC	366	0%	Кумыскудукский участок Верхнесоурского месторождения
Другие		Компании включая ТОО «Угольный ресурс», ТОО «Angrensor Energo», ТОО «Сайкан», ТОО «Фирма «Мадина»	8 433	8%	
Всего			109 229	100%	

Примечание: *Некоторые показатели добычи в 2020 г. являются оценочными.

Источник: IHS Markit, Министерство индустрии и инфраструктурного развития РК, АО «Самрук-Энерго»

© 2021 IHS Markit

Рисунок 5.2 Среднегодовые цены предприятий-производителей каменного угля в Казахстане по регионам

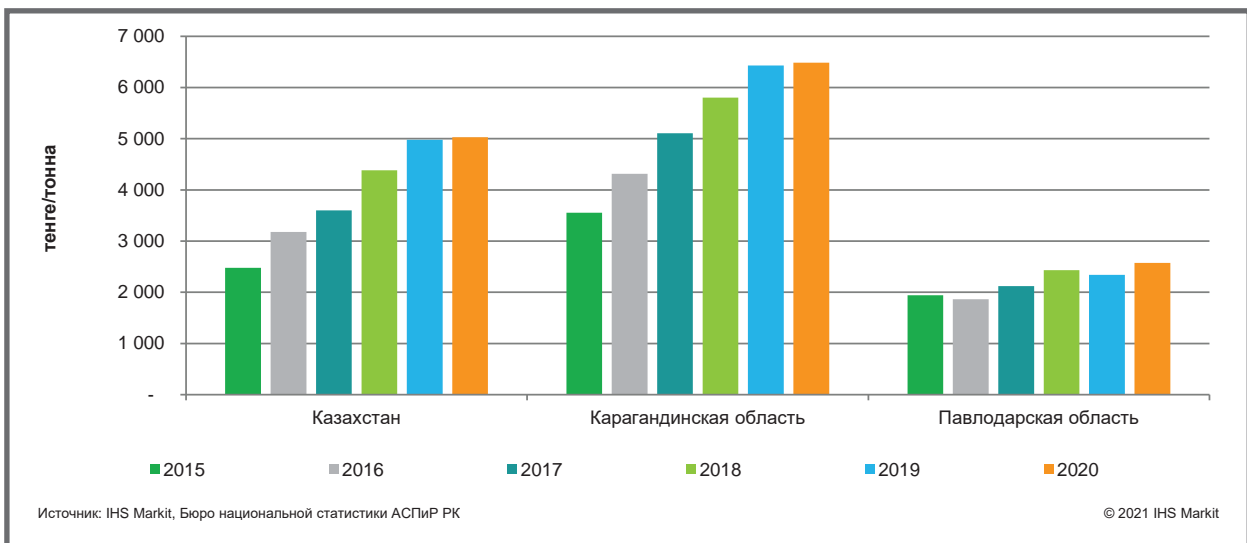
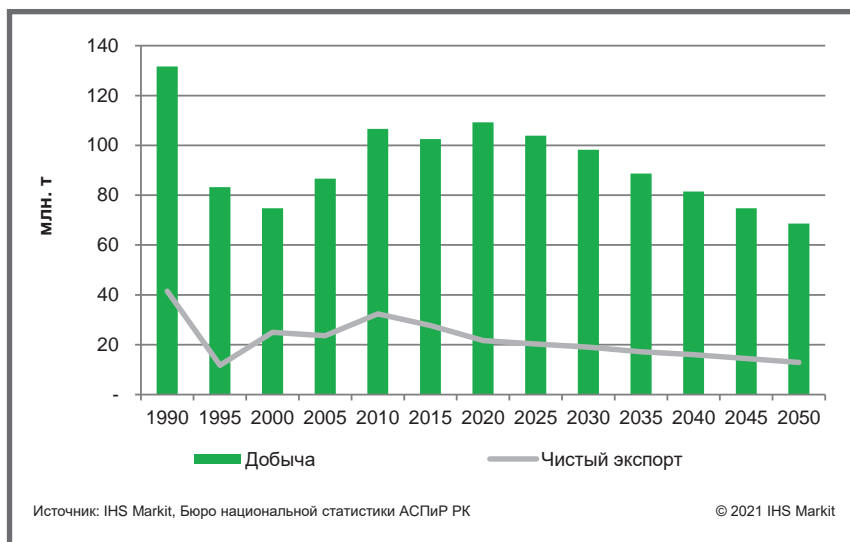


Рисунок 5.3 Прогноз добычи и экспорта Казахстанского угля



«Майкубен-Вест». АО «Каражыра», ведущее предприятие в Восточно-Казахстанской области, производит около 6% от общенационального объема добычи.

Важным фактором, влияющим на добычу угля в Казахстане, являются цены, по которым производители реализуют свою продукцию на внутреннем рынке. Отчасти из-за того, что себестоимость добычи – особенно на крупных разрезах, где используются большие роторные экскаваторы – очень низкая, цены производителей также невысоки. В отличие от цен на другие виды топлива, такие как природный газ, СУГ, электричество, тепло или даже нефтепродукты (в отношении которых имеет место косвенное регулирование), цены на уголь в Казахстане напрямую не регулируются. Однако Министерство национальной экономики и Министерство торговли и интеграции осуществляют надзор за ценообразованием и торговлей в угольной отрасли, включая реализацию угля через товарные биржи. При этом за период с 2015 г. по 2020 г. цены, получаемые производителями, в целом выросли (см. Рисунок 5.2 «Среднегодовые цены

предприятий-производителей каменного угля в Казахстане по регионам»).

В более долгосрочной перспективе ожидается, что добыча угля в Казахстане будет снижаться – хотя и медленными темпами – что обусловлено проблемами с наращиванием экспорта (см. ниже), национальными обязательствами по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ), расширением газификации и использования ВИЭ, а также высокой степенью неопределенности относительно развития производства из угля химической продукции и других альтернативных способов его использования (таких как газификация угля, производство синтетического жидкого топлива и водоугольной суспензии). Согласно базовому сценарию IHS Markit, в период до 2050 года добыча угля будет снижаться в среднем на 1,5% в год, выйдя на отметку около 98 млн. т в 2030 году и 69 млн. т в 2050 году (см. Рисунок 5.3 «Прогноз добычи и экспорта Казахстанского угля»).

Таблица 5.4 Экспорт угля из Казахстана в разные страны (тыс. т)

	2017	2018	2019	2020	Доля в общем экспорте	Изменение (%) 2019–20 гг.
Россия	20 905	19 608	19 776	19 353	86%	-2%
Кыргызстан	1 075	928	744	957	4%	29%
Украина	404	371	790	905	4%	14%
Белоруссия	158	188	356	695	3%	95%
Узбекистан	65	109	122	235	1%	93%
Китай	–	1	39	173	1%	341%
Польша	5	41	22	53	0%	139%
Великобритания	18	18	5	11	0%	133%
Турция	–	15	11	5	0%	-52%
Греция	–	–	–	3	0%	
Грузия	1	–	3	2	0%	-18%
Латвия	–	28	12	2	0%	-83%
Азербайджан	1	1	–	–	0%	
Молдавия	2	1	–	–	0%	
Кипр	181	191	447	–	0%	-100%
Финляндия	3 450	695	–	–	0%	
Швейцария	761	1 184	774	–	0%	-100%
Япония	108	9	–	–	0%	
Всего экспорт	27 136	23 387	23 101	22 395	100%	-3%

Источник: IHS Markit, Бюро национальной статистики АСПиР РК

© 2021 IHS Markit

5.4.2 Экспорт

На протяжении последнего десятилетия Казахстан экспортировал примерно четверть годового объема добычи, но этот показатель постепенно сокращается. В 2010 году экспорт составлял около 31% от объема производства, но в середине десятилетия его доля упала примерно до 25%, а с 2018 года – лишь до 20-21%. В 2020 году совокупный объем экспорта составил 22,4 млн. т или 21% добычи. Тем не менее, произошедший в 2020 году спад – примерно на 3% в годовом исчислении – был довольно скромным по сравнению с исходными ожиданиями в начале пандемии COVID-19 (см. Таблицу 5.2). Однако за данным показателем скрываются расхождения в динамике, складывавшейся на разных экспортных рынках.

Основным экспортным направлением для казахстанского угля традиционно была Россия. В 2020 году на нее все еще приходилось 86% от общего объема экспорта или около 20 млн. т угля (данный показатель снизился на 2% в годовом исчислении; см. Таблицу 5.4 «Экспорт угля из Казахстана в разные страны (тыс. т)»). Уголь в Россию экспортируется в основном из Экибастузского бассейна, что сложилось исторически – поскольку ряд российских электростанций Южного Урала и Западной Сибири проектировались под сжигание экибастузского угля.⁵ Помимо этого, в 2020 году на металлургические комбинаты и другие промышленные предприятия России было поставлено около 0,6 млн. т коксующегося угля из Карагандинского бассейна.

Совершенно неудивительно, что вторым крупнейшим направлением экспорта казахстанского угля являются другие страны постсоветского пространства – помимо России – на долю которых в 2020 году пришлось 12% (или 2,8 млн. т) от общего объема экспорта.⁶ Экспортные поставки казахстанского угля в эти страны в 2020 году значительно выросли – на целых 39% (хотя и с невысокого стартового уровня). В 2020 году Казахстан экспортировал около 0,9 млн. т угля в Кыргызстан и Украину и еще 0,9 млн. т в другие страны постсоветского пространства (а именно, Беларусь и Узбекистан).⁷ Экспорт в Украину, вероятно, оказался бы значительно больше, если бы не разногласия с Россией по поводу транзита угля (см. ниже). Помимо этого, около 800 тыс. т коксующегося угля экспортирует АО «АрселорМиттал Темиртау» на свои сталелитейные заводы в Украине.

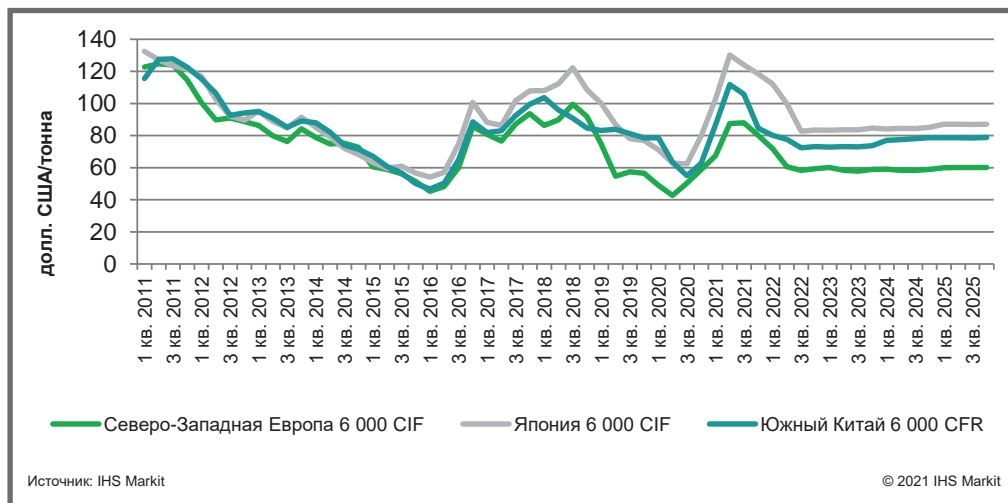
Экспорт угля из Казахстана в страны, находящиеся за пределами постсоветского пространства, в 2020 году резко упал (на 81%), составив лишь около 0,3 млн. т или 1% от совокупного объема экспорта. Крупнейшим импортером казахстанского угля в данной категории стран был Китай, куда в 2020 году было поставлено почти 0,2 млн. т, что в четыре раза превышает аналогичный показатель 2019 года. Тем не менее, это увеличение не помогло компенсировать сокращение экспорта в Европу – в частности, в Швейцарию и Кипр – даже несмотря на то, что Казахстан увеличил экспорт (в небольших объемах) в другие европейские

5 В настоящее время импортируемый экибастузский уголь используется в России на Рефтинской ГРЭС, Троицкой ГРЭС, Омской ТЭЦ-4 и Омской ТЭЦ-5.

6 Для обозначения этих стран в совокупности в статистике Казахстана принято использовать термин СНГ (Содружество Независимых Государств), хотя Украина и Грузия некоторое время назад вышли из данного объединения, а Туркменистан не является его полноправным членом.

7 Уголь, экспортированный в Беларусь, вероятно, предназначался для последующей отправки в Украину, поскольку в Беларуси отсутствуют мощности угольной генерации.

Рисунок 5.4 Среднеквартальные международные спотовые цены на энергетический уголь с прогнозом до 2025 г.



страны (Соединенное Королевство, Грецию, Польшу).⁸ Спад экспорта в европейском направлении в 2020 году во многом был связан со снижением спроса на фоне пандемии и рекордно низкими ценами на уголь в середине 2020 года, когда даже наиболее конкурентоспособным мировым производителям угля пришлось останавливать производство (см. Рисунок 5.4 «Среднеквартальные международные спотовые цены на энергетический уголь с прогнозом до 2025 г.»).

Однако сокращение экспорта казахстанского угля в Европу происходило еще до пандемии 2020 года из-за снижения цен на природный газ, увеличения объемов возобновляемой генерации и общеевропейской климатической политики, направленной на прекращение использования угля для производства электроэнергии и сведение к нулю связанных с этим выбросов ПГ (см. Главу 2). Помимо этого, казахстанский уголь отличается высоким содержанием влаги, золы и серы, что отрицательно сказывается на возможностях его экспорта на многие рынки. Стоимость транспортировки из Казахстана, не имеющего выхода к морю, также значительна. Экспорт угля из Казахстана за пределы СНГ в период с 2017 г. по 2019 г. сократился на 70%. Финляндия – одно из крупнейших направлений угольного экспорта – в 2017 году импортировала около 3,5 млн. т казахстанского угля, но в 2019 году полностью прекратила импорт.⁹

В дополнение к общим рыночным факторам, сказывающимся на экспорте угля из Казахстана, в последние годы торговле с другими странами препятствовали две непростые ситуации, связанные с транзитом через Россию.

Разногласия по поводу транзита угля в Украину

В июне 2019 года между Казахстаном и Россией возникли разногласия по поводу поставок казахстанского угля железнодорожным транспортом через Россию в Украину, поскольку Россия ввела систему разрешений, позволяющую ей ограничивать транспортировку угля через свою территорию. Проблема возникла на фоне ухудшения отношений между Россией и Украиной, которая в итоге распространилась и на торговлю углем. С 1 июня 2019 года – в ответ на дополнительные санкции, введенные Украиной в отношении российских компаний, должностных лиц и товаров – Россия ввела разрешительный режим экспорта российского угля в Украину, который начал применяться и в отношении транзита казахстанского угля.¹⁰ Казахстан выразил несогласие, заявив, что такие ограничения неприменимы к транзиту угля и других грузов в соответствии с базовыми принципами Договора о Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС), который призван гарантировать свободу движения товаров. На практике же ограничения начали применяться к транзитным поставкам казахстанского угля, направляющимся в Украину, практически сразу (с июля 2019 года).

В октябре 2019 года Евразийская экономическая комиссия пришла к заключению, что Россия создает препятствия для транзита казахстанского угля вопреки правилам, регулирующим работу рынка ЕАЭС.¹¹ Однако вместо того, чтобы снять ограничения, Россия согласилась увеличить введенную с июля 2019 года квоту Казахстана на транзит

⁸ В Европу, как правило, экспортируется уголь Шубаркольского месторождения, который соответствует европейским требованиям к содержанию золы, серы и теплотворной способности.

⁹ Финляндия планирует запретить использование угля для производства тепловой и электрической энергии к 2029 году, что, очевидно, означает полное прекращение его импорта.

¹⁰ В соответствии с требованиями нового режима, экспорт определенных товаров в Украину (включая уголь и некоторые виды нефтепродуктов) становится возможен только по отдельному согласованию с Минэкономразвития России.

¹¹ По данным Ассоциации горнодобывающих и горно-металлургических предприятий Казахстана (АГМП), в период с июля по октябрь 2019 года казахстанские грузоотправители подавали заявки на получение разрешения на транспортировку 716 тыс. т казахстанского угля в Украину, но транзит по территории России был согласован менее чем на половину этого объема (320 тыс. т). По оценкам Казахстана, это выливается для предприятий страны в ежемесячные убытки на сумму 11 млн. долл. США.

угля в Украину с 90 тыс. т в месяц до 140 тыс. т в месяц. Тем не менее, министр торговли и интеграции Республики Казахстан Бахыт Султанов отметил, что предоставленная квота все же не покрывает запроса казахстанских экспортеров угля в полном объеме. Принимая во внимание сложные политические факторы, задействованные в данной ситуации, вопрос транзита угля в Украину в перспективе, вероятно, продолжит препятствовать этим торговым отношениям.

Продолжающаяся нехватка портовых и железнодорожных мощностей – особенно на Дальнем Востоке России

Еще до возникновения разногласий по поводу транзита угля в Украину, Казахстан пытался договориться с Россией о возможности поставок казахстанского угля в Европу и Юго-Восточную Азию с доступом к перевалочным мощностям в российских портах.¹² В 2017 году Казахстан предложил механизм, который мог бы послужить основой для предоставления такого доступа, но Россия отвергла данный вариант, и потенциальный компромисс так и не был реализован. Позже, в 2018 году, двум странам снова не удалось подписать соглашение о каких-либо дополнительных гарантиях транспортировки казахстанского угля по территории России на экспортные рынки через российские морские порты.¹³

Российские угледобывающие предприятия и органы регулирования утверждают, что на казахстанский уголь уже распространяются те же правила, что и на российский, вследствие чего предоставление каких-либо дополнительных гарантий фактически приведет к дискриминации российских производителей. С другой стороны, казахстанские производители угля – напротив – указывают на отсутствие четко определенных правил, регулирующих доступ к услугам морских портов, которое из месяца в месяц выливается в отсутствие у них гарантий того, что их уголь будет отгружен, а не заблокирован (в пользу российского угля или по иным причинам). При этом экспортные угольные терминалы ограничены в мощностях, в результате чего имеет место реальная конкуренция между российскими и казахстанскими поставщиками за мощности перевалки угля для поставок на экспорт.¹⁴

Помимо загруженности портов, еще одним потенциальным препятствием для транзита казахстанского угля является российская железнодорожная инфраструктура в более широком плане. При том что в Договоре о ЕАЭС четко прописано равенство доступа к услугам инфраструктуры

железнодорожного транспорта, пропускная способность ряда основных железнодорожных маршрутов, идущих к восточному побережью России, по-прежнему ограничена, а ее расширение остается одним из ключевых приоритетов долгосрочной программы развития холдинга «Российские железные дороги» (РЖД). За последнее десятилетие в российской угольной промышленности произошла серьезная переориентация на экспортные рынки в целом и азиатский регион в частности на фоне спада внутреннего потребления угля. Данный процесс сопровождался масштабной модернизацией и расширением.¹⁵ Это привело к высокой загруженности целого ряда объектов существующей железнодорожной инфраструктуры, идущей на восток, в то же время когда казахстанские производители угля стали стремиться увеличить экспорт в данном направлении.

Судя по всему, экспортные мощности железных дорог России, идущих в западном направлении, так сильно не загружены. РЖД оперативно корректируют железнодорожные тарифы на перевозку угля (в пределах своей компетенции) в зависимости от складывающегося уровня экспортных цен (в Европе) и маржи угольных экспортеров. В предыдущие годы РЖД устанавливали более низкие тарифы на железнодорожные перевозки в некоторые западные порты, чтобы стимулировать поставки в данном направлении. Так, для привлечения железнодорожных поставок в порты Балтийского моря и Польши в 2019 году РЖД ввели значительные скидки (до 60%) к тарифам на экспорт казахстанского энергетического угля в эти пункты. Однако на практике спрос сместился в сторону востока (Азии), и мощности, выделенные для поставок казахстанского угля на запад, так и остались недогруженными.

Соответственно, когда во второй половине 2019 года возникли проблемы с транзитом в Украину, представители угольной промышленности Казахстана обратились напрямую к премьер-министру страны Аскару Мамину за межправительственным содействием в переговорах с Россией с целью расширения доступа к рынкам Юго-Восточной Азии, Индии, Японии и Южной Кореи. В сентябре 2019 года президенты Казахстана и Китая объявили о достижении предварительной договоренности о железнодорожном транзите казахстанского угля (в объеме до 2 млн. т в год) через пограничный переход Достык-Алашанькоу по территории материкового Китая в порт Ляньюньган для дальнейшего экспорта в Юго-Восточную Азию.¹⁶ Однако в экспортной статистике нет сведений о поставках угля в Азию (кроме Китая) за последние два года. На потенциальных поставках по данному маршруту, безусловно, негативно отразилась пандемия COVID-19: в течение 2020 года Китай значительно ограничил движение поездов из Казахстана в Китай, а в марте 2021 года казахстанские железные дороги ввели запрет на отправку железнодорожных составов в Китай через пограничный переход Достык-Алашанькоу в целях уменьшения скопления вагонов на границе.¹⁷

12 С созданием ЕАЭС в январе 2015 года экспорт угля (и других товаров) из Казахстана в восточном направлении стал экономически целесообразным (по крайней мере, теоретически) вследствие распространения единых внутрироссийских железнодорожных тарифов на транспортировку казахстанских товаров, следующих транзитом в другие страны, в том числе через морские порты России.

13 Вместе с тем, в 2018 году Правительством РФ был одобрен запрос казахстанской компании на приобретение контрольной доли (50%) в угольном портовом операторе «Порт Высоцкий» под Санкт-Петербургом пропускной способностью 8 млн. т в год. В 2020 году объем экспортной перевалки угля ООО «Порт Высоцкий» составил 6,8 млн. т.

14 См. IHS Markit Strategic Report *Russia Watch: In search of new demand: Russian energy producers re-strategize as market challenges multiply*, 15 January 2020 [Стратегический обзор IHS Markit «Ситуация в России: в поисках новых источников спроса – российские энергопроизводители пересматривают стратегию на фоне роста рыночных проблем», 15 января 2020 г.].

15 См. IHS Markit Strategic Report *The "new economics" of Russian coal*, August 2007 [Стратегический обзор IHS Markit «Новая экономика» российского угля», август 2007 г.].

16 Порт Ляньюньган находится недалеко от устья реки Цянвэй на севере провинции Цзянсу в восточной части Китая.

17 В ноябре 2020 года количество железнодорожных составов из Казахстана, принимаемых китайской стороной, упало примерно на треть по сравнению с предыдущим годом (с 16 до 11 в сутки).

Перспективы экспорта омрачаются проблемами с конкурентоспособностью

В долгосрочной перспективе ожидается сокращение экспорта угля из Казахстана (хотя и медленными темпами) на фоне общего снижения мирового спроса на уголь: согласно нашим прогнозам, экспорт сократится примерно до 19 млн. т в год в 2030 году и до 16 млн. т в год в 2040 году (см. Рисунок 5.3). Присутствуют опасения по поводу более быстрого ослабления российского спроса на казахстанский уголь (к середине 2020-х годов), учитывая, что некоторые из российских генерирующих мощностей, спроектированные под сжигание экибастузского угля, устаревают и нуждаются в замене. Помимо этого, угледобывающие предприятия России – особенно ведущие добычу в Кузнецком бассейне – стремятся вытеснить объемы казахстанского импорта, не говоря уже о значительном расширении использования российского природного газа в данном регионе. Тем не менее, мы ожидаем, что экономическая конкурентоспособность угля из Казахстана позволит ему удержать свои позиции на этом рынке в течение следующего десятилетия или даже на более длительный период. На модернизацию вышеупомянутых генерирующих мощностей потребуется некоторое время, и вполне вероятно, что она будет осуществляться поэтапно – от станции к станции.

Казахстан стремится увеличить экспорт угля на китайский рынок, хотя этому препятствуют не только относительно низкое качество угля, логистические сложности и высокая стоимость транспортировки (в Китае уголь потребляется главным образом на востоке, а добывается во внутриматериковых западных регионах), но и наличие в КНР собственных богатых запасов угля. Помимо этого ожидается, что пик спроса на уголь в Китае настанет уже в 2025 году с учетом замедления экономического роста, экологических проблем и структурных изменений в экономике. Также предполагается, что провинция Синьцзян, которая граничит с Казахстаном и находится ближе к основным центрам спроса на востоке Китая, станет вторым по величине нетто-экспортером угля среди всех регионов страны. Наконец, спрос на уголь постепенно смещается ближе к местам добычи (к северным и западным частям Китая), чему способствует поставка выработанной с использованием угля электроэнергии по линиям электропередачи ультравысокого напряжения (СВН) в другие регионы. Одним из вариантов, заслуживающих дальнейшего рассмотрения, для Казахстана является экспорт полученных из угля продуктов с повышенной добавленной стоимостью (и меньшим объемом) – таких как смола, газы, сольвенты и активированный уголь – которые лучше способны оправдать относительно высокие транспортные расходы при поставках на этот рынок.

Экспорт в Европу осложняется невысоким качеством угля, большой протяженностью маршрутов транспортировки и резким падением спроса. Только шубаркольский уголь соответствует требованиям Европейского союза в отношении зольности и теплотворной способности, в связи с чем перспективы значительного увеличения экспорта энергетического угля представляются весьма ограниченными.¹⁸ Низкие цены на газ в Европе и недавнее повышение платы за выбросы углерода в системе торговли квотами на выбросы (СТВ) Европейского союза

способствуют поддержанию конкурентоспособности газа по сравнению с углем в электроэнергетике.¹⁹ В 2020 году впервые в истории Европы было произведено больше электроэнергии из возобновляемых источников (38%), чем из ископаемых видов топлива (37%), за счет наращивания новых проектов солнечной и ветровой энергетики. Хотя официальной информации об обновлении сроков отхода от использования угля в Европе на фоне COVID-19 не поступало, несколько угольных электростанций в Испании и Италии закрылись ранее, чем планировалось, поскольку им оказалось сложно сохранить рентабельность в условиях пандемии. После пандемии вполне вероятно некоторое восстановление спроса, но в целом его снижение в Европе следует рассматривать как практически перманентную тенденцию.

На региональном уровне присутствует некоторый потенциал для расширения экспорта на соседние рынки Центральной Азии – в частности, в Узбекистан и Кыргызстан, поскольку обе страны планируют сохранить или даже несколько увеличить объемы производства электроэнергии с использованием угля в общей структуре генерации. Помимо этого, несомненно, можно экспортировать больше угля в Украину, если удастся преодолеть разногласия с Россией по поводу транзита; однако экспортный потенциал все же довольно ограничен, учитывая общую логистику и характеристики казахстанского энергетического угля. Наконец, хотя спрос на уголь в Южной Азии (Пакистане, Индии) предположительно останется устойчивым, любые потенциальные экспортные поставки из Казахстана на эти рынки столкнутся с жесткой конкуренцией со стороны таких глобальных морских экспортеров, как Южная Африка (на которую пришлось почти 2/3 пакистанского импорта энергетического угля в 2020 году), Индонезия (62% индийского импорта), Австралия, Россия и США.

5.5 Обзор мирового спроса на уголь

Ожидается, что в глобальном масштабе спрос на уголь в 2021 и 2022 гг. несколько вырастет (примерно до 6,26 млрд. т в каждом из годов) по сравнению с пониженным уровнем 2020 года (6,11 млрд. т), поскольку многие национальные экономики вернутся к росту после совокупного сокращения мирового ВВП на 3,5% в 2020 году из-за пандемии COVID-19. Однако при этом предполагается, что восстановление будет ограниченным и неравномерным – как в результате возобновления всплесков заболеваемости в связи с появлением новых штаммов вируса (например, как в Восточной Азии, Южной Африке и США), так и в результате индивидуальных ситуаций, складывающихся на разных рынках. В качестве одного из основных примеров последнего случая можно привести торговый конфликт между Китаем и Австралией, в ходе которого китайское правительство ввело ограничения на импорт австралийского энергетического и металлургического угля (и ряда других товаров), начиная с осени 2020 года. На фоне продолжающегося конфликта

¹⁸ Представители казахстанской промышленности заявляют о возможности добывать до 14 млн. т шубаркольского угля в год.

¹⁹ См. IHS Markit Market Briefing *European competitive fuel price report*, March 2021 [Краткий рыночный обзор IHS Markit «Обзор конкурентоспособности цен на топливо в Европе», март 2021 г.].

Рисунок 5.5 Мировой спрос на уголь по отраслям



Австралии пока успешно удается перенаправлять свой уголь на другие рынки (прежде всего, в Индию), а Китай смог обеспечить себя соответствующим объемом поставок из альтернативных источников, таких как Индонезия – хотя складывающаяся там, а также в Колумбии и Южной Африке, напряженная ситуация с добычей (из-за проливных дождей) вылилась в глобальное сокращение поставок в краткосрочном плане. Переориентация торговых потоков омрачила картину роста спроса в ближайшей перспективе и отразилась на рынке, который, совершенно очевидно, сталкивается с проблемами.²⁰

Следует отметить, что в 2019 году у поставщиков не было проблем с удовлетворением еще более высокого совокупного уровня спроса (6,42 млрд. т), и в 2020 году в мире было закрыто лишь несколько шахт. Таким образом, учитывая, что в мировом производстве и экспортном потенциале практически не произошло изменений, как только краткосрочные проблемы с поставками будут преодолены и уровень запасов в хранилищах нормализуется, трудно представить ситуацию, при которой предложение не смогло бы покрыть ожидаемый рост спроса в будущем.

При этом, согласно новому базовому сценарию IHS Markit («Переломный этап»), после 2022 года ожидается, что спрос на уголь будет поступательно снижаться – с 5,95 млрд. т в 2025 году до 5,31 млрд. т в 2030 году и до 4,31 млрд. т к 2040 году – что прежде всего обусловлено его более низкими перспективами в ряде ключевых центров спроса, а именно в Европе, Японии, Южной Корее, Тайване, Индии

и даже материковом Китае.²¹ Хотя конкретные ситуации будут различаться в зависимости от страны, ожидается, что конкуренция со стороны других источников энергии и намеренные ограничения потребления существенно снизят общий спрос – особенно в электроэнергетике, где давление, направленное на снижение выбросов ПГ, материализуется раньше и будет наиболее интенсивным (см. Главу 2). IHS Markit прогнозирует, что мировой спрос на уголь в электроэнергетике снизится по сравнению с текущим уровнем почти на 20% в 2030 году и более чем на 35% в 2040 году (см. Рисунок 5.5 «Мировой спрос на уголь по отраслям»).

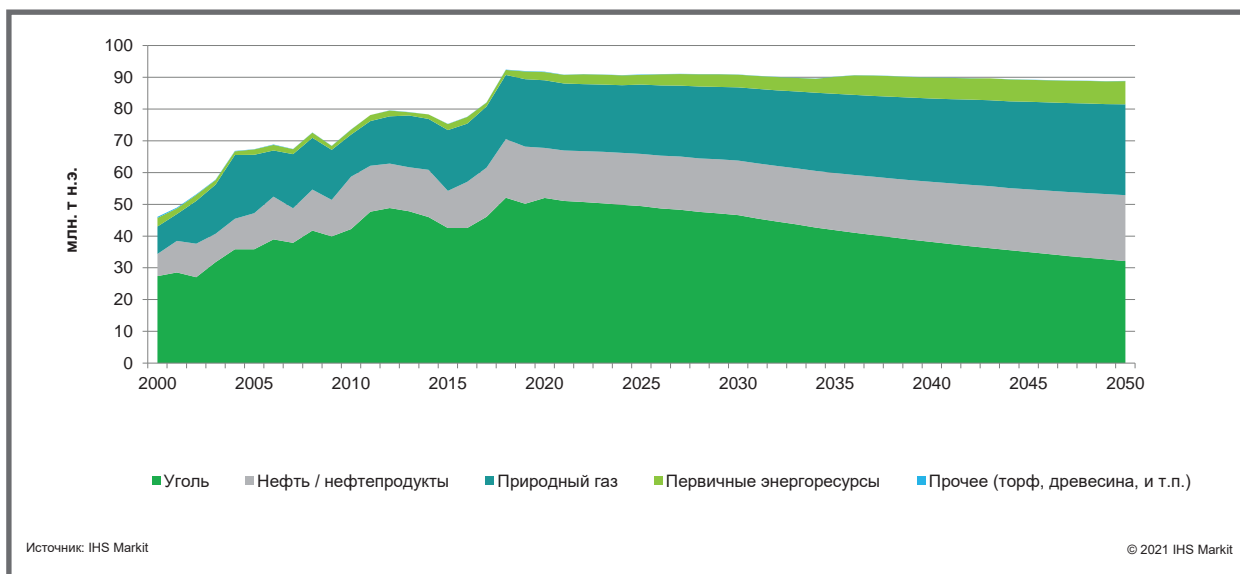
5.6 Транспортировка угля

Тарифы на железнодорожные перевозки в Казахстане регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики

²⁰ См. IHS Markit *Steam Coal Forecaster*, April 2021 [IHS Markit «Прогноз по энергетическому уголю», апрель 2021 г.].

²¹ О перспективах каждого из этих центров спроса можно узнать из материала IHS Markit *Global Steam Coal Market Service Thermal coal seaborne imports and exports outlook to 2050*, June 2021 [Сервис IHS Markit по глобальному рынку энергетического угля «Перспективы морского импорта и экспорта энергетического угля до 2050 года», июнь 2021 г.]. Как отмечается в Главе 1, сценарий «Переломный этап» предполагает более активное – по сравнению с нашим предыдущим базовым сценарием («Конкуренция») – глобальное реагирование на ключевые поворотные моменты в международной геополитике, в национальных политических и экономических приоритетах, в действиях бизнеса и отдельных лиц, а также в финансовых критериях инвесторов и кредиторов. Пандемия COVID-19 рассматривается как «ускоритель» многих из этих изменений, некоторые из которых уже происходили в течение определенного времени, но сейчас стали главными движущими силами глобальных политических, экономических и деловых процессов на годы вперед.

Рисунок 5.6 Перспективы потребления первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.



Республики Казахстан (КРЕМ). При этом для угля тарифы обычно устанавливаются на уровне ниже среднего показателя для всех остальных грузов, перевозимых по железной дороге, с учетом его существенной доли (25%) в общем объеме железнодорожных перевозок и статуса социально значимого товара.

Тариф на железнодорожные перевозки складывается из трех составляющих: услуги магистральной железнодорожной сети, услуги локомотивной тяги и предоставление в пользование грузовых вагонов (контейнеров). Услуги железнодорожной сети регулируются и с 2021 года дифференцируются по участкам пути (с разделением на электрифицированные и неэлектрифицированные), а регулирование услуг по предоставлению вагонов было отменено в 2017 году. В свою очередь, регулирование услуг локомотивной тяги сохраняется, но с 2021 года действуют дифференцированные тарифы для разных видов тяги (с разделением на тепловозную и электровозную) и топлива. По данным казахстанской национальной железнодорожной компании «Казахстан темир жолы» (КТЖ), тариф на локомотивную тягу с использованием нефтепродуктов (дизельного топлива) в 4,6 раза превышает аналогичный тариф для использования угля.

В декабре 2020 года КРЕМ утвердил новые тарифы на грузовые перевозки по железной дороге на 2021-2025 гг., указав, что в 2021 году средний тариф вырастет на 13%, а тарифы для угля и зерна при этом повысятся лишь на 4-6% (что, по сути, соответствует прогнозируемому уровню инфляции).²² Помимо этого, в КТЖ грузовые операции официально отделены от пассажирских перевозок, и перекрестное субсидирование пассажирских перевозок теперь явно обозначено. Ожидается, что в 2021 году оно составит 55 млрд. тенге (128 млн. долл. США).

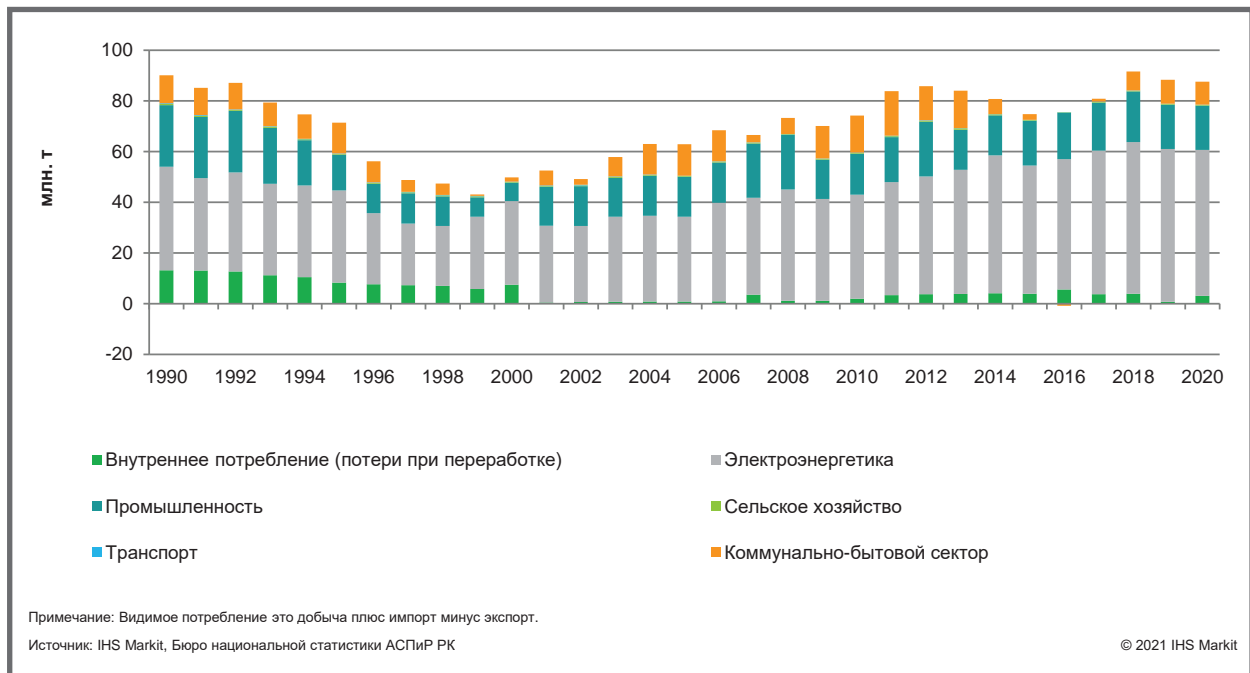
²² В 2020 году уровень инфляции в Казахстане составил 7,5%, а ее целевой уровень на 2021 год установлен на отметке 4-6%, хотя, по всем признакам, выйти на предусмотренный показатель становится все труднее. В настоящее время IHS Markit прогнозирует инфляцию на уровне 7,1% в 2021 году.

5.7 Внутреннее потребление угля

Уголь играет важнейшую роль в экономике Казахстана: в 2020 году на него все еще приходилось 56% от совокупного потребления первичных энергоресурсов в стране, которое составило 92 млн. тонн нефтяного эквивалента (т н.э.) (см. Рисунок 5.6 «Перспективы потребления первичных энергоресурсов в Казахстане по видам топлива в период до 2050 г.»). Несмотря на то, что страна продолжает реализацию программы газификации и других инициатив, направленных на достижение целей Парижского соглашения по климату и энергетического перехода, ожидается, что в период до 2040 года уголь останется значимым источником энергии для экономики – особенно в сфере производства электроэнергии.²³ Согласно базовому прогнозируемому сценарию IHS Markit, доля угля в спросе на первичные энергоресурсы в Казахстане снизится примерно до 51% в 2030 году и до 42% в 2040 году в результате расширения использования природного газа, ВИЭ и даже атомной энергии (после середины 2030-х гг.). В 2020 году доля газа в потреблении первичных энергоресурсов составляла всего 23%, и при этом он занимал второе место по значимости после угля, а на третьем месте располагались нефть и нефтепродукты (17%). В то же время, на первичную электроэнергию (в основном представленную гидроэлектроэнергией, но при растущей доле энергии ветра и солнца) и другие менее значимые виды топлива приходилось оставшиеся 3% потребления первичных энергоресурсов в 2020 году. По прогнозам IHS Markit, к 2040 году доля природного газа увеличится до 29%, а доля первичной электроэнергии (в которую к тому времени войдет атомная энергия) вырастет примерно до 7% от спроса на первичные энергоресурсы.

²³ См. IHS Markit Strategic Report A progress report on Kazakhstan's gasification program, 4 November 2020 [Стратегический обзор IHS Markit «Отчет о реализации программы газификации Казахстана», 4 ноября 2020 г.].

Рисунок 5.7 Видимое потребление угля в Казахстане по отраслям в 1990-2020 гг.



Видимое потребление угля в Казахстане (добыча минус экспорт плюс импорт, включая потери при поставке и подготовке) в последнее десятилетие колебалось в диапазоне от 74 млн. т в год до 92 млн. т в год. За последние три года потребление несколько снизилось – с 91,6 млн. т в 2018 году до 87,4 млн. т в 2020 году (см. Таблицу 5.2).

Крупнейшими потребителями угля являются электростанции, на долю которых пришлось порядка 70% от совокупного потребления угля в 2020 году (см. Рисунок 5.7 «Видимое потребление угля в Казахстане по отраслям в 1990-2020 гг.»).²⁴ Еще одним крупным потребителем угля является промышленный сектор (особенно металлургия/коксование), на который приходится около 20% от совокупного объема спроса. Доля жилищно-коммунальной сферы в совокупном потреблении за последнее десятилетие заметно снизилась: тогда как в 2010 году на нее приходилось около 20% внутреннего спроса на уголь, в 2020 году данный показатель упал примерно до 10%. По имеющимся оценкам, в 2020 году фактическое потребление угля в бытовом секторе составило примерно 9 млн т.

Потреблению угля традиционно способствуют благоприятные цены для конечных потребителей в промышленности и бытовом секторе. Закупочные цены на уголь для потребителей в электроэнергетике и промышленности обычно согласовываются напрямую между покупателем и продавцом. Цены для потребителей жилищно-коммунальной сферы в значительной мере (примерно на 90%) определяются в рамках продаж через 18 товарных бирж – при этом цены для бытовых потребителей значительно выше, чем для промышленных предприятий,

которые потребляют более крупные объемы (см. Рисунок 5.8 «Среднегодовые цены на каменный уголь для промышленности и потребителей коммунально-бытового сектора Казахстана»). Цены для потребителей коммунально-бытового сектора (низкую) стоимость реализации с добывающего объекта, а также стоимость железнодорожной транспортировки и железнодорожные сборы (включая сборы за подвижной состав и страхование) или, в случае покупки на товарных биржах, дополнительные расходы, такие как наценки оптовых и розничных посредников (которые могут включать стоимость транспортировки грузовым автотранспортом от железнодорожной станции до потребителя).²⁵

КРЕМ регулярно проводит проверки в отношении любых необычных скачков цен на уголь для бытовых потребителей. Представители угольной промышленности и правительство периодически обсуждают вопрос о прямом регулировании таких цен с целью контроля их динамики и обеспечения их доступности для конечных потребителей. Но пока в таких мерах не возникало необходимости.

Ожидается, что в долгосрочной перспективе – в период до 2050 года включительно – видимое потребление угля будет ежегодно снижаться в среднем примерно на 1,5% и в итоге достигнет уровня около 56 млн. т (см. Рисунок 5.9 «Прогноз видимого потребления угля в Казахстане по основным отраслям до 2050 г.»). Потребление угля в электроэнергетике, вероятно, уже достигло пика в 2018-2019 гг. на уровне около 60 млн. т. Мы прогнозируем, что в дальнейшем, в период до 2050 года, спрос на уголь в этом секторе будет снижаться – в среднем примерно на 1,7% в год – и в результате составит приблизительно 35 млн. т в год. Также предполагается, что другие источники энергии (природный газ, ВИЭ и

²⁴ В 2020 году на угольную генерацию приходилось 68% от совокупного объема выработки электроэнергии. Однако эта доля постепенно снижается, отчасти из-за расширения газовой генерации на западе и на юге Казахстана.

²⁵ По данным Министерства индустрии и инфраструктурного развития, цены реализации угля с добывающего объекта варьируются в диапазоне от 2 000 до 6 000 тенге (4,65-13,95 долл. США) за тонну.

Рисунок 5.8 Среднегодовые цены на каменный уголь для промышленности и потребителей коммунально-бытового сектора Казахстана

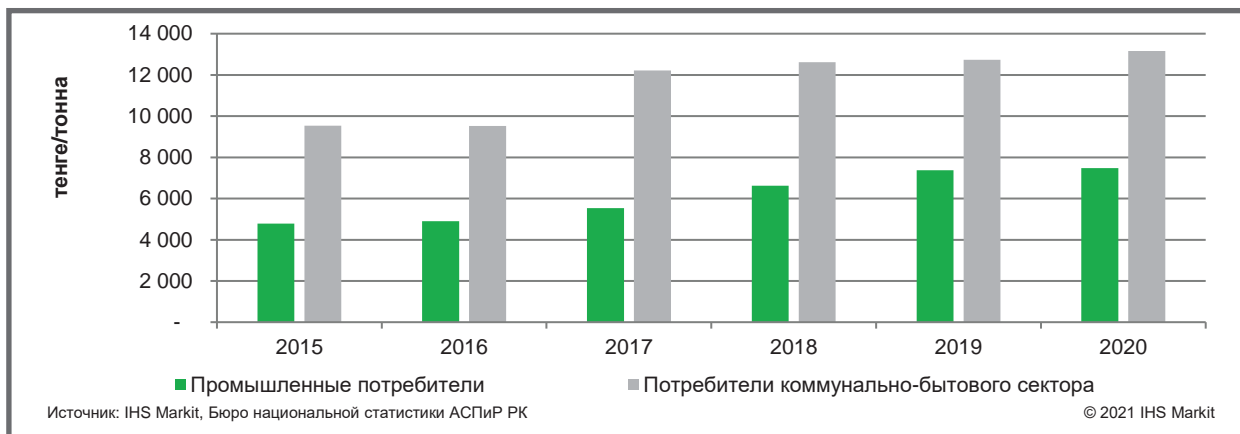
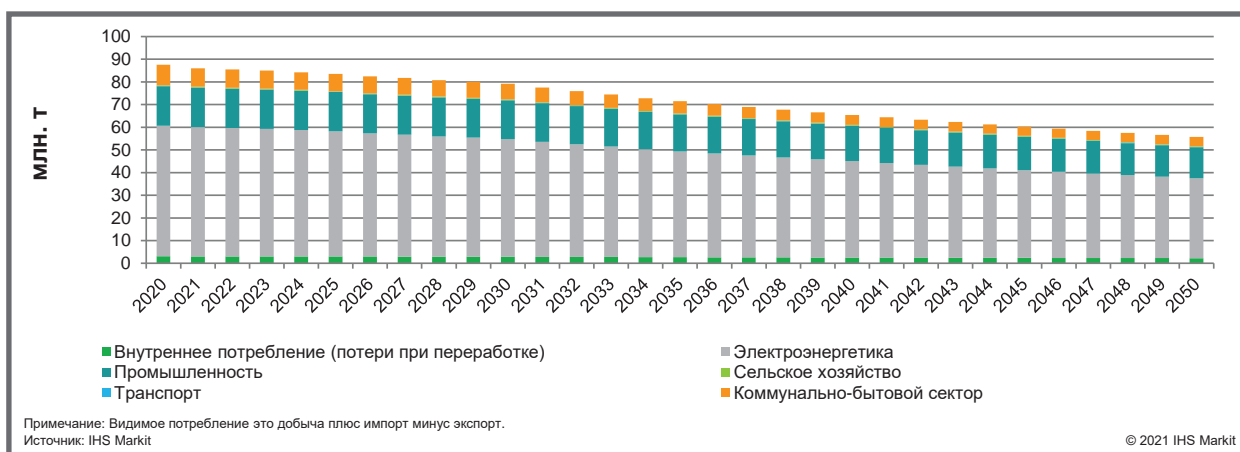


Рисунок 5.9 Прогноз видимого потребления угля в Казахстане по основным отраслям до 2050 г.



атомная энергия) будут постепенно вытеснять уголь в совокупном объеме генерации. Тем не менее, спрос на уголь в электроэнергетике останется значимой составляющей общенационального потребления угля, и его доля будет сохраняться на относительно стабильном уровне (около 66%).

По имеющимся прогнозам, потребление угля в промышленности (в основном для коксования в металлургии) будет сокращаться лишь незначительно (примерно на 0,8% в год) до конца прогнозного периода (2050 года). Этот процесс, вероятнее всего, будет сопровождаться ростом использования в промышленности других видов топлива (в частности, природного газа). Потребление в коммунально-бытовой сфере почти наверняка снизится, поскольку потребители будут по возможности переходить на природный газ (благодаря дальнейшей газификации), или на сжиженный углеводородный газ (СУГ), или на электричество – в основном для удобства, как это происходило в других промышленно развитых странах. Прогнозами предусматривается, что доля коммунально-бытовой сферы в потреблении угля в Казахстане будет поступательно снижаться – примерно с 10% от совокупного объема в 2020 году до менее 8% в 2050 году.

5.8 Прогноз угольного баланса Казахстана

Прогнозирование угольного баланса Казахстана на период до 2050 года демонстрирует ряд значимых тенденций. Добыча угля будет неуклонно снижаться и упадет со 109 млн. т (текущего уровня) до 69 млн. т в 2050 году. Видимое потребление последует аналогичной траектории, сократившись с 87 млн. т в 2020 году до 56 млн. т в 2050 году. Эти тенденции согласуются с прогнозируемым поступательным повышением энергоэффективности экономики наряду с постепенным увеличением потребления газа, расширением использования ВИЭ и появлением некоторого объема атомных генерирующих мощностей в электроэнергетике (около 2035 года).

Следует отметить, что одной из ключевых глобальных тенденций, наблюдающихся в последние годы и тормозящих увеличение спроса на уголь, является снижение энергоёмкости экономического роста, что означает более низкие уровни потребления энергоресурсов при росте ВВП. В развитых странах подобная динамика сформировалась уже некоторое

время назад, но теперь она распространяется и на страны с развивающейся экономикой. За годы, непосредственно предшествовавшие пандемии, и самые первые ее дни (2017-2019 гг.) спрос на уголь в Китае увеличился лишь незначительно (на 1,5%), тогда как рост ВВП в номинальном выражении составил 16%. За тот же период в Индии хотя и произошло существенное увеличение потребления угля (на 6,7%), его все же опередил экономический рост (составивший 8,9%). Подобная ситуация в этих и других странах прежде всего объясняется структурным экономическим сдвигом (от тяжелой промышленности к сфере услуг), использованием более энергоэффективных устройств (в частности, бытовых приборов или светодиодного освещения), переходом с низкокалорийного топлива к более экологически чистым видам топлива в бытовом секторе (например, с угля, торфа и древесины на СУГ и природный газ) и началом распространения солнечной энергетики (см. Главу 2).

Представляется, что в обозримом будущем баланс добычи и потребления угля в Казахстане будет во многом определяться производством электроэнергии. Это объясняется инертностью, присущей структуре электроэнергетики (где 69% мощности приходится на уголь). Даже при поступательном росте газовой генерации, постепенном развертывании мощностей ВИЭ и, возможно, вводе атомных мощностей, уголь сохранит свои доминирующие позиции в качестве топлива для электроэнергетики до конца прогнозного периода.

5.9 Значимые изменения в угольной отрасли Казахстана с 2017 года

С момента публикации *Национального энергетического доклада KAZENERGY за 2017 год* в угольной отрасли произошел ряд важных событий, которые заслуживают отдельного упоминания.

5.9.1 Отмена рентного налога на экспорт угля и корректировка НДС при упрощении процесса интеграции в рамках ЕАЭС

В декабре 2020 года Президент Казахстана подписал ряд изменений и дополнений в Налоговый кодекс.²⁶ Одним из таких изменений стала отмена рентного налога на экспорт угля (4,7%), тогда как ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для каменного и бурого угля была повышена с 0% до 2,7%.²⁷

Внесенные поправки являются серьезным сдвигом для Казахстана, который с 2015 года сопротивлялся призывам

Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) отменить рентный налог на экспорт в страны ЕАЭС, поскольку он рассматривался как препятствие для внутрисоюзной торговли. Казахстан настаивал на том, что рентный налог – это не пошлина, а лишь внутреннее средство налогообложения, поскольку ставка НДС была установлена на нуле. Введение НДС (корректировка его ставки) позволяет государству вернуть часть доходов, которые будут потеряны из-за отмены рентного налога на экспорт.

В то время как рентным налогом облагался только экспорт угля, НДС после внесенных изменений распространяется на все объемы добычи. Применение специальных коэффициентов для регулирования ставок НДС, действующих в отношении угля, используемого на внутреннем рынке, по сути, сохраняет предыдущие уровни налогообложения.

5.9.2 Дорожная карта для угольной отрасли Казахстана смещает акцент на «глубокую» переработку с повышением добавленной стоимости

Угольная промышленность Казахстана пытается придать новый импульс своему развитию и привлечь новые инвестиции. Вышеупомянутые изменения в Налоговом кодексе рассматривались как один из способствующих этому факторов, однако их эффект пока был ограниченным. Еще один шаг в данном направлении был сделан в 2019 году с утверждением «Дорожной карты по развитию угольной отрасли Республики Казахстан на 2019-2021 годы» (далее – Дорожная карта), которая предусматривает меры по поддержке отраслевого развития и реализации новых проектов, в основном ориентированных на технологическую модернизацию.

Судя по всему, в масштабах всей отрасли сложилось коллективное мнение, что будущее казахстанской угольной промышленности заключается в развитии новых направлений, предполагающих более глубокую переработку угля – прежде всего углехимии. Власти Казахстана поддерживают развитие производства из угля продуктов с высокой добавленной стоимостью. В 2020 году правительство страны включило обогащение угля в перечень приоритетных видов деятельности для реализации инвестиционных проектов (на которые распространяется целый ряд преференций по налогам, включая пониженные ставки корпоративного подоходного налога, земельного налога и налога на имущество). Выступая на первом Форуме угольной промышленности в июне 2019 года, заместитель премьер-министра Женис Касымбек отметил важность угольной отрасли для энергетической независимости Казахстана. Он также подчеркнул, что правительство планирует проводить целенаправленную политику стимулирования «глубокой комплексной переработки угля» для получения продуктов с высокой добавленной стоимостью.²⁸

26 Закон Республики Казахстан от 10 декабря 2020 года № 382-VI ЗРК.

27 В некоторых случаях, распространяющихся на большинство сфер использования угля внутри страны, к НДС применяется понижающий коэффициент в размере 0,01. Более подробную информацию можно получить по ссылке: <http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z2000000382#z2059>.

28 См. Портал Ассоциации горнодобывающих и горно-металлургических предприятий (АГМП), www.agmpportal.kz, дата посещения: 20 апреля 2021 г., <https://agmpportal.kz/budushhee-ugolnoj-otrasli-za-glubokoj-pererabotkoj/>.

Дорожная карта на 2019-2021 годы направлена на прояснение и продвижение перспективного развития угольной отрасли Казахстана, включая расширение возможностей для экспорта угля и повышения его качества, а также ориентированность на глубокую переработку угля и производства из него продуктов с высокой добавленной стоимостью. Хотя в Дорожной карте не детализированы планы отрасли в свете инициатив по реализации энергетического перехода, в ней все же отмечается необходимость тщательного анализа предлагаемого к принятию экологического законодательства и его влияния на угольную промышленность.

Дорожная карта также призывает к поиску путей снижения цен на уголь для внутренних потребителей – в основном за счет устранения различных торговых посредников. В частности, она предусматривает внедрение цифровой платформы для реализации угля бытовым потребителям на базе Ассоциации горнодобывающих и горно-металлургических предприятий (АГМП).²⁹

Среди основных инициатив по модернизации отрасли в Дорожной карте указаны следующие проекты:

- ▶ Строительство завода по производству спецкокса АО «Шубарколь Комир» для полного обеспечения производства ферросплавов материнской компанией – Eurasian Resources Group
- ▶ Внедрение компанией «Богатырь Комир» упомянутой выше циклично-поточной технологии (ЦПТ), включая создание пункта автоматизированной погрузки, а также систему контроля качества (управления качеством) угля, на крупнейшем в стране разрезе «Богатырь»
- ▶ Строительство комплекса подготовки угольного концентрата на эксплуатируемом «Богатырь Комир» разрезе Северный к 2024 году³⁰
- ▶ Планы компании «Шубарколь Премиум» (не связанной с «Шубарколь Комир») по проведению научно-исследовательских и экспериментальных работ по переработке угля в жидкие углеводороды (дизельное топливо)
- ▶ Установка системы двухстадийного обогащения в тяжелосредних гидrocиклонах на центральной обогатительной фабрике «Восточная» «АрселорМиттал Темиртау» для увеличения производства угольного концентрата
- ▶ Проект утилизации шахтного метана компании «АрселорМиттал Темиртау» (см. ниже)³¹
- ▶ Следует отметить еще один близящийся к реализации проект (хотя он и не включен в Дорожную карту) – новая обогатительная фабрика ТОО «Qaz

29 Основанная в 2015 году, АГМП является крупнейшей промышленной ассоциацией в Казахстане, в которую входят более 100 компаний, представляющих широкий круг отраслей, включая черную и цветную металлургию, а также урановую и угольную промышленность.

30 Планами предусмотрен экспорт высококачественного угольного концентрата в объеме 1 млн. т в год в 2024-2025 гг. с увеличением объема до 3,4 млн. т в год, начиная с 2026 года.

31 12 марта 2021 года при Министерстве энергетики была создана Рабочая группа по альтернативным источникам для производства электроэнергии, в сферу активного рассмотрения которой входят метан угольных пластов, водород и промышленные газы. Законопроект в отношении данной инициативы ожидается в 2022 году.

Carbon» в Карагандинской области по производству высококачественного угольного концентрата с низкой зольностью, на которой применяется технология «мокрого обогащения». Мощность фабрики составляет 1,8 млн. т в год, а ввод в эксплуатацию планируется позднее в 2021 году. Продукция будет главным образом поставляться на Карагандинский ферросплавный завод (оператором которого является ТОО «YDD Corporation»), а оставшаяся часть пойдет на экспорт.

В настоящее время в Казахстане продукцию из угля (в том числе химическую) производят несколько компаний:

- ▶ Коксохимический цех «Шубарколь Комир» производит спецкокс, каменноугольную смолу и коксовый газ
- ▶ Коксохимическое производство «АрселорМиттал Темиртау» выпускает аналогичную продукцию
- ▶ «АрселорМиттал Темиртау» в качестве побочных продуктов коксования также производит нафталин, пек, сольвент и сульфат аммония
- ▶ В 2020 году АО «Шубарколь Комир» выпустило первую пробную партию активированного угля.

5.9.3 Новый Экологический кодекс

Еще одно нововведение, с которым столкнулась угольная промышленность – это новый Экологический кодекс, вступивший в силу 1 июля 2021 года. Хотя Экологический кодекс скорее несет проблемы для крупных потребителей угля – таких как угольные теплостанции – он также затрагивает и производителей угля. Новая версия Кодекса предусматривает более жесткие требования к ремедиаии для промышленных объектов, оказывающих значительное воздействие на окружающую среду. 50 крупнейших стационарных источников эмиссий в стране, относящихся к объектам «I категории» (на долю которых приходится 80% совокупного объема выбросов в атмосферу, находящихся по контролю Министерства экологии, геологии и природных ресурсов (МЭГПР)), к 2025 году обязаны получить комплексное экологическое разрешение (КЭР), предусматривающее внедрение «наилучших доступных техник» (НДТ) к 2035 году.³² К эмитентам, включенным в I категорию, относятся следующие потребляющие уголь предприятия:

- ▶ Тепловые электростанции и другие установки для сжигания топлива с тепловой мощностью 300 мегаватт (МВт) и более
- ▶ Установки для газификации или сжижения угля с производительностью 500 тонн в сутки и более
- ▶ Установки по термической или химической переработке каменного угля или битуминозных сланцев, включая производство углерода путем высокотемпературной карбонизации (сухой перегонки) угля или электрографита путем обжига или графитизации.

32 Для объектов I категории, показатели которых ниже, чем у «топ-50 эмитентов», крайний срок получения КЭР – 2031 год.

5.10 Аспекты внедрения НДТ в угледобывающей отрасли

Хотя основная доля угля в совокупном объеме выбросов ПГ и выбросов в атмосферу в Казахстане приходится на его сжигание при производстве электрической и тепловой энергии, значительное воздействие на окружающую среду – включая качество воздуха, размещение твердых отходов и сброс сточных вод – оказывает также добыча угля (как шахтным, так и карьерным способом). Самый существенный объем выбросов ПГ в ходе угледобычи связан не столько с использованием топлива на объектах, сколько с выбросами метана (CH_4), который выделяется из шахт и отвалов во время добычи, транспортировки и обогащения угля.

При этом измерение выбросов метана в процессе добычи угля остается проблематичным. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), около 40 млн. т выбросов метана ежегодно во всем мире приходится на угледобычу, что делает ее крупнейшим отдельно взятым источником таких эмиссий в энергетике (хотя этот показатель ниже, чем доля нефтяной и газовой отраслей в совокупности). Сложность оценки выбросов метана при добыче угля осложняется существенными различиями между странами в том, что касается качества добываемого угля, метода добычи (при добыче открытым или карьерным способом выделяется значительно меньше метана, чем при добыче шахтным способом), включения – или невключения – в национальный учет выбросов метана таких источников, как выделение метана на добывающих объектах из отвалов угля перед его транспортировкой или на электростанциях, а также подходов к измерению выбросов (так называемых методов «снизу вверх» [bottom-up] или «сверху вниз» [top-down]). Такие различия (и связанную с ними неопределенность) в измерениях пока не удается преодолеть как на глобальном, так и на национальном уровнях. В этой связи возможен широкий диапазон отклонений от расчетных контрольных показателей выбросов метана в мировой энергетике (от 1/3 до 4/5 значения контрольного показателя).³³

Помимо выбросов метана непосредственно при добыче, используемые на угледобывающих объектах генераторы, котельные и силовые установки также приводят к выделению в атмосферу стандартного спектра загрязняющих веществ, включая CO , CO_2 , NO_2 , SOx и сажу/пыль/золу. Еще один источник выбросов в атмосферу – самовозгорание угля (обычно в хранилищах или отвалах) или воспламенение скопления угольной пыли в шахтах. Все это происходит несмотря на согласованное принятие мер, направленных на снижение частоты подобных случаев (в частности, таких как «осланцевание» с помощью нанесения известняковой пыли), а также на расширение их выявления и мониторинга.³⁴

33 См. IHS Markit Strategic Horizons *Global climate: understanding the methane balance*, 12 March 2020, p. 3 [Обзор стратегических перспектив IHS Markit «Глобальные проблемы климата: понимание баланса метана», 12 марта 2020 г., стр. 3].

34 В 2021 году, компания Avantgarde group, при участии казахстанских специалистов, разработала технологию космического мониторинга эндогенных пожаров методами дистанционного зондирования земли из космоса.

По официальным оценкам, в 2019 году выбросы ПГ при добыче угля в Казахстане в совокупности составили 21,6 млн. т CO_2 -экв. или около 6% от суммарного объема выбросов ПГ в стране (что на 9,5% ниже показателя 2018 года и на 51,6% ниже показателя 1990 года).³⁵ Немаловажно отметить, что почти все выбросы ПГ от угля приходится на метан. Начиная с 2000 года, выбросы ПГ в данном сегменте колеблются в диапазоне около 20-25 млн. т CO_2 -экв. в год, несмотря на значительный рост добычи угля. Судя по всему, основная часть снижения выбросов пришла на 1990-е годы, что было связано с резким сокращением угледобычи в Казахстане – со 132 млн. т в 1990 году до 58,2 млн. т в 1999 году.

Отсутствие общенациональных данных об использовании воды, образовании твердых отходов, выбросах в атмосферу и выбросах ПГ в угольной промышленности затрудняет задачи глубокого анализа данной отрасли с точки зрения экологии. Тем не менее, некоторое представление об экологической ситуации в ней позволяет получить публичная отчетность некоторых компаний.

► По данным ТОО «Богатырь Комир» (находящегося под управлением АО «Самрук-Энерго»), совокупный объем выбросов в атмосферу этой компании (предположительно всех видов) в 2020 году составил 3 840 т (а в 2019 году – 3 670 т) или около 1% выбросов в атмосферу в Павлодарской области согласно отчетным данным.

► Выбросы в атмосферу АО «Шубарколь комир», входящего в Евразийскую Группу (ERG), в 2019 году составили 4 356 т. Из общего показателя выбросов 9% пришлось на CO , 0,05% – на метан, 4% – на NOx/NO_2 , 33% – на SOx/SO_2 и колоссальный объем – 53% – на неорганическую пыль.³⁶

► Эмиссии угледобывающего подразделения АО «АрселорМиттал Темиртау» в 2019 году распределились следующим образом: пыль – 7 836 т (8 923 т в 2018 году), NOx – 1 083 т (1 017 т в 2018 году) и SOx – 2 616 т (3 019 т в 2018 году).

Имеется также информация из менее официальных источников о «черном снеге» в г. Темиртау в 2018 году, а также о том, что угледобывающие предприятия сбрасывают сточные воды напрямую в водоемы.³⁷ Это демонстрирует значительное воздействие сектора на окружающую среду.

35 В официальных кадастрах ПГ РК ИК ООН выбросы ПГ от добычи угля относятся к категории выбросов от утечек и испарения топлив (1.B). В 2019 году на данную категорию пришлось 9% выбросов ПГ в энергетике Казахстана (тогда как в 2010 году аналогичный показатель составил 12%, а в 2000 году – 31%). Если рассматривать все выбросы ПГ, то на выбросы от утечек и испарения при добыче топливных ресурсов в угольной, нефтяной и газовой отраслях пришлось 7% от совокупного объема эмиссий ПГ, что аналогично показателю эмиссий в транспортном секторе Казахстана.

36 См. «Информация по объему фактических эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух» АО «Шубарколь Комир» на Едином экологическом интернет-ресурсе МЭГПР, <http://prtr.ecogofond.kz/2020/12/21/ao-shubarkol-komir-3/>.

37 См. Alimbaev, Turgai et al. "Ecological problems of modern central Kazakhstan: challenges and possible solutions," E3S Web of Conferences 157, 03018 (2020) [Тургай Алимбаев и др. «Экологические проблемы современного центрального Казахстана: вызовы и возможные решения», Сеть конференций E3S 157, 03018 (2020)], <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015703018>; Встреча министра экологии, геологии и природных ресурсов с общественными активистами, <https://www.youtube.com/watch?v=uVG-YlrTyI8>

Предполагается, что применение НДТ заметно снизит такое воздействие на экологию, одновременно повысив общую эффективность отрасли.³⁸ Однако перед органами власти стоит непростая задача: обеспечить стимулы, побуждающие производителей угля к внедрению НДТ (которое обычно требует немалых капиталовложений) и к участию в общем энергетическом переходе Казахстана (несмотря на то, что в долгосрочной перспективе отрасль может столкнуться с необходимостью сокращения штата, а некоторым менее крупным операторам возможно даже грозит закрытие). Помимо этого, существует несколько глобальных структурных тенденций, которые следует принимать во внимание при составлении справочников по НДТ для угледобывающей отрасли:

- ▶ В процессе отхода европейских стран от использования угля значительная часть исследований эколого-технической направленности была сконцентрирована на лучших практиках в области вывода из эксплуатации добывающих объектов и мер по предотвращению дальнейших выбросов метана из закрытых объектов.
- ▶ Применение чистых угольных технологий дегазации пока не получило широкого распространения из-за высоких затрат и низкой технической целесообразности.
- ▶ Деятельность глобального сообщества частного и государственного секторов в области исследований и разработок главным образом сосредоточена на технических решениях, предполагающих низкоуглеродное будущее без угля, а не внедрение более экологически чистых технологий его добычи и потребления.

5.10.1 Текущие экологические мероприятия в угледобывающей отрасли Казахстана

В настоящее время угледобывающие компании в основном инвестируют в сокращение пылеобразования и выбросов в атмосферу, повышение эффективности производства и оптимизацию хранения отходов.

Меры по снижению пылеобразования и выбросов в атмосферу

ТОО «Богатырь Комир» принимает меры по снижению выбросов пыли из своих карьеров, поскольку они наносят прямой вред здоровью сотрудников. Компания установила экспериментальную туманообразующую установку, которая с помощью насоса высокого давления преобразует дренажную и пресную воду в туман. Затем этот туман улавливает и осаждаёт угольную пыль, предотвращая её распространение. Компания планирует внедрить ещё шесть таких установок.

АО «АрселорМиттал Темиртау», по всем признакам, значительно повысил активность принятия мер по сокращению выбросов в атмосферу после того, как в 2018 году был оштрафован на 1 395 млрд. тенге (около

4,1 млн. долл. США) за сверхнормативные эмиссии в окружающую среду.³⁹ Компания реализовала мероприятия по предотвращению загрязнения воздуха, такие как ревизия и реконструкция пылеулавливающих и аспирационных установок, а также газоходов и дымососов на котельных и технологических комплексах предприятий. В связи с характеристиками угля в Карагандинском бассейне, его добыча здесь сопровождается значительными выбросами метана, который компания стремится улавливать и использовать на промышленных котельных. Помимо этого, на одном из её добывающих объектов имеется небольшая электрогенерирующая установка (1,4 МВт), работающая на метане. Установка обеспечивает до 20% потребности данного объекта в электроэнергии, что устраняет необходимость в дополнительных объёмах угля для её выработки, а также позволяет сократить выбросы CH₄ и других загрязняющих веществ от производственной деятельности.

АО «Шубарколь Комир» (входящее в ERG) оборудует разрезы Центральный и Западный пылегазоулавливающими очистными установками и проводит на них другие мероприятия по пылеподавлению. Компания также провела тестирование технологий улавливания и фильтрации выбросов парниковых газов в котельной угольного разреза Восточный, но решила отказаться от реализации проекта ввиду экономической нецелесообразности.

Размещение отходов и сбросы сточных вод

Если говорить о захоронении твёрдых отходов, то – в соответствии с отраслевыми нормами – «Богатырь Комир» и «Шубарколь Комир» осуществляют размещение вскрышных пород на неиспользуемых отработанных участках в пределах своих объектов, производя обработку химикатами и другими средствами в целях уменьшения притока кислорода и снижения риска возгорания. «Богатырь Комир» также поставляет золошлаковые отходы на предприятия Павлодарской области для использования в дорожном строительстве. В частности, в 2020 году «Богатырь Комир» поставил 10 тыс. т сухой золы. Однако невысокий местный спрос ограничивает её использование в данном сегменте.

Аналогично опыту «Богатырь Комир», на ряде угледобывающих объектов «АрселорМиттал Темиртау» были внедрены технологии использования производственных отходов (таких как вмещающие породы и золошлаковые отходы) при рекультивации шахт. На других объектах они складываются в породные отвалы. В отдельных случаях золошлак частично используется в изготовлении шлакоблоков. В перспективе «АрселорМиттал Темиртау» планирует строительство дополнительных очистных сооружений сточных и шахтных вод, что позволит очищать сточные воды до питьевого качества.

Что касается защиты и предотвращения загрязнения поверхностных вод (водотоков), то некоторые угледобывающие предприятия Казахстана реализуют комплекс мер по предотвращению засорения и санитарных мероприятий на своих очистных сооружениях. Компании осуществляют модернизацию технологий промывки

38 Чистые угольные технологии (CCT) – новое поколение передовых технологий утилизации угля, предназначенных как для повышения эффективности, так и для снижения воздействия добычи, подготовки и использования угля на окружающую среду. См. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/clean-coal-technology>

39 <https://informburo.kz/novosti/na-14-mlrd-tenge-oshtrafovali-amt-zagryaznenie-okruzhayushchey-sredy.html>. В 2021 году компания успешно выиграла суд, оспорив наложение на неё штрафа в размере 1,8 млрд. тенге за аналогичные нарушения; см. <https://kursiv.kz/news/kompanii/2021-03/amt-ne-budet-vozmeschat-ekologicheskij-usherb-na-18-mlrd-tenge>

фильтров очистки шахтных вод, зачистку и ремонт горизонтальных отстойников, а также ремонт насосов. Помимо применения физико-механического способа очистки сточных вод, в целях снижения концентрации сбросов загрязняющих веществ шахтных стоков используется также очистка посредством электролиза. Для сокращения сбросов сточных вод «Шубарколь Комир» осуществляет очистку производственных стоков на очистных сооружениях разрезов Центральный и Западный.

Одним из объектов инвестиций, который способствует не столько сокращению отходов, сколько повышению эффективности, является циклично-поточная технология (ЦПТ) ТОО «Богатырь Комир». Она используется для добычи, транспортировки, усреднения и погрузки угля в вагоны. Данная технология, поставщиком которой является немецкая компания ThyssenKrupp, намечена к вводу в эксплуатацию в 2022 году. Она позволит исключить несколько промежуточных этапов в процессе доставки угля из шахты в точку погрузки. Предыдущая система включала девять этапов, а новая технология – только пять. Сокращение операций с углем, несомненно, будет способствовать снижению пылеобразования и общего потребления энергоресурсов.

5.10.2 Опыт других стран и потенциал его применения в Казахстане

В международном опыте модернизации угледобывающей деятельности прослеживается ряд важных тенденций. Экологические меры на действующих объектах направлены главным образом на уменьшение сброса сточных вод и общего загрязнения воздуха на прилегающих территориях. Эти проекты, как правило, довольно узкие по охвату – особенно в странах, где уже присутствуют основательные и имеющие широкое применение национальные экологические нормы (например, в Германии).

Очистка сточных вод

Немецкая компания Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft (MIBRAG) является крупным производителем бурого угля (лигнита). В целях уменьшения сброса сточных вод MIBRAG использует на своем разрезе United Schleehain современную систему очистки воды. Система очищает около 60 м³ сточных вод в минуту, в результате чего в близлежащую реку сбрасывается только чистая вода, не нанося ущерба окружающей среде.⁴⁰

Китайская компания Shenhua Energy – ведущее угледобывающее предприятие страны – прогоняет отработанные шахтные воды через проницаемые подземные горные породы на активно не задействованных участках шахт, обеспечивая таким образом естественную очистку. Затем очищенная таким образом вода поступает на стандартные промышленные очистные сооружения, но предварительная естественная очистка позволяет компании снизить энергоемкость производства.

⁴⁰ Помимо этого, компания принимает участие в деятельности по сохранению археологического наследия, а также по охране природы и редких видов.

IT решения и технологии

Shenhua Energy также использует другие решения, основанные на информационных технологиях (IT), для повышения эффективности, улучшения условий работы сотрудников и смягчения воздействия на окружающую среду. К таким решениям относятся «умные шахты», в которых применяются интеллектуальные технологии добычи длинными забоями, интеллектуальные интегрированные прикладные платформы и добывающая робототехника.⁴¹ Компания также применяет роботов в отдельных шахтах для обнаружения газов и других вредных загрязняющих веществ. Особенно активно роботы используются на выведенных из эксплуатации шахтах.

Борьба с выбросами метана

Как уже отмечалось, при добыче угля (особенно шахтным способом) выделяются значительные объемы метана.⁴² Активное управление выбросами шахтного метана, методы которого представлены в различных справочниках по НДТ, включает такие меры, как дегазация перед добычей, рекуперация и окисление метана, выделяющегося при вентиляции, а также затопление закрытых угольных шахт. Еще одна из стратегий предполагает использование метана угольных пластов для производства электрической и тепловой энергии. Некоторые из этих подходов уже применяет «АрселорМиттал Темиртау» на ряде добывающих объектов в Карагандинской области, а также СУЭК (в России) на шахтах им. С.М. Кирова и «Комсомолец». В 2020 году около 2% совокупного объема выбросов метана СУЭК было использовано для выработки тепловой и электрической энергии на объектах компании.

Использование технологий термического окисления для снижения концентрации метана, выделяющегося при вентиляции воздуха (VAM), также способно сыграть важную роль в сокращении выбросов.⁴³ Хотя это и не новая технология: коммерческое применение регенеративного каталитического окисления (РКО) и регенеративного термического окисления (РТО) метана (VAM) впервые состоялось на заводе BHP Billington в Вест-Клиффе в 2007 году.

Еще один эффективный и экономичный способ контроля выбросов шахтного метана – улавливание с помощью пробуренных скважин еще до того, как метан попадет в горные выработки. Эта технология выгодна для шахт со значительным содержанием метана. Отводимый метан угольных пластов может использоваться как товарный природный газ. Аналогичным образом, весомый вклад в снижение выбросов метана при добыче карьерным способом может внести предварительная дегазация.⁴⁴

⁴¹ <http://www.csec.com/zgshwwEn/mtbd/ywtXListContent.shtml>

⁴² Объем выделяющегося метана зависит от способа добычи, сорта угля и глубины угольного пласта. Поскольку в более глубоких пластах содержание газа относительно больше, при добыче угля шахтным способом выделяется больше метана, чем при добыче карьерным (открытым) способом. Чем больше глубина, тем выше становится уровень выбросов метана.

⁴³ VAM считается крупнейшим источником выбросов в горнодобывающей промышленности.

⁴⁴ <https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-03/documents/cmop-methane-recovery-surface-mines-march-2014.pdf>

5.10.3 Основные рекомендации

► **Снижение пылеобразования – серьезная и непростая задача для угледобывающей промышленности.** Имеется целый ряд технических решений для снижения пылеобразования, которые могут найти более широкое применение в Казахстане. Наряду с расширением использования туманообразующих установок (которое в настоящее время носит лишь экспериментальный характер), значительно повысить пылеподавление можно с помощью добавления в воду химических реагентов. Реагенты позволяют в десять раз сократить использование воды, одновременно повышая общую эффективность пылеподавления. К другим простым мерам по снижению образования пыли и сажи относится установка вращающихся металлических (проволочных) щеток вдоль конвейерных лент, что обеспечивает постоянную очистку и наиболее эффективно в сочетании с проведением регулярного техобслуживания конвейерных систем. Установка скрубберов в местах перегрузки/дробления угля также способна снизить запыленность. Подобные подходы уже применяются в Казахстане, но все же следует стремиться к более широкому внедрению и освоению НДТ.

► **Чтобы уменьшить количество пыли, образующейся при погрузочно-разгрузочных операциях и вдоль рельсовых напочвенных дорог в шахтах, следует также рассмотреть возможность использования поверхностно-активных веществ, гигроскопичных составов или других.** Международный опыт применения этих веществ вместе с водой показал, что они помогают заметно улучшить показатели выбросов и видимость. Такие меры, в сочетании с изменениями графиков транспортировки внутри шахт, могут значительно снизить уровень выбросов пыли в атмосферу.⁴⁵

► **Предельные значения эмиссий (ПЗЭ), которые войдут в разрабатываемые МЦЗТИП справочники по НДТ для добычи угля в Казахстане, должны ставить перед предприятиями достижимые цели, но при этом способствовать реальной оптимизации.** Независимый анализ ПЗЭ, предусмотренных предыдущим Экологическим кодексом, показал, что они были установлены на слишком легкодостижимом уровне, что сводило на нет стимулы к оптимизации производства за счет внедрения НДТ.⁴⁶

► **При оценке соблюдения требований к НДТ угледобывающими предприятиями и последующей выдаче комплексных экологических разрешений необходимо учитывать расширение использования технологий мониторинга для реализации предупредительных мер.** Международный опыт показывает, что маневренные системы мониторинга в шахтах, а также на всей производственной площади, являются одним из наиболее эффективных способов предотвращения и смягчения большинства экологических последствий.

Такие меры могут включать более широкое использование оборудования для отбора проб выбросов и сбросов на добывающем объекте (например, для отслеживания отвода кислотных шахтных вод) или переход на более современные и энергоэффективные альтернативы мониторинга (прежде всего те из них, которые интегрированы в более масштабные цифровые решения). В частности, разрабатываются маломощные портативные лазерные детекторы метана и сигнальные приборы с применением настраиваемой лазерной абсорбционной спектроскопии, которые придут на смену более традиционным и менее эффективным каталитическим системам обнаружения метана.⁴⁷ В данной сфере появляется целый спектр новых технических решений, задействующих лазеры и другие цифровые технологии.

► **Угледобывающие предприятия Казахстана уже приступили к реализации ряда инициатив по «утилизации» отходов – таких как продажа золы местным предприятиям или исполнительным органам и использование угольных отходов – что сокращает объемы их размещения.** Такие инициативы необходимо поддерживать и поощрять в рамках новой программы внедрения НДТ.

► **Регулирующим органам следует рассмотреть вопрос о введении фискальных стимулов, поощряющих использование метана угледобывающими компаниями на объектах (там, где это технически целесообразно) – например, для выработки тепловой и электрической энергии.** При том, что целесообразность рекуперации и использования метана определяется целым рядом технических условий, основным фактором, заставляющим компании отказываться от таких проектов, является экономическая составляющая. Повышение экономической выгоды должно способствовать их реализации.

► **Политическим лидерам Казахстана также целесообразно рассмотреть вопрос о содействии принятию мер по снижению плотности выбросов шахтного метана с помощью технологий сокращения объема метана, выделяющегося при вентиляции воздуха (VAM) – таких как РКО, РТО и другие.**

► **Чтобы использование воды при добыче угля стало не только более экологически чистым, но и более эффективным, угледобывающим предприятиям Казахстана рекомендуется рассмотреть возможность внедрения технологий более тщательной очистки воды, воспользовавшись примерами других стран – таких как Германия и Китай.** Помимо того, что эти технологии позволяют сократить потребление воды и снизить эксплуатационные расходы, они помогают предотвратить сброс загрязняющих веществ в окружающую среду (причем не только тех, которые попадают непосредственно в воду, но и тех, которые наносят ущерб почве и загрязняют воздух в ходе последующего испарения). Крупным промышленным предприятиям – к которым относятся и угледобывающие – следует заботиться о рациональном и эффективном использовании водных ресурсов.

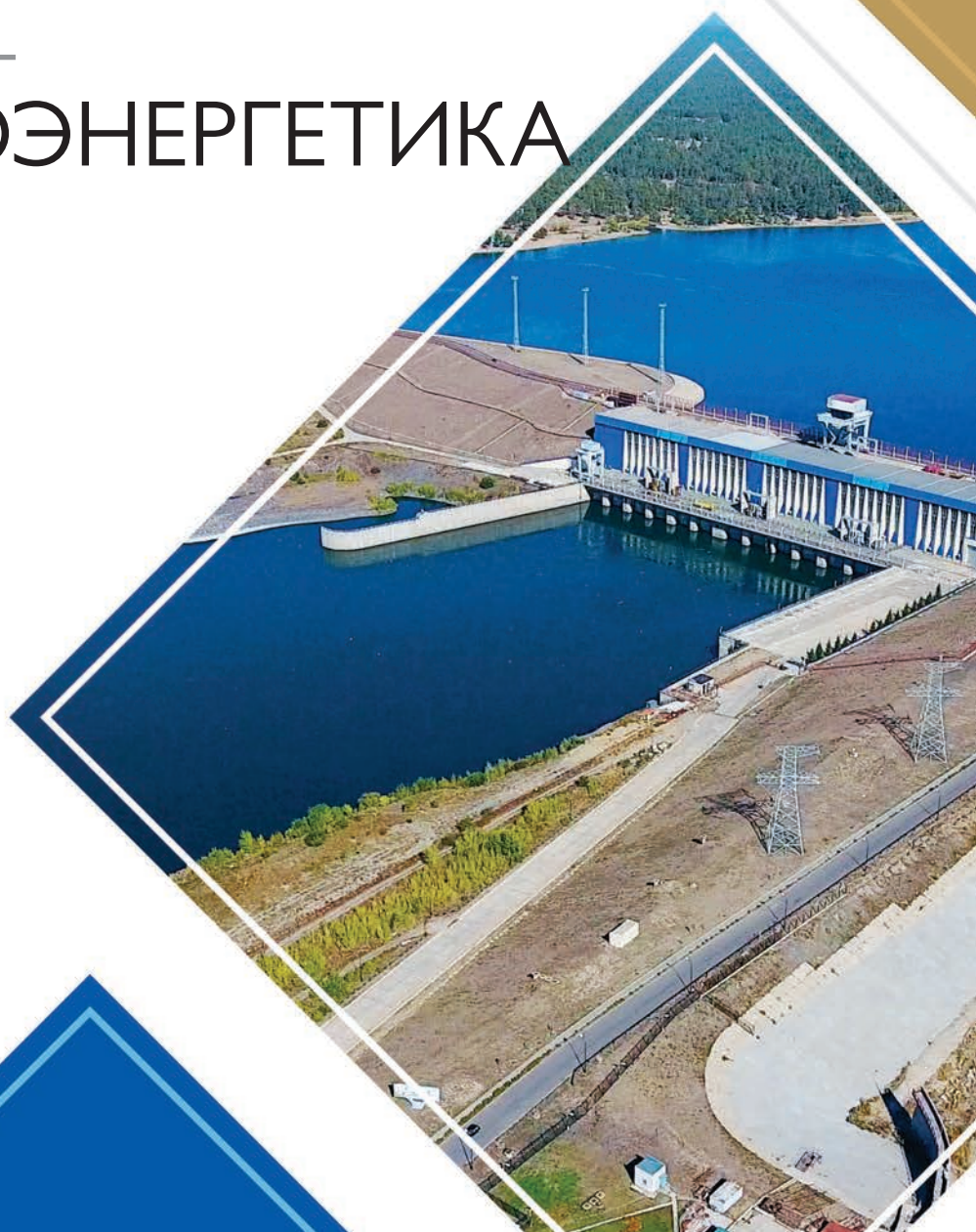
45 См. Colinet, Jay F. et al. "Best practices for dust control in coal mining," US Department of Health and Human Services, January 2010 [Джей Ф. Колине и др. «Лучшие практики контроля пылеобразования при добыче угля», Министерство здравоохранения и социальных служб США, январь 2010 г.]. Одной из компаний, обеспечивающих решения для контроля пылеобразования, является EcoLab, см. <https://www.ecolab.com/offerings/road-dust-control>.

46 См. "Enhancing competitiveness in the mining sector in Kazakhstan," OECD, 2018 [«Повышение конкурентоспособности в горнодобывающем секторе Казахстана», ОЭСР, 2018 г.].

47 <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/11340/113401M/Coal-mine-low-power-laser-methane-detection-and-alarm-instrument/10.1117/12.2548071.short?SSO=1>

Глава 6

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА



6 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

АВТОРЫ ГЛАВЫ ТОО «AVANTGARDE GROUP» И SEEPX ENERGY

6.1 Ключевые моменты

Казахстан обладает самым крупным топливно-энергетическим комплексом в регионе Центральной Азии. Доступность угля, добываемого преимущественно карьерным способом, и развитая транспортная инфраструктура обуславливают низкую стоимость электроэнергии, которая является основой для конкурентоспособности экономики и важным социальным фактором. Тем не менее, использование угля как основного топлива для производства электрической и тепловой энергии в стране имеет значительные последствия для окружающей среды и климата, поэтому в Казахстане проводится политика постепенного замещения угля природным газом и возобновляемыми источниками энергии. Принятый ряд стратегических документов, Стратегия развития Казахстана до 2050 года и Концепция по переходу к «зелёной» экономике ставят амбициозные задачи по существенному сокращению доли угольной генерации и формируют базис новой энергетической политики Казахстана.

Энергетическая политика отразилась в принятии в 2014 году эффективных мер законодательной поддержки возобновляемой энергетики с обеспечением высокого уровня стабильности для инвестиций, что позволило за семь лет ввести более 1466 МВт ветровых и солнечных электростанций и порядка 114 МВт малых ГЭС и приблизиться к достижению целевого показателя ВИЭ в 3% от общей выработки в энергосистеме в 2020 году. Внедрение рыночных механизмов отбора проектов ВИЭ с 2018 года создало условия для снижения средней цены электроэнергии ветровых (на 14%) и солнечных (на 55%) электростанций до уровня сопоставимого с проектами газовой генерации. Однако развитие источников с непостоянным характером выработки, зависящих от погодных условий и времени суток, таких как ветровые и солнечные станции, усиливает существующую проблему регулирования и стабильности энергосистемы в условиях дефицита собственных маневренных мощностей.

Модернизация электростанций и электрических сетей, также входит в задачи энергетической политики ввиду высокой степени износа оборудования. Принятый в новой редакции Экологический кодекс ставит масштабную задачу по модернизации электростанций с переходом на принципы «наилучших доступных технологий¹» (НДТ) с достижением значительного снижения уровня выбросов загрязняющих веществ. Обязательства в рамках Парижского соглашения по климату накладывают на Казахстан существенные обязательства по декарбонизации экономики и электроэнергетики, в частности, исполнение которых зависит от темпов реформирования ценовой политики и пересмотра механизмов обеспечения стабильности инвестиций в сектор. Несмотря на целевые усилия правительства по

модернизации генерирующих и сетевых активов, отрасль характеризуется значительной степенью износа основных фондов, сравнительно низкой эффективностью генерации (33-35%), высокой величиной потерь электроэнергии при передаче (8,3%), а также проблемой дефицита маневренных мощностей для регулирования суточного графика. Развитие возобновляемых источников энергии, модернизация энергетической инфраструктуры и внедрение НДТ ведут к росту стоимости электроэнергии, сдерживаемой правительством страны, исходя из целей экономического и социального развития. Рыночные инструменты, внедрённые на рынке электроэнергии для снижения цен, не дают никакого ощутимого эффекта, а остающиеся административно-регуляторные механизмы сдерживания роста цен на электроэнергию и тепло не являются достаточно гибкими и прозрачными, что приводит к дисбалансам и недофинансированию отрасли.

Поиск путей достижения баланса между стоимостью энергии, надёжностью её поставки и снижением влияния на окружающую среду и климат является предметом исследования настоящей главы. Предлагаемые варианты реформирования энергетической отрасли и пересмотра энергетической политики ставят целью достижение этого баланса прозрачными методами с применением различных экономических и рыночных инструментов.

6.2 Сведения об электроэнергетике

Установленная мощность электростанций Казахстана на 1 января 2021 года по данным Системного оператора (АО «КЕГСО») составила 23,6 ГВт, при этом основу генерации (свыше 82%) составляют тепловые электростанции (ТЭС) 19,4 ГВт, представленные угольными (13,4 ГВт) и газовыми (6,0 ГВт) мощностями.

В стране эксплуатируется 68 ТЭС, из которых: 41 ТЭЦ, обеспечивающих тепловой энергией население и промышленных потребителей, 6 конденсационных электростанций, 15 газотурбинных и 6 газопоршневых. В части возобновляемых источников в энергосистему подключены 47 гидроэлектростанций (ГЭС), из которых 41 относится к малым², а также 29 ветровых (ВЭС) и 45 солнечных электростанций (СЭС) и 1 биогазовая установка (БГУ)³.

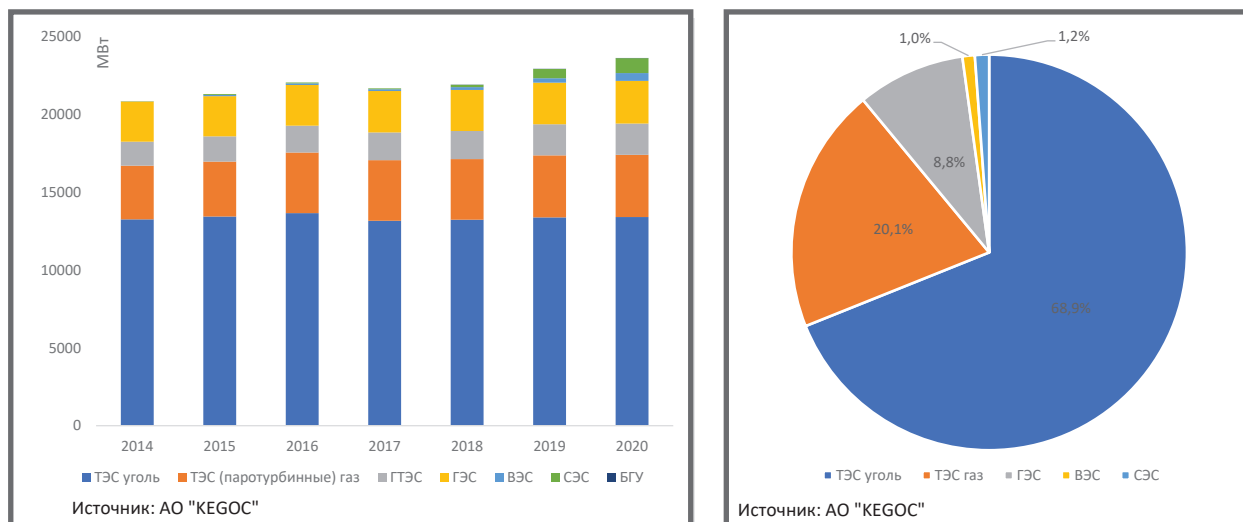
Развитие нефтегазового комплекса на западе страны привело к постепенному росту доли газовой генерации в энергобалансе, а принятая с 2014 года законодательная база по поддержке ВИЭ позволила нарастить мощности электростанций ВИЭ, к которым согласно законодательству относятся ветровые, солнечные, малые гидроэлектростанции и биогазовые. Однако с 2021 года в законодательные механизмы поддержки ВИЭ включены поправки,

¹ в Экологическом кодексе от 02.01.21г. используется термин наилучшие доступные техники

² ГЭС с установленной мощностью до 35 МВт

³ по данным министерства энергетики

Рисунок 6.1 Динамика изменения мощностей и структура производства электроэнергии по видам топлива



приравнивающие к ВИЭ мусоросжигающие заводы (план ввода 100,8 МВт).

В целом, с 2014 года прирост установленной мощности электростанций к 2021 году составил 2,8 ГВт (13%), при этом на возобновляемые источники энергии пришлось более 1,6 ГВт, см. Рисунок 6.1.

В региональном разрезе энергосистема Казахстана разделена на три зоны – объединение Северной и Южной энергетических зон (далее Северная энергозона и Южная энергозона), соединённых тремя линиями 500 кВ, и Западную энергетическую зону (далее – Западная энергозона), работающую обособленно. Особенностью энергетических зон является формирование генерации по типу доступного топлива.

- ▶ В Западной энергозоне, где размещены ключевые нефтегазовые месторождения страны, эксплуатируются только ТЭС на газе, при этом часть электростанций являются собственными источниками электроэнергии нефтегазовых месторождений и не поставляют электроэнергию в сеть. Также, Атырауский энергоузел имеет связь с ОЭС Юга (Астраханским энергоузлом) ЕЭС России по ВЛ-110 кВ, а Западно-Казахстанская область имеет связи с ОЭС Средней Волги ЕЭС России по трем ВЛ 220 кВ.
- ▶ В Северной энергозоне сосредоточены основные угледобывающие месторождения, в том числе один из крупнейших в мире угольный разрез «Богатырь». Основу профицитной Северной энергозоны составляет угольная генерация, в том числе все угольные КЭС⁴ (называемые по традиции ГРЭС), а также гидроэлектростанции восточного Казахстана. В Северной энергозоне сосредоточено порядка 70% всех генерирующих мощностей страны. Наличие развитой электрической сети 220-500-1150 кВ, в том числе связывающей ЕЭС Казахстана и ОЭС Сибири ЕЭС России, позволяет передавать электроэнергию как в Южную энергозону, так и обмениваться перетоками с ЕЭС России. В Северной энергозоне сосредоточены основные промышленные

потребители электроэнергии, в том числе горно-металлургического комплекса.

- ▶ Южная энергозона является дефицитной. С точки зрения потребления электроэнергии эта зона с наибольшей долей населения, при этом состав генерации разнообразен, и характеризуется наличием как угольной, так и газовой генерации, а также гидроэнергетики. Примечательно, что по развитию малой гидроэнергетики зона является лидером в стране. Дефицит Южной энергозоны (13,5 млрд кВт*ч) покрывается перетоками с Северной энергозоны. Ввиду климатических условий она является наиболее подходящей для развития солнечной и ветровой генерации. Однако, существующие проблемы регулирования и балансирования ввиду отсутствия резервов маневренных источников не позволяют использовать имеющийся природный потенциал. Другим важным активом Южной энергозоны является крупнейшая газовая КЭС Жамбылская ГРЭС, которая с 1992 работает в неэффективном режиме на пониженной нагрузке (в 2020 году КИУМ 17%), вызванной проблемами с поставками природного газа (изначально, из Узбекистана). При этом ввод магистрального газопровода Бейнеу-Шымкент в 2015 году не решил проблемы недозагрузки мощностей этой газовой ГРЭС. Ценовое давление со стороны угольных КЭС Северной зоны приводит к ситуации существенной недозагрузки⁵ газовой генерации даже в условиях энергодефицитной Южной энергозоны.

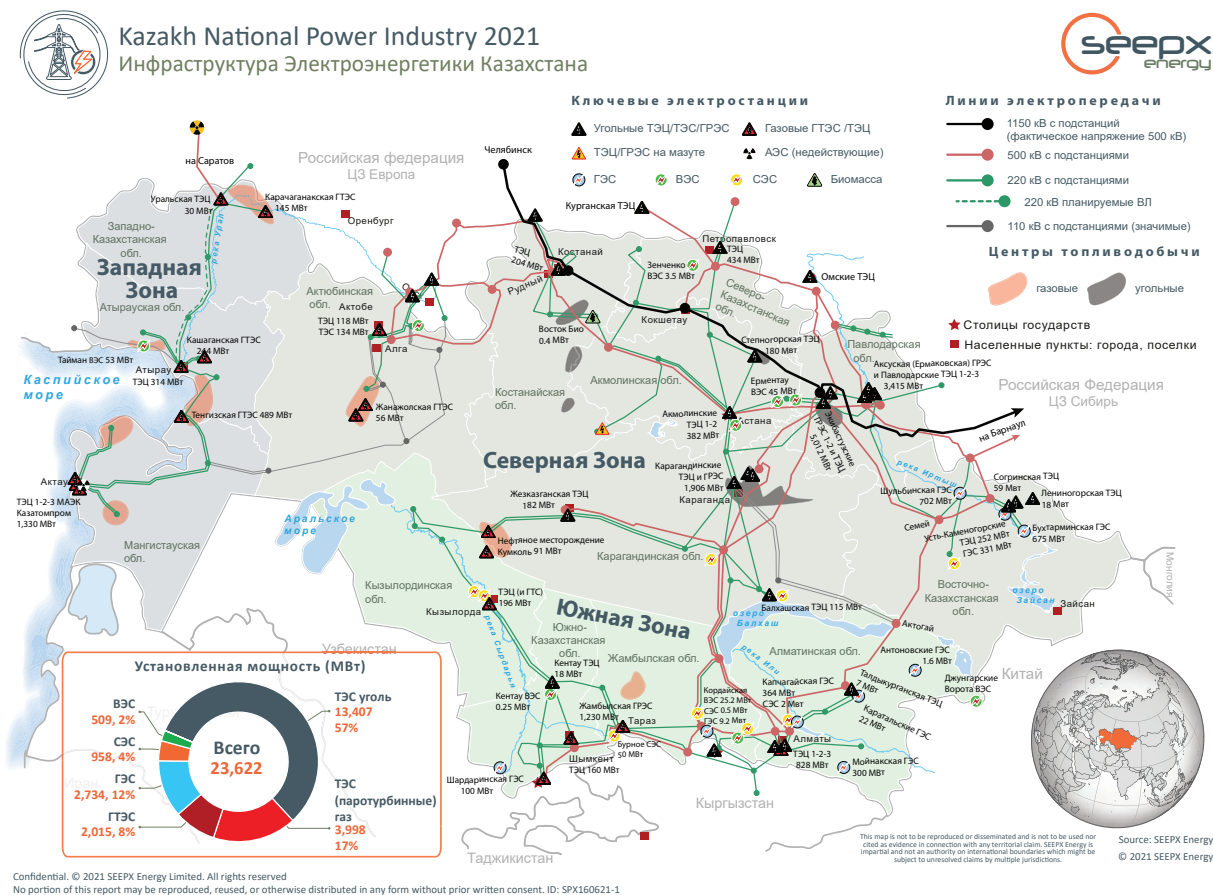
Дисбаланс в энергетических зонах заключается и в размещении мощностей. Так, в Северной энергозоне установленная мощность электростанций 15,89 ГВт, а в Южной всего 4,20 ГВт, дефицит Южной энергозоны покрывается тремя линиями 500 кВ транзита «Север-Юг», однако на данном маршруте отмечается периодическая перегрузка линий электропередач.

В настоящее время в Министерстве энергетики Республики Казахстан рассматриваются различные варианты полного

⁴ конденсационная электростанция (КЭС) – тепловая электростанция, производящая только электроэнергию

⁵ дефицит Южной энергетической зоны составляет около 13,5 млрд кВт*ч, загрузка Жамбылской ГРЭС на мощность до 80% может снизить дефицит на 6 млрд кВт*ч

Рисунок 6.2 Карта энергетической инфраструктуры Казахстана.



объединения всех трех энергетических зон, однако даже самый краткий маршрут соединения (Атырау-Актобе) 500 км потребует значительных инвестиций в строительство высоковольтных линий 500 кВ, см Рисунок 6.2.

Казахстан занимает девятое место в мире по площади территории, поэтому передача электроэнергии по протяженным электрическим сетям характеризуется относительно высокими потерями. Электросетевая инфраструктура национального оператора магистральных электрических сетей АО «KEGOC» представлена сетями напряжений 500 – 220 кВ общей протяженностью более 26 тыс. км и сетями региональных электросетевых компаний 220 – 10/6 кВ общей протяженностью более 250 тыс. км. Протяженная электросетевая инфраструктура приводит к высокой (более 10%) величине потерь электроэнергии при передаче.

Электроэнергетика Казахстана включает также производство и передачу тепловой энергии. Источниками теплоснабжения являются 41 ТЭЦ, 63 крупных и 2200 малых котельных, при этом около 60% центрального теплоснабжения приходится на ТЭЦ. Передача тепла осуществляется по тепловым сетям (магистральным и квартальным) общей протяженностью более 12 тыс. км. Для отрасли характерны высокие потери при передаче тепловой энергии, которые могут достигать 30% (по данным официальной статистики – 17%), низкий коэффициент полезного действия (КПД) теплоисточников и высокая степень износа основного оборудования (в среднем по стране износ теплосетей составляет 59%).

6.2.1 Производство электроэнергии

По данным Системного оператора (АО «KEGOC») производство электроэнергии в Казахстане в 2020 году составило 108,09 млрд кВт*ч, что на 1,9% больше, чем в 2019 году. При этом рост производства пришёлся на все энергетические зоны – Северную (1,38 млрд кВт*ч), Южную (0,63 млрд кВт*ч) и Западную (0,11 млрд кВт*ч).

В структуре производства электроэнергии в Казахстане доминирует угольная генерация, на долю которой приходится 68,9% от общего объема производства электроэнергии в стране. Газовые электростанции производят 20,1% электроэнергии, гидроэлектростанции – 8,8%, а на ветровые и солнечные электростанции приходится 1,0% и 1,2% производства электроэнергии соответственно, см Рисунок 6.3.

С 2014 года общее производство электроэнергии выросло на 15% (14,2 млрд кВт*ч), при этом доля выработки угольной генерации снизилась с 72,9% до 68,9% за счёт развития ВИЭ и газовой генерации. Необходимо отметить, что в 1990 году доля угольной генерации составляла более 80%. При этом особенностью электроэнергетики Казахстана является тот факт, что более 58,7% производства электроэнергии приходится на долю крупных энергетических и промышленных групп.

Работа электростанций ТЭС сопровождается потреблением электроэнергии на собственные нужды, на системы

Рисунок 6.3 Структура производства электроэнергии 2014–20 гг.

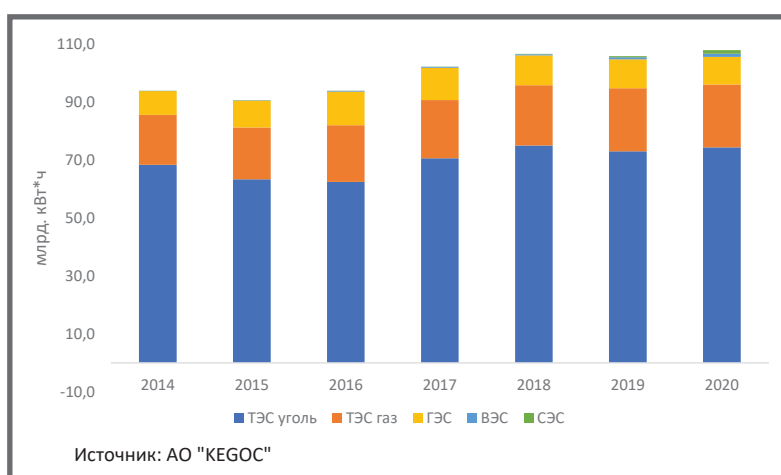
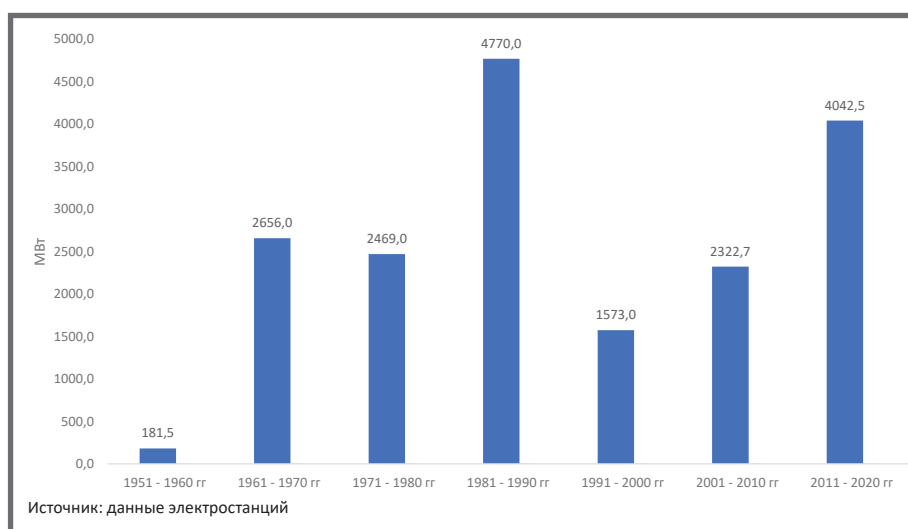


Рисунок 6.4 Периоды установки турбин ТЭС, МВт



подготовки и подачи воды, подготовку топлива, насосное и компрессорное оборудование. В то время, как для угольных КЭС потребление электроэнергии на собственные нужды составляет 5 – 6%, то для ТЭЦ, отпускающих ещё и тепловую энергию, потребление электроэнергии на собственные нужды составляет 11-17%. Обновление оборудования и оптимизация работы создают определенный задел для снижения величины потребления электроэнергии на собственные нужды.

Тепловые электростанции Казахстана, в рамках выполнения инвестиционных обязательств проводят постоянное обновление основных фондов, но преимущественно турбинного оборудования, см. Рисунок 6.4. Так, общая мощность турбин ТЭС, установленных после 1991 года, составляет 9,1 ГВт или 47% от общей установленной мощности.

Несмотря на существенные инвестиции в сектор, обновление основных фондов ТЭЦ также происходит не в полной мере, особенно в части котельного оборудования, средний срок эксплуатации которого превышает 40 лет.

Существенной остаётся проблема высоких значений выбросов загрязняющих веществ и воздействия на окружающую среду. Для выполнения международных обязательств по снижению выбросов парниковых газов (ПГ) к 2030 году в рамках Парижского соглашения, Казахстану предстоит выработать меры снижения выбросов ПГ угольной генерацией, вывод которой не представляется возможным по причинам риска надёжности электро- и теплоснабжения (например, за счёт мер оптимизации работы оборудования и снижения удельного расхода топлива).

6.2.2. Передача и распределение электроэнергии

Системообразующая инфраструктура национальной электрической сети (НЭС) напряжением 500 – 220 кВ обеспечивает электрические связи между регионами страны и энергосистемами сопредельных государств. Оператором НЭС является компания АО «KEGOC». Внутри страны региональная передача электроэнергии осуществляется

сетями 149 энергопередающих организаций (ЭПО), в том числе 19 региональными электросетевыми компаниями (РЭК), и энергоснабжающими организациями (ЭСО), поставляющими электроэнергию розничным потребителям.

Энергопередающими организациями могут быть компании, использующие собственные производственные сети для энергоснабжения потребителей, например, АО «КазТрансОйл» и АО «Национальная компания «Казахстан Темир Жолы» (КТЖ). Национальная электрическая сеть обеспечивает передачу электрической энергии от энергопроизводителей, имеющих схему выдачи в НЭС до оптовых потребителей (распределительные электросетевые компании, крупные потребители), подключенных к этой сети.

Общий объем передачи электроэнергии в 2020 году по сетям АО «KEGOC» составил 43,60 млрд кВт*ч, тогда как по сетям РЭК 43,32 млрд кВт*ч, при этом общий объем потерь электроэнергии составил 7,51 млрд кВт*ч, высокие потери связаны в том числе с протяженной электросетевой инфраструктурой см. Таблица 6.1.

Таблица 6.1 Протяжённость сетевой инфраструктуры АО «KEGOC» и части РЭК

Напряжение	протяжённость, км	
	АО «KEGOC»	РЭК
1150 (в режиме 500 кВ)	1421,2	0,0
500 кВ	8288	0,0
330 кВ	1864,1	0,0
220 кВ	14694	1428,2
110 кВ	352,8	22857,2
35 кВ	44,1	27082,2
10 кВ	92,6	51315,9
6-0,4 кВ	18,7	47613,1

АО «KEGOC» совмещает функции оператора Национальной электрической сети и Системного оператора.

Для успешного реформирования энергосистемы и ее прогрессивного развития с учётом задач по инновационному, высокотехнологичному и низкоуглеродному развитию, функции, интересы и мотивация Системного оператора должны быть сосредоточены исключительно на задачах наиболее эффективного управления режимами, балансом и перспективного планирования. Другими словами, независимый СО не должен отвечать или быть заинтересован в эксплуатации объектов генерации и сетей в то время, как электросетевая компания (без функционала Системного Оператора) не должна влиять на режимы, балансы и перспективное планирование.

Так, при выборе перспективных вариантов развития энергосистемы независимым Системным Оператором, больший уклон может делаться не на строительство сетевой инфраструктуры и обеспечение загруженности сетей (в целях снижения потерь, например), а на развитие объектов генерации с нужными для энергосистемы характеристиками (маневренности, экологичности, инновационности), распределённых источников производства и потребления энергии, создания необходимого функционала для большей интеграции потребителей в работу энергосистемы за счёт

использования механизмов ценозависимого снижения потребления, а также новых технологий по мере зрелости (промышленных систем накопления энергии) и решений (автоматизация процессов и цифровизация), принятие которых целесообразно в интересах энергосистемы.

Так, запланированный в Казахстане существенный рост доли ВИЭ в энергосистеме потребует изменения подходов к планированию режимов работы этих энергообъектов. Перед независимым Системным оператором будет выбор привлечения дополнительных ресурсов регулирования, развития технологий прогнозирования нагрузки ВИЭ, использования управления спросом, а также расширение сетевой инфраструктуры. Помимо этого, равноудаленность Системного оператора от всех участников рынка (не только сетевой компании) позволит правильно трансформировать роль традиционной тепловой генерации, которая с вводом ВИЭ постепенно снижает свою значимость как источника энергии и все больше приобретает роль поставщика ресурса регулирования баланса выработки-потребления, поддержания частоты и уровня резервов.

Расширение перечня функций, выполняемых Системным оператором в области развития электроэнергетической системы подразумевает функционирование на базе Системного оператора полноценного центра разработки документов по перспективному развитию (публично обоснованной детальной программы и схемы), открытого публичного обоснования выбора технологических решений (как по выдаче мощности объектов производства электроэнергии и электроснабжения энергопринимающих устройств, так и интеграции новых технологий, и выводов объектов электроэнергетики из эксплуатации). Помимо этого, особое значение приобретает разработка и поддержание Системным оператором расчётной математической модели энергосистемы как для информационных целей, так и для целей перспективного планирования. В частности, использование модели для учёта заданных технологических, экономических и экологических характеристик при отборе генерирующей мощности и ресурсов для участия в рынке мощности. Дополнительно, наличие такого функционала позволит осуществить постепенный переход от нормативных значений определения величин спроса и предложения, учитываемых при проведении отборов мощности, например, к расчётному на основе вероятностных характеристик, исходя из актуальных параметров работы энергосистемы.

Опасение, связанное со снижением надёжности управления энергосистемой в связи с разделением функций АО «KEGOC», неоправданно, так как разделение функций предполагает от Системного оператора повышения качества управления и перспективного планирования. Дополнительно, так как управление энергосистемой будет осуществляться только структурой, ответственной за это, **в правила раскрытия информации необходимо заложить требования о максимально большей открытости информации и регулярной отчётности** о работе энергосистемы и прозрачности в работе Системного оператора, что также будет способствовать прозрачности и контролю за ростом тарифов.

Рисунок 6.5 Потери в сетях РЭК (слева) и износ основных фондов (справа)



Высокие потери (по части РЭК) и износ основных фондов являются основными проблемами сетевой инфраструктуры Казахстана. Потери электроэнергии в 2020 году при передаче в сетях АО «KEGOC» составили 2767,86 млн кВт*ч (5,7%), тогда как потери в сетях РЭК 4739,5 (10,9%), см. Рисунок 6.5. При этом степень износа электросетевого оборудования в сетях РЭК остаётся относительно высокой (среднее значение 65%) несмотря на то, что, по данным компаний, ежегодные инвестиции составляют около 30% от величины необходимой выручки⁶.

Цифровизация электрических сетей также является перспективной задачей для снижения потерь, оптимизации режимов и надёжности энергоснабжения. Согласно отчёту компании, АО «KEGOC» начата реализация проекта «Автоматизация управления режимами Единой Электроэнергетической Системы Казахстана», включённого в государственную программу «Цифровой Казахстан», и состоящего из трёх компонентов: автоматики регулирования частоты и мощности (АРЧМ); централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА); синхронных технологий на основе WAMS/WACS.⁷ Последнее было внедрено АО «KEGOC» в 2019 – 2021 гг. для мониторинга и прогнозирования электрических режимов и контроля запасов устойчивости на трех линиях 500 кВ транзита «Север-Юг».

Соединение Западной энергозоны с Северной и Южной является ключевым проектом развития электросетевой инфраструктуры на ближайшее десятилетие. Рассматривается три основных варианта соединений:

- ▶ линия переменного тока «Север-Запад» 500 кВ по маршруту Атырау-Актобе (500 км);

- ▶ линия постоянного тока «Север-Запад» по маршруту Атырау – Жезказган (1400 км);
- ▶ линия постоянного тока «Запад-Юг» по маршруту Бейнеу – Шымкент (1500 км).

Первые два варианта соединяют Западную энергозону с Северной, и передача электроэнергии по экономическим и техническим причинам может быть только с профичитной Северной энергетической зоны в Западную. При таком варианте угольные электростанции будут поставлять электроэнергию в регион с развитой газовой генерацией и рядом месторождений, имеющих собственные крупные электростанции. Варианты строительства линий Север-Запад не являются предпочтительными ввиду задач по снижению доли угольной генерации в поставках электроэнергии, и наличия в Западной энергозоне избытка мощности. Для эффективной работы планируемых линий электропередач необходимо достижение проектных технико-экономических параметров их загрузки, в противном случае недозагруженность линий приведет к существенным потерям при передаче электроэнергии и не соблюдении технических и экономических параметров.

Вариант строительства линии «Запад-Юг» предполагает поставку электроэнергии с Западной энергозоны в Южную энергодефицитную, фактически копируя маршрут поставки природного газа Бейнеу-Шымкент. Реализация данного варианта потребует усиления сетей и строительство дополнительной газовой генерации в Западной энергозоне, с возможным перевооружением МАЭК на современные парогазовые установки, что при условии увеличения поставок газа на электростанции сделает возможным поставку электроэнергии с Запада в энергодефицитные Южные регионы, с увеличением маневренности Западной зоны и доли газовой генерации в энергобалансе.

В целом, строительство новых линий электропередачи, задачи снижения износа электросетевой инфраструктуры и цифровизация, в том числе для сокращения величины потерь, потребуют увеличения инвестиций и введения контроля за эффективностью расходования средств. В этой связи, реформирование отрасли с переходом на стимулирующие методы тарифообразования с гарантиями прибыльности и возврата инвестиций для компаний сектора должно сопровождаться усилением независимого контроля за эффективностью и результативностью расходования средств.

6 Оценка эффективности и характера инвестиций сетевых компаний остаётся за рамками этого Доклада. Обеспечения эффективности затрат и инвестиций зависят от дальнейших шагов Казахстана в части выработки корректной методологии установления необходимой выручки сетевых компаний и конечного тарифа для потребителей, обеспечивающих не только надёжность электроснабжения и минимальные показатели качества услуг, но и инновационного развитие сегмента, с достижением экологических целей Казахстана. См раздел 6.3.6

7 АО «KEGOC» также внедряются элементы интеллектуальной энергосистемы, в частности, локальной противоаварийной автоматики, цифровые устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), система диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA), автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), управляемые шунтирующие реакторы 500 кВ, фазоповоротные устройства, волоконно-оптические системы связи, беспилотные летательные аппараты и т.д.

Рисунок 6.6 Потребление электроэнергии и пиковая нагрузка 1990-2020 гг.

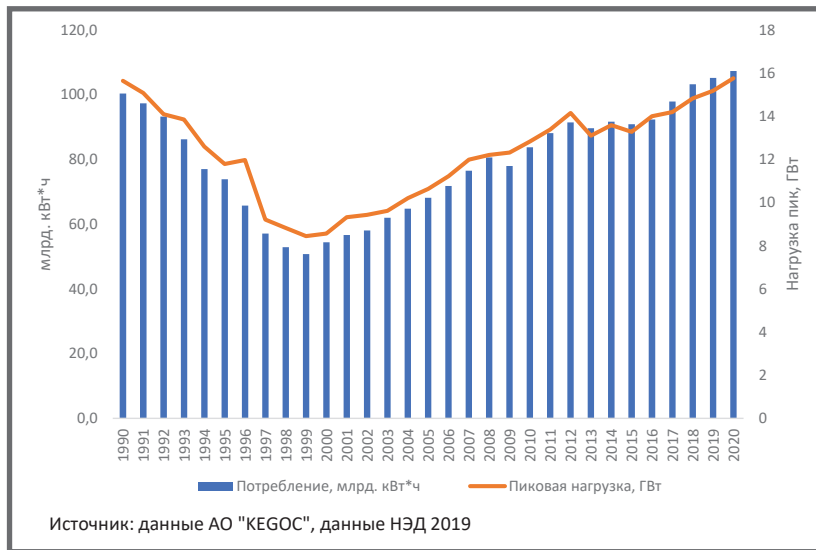
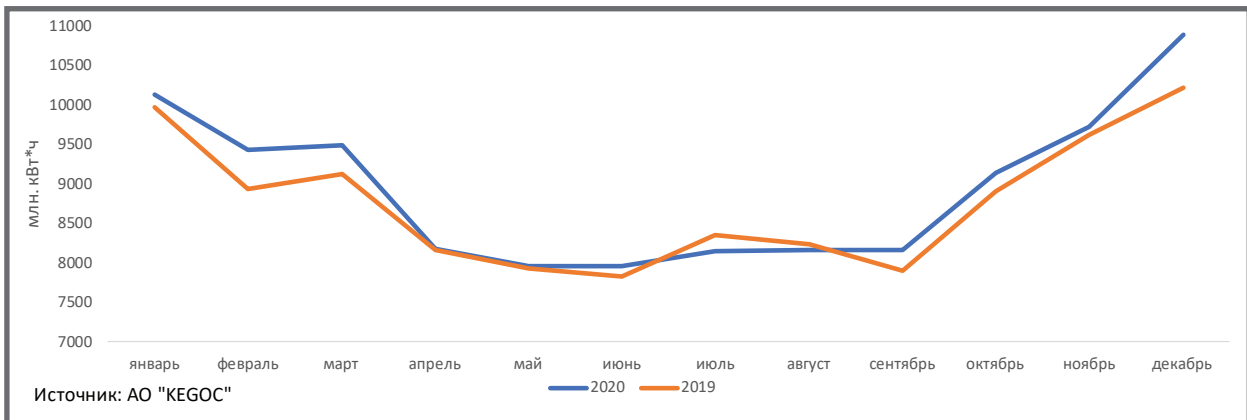


Рисунок 6.7 Помесячное потребление электроэнергии 2019–2020 гг.



6.2.3 Потребление электроэнергии

В Казахстане потребление электроэнергии только в 2018 году превысило уровень 1990 года, см. Рисунок 6.6. Однако в период СССР существенная доля поставки электроэнергии осуществлялась из России и стран Центральной Азии, тогда как в настоящее же время Казахстан является нетто-экспортером электроэнергии (0,74 млрд кВт*ч).

По данным Системного оператора потребление электрической энергии в Казахстане в 2020 году составило 107,35 млрд кВт*ч, что на 2% выше, чем в 2019 году. Несмотря на ограничения в деятельности, связанные с пандемией COVID-19, за этот год отмечался рост потребления электроэнергии во всех энергетических зонах: в Северной на 2,1%, в Южной на 2,7% и в Западной на 0,6%. Причём, при сравнении месячного потребления электроэнергии за 2020 и 2019 годы, на графике 2020 года нет явного провала в потреблении электроэнергии при объявленных карантинных ограничениях в сравнении с 2019 годом, см. Рисунок 6.7.

В период 2014 – 2020 гг. наибольший рост потребления электроэнергии пришёлся на Северную энергозону и

составил 9,53 млрд кВт*ч, в Южной рост на 3,43 млрд кВт*ч, в Западной 2,59 млрд кВт*ч., см. Таблицу 6.2.

Рост потребления электроэнергии в Актюбинской области на 57,1% связан с реализацией проектов в нефтегазовой отрасли, созданием ряда производств (например, рельсобалочного завода) и запуском в конце 2014 года Актюбинского завода ферросплавов (АО «ТНК «Казхром») с самыми мощными в мире печами постоянного тока (72 МВт). Рост потребления электроэнергии за период в Атырауской области (47,1%) связан с увеличением добычи на месторождении Кашаган (с 0 до 15,1 млн тонн нефти) и реализацией проекта расширения месторождения Тенгиз.

Важно отметить, что в структуре потребления электроэнергии доминирует промышленность (57,9%), на ЖКХ приходится 22,3%, см Рисунок 6.8.

На крупных промышленных потребителей в 2020 году пришлось более 35,5 млрд кВт*ч, наибольший рост за период пришёлся на Актюбинский завод ферросплавов (1683,2 млн кВт*ч). Наибольший спад (59,8%) в потреблении электроэнергии в 2020 году ожидаемо произошел на КТЖ (-2,0 млрд кВт*ч) из-за ограничений, связанных с пандемией COVID-19.

Таблица 6.2 Рост потребления электроэнергии по областям 2014–2020 гг., млн. кВт*ч

	Области	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Изменение
Северная	Восточно-Казахстанская	8664	8523	8530	8563	9080	9339	9204	6,2%
	Карагандинская	15433	15712	15786	16695	17319	17991	18460	19,6%
	Костанайская	5473	4688	4599	4689	4782	4786	4615	-15,7%
	Павлодарская	17363	16975	17611	18654	19433	19527	20731	19,4%
	Акмолинская	7996	8061	8285	8645	9141	9209	9196	15,0%
	Северо-Казахстанская	1704	1643	1685	1731	1800	1764	1665	-2,3%
Южная	Актюбинская	4232	4798	5272	5900	6301	6437	6647	57,1%
	Алматинская	10168	9917	9960	10446	10977	11351	11367	11,8%
	Туркестанская	4148	4090	4270	4646	4953	5097	5211	25,6%
	Жамбылская	3898	3782	3191	3802	4321	4473	4948	26,9%
Западная	Кызылординская	1642	1605	1592	1658	1689	1760	1760	7,2%
	Мангистауская	4898	4978	5011	4956	5237	5111	5023	2,6%
	Атырауская	4251	4272	4711	5537	6185	6350	6255	47,1%
	Западно-Казахстанская	1791	1804	1808	1931	2009	1998	2256	26,0%

Рисунок 6.8 Структура потребления электроэнергии по отраслям (оценка 2018 года)

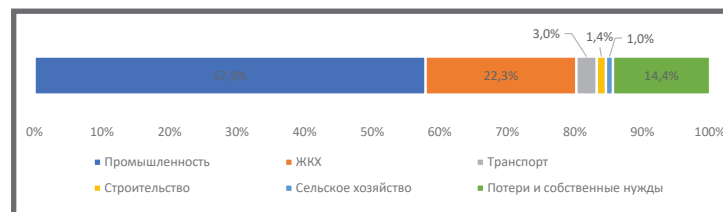
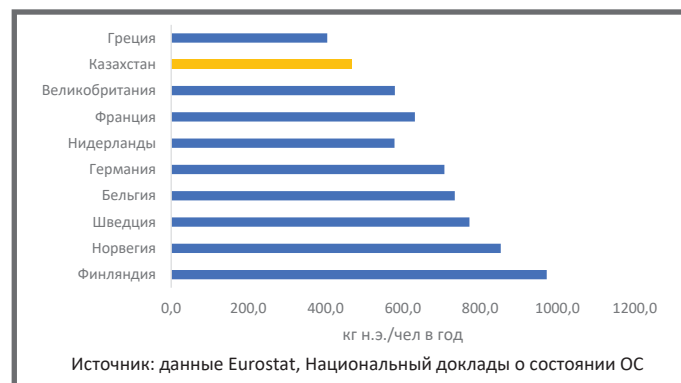


Рисунок 6.9 Потребление энергии домохозяйствами кг н.э. на человека в год (2018 г.)



Рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане (Алматинская и Туркестанская области) больше связан с ростом населения региона, так в г. Алматы и Алматинской области за рассматриваемый период население увеличилось на 485 тыс. человек, а Туркестанской области и г. Шымкент на 325 тыс. человек.

Примечательно, что несмотря на низкую стоимость энергоресурсов, потребление энергии домохозяйствами (на человека в год) в Казахстане существенно ниже, чем в странах ЕС, см. Рисунок 6.9.

Сравнительно невысокое потребление электроэнергии домохозяйствами в сравнении с ЕС, в большей степени связано с наличием центрального отопления и горячего водоснабжения. Системная эффективность систем теплоснабжения с ТЭЦ сказывается и на потреблении домохозяйств. Другим моментом является сравнительно

невысокий уровень оснащенности домохозяйств электроприборами, что создает определенный задел для наращивания темпов роста потребления электроэнергии населением.

Однако пока потребление электроэнергии в Казахстане в большей степени зависит от темпов промышленного роста и конъюнктуры мировых сырьевых рынков, так как основная экспортируемая продукция – это сырьевые товары и полуфабрикаты, а именно, нефть и нефтепродукты, природный газ, руды металлов и сплавы.

При этом потребление электроэнергии в Казахстане может получить новые стимулы для роста в связи с появлением новых отраслей и форматов потребления. Так, новый тренд потребления электроэнергии в Казахстане наметился со стороны криптовалютной сферы деятельности. Низкая стоимость электроэнергии и наличие резерва мощностей

угольных КЭС привели к появлению в Казахстане крупных майнинговых центров. В 2021 году Казахстан занял третье место в мире после Китая и США по майнингу криптовалюты с общей долей 8,2%⁸. Необходимо отметить, что майнинг криптовалют в большинстве стран находится в серой зоне и определить объем потребления электроэнергии этой отраслью весьма затруднительно. Более того, политика Казахстана в отношении цифровых финансовых активов и валюты до конца не сформирована.⁹ Это означает, что ужесточение мер в отношении выпуска и оборота цифровых необеспеченных валют может оказать негативное влияние на перспективу уровня потребления этой отраслью. Так Правительством Казахстана утверждено введение с 1 января 2022 года специального налога на майнинг криптовалют¹⁰. Более того, обсуждаются изменения в правила рынка мощности и ограничения для компаний, поставляющих электроэнергию майнинговым центрам¹¹.

Учитывая неравномерность размещения мощностей по энергетическим зонам и проблемы перегруженности линий транзита «Север-Юг», возникает проблема эффективности планирования энергосистем с учетом неравномерностей растущего потребления. Другим вызовом в планировании потребления может быть изменение длительности и характера пикового потребления электроэнергии в связи с увеличением частоты и длительности температурных отклонений и аномалий, вызванных изменением климата¹².

6.2.4 Регулирование отрасли и ценообразование в отрасли

Основные государственные органы, отвечающие за регулирование и тарифную политику в электроэнергетической отрасли Казахстана:

Правительство Республики Казахстан

Функционирование электроэнергетической отрасли Казахстана осуществляется согласно нормам Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике». Законом определены принципы функционирования электроэнергетического сектора, подходы к формированию отпускных цен для энергопроизводящих организаций, определена конструкция рынка электрической и тепловой энергии, установлены функции субъектов рынка в секторе.

Правительство Республики Казахстан согласно Закону «Об электроэнергетике» разрабатывает основные направления государственной политики в области электроэнергетики.

Министерство энергетики

Согласно законодательству, реализацией государственной политики в области электроэнергетики занимается уполномоченный орган в лице Министерства энергетики, более 80-ти компетенций которого изложены в Законе «Об электроэнергетике».

В контексте регулирования цен и тарифов в электроэнергетической отрасли на Министерство энергетики возложены функции по утверждению предельных тарифов на электрическую энергию, предельных тарифов на балансирующую электроэнергию, предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности. Также Министерство энергетики устанавливает индивидуальные тарифы на услугу по поддержанию готовности электрической мощности для действующих и вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок.

Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ) Министерства национальной экономики

Комитет осуществляет государственное регулирование и контроль в сферах естественных монополий.

Комитет устанавливает тарифы на услуги естественных монополий:

- ▶ передача и/или распределение электрической энергии;
- ▶ производство, передача, распределение и/или снабжение тепловой энергии;
- ▶ техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- ▶ организация балансирования производства-потребления электрической энергии.

С 2009 года на рынке электрической энергии в Казахстане действует система предельных тарифов на электрическую энергию. Внедрение предельных тарифов в секторе генерации стало попыткой в кратчайшие сроки решить задачу модернизации существовавших энергоактивов 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. С 2009 по 2015 годы в период применения предельных тарифов по механизму «тариф в обмен на инвестиции» в отрасль удалось привлечь около 6,8 млрд долл. США, направленных на расширение, модернизацию и реконструкцию действующих электростанций. Схема тарифов «в обмен на инвестиции» была успешно реализована к концу 2015 года избыток генерирующей мощности в энергосистеме составил порядка 3000 МВт.

На смену механизма предельных тарифов «в обмен на инвестиции» в 2016 году в Казахстане должен был быть запущен рынок электрической мощности, однако его запуск был отложен на 2019 год, это заставило Правительство РК принять решение о продлении действия предельных тарифов на электрическую энергию. Предельные тарифы были установлены на уровне 2015 года на три года

8 Исходя из оценки Кембриджского университета потребление электроэнергии на майнинг криптовалют в мире составляет около 130 млрд кВт*ч, следовательно, потребление отрасли в Казахстане может быть до 10 млрд кВт*ч, однако такая оценка выглядит завышенной, и потребление на майнинг значительно меньше.

9 См. Закон РК № 347-VI «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам регулирования цифровых технологий» от 25 июня 2020; «Правила информирования о деятельности по осуществлению цифрового майнинга», Приказ № 384/НК Министра цифрового развития, инноваций и аэрокосмической промышленности Республики Казахстан от 13 октября 2020 года; Гражданский Кодекс РК и Закон РК «Об информатизации»

10 Налог будет рассчитываться от потребления электроэнергии – 1 тенге за 1 кВт*ч электрической энергии, потребленной при цифровом майнинге.

11 проекты нормативно-правовых актов по ограничению майнинга <https://legalsacts.gov.kz/npa/view?id=11023740>

12 температурные аномалии зимой в Северном полушарии привели к остановке ряда критически важных производств для мировой экономики производств в рамках возникшего Техасского энергетического кризиса.

вперед (2016–2018 годы), заменив инвестиционную часть включением стоимости производства электроэнергии от возобновляемых источников энергии в предельные тарифы традиционных электростанций.

Нужно отметить, что согласно действующему законодательству в сфере поддержки ВИЭ традиционные электростанции являются условными потребителями, которые пропорционально своей доле в выработке электроэнергии обязаны покупать у расчетно-финансового центра (назначено ТОО «РФЦ по ВИЭ») электрическую энергию, произведенную ВИЭ.

В 2019 году в Казахстане был запущен рынок электрической мощности, т.е. исходя из принятых на законодательном уровне изменений на оптовом рынке электрической энергии цена на электрическую энергию для потребителей состояла из двух составляющих: предельный тариф на электрическую энергию по группам энергопроизводящих организаций (тариф на электрическую энергию) и услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (тариф на мощность).

Цена на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (тариф на мощность для оптовых покупателей) складывается суммированием затрат на покупку:

- ▶ мощности новых электростанций;
- ▶ мощности модернизируемых и расширяемых электростанций;
- ▶ мощности ТЭЦ, в объеме необходимом для покрытия графика тепловых нагрузок;
- ▶ мощности по результатам централизованных ежегодных торгов;
- ▶ стоимости затрат Единого закупщика.

Итоговые затраты с учетом комиссии Единого закупщика (назначено ТОО «РФЦ по ВИЭ») разделяются на общий объем планируемой в предстоящем году суммы абсолютных максимумов нагрузки потребителей (рассчитанной из суммы потребления в час пиковой нагрузки). Тем самым определяется единая цена для потребителей за услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, измеряемая в тенге/МВт*месяц.

Необходимо отметить отсутствие как прозрачных, так и рыночных механизмов отбора и определения цены на мощность для модернизируемых и расширяемых электростанций. Условия реализации таких проектов равно, как и цена на мощность, устанавливаются индивидуально Министерством энергетики на основании рекомендации Совета казахстанской электроэнергетической ассоциации, определенной указом Министерства энергетики в качестве Совета рынка. В Состав президиума Совета рынка входят в основном представители энергетических компаний, тем самым, президиум Совета рынка не может быть в полной мере объективным при принятии решений, в том числе о реализации инвестиционных проектов энергопроизводящих организаций, за реализацию которых будут в конечном итоге платить потребители¹³.

¹³ Целесообразно включить в президиум Совета рынка представителей других участников рынка для отражения их позиции и защиты интересов, без них Совет рынка является выразителем интересов только энергокомпаний.

Ввод рынка электрической мощности сопровождался принятием решения Министерства энергетики РК о снижении предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности до 590 тыс. тенге/МВт*месяц вместо утвержденного ранее тарифа 700 тыс. тенге/МВт*месяц. Более того в 2019 и 2020 году в предельные тарифы на электрическую энергию не была включена норма прибыли. Эти решения негативным образом отразились на привлечение инвестиций в генерирующие объекты в Казахстане.

Ценовые ограничения, введенные Министерством энергетики на рынке мощности, фактически привели к отсутствию рыночных стимулов снижения цены на мощность на централизованных торгах. Торги на рынке мощности дают эффект снижения цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки всего 0,7%, что тоже лишает смысла конкурентный отбор мощности, см. Таблицу 6.3. Отсутствие целеполагания (*место рынка мощности в решении вопросов энергетической трилеммы и его роль в процессе эволюции всей энергетической системы*) на рынке мощности сводит этот механизм к распределению средств от закупки мощности между электростанциями, нежели к конкурентному отбору мощности и инвестициям в активы с нужными характеристиками и технологическими параметрами работы оборудования.

Таблица 6.3 Рынок мощности 2019–2021 гг.

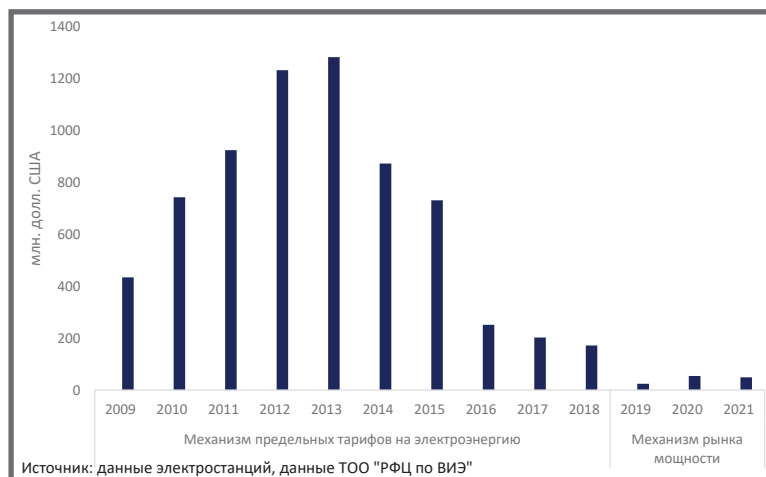
	Млрд. тенге		
	2019	2020	2021
Модернизация и расширение	9,30	22,51	20,50
Закупка у ТЭЦ	17,62	16,67	17,12
Централизованные торги	35,15	43,31	41,94
Итого объем покупки	62,07	82,49	79,55
Эффект снижения от централизованных торгов	2,863	0,965	0,297
В процентах от рынка	8,1%	2,2%	0,7%

Решение о запуске рынка электрической мощности с описанными выше ценовыми ограничениями, а также директивно ограниченная ежегодная сумма¹⁴ денежных средств, которая могла быть использована на проведение мероприятий по модернизации и реконструкции энерго мощностей по индивидуальным тарифам привело к значительному снижению инвестиций в электростанции с 2019 года (ввод рынка электрической мощности), см. Рисунок 6.10.

В 2021 году были приняты изменения в законодательство об электроэнергетике в целях выделения из предельных тарифов на электрическую энергию традиционных электростанций затрат на покупку электрической энергии, произведенной ВИЭ.

¹⁴ Национальный проект по развитию электроэнергетики Мероприятие 1. Увеличение лимита по допустимому объему привлечения инвестиций в рамках инвестиционных соглашений энергопроизводящих организаций на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление электростанций в рамках рынка электрической мощности от уровня инвестиций в электроэнергетическую отрасль в 2015 году

Рисунок 6.10 Инвестиции в электростанции в 2009–2021 гг.



С 1 июля 2021 года на оптовом рынке электрической энергии и мощности цена для потребителей состоит из следующих составляющих:

- ▶ отпускной тариф на электрическую энергию, который включает в себя предельный тариф на электрическую энергию по группам энергопроизводящих организаций и надбавки на поддержку использования возобновляемых источников энергии (эти две составляющие – тариф на электрическую энергию) и
- ▶ и тариф за услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (тариф на мощность).

Выделение надбавки ВИЭ в отдельную составляющую стоимости электроэнергии, связано возросшей финансовой нагрузкой на традиционные электростанции по поддержке ВИЭ, так доля затрат на покупку ВИЭ в общих затратах традиционных электростанций за пять лет выросла с 2-3% до 10-14%.

За последнее десятилетие в Казахстане принимались разноплановые решения по вопросам тарифного регулирования сектора генерации: от перехода на свободное рыночное ценообразование к внедрению механизма «тариф в обмен на инвестиции», от принятия решения о применении механизма предельных тарифов без включения нормы прибыли в предельные тарифы электростанций до практики включения затрат на ВИЭ в предельные тарифы электростанций, и принятия решения о переходе к отпускному тарифу на электрическую энергию с выделением надбавки на поддержку использования ВИЭ.

В целях обеспечения развития электроэнергетической отрасли важно определиться с долгосрочной тарифной политикой и закрепить за одним государственным органом полномочия, связанные с установлением и согласованием всех тарифов в электроэнергетике.

Сектор теплоснабжения

Помимо электроэнергии в Казахстане к сектору электроэнергетики относится тепловая энергия, прежде всего ввиду производства 60% тепловой энергии на ТЭЦ. Когенерация электроэнергии и тепла, осуществляемая на ТЭЦ находится в Казахстане под двойным административным регулированием, как со стороны Министерства энергетики

(предельные тарифы на электрическую энергию), так и со стороны КРЕМ в части отпускного тарифа на тепловую энергию.

Изменение климата в Евразии и влияние на энергопотребление

Техасский энергетический кризис, вызванный аномальными холодами в феврале 2021, имел последствия, в том числе для мировой экономики (ввиду остановки крупнейших производств микрочипов и микросхем в штате) и показал необходимость учёта тенденции в изменении климата при планировании развития энергосистем.

Глобальное потепление на планете, обусловленное антропогенным усилением парникового эффекта (IPCC, 2021), характеризуется более быстрым потеплением в полярных и умеренных широтах по сравнению с тропическими (так называемое «полярное усиление») ¹⁵. Кроме того, более быстрое потепление наблюдается над сушей по сравнению с океаном в связи с меньшими затратами энергии на испарение ¹⁶.

В регионах Евразии рост средней температуры воздуха сопровождается сокращением повторяемости периодов с аномально низкой температурой и ростом повторяемости периодов с аномально высокой температурой ¹⁷. Так, в Евразии в 1950–2018 гг. число аномально теплых дней росло на 2-8 дней каждое десятилетие, а число аномально холодных ночей сокращалось на те же 2–8 дней, при этом более сильный рост жарких дней наблюдается на западе континента, а более сильное сокращение холодных ночей – на востоке Евразии.

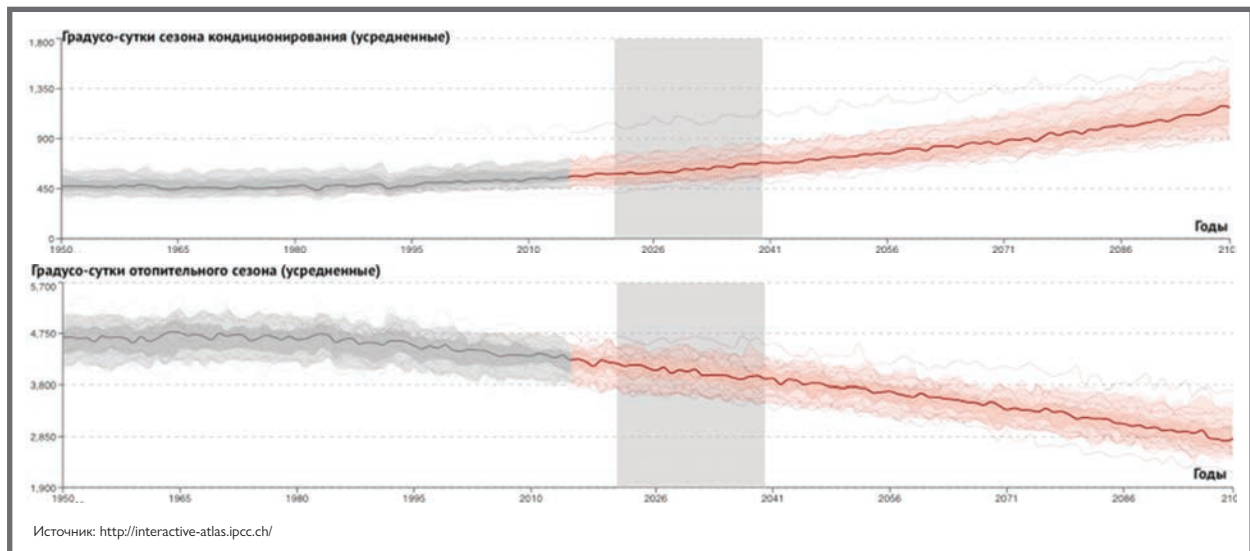
Особый интерес представляют продолжительные периоды с аномально холодной или аномально теплой погодой. Для Евразии отмечается статистически

¹⁵ Bekryaev, R. V., Polyakov, I. V., and Alexeev, V. A., Role of Polar Amplification in Long-Term Surface Air Temperature Variations and Modern Arctic Warming, *Journal of Climate* 23 (2010) 3888–3906.

¹⁶ Sutton, R. T., Dong, B., and Gregory, J. M. (2007), Land/sea warming ratio in response to climate change: IPCC AR4 model results and comparison with observations, *Geophys. Res. Lett.*, 34, L02701

¹⁷ <https://archive.ipcc.ch/report/srex/>

Рисунок 6.11 Прогнозируемые изменения градусо-суток отопительного сезона и сезона кондиционирования.



значимый рост суммарной продолжительности аномально теплых периодов (на 1–4 дня за каждое десятилетие начиная с 1950 года) и более слабое сокращение аномально холодных периодов (0–1 день/десятилетие). Интересно, что на юго-востоке США для периода 1950–2018 гг. продолжительность холодных периодов практически не изменилась, таким образом аномальный холод в феврале 2021 года в Техасе в целом не противоречит выявленным ранее региональным особенностям изменений климата¹⁸.

В целом, аномально холодные периоды, хотя и становятся более редкими, продолжают быть особенностью климата умеренных широт как Северной Америки, так и Евразии в ближайшие десятилетия.

Расчеты с моделями земной системы проекта CMIP6, ставшего основой для 6-го отчета МГЭИК (IPCC, 2021)¹⁹, показывают сохранение тенденции на потепление в ближайшие десятилетия, которая с середины XXI века либо сменится «выходом на плато» при реализации социально-экономического сценария устойчивого развития SSP126, либо продолжит усиливаться при сценарии активного использования углеводородов SSP585.

Изменение климата будет влиять на потребление энергии, в частности, прогнозируется сокращение отопительного сезона и увеличение сезона кондиционирования, которые могут быть выражены в соответствующих градусо-сутках. При этом при усреднении для Евразии в целом будет преобладать эффект ослабления морозов, см. Рисунок 6.11

На рисунке показан прогноз изменения длительности градусо-суток для сценария активного использования углеводородов SSP585 усредненные по всем регионам Евразии по данным расчетов с 26 моделями земной системы проекта CMIP6. Данные отдельных моделей приведены пунктиром, сплошной цветной линией показано медианное значение.

Надо изучать, вопросы планирования энергосистем с учетом изменения характера климата.

Ввиду социальной значимости цен на тепловую энергию, государство через КРЕМ реализует политику сдерживания роста тарифов, что выражается в стремлении занижения тарифов на тепловую энергию. При этом ТЭЦ, ограниченные по стоимости тепловой энергии, испытывают конкурентное ценовое давление со стороны угольных КЭС²⁰. Дело в том, что **электрический КПД** на производство электроэнергии на КЭС физически выше, чем у ТЭЦ, однако коэффициент использования энергии топлива на ТЭЦ 70-80% за счёт сопутствующего производства тепловой энергии. Эффективность применения ТЭЦ вместо раздельного применения котельной и КЭС обуславливается научно и эмпирически доказанным фактом, что общие затраты ресурсов при ТЭЦ ниже для отопления и электроснабжения северных городов с населением более 100 тыс. человек.

В отличие от электроэнергетики²¹, структура систем теплоснабжения состоит из трех секторов: производство, передача (**включая распределение и сбыт тепловой энергии**) и потребление тепловой энергии.

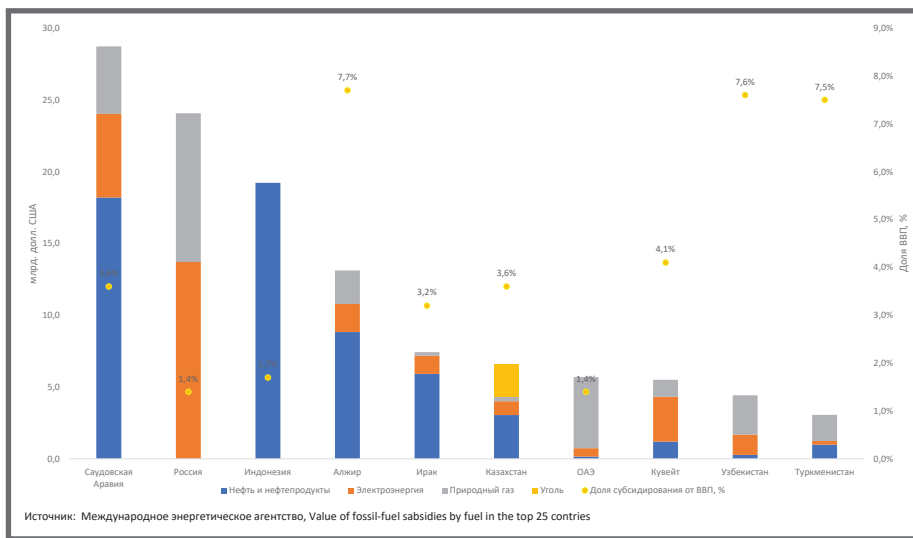
18 Doss-Gollin J. et al 2021 How unprecedented was the February 2021 Texas cold snap? Environ. Res. Lett. 16 064056.

19 <https://www.carbonbrief.org/cmip6-the-next-generation-of-climate-models-explained>

20 КПД производства электроэнергии КЭС всегда выше, чем у ТЭЦ, однако за счет дополнительного производства тепла, ТЭЦ обладают крайне высоким коэффициентом использования топлива (общим КПД на отпуск электроэнергии и тепла)

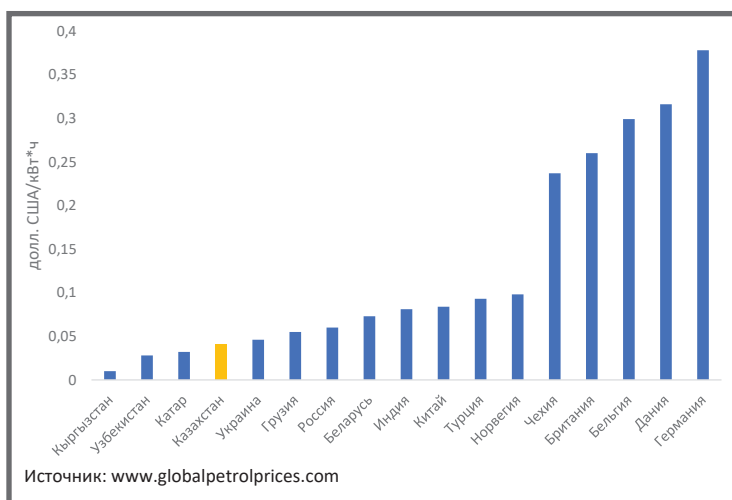
21 согласно определению действующего законодательства электроэнергетика включает в себя производство, передачу, распределение и потребление электрической и тепловой энергии.

Рисунок 6.12 Дотации на внутреннее потребление энергоресурсов в странах экспортеров нефти и газа*



*<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/value-of-fossil-fuel-subsidies-by-fuel-in-the-top-25-countries-2019>

Рисунок 6.13 Стоимость электроэнергии по странам (в пересчете на тенге/кВт*ч)



Источник: www.globalpetrolprices.com

Рынок тепловой энергии представлен только розничным сектором с фактическим отсутствием практической возможности розничного потребителя выбирать поставщиков тепловой энергии. Тепловые сети и котельные преимущественно находятся на балансе или под управлением местных исполнительных органов, это вынужденная мера в связи с необходимостью прямых вложений в обновление инфраструктуры тепловых сетей. В настоящее время ведется подготовка отдельного законопроекта «О теплоэнергетике», который будет направлен на отдельное регулирование отрасли и задачи оптимизации планирования тепловых нагрузок и режимов работы тепловых сетей, возможности внедрения тепловых насосов для утилизации сбросной энергии.

Необходимо отметить, что одним из сдерживающих модернизацию фактором является относительно низкая стоимость энергетических ресурсов, что увеличивает сроки окупаемости проектов энергосбережения и внедрения энергоэффективного оборудования.

Установление предельных тарифов на уровне себестоимости производства электроэнергии или ниже означает отсутствие ресурсов у электростанций на реализацию проектов повышения энергетической эффективности и модернизации (если последние не включены в инвестиционные проекты через рынок мощности).

Ввиду действующих на территории Казахстана механизмов ограничения цен на энергетические ресурсы, происходит их фактическое субсидирование. В рейтинге Международного энергетического агентства (МЭА за 2019 год) Казахстан занял одиннадцатое место в мире по объемам дотаций на энергетические ресурсы, которые составили 6,6 млрд долл. США или 3,6% ВВП. При этом Казахстан является единственной страной в рейтинге с субсидиями на уголь (2,2 млрд долл. США), см. Рисунок 6.12.

По методике МЭА субсидии оцениваются на основании разницы внутренних и мировых цен с учетом разницы в их уровне. Дотации в цене угля связаны, прежде всего с субсидированием его транспортировки по железной дороге

за счет других товаров (металлов, нефти и нефтепродуктов). В конечном итоге, субсидирование энергетических ресурсов сказывается и на цене электроэнергии, которая в Казахстане остается одной из самых низких в мире (см. Рисунок 6.13).

При этом можно отметить наблюдаемый рост усредненной стоимости электроэнергии, отпускаемой с традиционных электростанций Казахстана. Усредненный предельный тариф электростанций в 2019 году был около 6,5 тенге/кВт*ч, то в 2020 году он вырос до 7,6 тенге/кВт*ч, что в большей степени было обусловлено ростом затрат традиционных электростанций на поддержку ВИЭ.

Утверждаемые на семилетний период предельные тарифы должны быть долгосрочным ценовым сигналом для инвесторов, постоянно пересматривались, потому что не были учтены не только рост затрат на поддержку ВИЭ, но и инфляционный рост затрат на топливо, оборудование и индексация зарплат.

Суммируя вышесказанное, в условиях действующих принципов регулирования тарифов и фактически неработающих рыночных механизмов возможности реализации масштабных программ модернизации и тем более задачи «энергетического» перехода выглядят выполнимыми только при условии реформирования отрасли в кратчайшие сроки.

6.2.5 Анализ оптового рынка электроэнергии

Рынок электрической энергии в Казахстане состоит из двух уровней: оптового и розничного рынков электрической энергии.

На оптовом рынке электроэнергии электростанции осуществляют продажу электрической энергии энергоснабжающим организациям и оптовым потребителям. Оптовый рынок электроэнергии состоит из:

- ▶ рынка купли-продажи электроэнергии по двусторонним договорам (децентрализованный рынок);
- ▶ централизованного рынка электрической энергии с биржевой формой торговли на спот-торгах в режиме «за день вперед» и «в течение операционных суток» и торгов на поставку электроэнергии по среднесрочным и долгосрочным контрактам;
- ▶ рынка системных и вспомогательных услуг;
- ▶ рынка электрической мощности;
- ▶ балансирующего рынка.

Участниками оптового рынка электроэнергии являются:

- ▶ электростанции (энергопроизводящие организации), поставляющие на оптовый рынок электроэнергию в объеме не менее 1 МВт среднесуточной мощности, и имеющие системы АСКУЭ²²;
- ▶ потребители электроэнергии, приобретающие электроэнергию на оптовом рынке в объеме не менее

1 МВт среднесуточной мощности, и имеющие системы АСКУЭ;

- ▶ энергопередающие организации, соответствующие предыдущему пункту;
- ▶ энергоснабжающие организации, не имеющие собственных электрических сетей и покупающие на оптовом рынке электроэнергию в целях ее перепродажи в объеме не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности;
- ▶ системный оператор (АО «КЕГОС»);
- ▶ оператор централизованной торговли электроэнергией (АО «КОРЭМ»);
- ▶ расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии (ТОО «РФЦ по ВИЭ» определено Единым закупщиком на рынке мощности и расчетно-финансовым центром по поддержке ВИЭ).

По результатам 2020 года можно констатировать стагнацию всех рыночных механизмов оптового рынка электроэнергии. Централизованные торги свелись до минимума (доля контрактов, заключаемых на централизованных торгах составляет около 1% от объема генерации), отбор проектов на рынке мощности не привёл к снижению цены, создать конкурентный отбор мощности на централизованных торгах не удалось, модернизация и расширение электростанций через рынок электрической мощности не включает необходимые средства для перехода на наилучшие доступные технологии, что идет в разрез с принятой экологической политикой Казахстана, балансирующий рынок не запущен и продолжает свою работу в имитационном режиме. Инвестиции в модернизацию действующих электростанций снизились в несколько раз в сравнении с объемами инвестиций до ввода рынка электрической мощности (см. Рисунок 6.10).

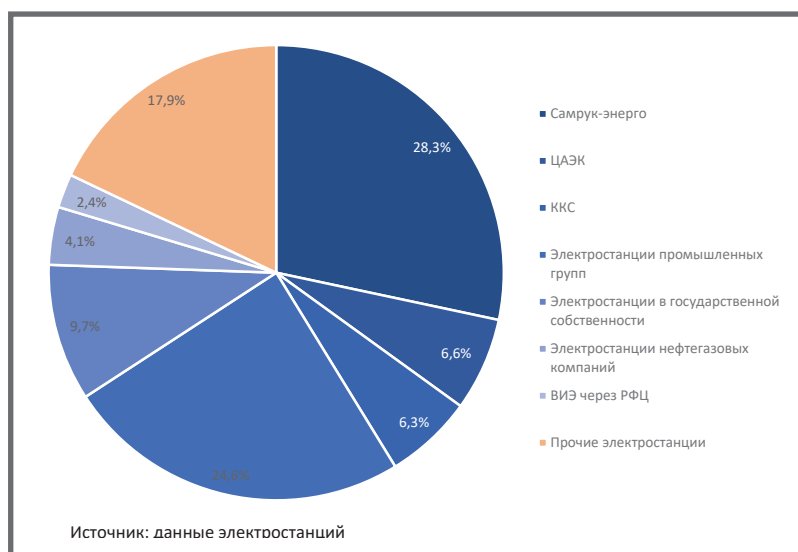
Для качественного понимания ситуации на оптовом рынке, состав оптового рынка согласно Реестру субъектов оптового рынка электрической энергии включает 359 субъектов, из которых: 19 – РЭК, 114 – энергопроизводящие организации (в том числе ВИЭ – 57), потребителей – 225, из которых 26 – ЭСО. Электростанции ВИЭ могут работать как напрямую на рынке электрической энергии по двусторонним контрактам, так и реализовывать электрическую энергию через единого закупщика (ТОО «РФЦ по ВИЭ»).

Структура производства электроэнергии выглядит следующим образом: на крупных энергетических холдингах АО «Самрук-Энерго», АО «ЦАЭК», ТОО «ККС» приходится около 41,2% от выработки электроэнергии. Промышленные группы, имеющие в составе генерирующие мощности («ERG», «Казахмыс», «Казцинк», «Арселор Миталл») приходится 24,6%. Электростанции в государственной собственности вырабатывают 10,7% электроэнергии, электростанции ВИЭ, поставляющие электроэнергию через РФЦ, 2,4% и собственная генерация нефтегазовых компаний 4,1%, на долю же независимых электростанций приходится всего 17,9% от общей выработки электроэнергии. (см. Рисунок 6.14)

Если не рассматривать факт ценового регулирования рынка со стороны государства, а рассматривать только структуру самого рынка электроэнергии, количество участников,

²² Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) – система учета, обеспечивающая дистанционный сбор, хранение и обработку информации о потреблении или отпуску электроэнергии в сеть.

Рисунок 6.14 Структура производства электроэнергии в разрезе собственников электростанций



аффилированность участников, то рынок фактически работает по модели олигополии²³.

В такой модели, ограниченное количество производителей не создает достаточно эффективного рыночного механизма для конкурентного регулирования цен на электроэнергию, а ограниченное количество покупателей на рынке электроэнергии, часть из которых аффилированы с производителями электроэнергии (РЭК, ЭСО) не создает достаточной активности для конкурентного давления на цену электроэнергии.

В результате: на рынке электроэнергии Казахстана внедрение принципов свободного конкурентного рынка имеет ограниченную эффективность, поэтому могут быть рассмотрены альтернативные подходы, такие как создание Единого закупщика электроэнергии для определения цены генерации с целеполаганием на модернизацию, повышение надежности и низкоуглеродное развитие генерирующих активов.

Необходимо понимать, что положительные рыночные эффекты достигаются на рынках без жёсткого ценового регулирования и при достаточном количестве независимых участников, имеющих конкурирующих за долю на рынке или более оптимальную цену. В условиях директивного ценового регулирования, при доминировании группы игроков, контролирующих как спрос, так и предложение, поддержание рыночных механизмов, основанных в настоящее время на принципах конкуренции в секторе генерации, не является единственным решением. Механизм Единого закупщика электроэнергии может оказаться более эффективным при условии конкурентного отбора поставщиков электроэнергии с учетом решения трилеммы развития электроэнергетики. В этом случае с учетом определения долгосрочных целевых показателей отрасли возможно формирование механизма отбора поставщиков электроэнергии посредством применения информационных систем для решения оптимизационных задач загрузки мощностей, исходя из множества параметров, таких как

снижение выбросов парниковых газов, минимизации расхода топлива, минимизация конечной стоимости электроэнергии.

Централизованный рынок электроэнергии

Рынок централизованной торговли электроэнергией представляет собой биржевую площадку для торгов на кратко- и среднесрочный периоды (спот-торги в режиме «за день вперёд» и на неделю и месяц, квартал), а также долгосрочный период (год). По итогам 2020 года объем рынка централизованной торговли составил менее 1% от всего объема производства электрической энергии. Конечно, сформированные таким образом цены не могут служить объективными рыночными ценовыми индикаторами, см. Таблицу 6.4. В предыдущие годы доля централизованных торгов достигала 28%. Столь сильное снижение было вызвано прекращением участия в централизованных торгах Экибастузких ГРЭС-1 и ГРЭС-2 в связи с принятой политики реализации электрической энергии АО «Самрук-Энерго».

Эффективно функционирующий спотовый рынок электрической энергии является необходимым элементом развитого конкурентного рынка электрической энергии, поскольку он необходим для формирования переменной части суточного графика. Однако, ввиду особенностей функционирования оптового рынка электрической энергии в Казахстане, спотовый рынок находится в зачаточном состоянии. Среди основных причин неразвитости спотового рынка можно отметить высокую долю олигополий на рынке электроэнергии (60% электроэнергии поставляется пятью энергетическими компаниями) при отсутствии волатильности цен генерации в силу государственного регулирования предельных тарифов в секторе генерации. Дополнительно, отсутствие адресной ответственности за несоблюдение планового суточного графика поставки-потребления электрической энергии, невозможность организации реальной конкуренции региональных электростанций различных типов (к примеру, региональные ТЭЦ и КЭС, или КЭС и ГЭС).

Биржевые модели рынка являются неотъемлемой частью большинства мировых энергетических рынков. Эффективно функционирующие энергетические биржи являются, прежде всего, прозрачным ценовым регулятором, так как на цену спотового рынка влияют все внешние и внутренние

²³ Олигополия относится к типу рыночной структуры несовершенной конкуренции, в которой преобладает крайне малое количество поставщиков продукции/продавцов

Таблица 6.4 Доли централизованных торгов в структуре производства электрической энергии 2016–20 гг.

	2016	2017	2018	2019	2020
Производство электроэнергии (млн кВт*ч)	94076,5	102383,6	106797,1	106029,8	108090
Объем спот-торгов (млн кВт*ч)	1048,6	318,7	211,69	350,32	190,29
Доля спот-торгов (%)	1,10%	0,30%	0,20%	0,30%	0,18%
Объем торгов на среднесрочный и долгосрочный периоды	9206,9	28641,1	21049,1	17597,5	939,289
Доля торгов на среднесрочный и долгосрочный периоды (%)	9,79%	27,97%	19,71%	16,60%	0,87%

факторы, которые в данный момент есть на рынке. При этом в Казахстане биржевая торговля не получила должного развития в силу следующих причин:

- ▶ спотовые торги в Казахстане служат для поиска электроэнергии по ценам лучше, чем заключенные двусторонние контракты, что не отражает тот функционал, который должен осуществлять спотовый рынок. Что касается торгов на среднесрочный и долгосрочный периоды, то нужно учесть, что ввиду законодательной невозможности реализации электрической энергии по данному виду централизованных торгов выше утвержденных предельных тарифов на электрическую энергию по группам электростанций при формировании цен при проведении данного вида централизованных торгов не представляется возможным применять двусторонний аукцион с формированием маржинальных цен. Применяемый в настоящее время метод встречных торгов был доработан с учетом вышеуказанных законодательных ограничений, но не соответствует биржевому методу ценообразования;
- ▶ на торгах на среднесрочный и долгосрочный периоды не работает и не реализована система взаиморасчетов, тем самым риски субъектов рынка в случае заключения договора по итогам торгов на среднесрочный и долгосрочный периоды и не исполнение обязательств по оплате или отказа в поставке товара не застрахованы, что не соответствует общепринятым принципам биржевого рынка. Одним из важных аспектов развития системы биржевых торгов любым товаром является наличие при бирже системы взаиморасчетов, т.е. клирингового центра, который может работать как при бирже, так и отдельной структурой в зависимости от национального законодательства. Если говорить о централизованных торгах, проводимых в АО «КОРЭМ», то компании на законодательном уровне не разрешено осуществлять взаиморасчеты по сделкам заключенным по итогам централизованных торгов на среднесрочный и долгосрочный периоды;
- ▶ проблемным аспектом проведения централизованных торгов на среднесрочный и долгосрочный период, также является отсутствие обязательности заключения договора поставки электрической энергии. Это приводит к тому, что факт регистрации сделки на торгах не гарантирует того, что в дальнейшем между покупателем и продавцом по итогам торгов будет заключен договор на поставку электрической энергии. Также не гарантируется, что стороны несут друг перед другом взаимную ответственность по поставке товара, оплаты в срок поставленного товара, ответственности продавца перед

покупателем в случае невозможности осуществления поставки, к примеру, в аварийных ситуациях.

В этой связи долгосрочная централизованная торговля не представляет экономически целесообразного интереса со стороны субъектов оптового рынка, поскольку, с одной стороны, запрещает продавцам реализовывать товар выше утвержденного тарифа, с другой стороны не стимулирует хеджировать риски, связанные с заключением договора и последующего осуществления поставки электрической энергии по данному договору.

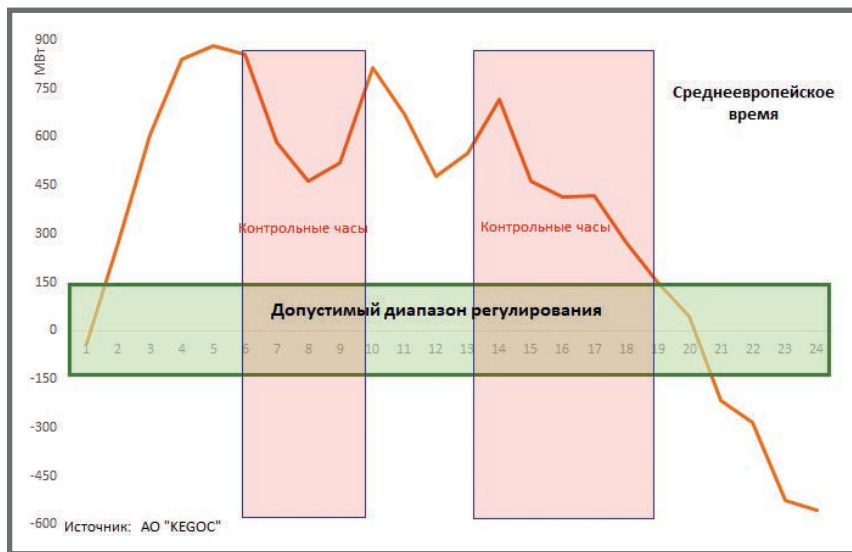
Балансирующий рынок

Балансирующий рынок, необходимый для сглаживания суточных отклонений, должен был быть запущен в 2008 году, однако в настоящее время балансирующий рынок продолжает осуществлять свою работу в имитационном режиме. Казахстан готовится к запуску балансирующего рынка электрической энергии с 2022 года. О необходимости запуска балансирующего рынка, работающего в режиме реального времени со следующего года было заявлено на заседании Правительства РК при рассмотрении вопросов развития возобновляемых источников энергии 6 февраля 2021 года.

За прошедший более чем десятилетний период работы балансирующего рынка в имитационном режиме не удалось решить важные вопросы, обеспечивающие ввод данного сегмента оптового рынка электрической энергии. В структуре генерации отсутствует достаточный объем маневренной генерации, способный обеспечить покрытие неравномерности суточного графика производства-потребления электрической энергии. Это острая проблема, которая ежегодно пока только усугубляется. Исторически сложившаяся структура генерации в Казахстане обеспечивает покрытие базовой составляющей суточного графика в то время, как покрытие пиковой части суточного графика традиционно осуществляется энергосистемами России и стран Центральной Азии. Развитие и ввод нестабильной генерации от возобновляемых источников энергии еще больше обострили эту нерешенную проблему энергосистемы Казахстана, см. Рисунок 6.15.

Системным оператором Казахстана отмечается, что: «Возможности ЕЭС РФ по урегулированию отклонений ЕЭС РК исчерпаны. Фактические отклонения ЕЭС РК от согласованного диспетчерского графика достигают 1300 МВт, что создает угрозу разделения энергосистем с последующим развитием системной аварии с массовыми ограничениями потребителей. Российская сторона выдвинула претензии по факту систематических нарушений ЕЭС РК условий параллельной работы энергосистем и заявило о вынужденном- переходе ЕЭС РФ на раздельную

Рисунок 6.15 Объемы купли/продажи отклонений на границе ЕЭС России и ЕЭС РК в день максимума нагрузки 01.12.2020 г.



работу от ЕЭС РК. Данная проблема вынесена на межправительственный уровень»²⁴.

О необходимости развития маневренной генерации в Казахстане говорят много лет, однако рынок никакие сигналы для строительства маневренной генерации не выдает. При вводе рынка электрической мощности тендеры на строительство маневренной генерации не объявлялись, более того никакие условия строительства маневренной генерации и дальнейшая работа данных станций на рынке электрической энергии в законодательных актах до конца 2020 года не регламентировались.

В декабре 2020 года государственными органами была проделана работа по изменению законодательства в части развития маневренной генерации. Так 7 декабря 2020 года были внесены изменения в Закон «Об электроэнергетике», направленные на развитие и строительство генерирующих установок с маневренным режимом генерации и в декабре 2021 года пройдут первые аукционы на строительство маневренной генерации в Казахстане. Однако, даже если предположить, что аукционы пройдут успешно и ввод в промышленную эксплуатацию электростанций будет осуществлен вовремя, то самое раннее, когда вопрос о наличии в структуре генерации маневренной мощности будет решен, произойдет не ранее 2025 года при вводе газовых электростанций и 2027 года при вводе гидроэлектростанций.

В целях задействования электростанций Казахстана в регулировании мощности в энергосистеме реализуется проект по внедрению автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). К данному проекту будут присоединены Экибастузская ГРЭС-1 и гидроэлектростанции – Бухтарминская, Усть-Каменогорская, Шульбинская и Мойнакская. Это позволит максимально использовать имеющиеся маневренные мощности казахстанских электростанций, однако в целом мощностей этих генераторов недостаточно для балансирования энергосистемы.

В связи с недостаточностью наличия маневренной генерации на балансирующем рынке может возникнуть волатильность цен. Вероятно, в этой связи на балансирующем рынке электрической энергии предполагается применить механизм предельных тарифов на балансирующую электроэнергию для казахстанских генераторов. В то время, как тем самым будет решаться задача по сдерживанию роста тарифов на электрическую энергию, устанавливаемые таким директивным путем тарифы, не могут стать объективными рыночными сигналами, отражающими реальную стоимость балансирования в Казахстане. Формирование цен на балансирующую электроэнергию должно в полной мере отражать реальные затраты генераторов на производство электроэнергии в часы балансирования в режиме реального времени и включать прибыль.

С учетом того, что до ввода и строительства маневренной генерации в Казахстане покрытие части пиковых нагрузок в энергосистеме будет осуществлять энергосистема Российской Федерации, то закупаемая балансирующая электроэнергия от российских генераторов будет оплачиваться казахстанскими потребителями по маржинальной цене российского балансирующего рынка. Планируемые в Казахстане подходы к ценообразованию на балансирующем рынке – определение предельных тарифов на балансирующую электроэнергию по группам энергопроизводящих организаций вызывают сомнения с точки зрения дальнейшего развития рыночных отношений, решения задачи привлечения в отрасль инвестиций в сектор генерации.

Пока нерешенным остаётся вопрос оснащения всех субъектов оптового рынка электрической энергии необходимой коммерческой инфраструктурой – автоматизированной системой коммерческого учёта электрической энергии (АСКУЭ). В настоящее время более трети потребителей оптового рынка электрической энергии не имеют автоматизированной системы коммерческого учёта электрической энергии. Вероятнее всего при реальном запуске балансирующего рынка электрической энергии у субъектов рынка появится экономическая мотивация для решения этой задачи.

²⁴ «Урегулирование дисбалансов ЕЭС Казахстана с сопредельными странами» доклад АО «KEGOC» 2021 г

Суммируя вышесказанного, отсутствие системы балансирования в электроэнергетике Казахстана на коммерческой основе:

- ▶ не способствует дальнейшему развитию сектора возобновляемой энергетики и достижению поставленных целей по наращиванию доли ВИЭ в структуре генерации;
- ▶ не создает никаких экономических стимулов для субъектов оптового рынка по соблюдению суточного графика, т.е. адресное распределение дисбалансов в энергосистеме отсутствует;
- ▶ не создает стимулов для энергопроизводящих организаций Казахстана по реализации электроэнергии в пиковые часы.

Рынок Мощности

Согласно действующего законодательства все субъекты оптового рынка электрической энергии обязаны участвовать в рынке электрической мощности. При этом, промышленные группы, обладающие собственной генерацией и крупными потребителями, вправе обеспечиваться мощностью за счет принадлежащих им электростанций, что снижает количество участников, на которые распределяются затраты на рынок мощности.

Преимущество механизма поставки мощности для электростанций заключается в том, что отобранные для поставки мощности электростанции получают доход вне зависимости от спроса (поставки) на электроэнергию (если факт готовности мощности к поставке подтвержден Системным оператором [СО]), тем самым, обеспечивая долгосрочные гарантии и высокий уровень стабильности выручки. Все расходы на создание новой генерации, расширение и модернизацию электростанций распределяются равномерно между всеми оптовыми покупателями (за исключением промышленных групп, в части крупнейших потребителей).

К участию в рынке мощности Казахстана допускаются действующие энергопроизводящие организации, прошедшие аттестацию электрической мощности генерирующих установок Системным оператором.²⁵ По сути, речь идет об определении объемов мощности, готовых к поставке, через подтверждение величины электрических нагрузок и соответствие заявленных параметров генерирующих установок фактическим значениям. Такой подход мало соответствует целеполаганию развития отрасли, преследующей цели инновационного и низкоуглеродного развития, так как подразумевает обеспечение доступа максимальному числу существующих электростанций к участию в рынке мощности.

Текущими Правилами функционирования рынка электрической мощности не предусмотрено предъявление требований к техническим параметрам работы оборудования действующих электростанций (например, к показателю давления пара, году выпуска основного оборудования, скорости набора и снижения нагрузки, виду топлива, турбинным технологиям, показателям качества работы и экологическим параметрам), тем самым, механизм рынка мощности не используется для системного решения поставленных задач по повышению эффективности работы

сектора, увеличения его маневренности, форсированной модернизации и декарбонизации.²⁶ В этой связи, для решения отраслевых задач Правила рынка мощности могут быть пересмотрены и дополнены необходимыми техническими требованиями к работе оборудования электростанций. Предъявление таких требований только в отношении инвестиционных проектов по реконструкции, расширению, модернизации существующих электростанций ограничивает скорость технологического обновления и инновационного развития сектора.²⁷ Отсутствие долгосрочного целеполагания как для отрасли, так и рынка мощности, и введение отбора мощности в условиях ценового регулирования изначально ограничило возможности этого инструмента рынка.

Для сравнения, с 1 января 2020 года, согласно постановлению Европейского Парламента от апреля 2019 года, и обновлениям ранее принятых документов в части функционирования Рынков электроэнергии и мощности в Европейском Союзе (ЕС) (между 2009-2016 гг.), механизмы рынка мощности в ЕС внедряются как крайняя мера, с конкретным обоснованием целей внедрения.

Целью принятых регуляторных и процессуальных изменений является создание сигналов на рынке электроэнергии, способных стимулировать повышение маневренности, декарбонизации и инновационности электростанций в поддержку целей ЕС по достижению углеродной нейтральности континента к 2050 году. В частности, в случае использования инструментов оплаты мощности (индивидуальных механизмов и рынков мощности) в странах ЕС с 1 января 2020 года к отбору для предоставления мощности ограничен доступ загрязняющих атмосферу электростанций. При этом электростанции, ранее не участвовавшие в отборе мощности (с выбросами более 550 грамм CO₂/кВт*ч), к отбору не допускаются и оплату за мощность не получают уже с 1 января 2020 года. Доступ электростанциям, уже отобранным на предоставление мощности на ближайшие четыре года, с показателями выбросов более 550 грамм CO₂/кВт*ч, будет закрыт с 2025 года.

6.3 Структура и целеполагание реформ

Переход электроэнергетики Казахстана на путь более чистого и устойчивого развития сложно осуществить в условиях, когда ориентиром является концепция

²⁶ Для сравнения, к участию в конкурентном отборе мощности (КОМ) в России не допускаются генерирующие объекты, в состав которых входит генерирующее оборудование с давлением свежего пара 9 МПа и менее, состоящее из турбоагрегата с паровой турбиной (паровыми турбинами) и её основными частями, выпущенными ранее 1967 года, за исключением, если коэффициент использования установленной мощности такого турбоагрегата за год, предшествовавший отбору, составлял более 8%.

²⁷ «В инвестиционных соглашениях на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление на каждый год устанавливаются целевые индикаторы по следующим показателям: удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и (или) тепловой энергии; располагаемая электрическая мощность; срок службы основного генерирующего оборудования; степень износа основного генерирующего оборудования; экологические показатели». См. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-III «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2019 г.), статья 15-4, пункт 6.

²⁵ См. «Правила организации и функционирования рынка электрической мощности», Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 7 ноября 2018 года № 439, Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152

долгосрочного развития топливно-энергетического сектора от 2014 года²⁸. Согласно Концепции при преследовании цели «увеличения доли производства электроэнергии на ВИЭ до 30% к 2030 году» Казахстан также закрепил цель «сохранения значимой доли производства электроэнергии на угольных электростанциях в совокупном производстве электроэнергии» к этому же сроку. Достижение климатических целей только за счёт интеграции ВИЭ при сохранении традиционной архитектуры энергосистемы (как в части генерации, так и сетей) без постановки более амбициозных задач по инновационному развитию отрасли и реформы соответствующих институтов, можно объяснить тем, что в 2014 году обеспечение надёжности электроснабжения по доступным ценам на перспективу до 2030 года являлось более приоритетным, нежели задачи реализации сектором «зелёной повестки дня» (примечательно, что Концепция по переходу Республики Казахстан к «зелёной экономике» не является отраслевой и ставит задачи в целом для экономики, устанавливая только общий контур изменений в энергетической отрасли).

Тем не менее, глобальная инициатива энергетического перехода энергоёмких отраслей и энергетики на путь устойчивого развития, усилившаяся после 2015 года, означала, уже с 2016 года **ключевыми мировыми драйверами перемен** в электроэнергетике стали:

- ▶ **цели устойчивого развития** – целевые показатели декарбонизации и цели по улучшению качества воздуха способствовали появлению новых технологий в энергосистеме, включая распределённую низкоуглеродную генерацию, системы хранения энергии; электрификацию теплоснабжения и транспорта;
- ▶ **цели по повышению результативности затрат** – эффективность затрат в сочетании с задачами по инновационному развитию в рамках стратегии промышленного развития стран способствуют появлению и развитию умных сетей и умных технологий, а также интеграции ценозависимого управления нагрузкой (demand response) в работу энергосистемы;
- ▶ **цели по обеспечению безопасности электроснабжения** – не только предполагают обеспечение стабильной надёжности электро- и тепло снабжения, но и внедрение цифровых систем мониторинга и прогнозирования нагрузки²⁹, систем кибербезопасности;
- ▶ **цели по трансформации модели поведения потребителя под влиянием «зелёной» повестки дня** – стремление снижения затрат на электро- и теплотребление за счёт использования технологий самопроизводства электроэнергии и тепла, снижения потребления во времени суток, автономности, перехода на новые виды транспорта (электромобили, электровелосипеды);
- ▶ **новые форматы ведения бизнеса в рамках рынка и отрасли** – разделение функций сетевого оператора и оператора национальной сети; агрегаторы управления спросом на розничном рынке; микрогриды, в том числе на основе промышленных индустриальных комплексов; сбытовые компании на розничном рынке, конкурирующие

по тарифу и качеству поставляемой электроэнергии (с зелёными характеристиками) за конечного потребителя.

Данные мировые тренды должны быть учтены при формировании долгосрочных целей развития энергосистемы и направлений необходимых реформ.

Системный эффект планирования энергетики

Необходимо отметить, что энергосистемы развитых стран в отличие от плановой экономики СССР развивались децентрализованно на условиях рыночной конкуренции, без применения долгосрочного планирования. Климатическая повестка и возникшие проблемы с окружающей средой сделали необходимым внедрение методов долгосрочного планирования и определенной централизации, с внедрением нерыночных механизмов ценообразования (зеленые тарифы на ВИЭ, рынки квот на выбросы ПГ и т.д.). Риск такого подхода заключается в возможности возникновения дисбалансов³⁰ и ошибочного планирования, так как решения принимаются не на основании специальных научно-технических исследований, а зачастую по политическим и даже популистским мотивам. Примером, такого подхода является предложение использовать водород в газотранспортной системе ЕС взамен, природного газа, такое предложение не выдерживает научной критики, так как водородное охрупчивание стали делает невозможным длительное использование газовых сетей для транспортировки водорода. У Казахстана с частично сохранившимся системным подходом к планированию энергетики и контролем существенного числа энергетических активов (через государственную собственность или дочерние национальной компании АО «ФНБ «Самрук-Казына») есть возможность сформировать и реализовать программу развития энергетики, построенную на принципах долгосрочного планирования и на основании научно-технического подхода.

6.3.1 Задачи и вызовы отрасли

На основании мировых трендов, долгосрочного целеполагания и чёткого определения задач и проблем отрасли возможно не только наметить направления реформ но и сделать реалистичные предположения о требованиях к функционалу будущей энергосистемы. Так, задачи и вызовы Казахстана могут быть сформулированы следующим образом.

Задачи

- Низкоуглеродное развитие электроэнергетики и содействие сектора достижению целей Парижского соглашения
- Обеспечение надёжности электроснабжения
- Обеспечение надёжности теплоснабжения
- Стимулирование инвестиций в электроэнергетические активы

28 См. Концепция развития топливно-энергетического сектора РК до 2030 г. (Постановление Правительства РК от 28 июня 2014 года № 724)

29 например, проект АО «КЕГОС» по внедрению синхрофазорных технологий (WAMS/WACS)

30 Исследование Carbon Market Watch показывает, что сверхприбыли корпораций в Европе от продажи и учета затрат на бесплатно выданные квоты превысили 24 млрд евро и были поглотены, в конечном итоге, за счет налогоплательщиков и потребителей.

- Обеспечение инновационного развития и цифровизации сектора
- **Обеспечение финансовой доступности электро- и теплоснабжения**

Вызовы

- Износ основных фондов предприятий электроэнергетики (50 – 70%)
- Высокий уровень потерь при передаче энергии (до 9%)
- Высокий уровень воздействия на окружающую среду и высокая углеродоемкость
- Низкий уровень манёвренности и регулирования
- Низкий уровень инвестиционной эффективности
- **Влияние роста стоимости электроэнергии на социальную стабильность**
- **Непрозрачность операций в отрасли и закрытость данных**

В части влияния роста стоимости электроэнергии на социальную стабильность необходимо отметить, что затраты домохозяйств на оплату коммунальных платежей (электричество, отопление, водоснабжение, вывоз мусора) в Казахстане одни из самых низких среди стран СНГ, а соотношение стоимости коммунальных услуг к средней заработной плате имеет самое низкое значение именно в Казахстане (11,8%), по сравнению с 12,2% в Узбекистане, 13% в Беларуси и 17,1% в России³¹.

6.3.2 Целеполагание в отрасли

Вплоть до 2020 года в основе электроэнергетической политики Казахстана было сохранение статуса-кво в секторе (*business as usual*) на фоне принятия отдельных законодательных актов и реализации разрозненных инициатив. Совершенствование начатых процессов (введение аукционов для ВИЭ), сопровождалось жёсткой политикой ценового регулирования, лишившего сектор доступа к финансовым стимулам для технологического и инновационного развития, как для генерации, так и сетей (особенно, распределительных). Введение рынка мощности, стало формой субсидии существующих угольных мощностей, нежели инструментом для создания нужных мощностей для энергосистемы, стоящей перед лицом энергетического перехода. Развитие сетевого хозяйства, а также решений в рамках технологического развития энергосистемы продиктовано с позиции электросетевой компании АО «KEGOC», нежели независимого Системного оператора. Принятие нового экологического кодекса и программы перехода на принципы наилучших доступных техник (НДТ) – обособленные инициативы, не встроенные в систему целостного подхода к долгосрочному развитию энергетической отрасли и электроэнергетики, в частности (*whole energy system approach*).

Целостный подход к развитию электроэнергетики в рамках энергетического перехода подразумевает разработку портфеля опций для перехода на более устойчивые (в том числе чистые) энергоресурсы применительно ко всем направлениям их использования (электроэнергия, теплоснабжение, транспорт) и создание матрицы их использования и последующей эволюции для получения наилучшей выгоды для конечных потребителей, коммерческого сектора и промышленности. Это означает разработку новой политики и настройку существующего регулирования и всех имеющихся рыночных механизмов и экономических инструментов на стимулирование достижения поставленных целей. **Таким образом, первоочередным шагом для электроэнергетики Казахстана видится утверждение целеполагания (целостного видения) развития сектора соответственно принятому низкоуглеродному и инновационному политическому курсу страны. При этом важно определить контуры технологических требований и функционала будущей архитектуры энергосистемы с позиции целостного подхода развития энергетики и с учётом технических, управленческих, коммерческих и социальных факторов.**

Понимание того, к какому видению стремится электроэнергетика и какую архитектуру (характеристики) энергосистемы получит Казахстан на этапе 2030-40-60 гг. необходимо не только для Казахстана в целом, в целях выработки правильных подходов и направлений реформ, оценки стоимости декарбонизации электроэнергетики, и участников отрасли (для долгосрочного планирования и смены бизнес-моделей), но и для международных партнёров Казахстана, уже озабоченных углеродным содержанием импортируемой продукции.³²

На основании проблем и задач отрасли в Казахстане, с учетом ключевых мировых трендов, может быть предложен следующий вариант целеполагания развития отрасли и направления реформ в электроэнергетике:

Создание высокоэффективной гибкой энергосистемы, способной обеспечить надёжность и устойчивость электро- и теплоснабжения, согласно темпам экономического роста Казахстана, с достижением целей низкоуглеродного развития отрасли к 2050 г. при обеспечении «справедливого» социального энергоперехода и ориентированной на нужды потребителя.

Предположительные контуры функционала такой энергосистемы включают:

- ▶ Создание условий для функционирования энергосистемы для одновременного выполнения целей достижения экологической устойчивости, результативности и эффективности затрат, и надёжности электроснабжения

31 <https://www.energy.kz/ru/monitoring/kommunalka-i-koshelyok-sredi-stran-sng-oplata-kommunalnyh-uslug-menshe-vsego-byot-po-semejnomu-byudzhetu-imenno-v-kazhstane>

32 По прогнозам, средняя углеродоемкость произведённой электроэнергии в странах с развитой экономикой в размере 430 г CO₂ на кВт*ч должна будет снизиться до 50 г CO₂ на кВт*ч к 2050 при целях углеродной нейтральности. Технологически, отвечающие этим параметрам являются ВЭС, СЭС, АЭС и ГЭС. (См. https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_15000/the-costs-of-decarbonisation-system-costs-with-high-shares-of-nuclear-and-renewables) Для некоторых стран (где угольная или газовая генерация не могут быть выведены полностью) за основу политики и системной архитектуры берётся более высокий показатель 100 г CO₂ на кВт*ч.

- ▶ Создание условий для функционирования энергосистемы для выполнения целей достижения экологической устойчивости, результативности и эффективности затрат, и надёжности теплоснабжения
- ▶ Создание условий для стимулирования инвестиции в электроэнергетические, тепловые и сетевые активы с заданными характеристиками соответственно целеполаганию
- ▶ Создание условий для обеспечения инновационного развития сектора
- ▶ Создание условий для использования умных сетей и иных технологий рынка электроэнергии для интеграции новых источников нагрузки, новых видов генерации и энергоресурсов
- ▶ Создание условий для максимальной визуализации состояния энергосистемы в любой момент времени (цифровизации сектора)
- ▶ Создание условий для поддержки развития энергосистемы в заданном направлении через целостное и не имеющее обратной силы регулирование рынка и сегмента
- ▶ Создание условий для поддержки и превосходства ожиданий потребителей как от надёжности и качества услуг, так и функционала энергосистемы
- ▶ Создание условий для постоянного мониторинга рисков и возможностей в работе энергосистемы, реализации корректирующих действий, протоколов действия и технологического регулирования (в том числе для аварийных ситуаций)

В данных формулировках нет обязательных требований по внедрению конкретных или обязательно рыночных механизмов. Более того, Казахстану, как и многим другим странам с индустриальной экономикой, предстоит выработать такой подход к «энергетическому переходу» который обеспечил бы экономическую эффективность, инфраструктурную доступность и социальную приемлемость перемен в электроэнергетике. Тем не менее, целеполагание и ожидаемый функционал энергосистемы предопределяют его архитектуру (состав мощностей, сетевое и технологическое развитие, топливный баланс).

Так, Казахстан уже планирует использовать модель Единого закупщика электроэнергии, что является частью (50 пункт) Программы «План нации – 100 конкретных шагов». В разделе 6.3.5 будет показано, что несмотря на очевидно нерыночный характер, модель Единого закупщика электроэнергии с учётом наличия целеполагания и конкурентного отбора поставщиков, а также экологических, экономических, климатических и социальных требований, может стать эффективным инструментом реализации, озвученных выше целей. Механизмы закупки мощности также должны быть скорректированы с учетом общего целеполагания отрасли: стимулируя вытеснение неэффективных мощностей и обеспечение модернизации мощностей в том числе внедрение НДТ, но на конкурентной основе.

Переход к тарифообразованию, стимулирующему достижение результатов в соответствии с целеполаганием отрасли (устанавливаемому целевые показатели эффективности деятельности и расходования средств, инновационности развития, а также снижения воздействия на окружающую среду), с одновременными гарантиями получения прибыли для субъектов естественных монополий (передача/распределение электроэнергии, системные услуги,

производство и передача тепла) требует внесения изменений в целеполагание развития этих сегментов и настройки ценового регулирования таким образом, чтобы не только покрывать расходы по обеспечению надёжности и качеству передачи электроэнергии, но и обеспечить эффективное вложение средств в новые технологии и перспективные направления в интересах целеполагания развития отрасли, технологической архитектуры энергосистемы и нужд (в том числе будущих) потребителей.

Реформирование розничного рынка потребует разработки новых тарифных схем и услуг, а также инициатив в рамках индустриальной и экономической политик для стимулирования потребителей к поддержке целеполагания отрасли.

6.3.3 Переход на принципы НДТ

Наилучшие доступные техники (Best Available Techniques) – подход, в рамках политики предотвращения и контроля промышленного загрязнения окружающей среды, используемый в ЕС и еще 38 странах ОЭСР³³, а также в России, Белоруссии и Китае с целью внедрения на промышленных предприятиях передовых экологически чистых технологий для существенного сокращения воздействия на окружающую среду. Данный подход предполагает разработку специальных справочников таких технологий, насколько это практически выполнимо, с разбивкой по отраслям и направлениям.

Принятый в новой редакции Экологический кодекс в 2021 году предусматривает постепенный перевод всех крупнейших предприятий первой категории³⁴ на наилучшие доступные технологии, стимулируя это за счет кратного повышения экологических выплат (в 2, 4 и 8 раз). В результате, нагрузка на экологические выплаты существенно вырастет, вынуждая предприятия внедрять чистые технологии и получая, освобождение от экологических выплат на определенный срок. Предприятие осуществляющее внедрение НДТ после согласования с Министерством Экологии получает комплексное экологическое разрешение (КЭР) и освобождается на десять лет от экологических платежей. По данным компаний, экологические платежи составляют от 1-3% в себестоимости производства электроэнергии угольными электростанциями Казахстана.

В настоящее время опубликован ряд проектов отраслевых справочников по НДТ³⁵, в том числе проект отраслевого справочника по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». На первом этапе (с 2025 года) переход на принципы НДТ должен быть

33 Международная организация экономического сотрудничества и развития стран (ОЭСР), целью которой является формирование политики поддерживающей процветание, равные возможности и условия жизни для всех. Из 38 стран-членов большее число стран с развитой экономикой, которые также признают принципы представительной демократии и свободной рыночной экономики. Страны работают над установлением единых доказанных на практике международных стандартов для решения социальных, экономических и климатических вопросов. <https://www.oecd.org/about/>

34 Предприятия оказывающие наиболее значительное воздействие на окружающую среду попадают в I категорию (из IV), см. «Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду», Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246.

35 <https://igtipc.org/ru/ndt/20210514-044949>

Рисунок 6.16 Структура выбросов в атмосферу загрязняющих веществ от угольных станций



осуществлен на 14 крупнейших угольных электростанциях Казахстана.

Для угольных электростанций основным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу являются оксиды серы (57%). Внедрение НДТ и кратное увеличение выплат, сформируют на электростанциях дополнительное требование к содержанию серы в поставляемых углях, см. Рисунок 6.16.

Основными направлениями внедрения НДТ в электроэнергетике будут подавление выбросов оксидов серы и азота, установка новых электрофильтров для улавливания пыли, внедрение систем оптимизации горения и режимом для снижения химического недожога (СО), а также установка систем мониторинга выбросов и другие мероприятия по снижению уровня воздействия на окружающую среду. В справочниках НДТ также фигурируют энергосберегающие технологии. В целом несмотря на то, что основной эффект от перехода на НДТ электростанций будет достигнут в части снижения выбросов загрязняющих веществ, снижение выбросов парниковых газов станет сопутствующим моментом.

Инвестиции, необходимые для перехода на НДТ на электростанциях, оцениваются в 3,5 млрд долл. США, что примерно в 1,4 раза превышает общий объем электроэнергетического сектора, включая доходы станций, электросетевых компаний и т.д. С учетом того, что в себестоимости производства электроэнергии затраты электростанций на экологические выплаты не превышают 1-3%, окупаемость мероприятий по внедрению НДТ не может быть достигнута за счет отмены экологических выплат даже при их кратном росте. Таким образом, необходимо разработать механизм, обеспечивающий надежный уровень стабильности для инвестиций во внедрение НДТ. С учетом специфики электроэнергетики Казахстана инвестиции в инвестиции в НДТ в электроэнергетике предлагается проводить через рынок мощности, на основе конкурентного отбора мощности по показателям эффективности работы электростанций.

6.3.4 Поддержка и развитие ВИЭ

Внедренная в 2018 году система аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ оказалась эффективной. К участию в аукционных торгах удалось привлечь инвесторов из 12 стран мира, включая такие страны как Казахстан, Китай, Россия, Турция, Нидерланды, Германия, Испания, Франция, Болгария, Италия, ОАЭ, Малайзия. По итогам аукционных торгов 2018-20 годов 58 компаний подписали договоры с единым закупщиком электроэнергии ВИЭ (ТОО «РФЦ по ВИЭ») на суммарную установленную мощность проектов 1219 МВт.

Внедренная система аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ позволила определить объективные рыночные цены на генерацию ВИЭ, и достичь снижения тарифов, максимум которых по ветровой генерации составил 30%, солнечной – 64% и гидрогенерации – 19%.

В целях поддержания полученного положительного опыта при проведении аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ важно установить долгосрочные показатели по объему аукционных торгов. Так, в 2018 году объявленный объем аукционных торгов составил 1000 МВт, в 2019-2020 годах – 250 МВт, в 2021 году – 200 МВт. С учетом поручения Главы государства о необходимости наращивания доли ВИЭ в структуре энергобаланса страны до 15% к 2030 году ежегодное уменьшение объемов мощности ВИЭ, реализуемых через механизм аукционных торгов, выглядит как несогласованное решение.

При этом, при планировании развития мощностей ВИЭ в Казахстане предлагается больший упор делать на развитие малой гидроэнергетики, так как солнечные и ветровые станции имеют ряд физических и экологических ограничений.

- ▶ Солнечные электростанции на фотоэлементах занимают значительную площадь (около 2 га на 1 МВт).

- ▶ Производство солнечных панелей энергоемкое и связано с использованием вредных и опасных веществ.
- ▶ Утилизация солнечных панелей по-прежнему представляет собой серьезную проблему.
- ▶ Срок эксплуатации солнечных панелей не превышает 25-30 лет, тем самым, сотни тысяч солнечных мегаватт, построенных во время «зеленого» бума 2010-20 годов, потребуют масштабной утилизации после 2040 года, что может стать серьезной экологической проблемой.

Необходимо отметить, что пластик тоже с середины XX века считавшийся «зеленой» технологией, позволяющей заменить и сберечь деревья, в настоящее время превратился в бедствие для окружающей среды с образовавшимися мусорными континентами³⁶. Страны Европейского союза предусмотрительно разработали ряд требований к утилизации и переработке солнечных панелей, но это экономический дорогостоящий процесс и далеко не все страны пойдут путем ЕС. В частности, есть риск, что развивающиеся страны Азии не будут проводить утилизацию солнечных панелей, что станет новой серьезной экологической проблемой.

Экологической проблемой, которую в Казахстане планируют решить, через механизм аукционов ВИЭ является проблема утилизации твердых бытовых отходов. Сжигание твердых бытовых отходов для выработки электроэнергии и тепла (*waste to energy проекты*) в 2021 году было включено в законодательство о поддержке возобновляемых источников энергии³⁷. Дополнительно, в правила проведения аукционов было внесено исключение предусматривающее, признание состоявшимися аукционы на размещение мусоросжигающих заводов в случае участия одного участника. Состоявшиеся аукционы подтвердили опасения авторов изменений в правилах проведения аукционов ВИЭ – аукционы на размещение объектов энергетической утилизации отходов в шести городах Казахстана состоялись при одном участнике ТОО «Waste to Energy», где аукционная цена составила 172,11 тенге/кВт*ч. При этом при подготовке законопроекта по поддержке энергетической утилизации отходов Министерство экологии озвучивало тариф не более 100 тенге/кВт*ч. Энергетическая утилизация бытовых отходов в Казахстане без работающей системы обращения с бытовыми отходами (их переработкой и сортировкой) вызывает еще больше сомнений, не говоря о необходимости строительства шести мусоросжигающих заводов общей мощностью свыше 100,8 МВт.

Направлением эффективной переработки органических отходов и отходов от очистки сточных вод является строительство биогазовых электростанций, перерабатывающих органические отходы с возможностью дополнительного производства удобрений. Несмотря на активное развитие животноводства в Казахстане, объемы

ввода биогазовых комплексов остаются крайне ограниченными. Последний аукцион на биогазовую установку в 2020 году был признан несостоявшимся ввиду наличия только одного заявителя. Необходимо увеличение стимулов для строительства биогазовых электростанций для комплексной переработки отходов сельского хозяйства.

Необходимо рассмотреть вопрос утверждения долгосрочного графика проведения аукционных торгов ВИЭ. Это позволит инвесторам заблаговременно планировать участие в аукционных торгах, а также даст понимание приверженности перехода Казахстана к «зеленой» энергетике.

Целесообразно при проведении аукционных торгов переходить на проведение аукционных торгов с проектной документацией, включая проведение аукционных торгов по проектам ветровой генерации³⁸. Такой подход исключит возможные риски инвесторов, связанные с реализацией проектов ВИЭ в Казахстане, в том числе необходимость получения разрешительной документации для подключения к электрической сети, разработки схемы выдачи мощности и решения вопросов по земле.

Также необходимо пересмотреть подход к формированию предельных аукционных цен в секторе ВИЭ. В настоящее время они формируются как максимальная цена победителей аукционных торгов за прошедший год по технологиям. Однако, с учетом того, что предельные аукционные цены формируются в национальной валюте без учета ежегодной инфляции национальной валюты, существует риск потери интереса инвесторов в участии в аукционных торгах.

Физические и химические свойства водорода³⁹

История промышленного производства и использования водорода насчитывает более 200 лет. Светильный и генераторный газы, состоявшие на 45-50% из водорода, производились из угля путем пиролиза и гидропиролиза использовались с 1820 года для освещения зданий и улиц европейских городов. До 60-х годов XX века вся газопроводная инфраструктура создавалась и использовалась для горючих газов в составе с водородом, пока более дешевый и практичный природный газ не вытеснил их полностью из бытового и промышленного использования.

Основным преимуществом использования водорода является абсолютная экологичность (выбросы пары воды) и наивысшая удельная теплота сгорания, а также высокий КПД (60-70%) выработки электроэнергии на топливных элементах. Водород самый легкий из химических элементов и самый легкий газ, что сказывается на физических свойствах: низкой плотности и низкой температуры кипения (-252,9 °C). Именно химические и физические свойства водорода, создают основные ограничения в его использовании, как с технической, так и с экономической точки зрения.

38 Согласно Правилам проведения аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ, аукционные торги с подготовленными основными параметрами проекта по строительству новых объектов по использованию ВИЭ называют аукционные торги с документацией. Документация включает в себя исходные данные, маркетинговые исследования по строительству нового объекта по использованию ВИЭ, включая оценку ресурсного потенциала, схему выдачи мощности и технические условия на присоединение и т.д.

39 на основе отчета «Жасыл Даму» по Водородной энергетике

36 Из 6,3 млрд. тонн пластика, произведенного с 1950 года переработано только 9%, а сожжено 15%

37 К определению возобновляемых источников энергии было добавлено «иное топливо из отходов потребления, используемые для производства электрической и (или) тепловой энергии».

Характерной особенностью водорода, ограничивающей его применение в действующих газопроводных сетях, является растворимость в металлах, что объясняется способностью диффундировать через металлические стенки. Вследствие образования газовой пористости металлов предел их прочности снижается. Воздействие водорода на сталь проявляется в форме охрупчивания в результате взаимодействия водорода с углеродом стали (водородная коррозия). Производство водорода методом электролиза также связано с потерями электроэнергии и характеризуется КПД 60-80% в зависимости от технологий. Примечательно, что для производства 70 млн. тонн водорода методом электролиза потребуется около 3600 млрд кВт*ч (около 10% мировой годовой выработки электроэнергии).

Для хранения водорода в сжатом виде используется давление 35-70 МПа (т.е. до 700 атмосфер), тогда как сжатый метан хранится при давлении 20-25 МПа. Хранение сжатого водорода приводит к необходимости создания сосудов высокого давления со значительной толщиной стенок, в результате для хранения 1 кг H₂ требуются баллоны массой 33 кг. Прогресс в материаловедении возможно снизить массу материала баллона до 20 кг на 1 кг H₂.

Ввиду крайне низкой температуры кипения водорода (всего на 20 °С выше температуры абсолютного нуля) процесс сжижения водорода энергозатратный и требует около 40 МДж/кг H₂ при том, что удельная теплота сгорания водорода 141 МДж/кг. В сжиженном виде, водород обладает все же низкой плотностью, так в одном литре жидкости содержится всего 71 грамм водорода (в 10 раз меньше, чем у бензина). Следовательно, для хранения водорода в криогенном виде требуются большие объемы, а значит и потери энергии будут значительными.

На начало 2021 года минимум восемь стран ОЭСР и ЕС имеют программы по развитию водородной экономики до 2030 года с объемом финансирования более 217 млрд долл. США, однако основные технические проблемы, связанные с использованием в экономике водородом так и остаются нерешенными. **Часть анонсированных программ по переходу на водород, наиболее вероятно являются нереализуемыми в среднесрочной перспективе.** Однако, эффективность использования топливных элементов и высокая экологичность водорода создает большой задел для проведения НИОКР по поиску безопасных и экономически эффективных способов хранения и транспортировки водорода.

6.3.5 Механизм единого закупщика электроэнергии

Для эффективного функционирования электроэнергетического сектора необходимо обеспечить равноправный доступ всех субъектов к рынку, включая инвесторов ВИЭ. В этих целях и под эгидой независимого Системного оператора потребуется обеспечить работу полноценно функционирующего Совета рынка. При этом, в целях обеспечения реализации экспортной продукции при внедрении модели Единого закупщика необходимо разрешить заключение двусторонних договоров на поставку электрической энергии и мощности внутри промышленных групп.

Внедрение модели Единого закупщика на рынке электрической энергии и мощности позволит:

- ▶ обеспечить формирование суточного графика поставки-потребления электрической энергии в зависимости от технологических особенностей работы электростанций различного типа, также необходимости состава оборудования;
- ▶ запустить в полноценную работу рынок централизованной торговли, включая спотовые торги электрической энергией;
- ▶ решить вопрос наличия диспропорции цен на рынке электрической энергии по регионам Казахстана;
- ▶ сгладить последствия аффилированности между производителями и потребителями электрической энергии;
- ▶ обеспечить создание одинаковых условий работы на рынке для всех энергоснабжающих организаций;
- ▶ обеспечить адресную поддержку малообеспеченных слоев населения во время повышения тарифов на электрическую энергию.

При имеющихся положительных моментах выбора данной модели рынка, существуют риски ее реализации. Единый закупщик сосредоточит все денежные потоки на рынке электроэнергетики, включая рынок электроэнергии, электрической мощности и ВИЭ. При такой модели рынка существует риск возникновения неплатежей, кассовых разрывов. В этой связи, необходимо обеспечить формирование системы гарантирования платежей при обязательном участии всех субъектов рынка, а также, в случае необходимости, задействовать финансовую помощь государства. Внедрение данной системы будет способствовать привлечению инвестиций в отрасль, а также станет гарантированием обязательств перед инвесторами, которые строят новую генерацию в Казахстане, включая ВИЭ.

Внедрение модели Единого закупщика на оптовом рынке электрической энергии позволит изменить подходы в формировании суточного графика поставки-потребления электрической энергии. В целях достижения показателей по снижению выбросов, обеспечения работы ГЭС и ТЭЦ, целесообразно формировать суточный график на основании спотовых торгов в режиме «за день вперед» с учетом технологического и экономически обоснованного состава оборудования. Также такой подход позволит формировать объективную рыночную цену на электрическую энергию в Казахстане, в том числе по часам суток, а также обеспечит формирование одинаковых цен по регионам Казахстана (единая цена для Северной и Южной энергозоны, единая цена для Западной зоны. По завершении технологического объединения всех трех зон – единая цена на оптовом рынке).

В этой связи, важно в полной мере гарантировать статус объективного (независимого от управления сетевым хозяйством) Системного оператора, как организации, равноудаленной от всех субъектов рынка электрической энергии. Системный оператор должен нести ответственность при определении технологических параметров расчетной модели рынка. Для этого он должен обладать всей полной информацией о загрузке линий электропередач, технологических и экономических параметрах работы основного оборудования электрических станций и иметь

возможность при расчете единой цены вносить необходимые технологические ограничения. Это позволит не только обеспечить надежное функционирование энергосистемы, но и оптимальную загрузку технологического оборудования энергосистемы для обеспечения экономически обоснованной цены на электрическую энергию на рынке.

В Казахстане ранее обсуждалась возможность внедрения Единого закупщика по модели «агрегированного спроса» (разработчик Туменов А.А.) Главная идея модели заключается в организации конкуренции среди групп электростанций и формирование суточного графика на основании задачи минимизации стоимости электроэнергии. Основной подход модели агрегированного спроса:

- ▶ оптовые покупатели подают Единому закупщику заявки на необходимый объем покупки электроэнергии на каждый период времени (год, месяц, неделя, час операционных суток), указывая в них только необходимый им объем электроэнергии без указания цены;
- ▶ оптовые производители электроэнергии подают Единому закупщику ценовые предложения на такие же периоды времени, указывая в них объем предлагаемой на продажу электроэнергии и запрашиваемую цену за 1 кВт*ч;
- ▶ путем суммирования (агрегирования) объемов электроэнергии, указанных в неценовых заявках покупателей, определяется агрегированный спрос (общий объем заявок на покупку) на каждый период времени;

Агрегированный спрос распределяется между группами производителей пропорционально суммарной располагаемой мощности производителей соответствующей группы, определяя, таким образом, спрос для каждой группы электростанций. Выбор внутри группы осуществляется на основе ценовых предложений с задачей минимизации стоимости. Однако с учетом новых целей, стоящих перед электроэнергетикой Казахстана выбор на основе только цены не является достаточной мерой. Модель Единого закупщика должна учитывать не только стоимость электроэнергии, но технические особенности электростанций, режимы работы, удельные выбросы парниковых газов и возможно другие факторы связанные с работой энергосистемы.

Выбор Единым закупщиком электроэнергии структуры генерирующего оборудования для покрытия спроса может быть организован с использованием информационно-вычислительных систем способных учитывать не только стоимость электроэнергии от поставщиков, но удельные выбросы парниковых газов и другие параметры работы электростанций и энергосистемы. В результате, использование информационных систем для математического решения оптимизационной задачи по формированию структуры участия электростанций в покрытии спроса с условиями минимизации цены, выбросов парниковых газов и расхода топлива, способно дать существенный системный эффект.

6.3.6 Стимулирующее тарифное регулирование

В Казахстане, как и в других странах мира передача электроэнергии по электрическим сетям и тепловой энергии по системам теплоснабжения является сферой естественных монополий, поэтому тарифы в этой сфере регулируются КРЕМ.

Сохраняющийся высокий уровень износа электрических и тепловых сетей свидетельствует о том, что тарифное регулирование, применяемое в Казахстане, не стимулирует инвестиции в существенное обновление фондов. Несмотря на то, что в методиках определения тарифов по передаче электроэнергии, производству и передаче тепла фигурируют основные принципы так называемого стимулирующего тарифообразования, на практике рассчитанные по утверждённым методикам предельные ставки прибыли административно пересматриваются в сторону снижения.

Стимулирующее регулирование субъектов естественных монополий основывается на принципе создания уверенности вовлечённых сторон в долгосрочности и стабильности параметров и периодов регулирования (ценового контроля) и получения измеряемых выгод для потребителей, инвесторов и самих компаний. Одновременно, регулирование сетевых тарифов преследует цели стимулирования поведения потребителей в соответствии с заданной стратегией экономического и социального развития. Метод стимулирующего тарифообразования на основе доходности регулируемой базы капитала (Regulated Asset Base) впервые был внедрён в Великобритании в 1995 году и затем был взят на вооружение многими странами. Общим принципом методологии является прогнозный подход (ex-ante) регулятора в установлении тарифов субъектов естественных монополий на основе оценки стоимости активов, непосредственно занятых в предоставлении услуг, валовой выручки, необходимой для их эксплуатации и пополнения, а также вознаграждения компаний. Таким образом, метод оценивает стоимость уже реализованных в активы инвестиций (базы капитала), операционные затраты для её поддержания и роста, а также доход за управление активами и произведённые новые инвестиции (в форме регулируемой прибыли).

Необходимая выручка = Операционные Расходы (контролируемые и неконтролируемые) + Амортизация + Прибыль + Налоги

Прибыль = База задействованных активов * ставку прибыли

Структура индивидуальных компонентов, включённых в базу активов, непосредственно задействованных в предоставлении услуг, может варьироваться от страны к стране, и, помимо основных средств (линий электропередачи, зданий, строений, земли, офисной мебели и техники, оборудования, транспортных средств и т.д.), может включать оборотные средства и активы на стадии строительства.⁴⁰

Принципиальным моментом методики RAB является прямая зависимость выручки и прибыли от величины задействованных активов, с привязкой к качеству и эффективности деятельности. В результате, создаётся стимул для инвестиций (т.е. увеличения активов) и обеспечивается высокий уровень стабильности их возврата

За годы применения методики RAB, тарифообразование сетевых компаний претерпело значительные изменения в силу необходимости включения в новую систему ценностей низкоуглеродного развития и внедрения новых технологий.

⁴⁰ Арендованные активы (в части непосредственного предоставления услуг) в 60% случаев включаются в операционные затраты. Однако из базы исключаются плата за присоединения, а также льготы (субсидии, гранты и платежи) так как они не финансируются непосредственно сетевой компанией.

Так, в Великобритании, сохранив базу стоимости активов в качестве основы для непосредственного технического расчёта необходимой выручки и прибыли, регулятор реализует подход, который позволяет тарифам компаний не только покрыть расходы по обеспечению надёжности и качеству передачи электроэнергии, но и обеспечить эффективное вложение средств в новые технологии и перспективные направления в интересах целеполагания развития отрасли, технологической архитектуры энергосистемы и нужд (в том числе будущих) потребителей.

Следуя формуле **Выручка=Стимулы+Инновации+Результаты** регулятор Великобритании достигает получения измеряемых выгод для потребителей, инвесторов и самих компаний в соответствии с целеполаганием сегмента (встроенным в общее целеполагание отрасли).

Основополагающим принципом тарифной методологии является формирование вознаграждения сетевых компаний по результатам достижения поставленных целей на период регулирования, а в случае с инновационным развитием, в течение нескольких периодов регулирования (performance based indicators и performance based incentive regulation). При этом наиболее часто встречающимися являются показатели достижения показателей продолжительности и частоты прерывания электроснабжения (SAIFI и SAIDI), показатели проникновения инновационных технологий, устойчивого развития и декарбонизации, энергоэффективности, эффективности расходования средств. Так, например, в Великобритании электросетевые компании оцениваются по достижению первоочередных и вторичных задач:

Первоочередные задачи:

- ▶ Качество обслуживания (степень удовлетворения запросов) потребителей;
- ▶ Надёжность сервиса;
- ▶ Условия подключения к сети;
- ▶ Воздействие на окружающую среду;
- ▶ Социальные обязательства в отношении социально незащищённых групп потребителей;
- ▶ Безопасность.

Вторичные задачи (затраты по реализации вторичных целей, как правило, попадают в один период регулирования в то время, как выгоды от них в последующие, так как они связаны с долгосрочным эффектом улучшения качества, характера и эффективности сервиса):

- ▶ Управление сетевыми рисками (например, мониторинг и управление изменениями нагрузки);
- ▶ Получение результатов начатых проектов из предыдущих периодов ценового регулирования;
- ▶ Инновации технологического или коммерческого характера.

Кроме того, для стимулирования расходования средств на ремонт и модернизацию оборудования (не приводящих к увеличению базы активов) и смещения акцента с инвестиций в новые активы (капитальные затраты, увеличивающие базу), регулятор в последние годы использует подход TOTEX, при котором в базу задействованных активов частично включаются затраты на модернизацию и ремонт оборудования. Подход TOTEX позволяет контролировать рост базы капитала и стимулирует компании к наиболее рациональному расходованию средств.

Соответственно отчётность компаний построена по направлениям:

- ▶ обеспечение надёжности электроснабжения (включая показатели частоты, количества и продолжительности прерываний в электроснабжении);
- ▶ скорость и простота присоединения к сети;
- ▶ качества предоставляемых услуг;
- ▶ поддержка социально незащищённых слоёв населения;
- ▶ реализация мероприятий по снижению выбросов ПГ и иного воздействия на окружающую среду;
- ▶ соблюдение и совершенствование стандартов безопасности;
- ▶ обеспечение инновационного развития;
- ▶ обеспечение эффективности инвестиций.

Цели технологического и, в особенности, инновационного развития, предполагают уровень планирования и инвестирования, выходящий за рамки одного периода долгосрочного ценового контроля (который, как правило длится 4-5 лет, а в некоторых случаях 8 лет). Другими словами, инвестиции, произведённые в начале одного периода ценового контроля, могут быть реализованы только в последующих периодах ценового контроля. Более того, тарифное регулирование сетевых компаний должно обеспечить условия для непрерывного совершенствования сетевой инфраструктуры и создания ценностей для конечных потребителей. Иными словами, тарифное регулирование должно предусмотреть поддержку инновационной деятельности на постоянной основе как часть деловой практики (*business as usual*) компаний.

Для обеспечения эффективности методологии, важным моментом является независимый аудит эффективности затрат и инвестиций, а также операционной деятельности сетевых компаний. Например, в Великобритании процесс утверждения долгосрочных тарифов занимает до 30 месяцев и включает многоуровневый аудит предложений (бизнес-планов) компаний, с привлечением независимых компаний в области энергетического и экономического аудита.

В Казахстане ситуация с применением тарифообразования сетевых компаний (и других субъектов естественных монополий) выглядит существенно по-другому. Несмотря на благоприятные для сетевых компаний стимулы, заложенные в идею методики стимулирующего тарифного регулирования, конкретный механизм реализации, утвержденный в Правилах формирования тарифов, не является на сегодня конструктивным и стимулирующим по своей сути.

В секторе передачи электроэнергии уже многие годы действует затратный метод тарифного регулирования, который подразумевает направление всех источников инвестиций (чистой прибыли и амортизационных отчислений) на реализацию капитальных вложений. Экономическая прибыль у сетевых компаний фактически отсутствует, что и подавляет мотивацию для свершения любых новых инвестиций. Именно по этой причине в конце 2018 года уже был принят закон, согласно которому был введен стимулирующий метод тарифообразования.

Данная идея и нашла отражение в подпункте 5 пункта 2 статьи 17 Закона «О естественных монополиях»:

«2. Стимулирующий метод тарифного регулирования предусматривает

5) *определение прибыли с учетом возврата инвестированного капитала и норм доходности, инвестированного капитала также балансовой стоимости активов субъекта естественной монополии, задействованных при предоставлении регулируемой услуги, и ставки прибыли, рассчитанной по методу, определенному уполномоченным органом;*».

Однако по факту вся прибыль должна быть потрачена на инвестиционную программу, в рамках подзаконного акта в соответствии с пунктом 637 параграфа 4 главы 13 приказа Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 ноября 2019 года № 90 «Об утверждении Правил формирования тарифов»: «Уровень прибыли, включаемый в тариф ограничивается с учетом средств, необходимых для реализации инвестиционной программы, за исключением прибыли, включаемой в тариф субъектов естественных монополий, пятьдесят и более процентов голосующих акций (долей участия) которых принадлежат национальному управляющему холдингу.»

Помимо этого, в рамках действующего законодательства в сфере естественной монополии в случае истечения действия утвержденных долгосрочных тарифов, в том числе по стимулирующему методу, субъекты вправе подать заявку в уполномоченный орган на утверждение следующего долгосрочного тарифа. Однако, при этом для утверждения статей затрат тарифной сметы в расчет принимаются только фактические затраты за последний четыре квартала, предшествовавшие подаче заявки. Это в свою очередь означает, что при применении стимулирующего метода у субъекта имеется возможность в течение действия тарифа производить оптимизацию затрат и извлекать дополнительную прибыль, вплоть до четырех кварталов момента подачи новой заявки. А в течение данных четырех кварталов прекратить оптимизацию, тем самым заложив фундамент для будущей завышенной тарифной сметы.

Таким образом, для принципиального решения сложившейся ситуации видится несколько вариантов законодательных изменений, которые могут быть приняты как отдельно, так и в комбинации друг с другом.

- ▶ Предлагается рассмотреть в рамках утвержденной методологии стимулирующего тарифообразования гарантии получения субъектом естественных монополий необходимой валовой выручки (НВВ), которая покрывала бы, как текущие операционные затраты, так возврат капитала и доходность капитала.
- ▶ Возврат капитала обеспечивает долгосрочный возврат уже вложенного капитала по принципу амортизации, а доходность определяется как произведение ставки прибыли (предлагалась отраслевой WACC) на сумму остаточной стоимости активов, оцененной на момент проведения расчетов, и чистого оборотного капитала. При этом корректировка НВВ в меньшую сторону происходит при недостижении показателей качества, надежности и технологического развития, определенных уполномоченным органом.
- ▶ Включение расходов на НИОКР и демонстрацию новых технологических и коммерческих решений сетевыми компаниями в необходимую выручку (новые пути обеспечения более надёжного, доступного, менее затратного и экологически-чистого электроснабжения для потребителей) потребует адаптации целей тарифного регулирования таким образом, чтобы

реализация новых решений и пилотных инновационных проектов стала одним из его стимулов.

- ▶ Одновременно, следуя целям низкоуглеродного развития отрасли, в тарифном регулировании необходимо предусмотреть доступ компаний к новым видам финансовых инструментов (зелёным облигациям в рамках зелёной таксономии; облигациям на реализацию проектов устойчивого развития и социально-значимых проектов, не обязательно перечисленных в зелёной таксономии; льготному банковскому финансированию) и учёту уровня и стоимости таких средств в необходимой выручке
- ▶ Детальный аудит бизнес-планов компаний регулятором (с возможностью аутсорсинга аудиторов) позволяет установить корректные финансовые стимулы и индивидуальные коэффициенты эффективности затрат при расчёте необходимой выручки. В целях сохранения уверенности компаний в стабильности регулирования при расхождении оценочных и реальных затрат общий установленный уровень выручки на период регулирования ретроспективно не пересматривается в большую или меньшую сторону. При этом, возможно применение коэффициента эффективности затрат (между 40-50% к общим затратам) без дифференциации между операционными и капитальным, в случае, если основные задачи достигнуты и факт намеренного перерасходования средств не выявлен.

Для определения реалистичных, измеряемых, обоснованных и нацеленных на выгоды потребителей целевых показателей деятельности компаний, а также для глубокой оценки потребностей компаний в необходимой выручке и оценке результатов деятельности компаний регулятору необходим доступ к финансовым ресурсам для привлечения высококвалифицированных независимых специалистов экономического и энергетического аудита. Дополнительно со стороны регулятора потребуются ресурсы на разработку стандартов и методик стимулирующего регулирования, применимых к Казахстану (без искажения сути), внесение соответствующих изменений в учёт и оценку затрат, методик сбора и обработки информации, стандартизации понятий, автоматизации процессов.

Создание культуры инновационной деятельности в рамках рутинной операционной деятельности компаний требует особого внимания и пересмотра отношения к затратам. Активная поддержка регулятора пакет мер, стимулирующих форсированные разумно ограниченные во времени инвестиции в инновационные технологии с чётким определением направлений и жёстким отбором, будут способствовать началу общей трансформации сегмента. При этом предлагается рассмотреть возможность предоставления государственного финансирования инновационных направлений (технологий), реализация которых представляет чрезвычайный риск для частного или банковского капитала на этом этапе.

Отказ от основных принципов метода, подмена утверждённых подходов политическими решениями и/или ретроспективное изменение решений представляют собой регуляторный провал инициативы. Такие подходы создают регуляторную нестабильность и непредсказуемость, что сказывается на долгосрочной стоимости капитала и делает заимствование чрезвычайно дорогим. Последнее

препятствует инвестициям, и идёт вразрез интересам потребителей, инвесторов, компаний и сектора, в целом.

6.3.7 Схема реформирования

Предлагаемая схема реформ (см. рисунок 6.17) исходит из определенного выше целеполагания развития электроэнергетики страны, а также основных рассмотренных проблем и задач, решение которых будет выражаться, в том числе, в реализации следующих проектных направлений:

- ▶ Замена оборудования;
- ▶ Строительство ВИЭ и низкоуглеродное развитие;
- ▶ Строительство маневренных источников;
- ▶ Оптимизация работы энергосистем;
- ▶ Внедрение НДТ

Перспективные ядерные технологии

В настоящее время в мире эксплуатируется 443 ядерных реактора общей мощностью 394 ГВт, на которых вырабатывается более 2600 млрд. кВт*ч или 10,1% от мировой выработки электроэнергии в год.

Лидером атомной энергетики уже более полувека являются США (мощность АЭС США – 95,5 ГВт), однако с 1996 года не было построено ни одного нового реактора, а планы по вводу новых атомных мощностей крайне ограничены (до 2,5 ГВт), в отличие от Китая, где строится наибольшее количество атомных мощностей (18,2 ГВт). Страны Европейского союза, ранее, как и США, лидировавшие в атомной энергетике, теперь либо планируют полный отказ от атомной энергии (Германия), либо постепенное снижение ее доли (Франция). Так в рамках германской стратегии «Энергетический поворот» (нем. Energiewende) основу энергетики должны составить ветровые и солнечные электростанции, нестабильные в выработке электроэнергии и трудно интегрируемые в современные энергосистемы. В результате, основное строительство новых АЭС ведется в странах Азии прежде всего в Китае и Индии.

Планы масштабного развития атомной энергетики имеют ряд ограничений, в том числе ввиду конечности запасов урана, которого с учетом планируемого роста мощностей АЭС хватит на 90 лет. Однако российский проект «Провыв», нацеленный на многократное использование ядерного топлива, способен в ближайшие годы полностью поменять взгляд на будущее мировой энергетики. В июне этого года в городе Северске (Томская область) запущено строительство новейшей АЭС с реактором на быстрых нейтронах БРЕСТ-ОД-300, в разработке и испытаниях топливных элементов, которого принимал участие Национальный ядерный центр Казахстана.

Строящаяся в Северске АЭС станет первой в мире, на которой будет реализован замкнутый топливный цикл, делающий атомную энергетику фактически возобновляемой. Особенностью быстрых реакторов является возможность наработки делящихся ядерных элементов в большем количестве, чем их

потребление, а переработка отработанного топлива позволяет восполнить объемы ядерного топлива при добавлении незначительного количества природного или обедненного урана.

Согласно оценкам экспертов в случае перехода атомной энергетики к замкнутому топливному циклу годовая потребность урана снизится более чем в 200 раз, так для выработки электроэнергии на текущем уровне (2600 млрд. кВт*ч/год) потребуется не 54 тысячи тонн урана, а всего около 250 тонн. Переход к атомной энергетике замкнутого топливного цикла открывает возможность обеспечения всевозрастающих потребностей человечества в энергии.

Цели реформ:

- ▶ Реализация политики высокоэффективного и низкоуглеродного развития электроэнергетики
- ▶ Обеспечение надёжности электроснабжения
- ▶ Обеспечение надёжности теплоснабжения
- ▶ Стимулирование инвестиций в необходимые электроэнергетические активы и ресурсы, в необходимых территориях и с временными рамками
- ▶ Обеспечение финансовой доступности электро- и теплоснабжения и справедливого социального энергетического перехода

Вызовы реформ:

- ▶ Износ основных фондов
- ▶ Потери в тепловых сетях
- ▶ Высокая углеродоемкость электроэнергетики и воздействия на окружающую среду
- ▶ Низкий уровень манёвренности сектора (для интеграции ВИЭ, распределённых ресурсов производства, потребления и хранения электроэнергии)
- ▶ Низкий уровень инвестиционной эффективности
- ▶ Дисбаланс в регулировании или деструктивное регулирование
- ▶ Низкий уровень регуляторной и государственной поддержки технологического прорыва (инновационных технологий и решений)
- ▶ Риск возникновения социальной напряжённости в регионах с экономикой, построенной на ископаемом топливе.

Ключевые направления реформ

- ▶ Выработка общесистемного взаимосвязанного подхода к реализации политики высокоэффективного и низкоуглеродного развития электроэнергетики⁴¹ включая:
- ▶ Установление прямой связи между стратегией развития сектора, регулированием, ценообразованием и углеродными целями
- ▶ Сквозное целеполагание долгосрочного высокоэффективного и низкоуглеродного развития на всех уровнях (генерация, сети, потребители)
- ▶ Определение ключевых инструментов/направлений повышения эффективности и декарбонизации сектора

⁴¹ Предполагаемые цели достижения углеродной нейтральности к 2060 году Казахстаном на этом этапе не ставятся.

Рисунок 6.17 Схема направлений реформ в электроэнергетике



▶ Оптимизация работы энергосистемы и улучшение маневренности

- ▶ Выделение системного оператора в отдельную структуру для реализации последовательной политики трансформации энергосистемы по долгосрочным целям.
- ▶ Создание регуляторных условий для реализации технических решений СО для улучшения маневренности сектора
- ▶ Трансформация подходов к перспективному планированию Системным оператором с обоснованием технологических решений
- ▶ Цифровизация процессов и оборудования
- ▶ Разработка и использование единой математической модели энергосистемы для информационной целей и целей перспективного планирования
- ▶ Обеспечение инновационного развития системы по принципу «business as usual»
- ▶ Запуск балансирующего рынка

▶ Создание условий для стимулирования и привлечения инвестиций

- ▶ Прямое государственное финансирование по направлениям, требующих поддержки из-за уровня зрелости технологий (инновационные технологии);
- ▶ Пересмотр параметров ценовой политики и тарифообразования для генерации, сетей, сбыта
- ▶ Внедрение тарифной надбавки для финансирования КРЕМ
- ▶ Доступ к проектному зеленому/низкоуглеродному финансированию

Трансформация регулирования участников сектора (генерация и сети) на «результат ориентированное» с созданием соответствующих стимулов, привязанных к целям эффективности, инновационности и декарбонизации.

Ресурсы:

- ▶ Государственные фонды, частные инвестиции, условия для привлечения доступного финансирования.
- ▶ Трансформация ценообразования и регулирования деятельности участников сектора

Привлечение инвестиций

- ▶ Переход на стимулирующее, результаты-ориентированное регулирование
- ▶ Обеспечение гарантий покупке электроэнергии ВИЭ на договорной период
- ▶ Стимулирование маневренных источников/нагрузки
- ▶ Плата за мощность
- ▶ Рынок углеродных единиц и экологического налогообложения и плат

Механизмы обеспечения стабильности инвестиций

- ▶ Гарантии ставки прибыли при расчете Rab
- ▶ Плата за маневренную мощность
- ▶ Плата за подключенную тепловую мощность
- ▶ Перенос затрат на поддержку ВИЭ на потребителей
- ▶ Покупка мощности Единым Закупщиком

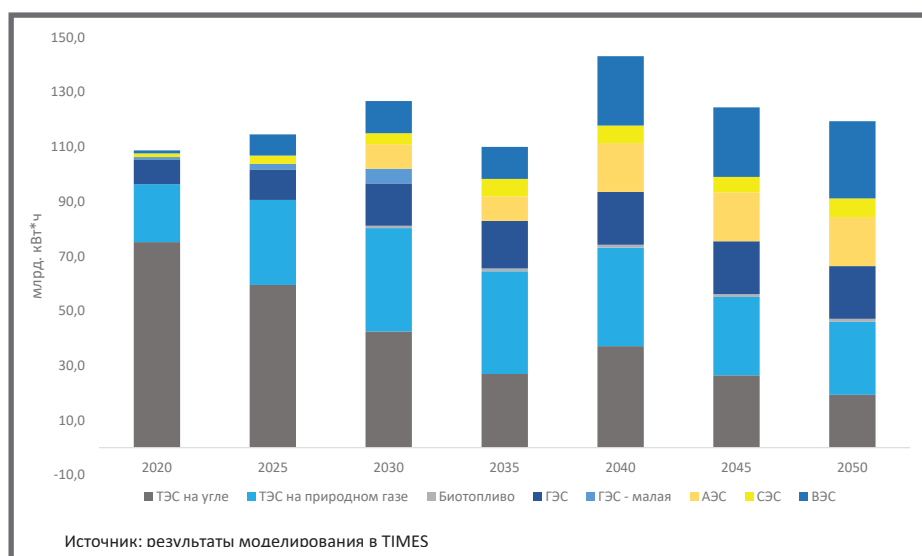
Рыночное и регуляторное сдерживание тарифов

- ▶ Независимый аудит затрат (за счет средств специальной тарифной надбавки)
- ▶ Балансирующий рынок
- ▶ Аукционы ВИЭ
- ▶ Рынок мощности
- ▶ Увеличение ответственности, открытости Системного оператора в части планирования режимов, балансов и перспективного развития за счет обеспечения независимости и равноудаленности от участников рынка.

▶ Реализация проектов в электроэнергетической отрасли требует привлечения инвестиций, для чего необходимо принятие механизмов обеспечения высокого уровня стабильности для инвестиций, и мер стимулирования субъектов электроэнергетики к развитию и модернизации. Создание условий для привлечения инвестиций в отрасль должно сопровождаться с усилением мер по сдерживанию завышения расходов и капиталовложений. В этих целях предлагается осуществлять дополнительное финансирование КРЕМ⁴² за счет специальной тарифной надбавки для всех субъектов естественных монополий для возможности привлечения независимых аудиторов

⁴² Независимый источник доходов КРЕМ может со временем привести к выведению КРЕМ из-под государственного подчинения и формирования независимого Регулятора.

Рисунок 6.18 Прогнозная структура выработки электроэнергии на электростанциях Казахстана в период 2025–2050 годов



для проверки эффективности расходования средств и целесообразности инвестиций субъектами естественных монополий.

6.4 Прогнозы развития электроэнергетики

Прогноз развития электроэнергетики выполнен в программном комплексе TIMES, который был разработан как часть методологии IEA-ETSAP для энергетических сценариев для проведения углубленного анализа энергии и окружающей среды (Loulou et al., 2004). Генератор моделей TIMES сочетает в себе два различных и взаимодополняющих подхода к моделированию потребления энергии: технико-инженерный подход и экономический подход. TIMES используется для исследования возможных энергетических сценариев развития экономики.

В контексте предлагаемого целеполагания развития электроэнергетики, был рассмотрен сценарий развития газовой генерации и гидроэнергетики согласно планам Министерства Энергетики до 2035, а также ввод атомной электростанции мощностью первого блока 1200 МВт к 2030 году и вводом второго блока 1200 МВт к 2040 году. В модели предполагается существенное повышение энергоэффективности после 2040 года, за счет чего будет достигнуто снижение потребления электроэнергии, см. Рисунок 6.18

Допущения сценария предполагают:

- ▶ доступность ресурсов природного газа для развития газовой генерации необходимой, в том числе для балансирования переменной выработки электроэнергии на ветровых и солнечных электростанциях;
- ▶ решение по строительству АЭС будет принято в 2021-2022 годах, срок строительства АЭС с учетом проектно-

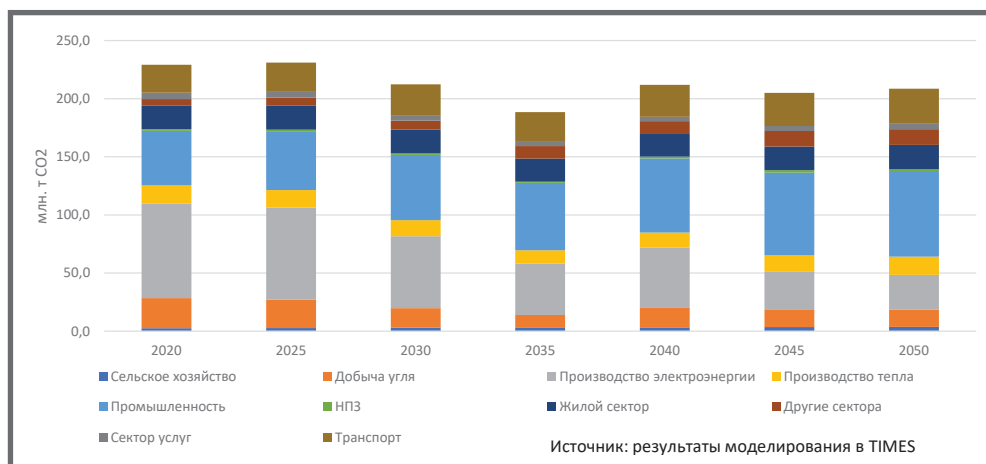
изыскательских работ, согласования в экспертизе и строительство АЭС займет 8-9 лет.

В целом сценарий показывает достижимость поставленных в Концепции по переходу к «зеленой» экономике показателей, так доля выработки низкоуглеродной генерации АЭС и ВИЭ составит 36% к 2030 году и 66% к 2050 г.

Угольная генерация в энергосистеме Казахстана будет по-прежнему присутствовать в 2050 году, но ее доля будет постепенно вытесняться, существенно снижены с 69% (в 2020 году) до 34% к 2030 году и до 26% к 2050 году. При этом рост выработки угольной генерации с 2040 года объясняется отсутствием в энергосистеме достаточных ресурсов, обеспечивающих надёжность электроснабжения. При этом предполагается что к 2040 году системы поглощения выбросов ПГ (УХУ) достигнут достаточной зрелости и экономической обоснованности для использования на угольных электростанциях. В модель не заложено использование промышленных накопителей энергии на этом этапе. Вопрос замещения угольной генерации, работающей в базовом режиме, решается в рассматриваемом сценарии за счет строительства атомных станций и работе газовых электростанций частично в базовом режиме. Наиболее эффективный вариант газовых электростанций – это парогазовые установки (ПГУ), для которых на 60% от установленной мощности рекомендуется работать в базовом режиме.

В части выбросов парниковых газов будет достигнуто существенное снижение даже с учетом роста потребления энергии, см. Рисунок 6.19.

Рисунок 6.19 Прогноз выбросов парниковых газов от сжигания топлива (примерно 65% от общих выбросов ПГ) в период 2020-2050 гг.



Характерным будет снижение удельных средних выбросов углекислого газа при производстве электроэнергии с 780 г CO₂/кВт*ч в 2020 году до 215 г CO₂/кВт*ч к 2050 году.

Осуществление конкурентного отбора генерации с учетом удельных выбросов парниковых газов и других параметров через механизмы Единого закупщика (см. раздел 6.3.5) позволит осуществить приоритетные закупки более чистой электроэнергии, в том числе замещая долю угольных электростанций газовыми (например, увеличивая загрузку Жамбылской ГРЭС).

Важнейшим компонентом достижения указанных показателей является осуществление новой энергетической политики, которая может быть сформирована на основании предложений настоящей главы. Альтернативный прогноз по сектору, представлен ниже.

6.4.1 Прогноз IHS Markit для электроэнергетики Казахстана до 2050 года в контексте национального топливно-энергетического баланса (альтернативный взгляд)

Электроэнергетика занимает центральное место в топливно-энергетическом балансе Казахстана, являясь одновременно важным источником конечного спроса на энергоресурсы и крупнейшим потребителем ископаемого топлива. Соответственно, она также представляет собой крупный источник выбросов парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу. В период с 2010 г. по 2020 г. совокупное производство электроэнергии в Казахстане росло в среднем на 2,8% в год и достигло отметки 109,2 млрд. кВт*ч.⁴³ Для сравнения, в тот же период ВВП страны рос в среднем на 3,8% ежегодно. Совокупное потребление электроэнергии в 2020 году составило 108,8 млрд. кВт*ч (107,3 млрд. кВт*ч в единой электроэнергетической системе), на 2,6% превысив показатель 2019 года (включая потери при производстве и

передаче) – при том, что ВВП в 2020 году сократился на 2,6% в результате глобальной пандемии.

При прогнозировании спроса на энергоресурсы IHS Markit применяет интегрированный подход, предполагающий анализ других составляющих топливно-энергетического баланса. Наша методика основана на оценке изменения уровня активности в основных отраслях экономики (промышленности, сельском хозяйстве, строительстве, а также транспортной и жилищно-коммунальной сферах). Уровни активности в каждой из отраслей, в свою очередь, обусловлены тенденциями ВВП.⁴⁴ Соответственно, прогнозируемые показатели потребления электроэнергии в значительной мере определяют показатели производства электроэнергии, необходимой для удовлетворения спроса.

Мы исходим из того, что общая глобальная политическая и экономическая ситуация будет складываться в соответствии с базовым сценарием IHS Markit, получившим название «Переломный этап» (он рассматривается в Главах 1 и 2). И это, несомненно, в определенной мере обуславливает экономическую и социальную ситуацию в Казахстане. Наш базовый сценарий в целом не предполагает возникновения глобальных факторов, влекущих кардинальные сдвиги (например, мировых войн), которые способны резко изменить ситуацию на рынке – ни на стороне спроса, ни на стороне предложения. При сценарном прогнозировании спроса учитываются предположения о долгосрочных перспективах повышения энергоэффективности – таких как оптимизация расхода топлива при производстве электроэнергии и рост экономии топлива на транспорте. Базовый сценарий также основан на допущениях относительно достаточного объема инвестиций в разведку и добычу, соответствующего нашим прогнозам глобального спроса на углеводороды и спроса на энергоресурсы в более широком плане. Это, в свою очередь, определяет ожидания в отношении мировых цен на нефть, энергоресурсы и сырьевые товары, а также условий на мировом рынке в целом.

⁴⁴ Изменения в спросе на электроэнергию определяются пятью факторами общего характера, такими как: (1) экономический спад и восстановление; (2) изменение относительного уровня цен; (3) изменение реальных доходов; (4) изменения в стимулах для руководителей предприятий и других субъектов экономической деятельности; и (5) изменения в технологиях.

⁴³ Совокупный объем производства на электростанциях единой электроэнергетической системы составил 108,1 млрд. кВт*ч.

Немаловажно отметить, что наши предположения относительно ожидаемых изменений в базовой структуре экономики Казахстана остаются умеренными. Иными словами, мы не предполагаем, что базовый экономический профиль страны кардинально изменится в течение 30-ти лет прогнозного периода. Но при этом мы принимаем в расчет сохранение ряда долгосрочных рыночных тенденций – таких как текущий отход от тяжелой промышленности в сторону сферы услуг, который делает экономику менее энергоемкой. В анализ также включены базовые допущения относительно модернизации, происходящей в промышленности и других секторах по мере внедрения новых технологий и оборудования. В свою очередь, долгосрочные прогнозы динамики численности населения Казахстана, роста ВВП и мировых цен на нефть составлены специалистами IHS Markit в области экономики и странового риска (IHS Markit Economic and Country Risk) и рынков сырой нефти (IHS Markit Crude Oil Markets), соответственно. Расчетные показатели среднегодовых темпов роста ВВП Казахстана в период с 2020 г. по 2050 г. составляют 2,4% (более чем двукратное увеличение в абсолютном выражении), а темпы прироста населения – 0,8% в год.

Для определения будущего совокупного спроса на электроэнергию вначале прогнозируется ее потребление для пяти основных отраслей экономики страны – промышленности, строительства, сельского хозяйства, транспорта (в данном случае прежде всего электрифицированных железных дорог и трубопроводов, поскольку именно они являются основными источниками потребления электроэнергии в транспортном секторе Казахстана)⁴⁵ и жилищно-коммунальной сферы (бытового сектора).⁴⁶ Существующие макроэкономические прогнозы, в частности, отражают перспективы роста активной продукции сельского хозяйства или строительной активности, которые затем используются для прогнозирования спроса на электроэнергию в этих отраслях. Аналогичным образом, прогноз транспортной активности (в пассажиро-километрах для городского рельсового транспорта и в тонно-километрах для грузовых перевозок по электрифицированным железным дорогам или для транспортировки нефти и газа по трубопроводам) используется для прогнозирования спроса на электроэнергию в транспортной сфере. Предполагается, что спрос на электроэнергию со стороны жилищно-коммунальной сферы имеет относительно высокую эластичность по отношению к личным доходам и потреблению. Поскольку данный сегмент часто включает некоторые объемы спроса со стороны сектора услуг, довольно высокая предполагаемая эластичность к доходам

помогает охватить рост спроса со стороны малого бизнеса и коммерческой деятельности.

В долгосрочной перспективе ожидается, что в структуре потребления электроэнергии в Казахстане будет наблюдаться поступательный рост доли сектора услуг и жилищно-коммунальной сферы. В бытовом секторе увеличение потребления электроэнергии будет в значительной мере зависеть от таких факторов, как темпы строительства жилья и темпы приобретения населением электроприборов и персональных электронных устройств. При этом цены на электроэнергию для бытовых потребителей должны быть достаточно высокими, чтобы обеспечить покрытие затрат на производство и передачу, но в то же время их нельзя повышать несоразмерно росту реальных доходов населения. Подобный сдвиг приведет к росту коэффициента отношения пиковой нагрузки к средней.

Мы прогнозируем, что в период до 2050 года включительно совокупное потребление электроэнергии в Казахстане (включая потери при производстве и передаче) будет расти в среднем на 1% в год, выйдя на отметку 123,9 млрд. кВт*ч в 2030 году и 142,7 млрд. кВт*ч в 2050 году. Это более высокие темпы роста, чем мы прогнозируем для потребления первичных энергоресурсов в стране, которое, согласно нашим ожиданиям, фактически немного снизится на фоне повышения энергоэффективности в масштабе всей экономики (в 2020-2050 гг. среднегодовое изменение потребления первичных энергоресурсов в Казахстане должно составить -0,1%). В результате, следуя давно намечившимся глобальным тенденциям экономического развития, в долгосрочной перспективе будет постепенно увеличиваться доля электроэнергии в конечном потреблении энергоресурсов. Это объясняется тем, что электричество является очень маневренной и удобной формой энергии, которую можно использовать в самых разнообразных целях.

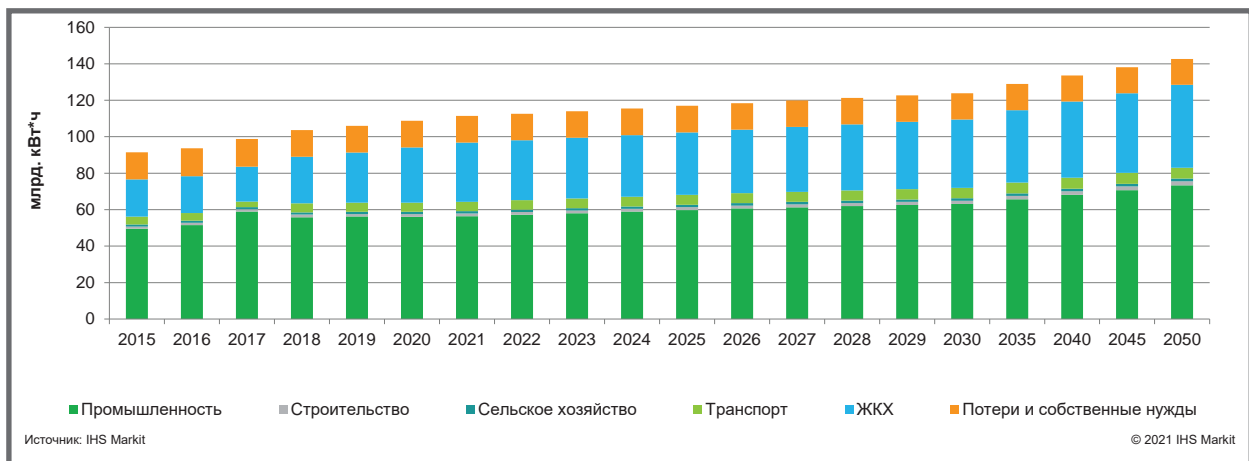
Предполагается, что в период с 2020 г. по 2030 г. темпы роста совокупного потребления электроэнергии будут в среднем составлять 2% в год, а в период с 2030 г. по 2050 г. замедлятся примерно до 1% (см. Рисунок 6.20 «Потребление электроэнергии в Казахстане по основным отраслям: базовый прогноз IHS Markit»). Крупнейшим потребителем электроэнергии останется промышленность – в 2050 году на ее долю все еще будет приходиться 51% электропотребления. Доля потерь/расхода при передаче и использовании для собственных нужд – согласно текущим прогнозам – будет постепенно снижаться и к концу прогнозного периода (2050 г.) упадет примерно до 10% видимого потребления электроэнергии. Это обусловлено заменой старых электростанций, повышением энергоэффективности и реализацией инвестиций в распределительную инфраструктуру.

С нашей точки зрения, в течение прогнозного периода позиция Казахстана в части чистого экспорта электроэнергии существенно не изменится – страна останется чистым экспортером (в небольших объемах). Соответственно, базовый сценарий IHS Markit предполагает, что производство электроэнергии в Казахстане будет расти в среднем на 1% в год до 2050 года, достигнув отметки 124,4 млрд. кВт*ч к 2030 году, 134,1 млрд. кВт*ч к 2040 году и 143,2 млрд. кВт*ч к 2050 году (см. Рисунок 6.21 «Производство электроэнергии в Казахстане: базовый сценарий IHS Markit»). Мы ожидаем, что тепловая генерация продолжит играть доминирующую роль в электроэнергетике страны, однако доля тепловой

⁴⁵ IHS Markit не предполагает, что электромобили станут крупным источником потребления электроэнергии в Казахстане в прогнозируемом периоде, хотя их использование, несомненно, вырастет (пусть и с очень невысокого базового уровня). IHS Markit прогнозирует, что на электромобили будет приходиться значительно менее 10% продаж новых автомобилей (пополнения автопарка) даже в 2040-х гг.

⁴⁶ Данные категории соответствуют традиционной разбивке объектов учета, применяемой в статистической отчетности. Электроэнергия используется не только конечными потребителями, но и непосредственно электростанциями в процессе производства, а при передаче возникают ее потери в сети. Для прогнозирования такого расхода (использования или потерь) выполняется оценка прошлых показателей (коэффициентов) отношения потерь при передаче к поставкам на внутренний рынок, а также потерь и потребления для собственных нужд на электростанциях к общему объему производства. Предполагается, что эти коэффициенты с течением времени постепенно снижаются по мере сокращения потерь и повышения эффективности на предприятиях энергоснабжения.

Рисунок 6.20 Потребление электроэнергии в Казахстане по основным отраслям: базовый прогноз IHS Markit



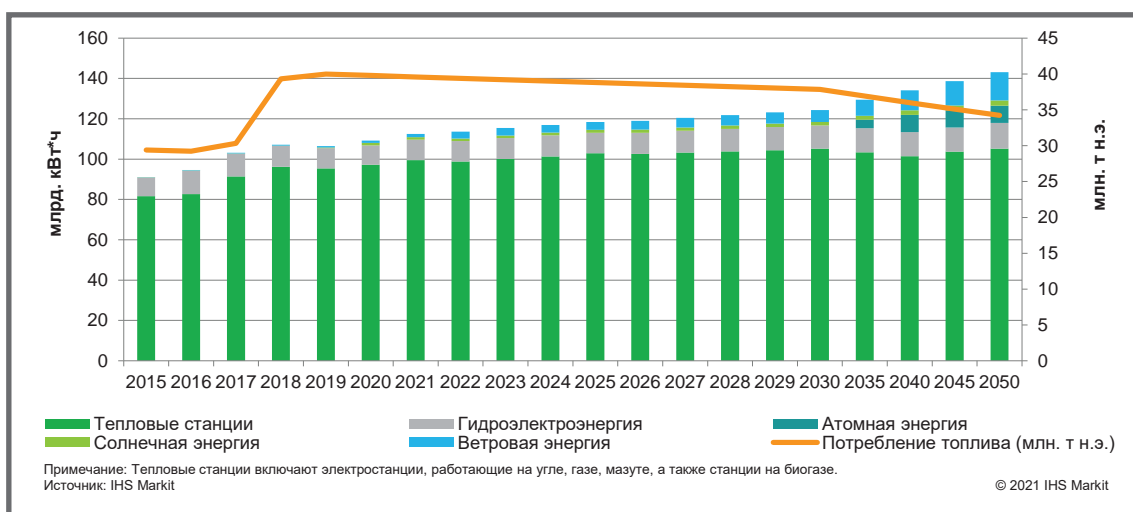
энергии в совокупном объеме генерации снизится с 89% в 2020 году до 85% в 2030 году, 76% в 2040 году и 74% в 2050 году. В соответствии с целями, поставленными Казахстаном на период до 2050 года, будет продолжаться наращивание мощностей ВИЭ – солнечной, ветровой и гидроэнергетики (а также – в некотором объеме – генерации с использованием биогаза). Мы прогнозируем, что суммарная доля этих трех сегментов в совокупном объеме выработки электроэнергии составит 15% к 2030 году, 18% к 2040 году и 20% к 2050 году. В настоящее время для реализации проектов ВИЭ предусмотрены довольно привлекательные условия. Однако, учитывая неизменные проблемы, связанные с интеграцией ВИЭ (как непостоянных источников) в энергосистему, которые усугубляются сложностями с точки зрения структуры рынка, доступности цепочки поставок и затрат, доля возобновляемых источников энергии в Казахстане предположительно достигнет лишь 20%-й отметки. При этом IHS Markit ожидает, что в середине 2030-х годов состоится ввод в эксплуатацию атомной электростанции

(1200 МВт) – вероятнее всего, на юге Казахстана неподалеку от озера Балхаш – что позволит заместить значительный объем угольной генерации для покрытия базовой нагрузки.

В тепловой генерации мы прогнозируем умеренные темпы перехода с угля на газ ввиду ограниченности объемов предложения товарного газа. К середине века соотношение долей угля и газа в тепловой генерации Казахстана изменится с 80%-20% в 2020 году примерно до 57%-43% в 2050 году.

Прогнозы в отношении генерирующих мощностей составляются исходя из прогнозируемых объемов выработки с учетом стандартных коэффициентов загрузки мощностей для различных типов генерации, изменений пиковой нагрузки и выбытия старых объектов. Согласно нашему базовому сценарию, совокупный объем генерирующих мощностей к 2050 году достигнет отметки 37 ГВт, из которых 22,5 ГВт – тепловые, 1,2 ГВт – атомные, 3,4 ГВт – гидроэнергетические и 10,9 ГВт – ВИЭ (солнечные и ветровые).

Рисунок 6.21 Производство электроэнергии в Казахстане: базовый сценарий IHS Markit



Глава 7

УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



7 УРАНОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ: ОБЗОР И ОЦЕНКА НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

7.1 Ключевые моменты

► Казахстан – мировой лидер по добыче урана, в последние годы страна обеспечивает примерно две пятых от глобального объема добычи. В 2020 году добыча в Казахстане составила 19 500 (метрических) тонн. Это лидерство связано с наличием богатых запасов – на Казахстан приходится 37% от общемирового показателя достоверно оцененных запасов урана с самой низкой себестоимостью добычи (<40 долл. США за килограмм) – а также с тем, что свыше четырех пятых ресурсов урана в стране может быть освоено с применением наиболее экономически выгодной и наименее экологически опасной технологии добычи – подземного скважинного выщелачивания (ПСВ).

► В 2020 году добыча в Казахстане упала на 15% по сравнению с 2019 годом, что объясняется сокращением мирового спроса на электроэнергию на фоне пандемии COVID-19, а также вялой конъюнктурой (перенасыщенностью) рынка урана после беспрецедентного роста в 2003-2016 гг. В ответ на слабость рынка Казахстан – наряду с другими крупными производителями урана – намеренно ограничил добычу.

► В настоящее время почти весь добываемый в Казахстане уран идет на экспорт, поскольку в стране отсутствуют коммерческие мощности производства атомной энергии (имеются только исследовательские реакторы). Из всех составляющих ядерного топливного цикла в Казахстане сейчас представлены только добыча урана, реконверсия и производство топливных таблеток/тепловыделяющих сборок. Акцент на добычу основан на расчетах «Казатомпрома», показывающих, что на данный момент она представляется наиболее привлекательным сегментом цепочки создания стоимости ядерного топлива (сравнительное глобальное преимущество заключается в наличии обширных месторождений урановой руды, позволяющих применять технологию ПСВ при добыче).

► Согласно большинству сценариев текущая обеспеченность запасами урана в мире представляется более чем достаточной для удовлетворения прогнозируемого уровня мирового спроса на уран до 2040 года включительно. Однако, почти во всех странах-производителях урана в будущем потребуются инвестиции для разработки имеющихся ресурсов. С этой точки зрения Казахстан находится в выгодном положении: в стране отсутствует необходимость в масштабном строительстве новой инфраструктуры для поддержания существующих объемов добычи.

► Текущие меры, направленные на расширение цепочки создания стоимости урана в Казахстане с освоением следующих сегментов ядерного топливного цикла – помимо добычи – обусловлены не столько стремлением к максимизации прибыли, сколько убежденностью в том, что диверсификация продукции обеспечивает гибкость

(в виде увеличения вариантов реализации и сокращения зависимости от возможностей дальнейшей переработки) при поставке урана конечным потребителям.

► Некоторые из реализуемых в настоящее время инициатив по диверсификации продукции способны принести ощутимые преимущества, поскольку они способствуют созданию возможностей для производства атомной энергии внутри страны, если Казахстан решит прибегнуть к такому варианту. Наиболее знаменательным в данном отношении является завершение (в 2021 году) – в рамках совместного предприятия с Китайской генеральной ядерно-энергетической корпорацией (CGNPC) – строительства линии на Ульбинском металлургическом заводе (УМЗ) по производству тепловыделяющих сборок для реакторов CGNPC.

► Недавно Президент Токаев объявил амбициозную цель по борьбе с изменением климата, предполагающую достижение углеродной нейтральности к 2060 году. В свете накопленного в стране опыта исследований и разработок в области атомной энергетики, хранения топлива и утилизации отходов, а также с учетом предполагаемой ограниченности располагаемых объемов товарного газа для обеспечения производства электроэнергии в базовом режиме – по крайней мере, в среднесрочной перспективе (см. Главу 4) – атомную генерацию следует рассматривать как один из приемлемых вариантов, который согласуется с задачами реструктуризации электроэнергетики Казахстана в целях достижения углеродной нейтральности в заявленные сроки. И правительство в последнее время делает реальные шаги в данном направлении.

7.2 Структура рынка и нормативно-правовая среда

Согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», который вступил в силу в июне 2018 года и в который впоследствии были внесены поправки (см. ниже), уполномоченным органом для реализации государственной политики и представления интересов Республики Казахстан в сфере недропользования по углеводородам и урану является Министерство энергетики, а уполномоченным органом в сфере недропользования по твердым полезным ископаемым – Министерство индустрии и инфраструктурного развития. Уполномоченный орган предоставляет права на разведку и добычу от имени государства, при этом права недропользования действуют на протяжении определенного Кодексом периода, с возможностью продления.

Министерство энергетики (через Комитет атомного и энергетического надзора и контроля) определяет и реализует государственную политику в области урановой

и атомной промышленности, а также отвечает за надзор и контроль в сфере добычи и переработки урана, включая (возможное в будущем) производство атомной энергии.¹ АО «НАК Казатомпром» – государственная корпорация, которая управляет урановыми активами по поручению государства и имеет статус национальной компании по добыче урана.² АО «ФНБ «Самрук-Казына» принадлежит 75% от общего количества размещенных акций АО «НАК «Казатомпром», 25% находится в свободном обращении на Международной бирже «Астана» и Лондонской фондовой бирже. Национальная компания имеет право представлять интересы государства в контрактах на недропользование и исполнять такие контракты, а также управлять производством и экспортом урана и его соединений, включая ядерное топливо.³ Министерство энергетики РК, как компетентный орган в области добычи урана реализующий государственную политику, может отозвать или изменить права недропользования – в частности, если недропользователи не выполняют договорные обязательства (например, такие как регулярные налоговые выплаты государству или требования в отношении добычи полезных ископаемых, охраны окружающей среды, защиты здоровья и техники безопасности). Деятельность по исследованиям и разработкам (НИОКР) осуществляется в Национальном ядерном центре, расположенном в городе Курчатов, где находятся три исследовательских реактора.⁴

«Казатомпром» – через свои 39 дочерних компаний, совместных предприятий и зависимых обществ – осуществляет эксплуатацию 26-ти урановых месторождений, объединенных в 13 проектов («кластеров») на территории Республики Казахстан, 11 из которых – с иностранным участием (см. ниже).⁵ В 2020 году, на долевой основе, «Казатомпром» обеспечил 55% добычи урана в Казахстане (с учетом как собственного производства, так и своего долевого участия в совместных предприятиях с иностранными

компаниями) и 22,5% общемирового объема добычи.⁶ Поскольку Казахстан в настоящее время не располагает собственными мощностями атомной генерации (а только исследовательскими реакторами), весь производимый уран идет на экспорт, в основном по долгосрочным контрактам. Из всех составляющих ядерного топливного цикла в Казахстане в настоящее время представлены только добыча урана, реконверсия и производство топливных таблеток/тепловыделяющих сборок.

Основным нормативно-правовым документом, регулирующим использование урановых материалов в экономике (после извлечения из недр), в настоящее время служит Закон «Об использовании атомной энергии» (2016 года), пришедший на смену аналогичному закону 1997 года. Действующий закон включает положения, устанавливающие необходимость проведения экспертизы ядерной безопасности и аккредитации специалистов в области ядерной безопасности. Он также закрепляет разработанные Министерством энергетики нормы и правила в отношении 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; а также правила организации сбора, хранения и захоронения радиоактивных отходов.

7.3 Запасы урана и геологоразведочная деятельность

Согласно такому авторитетному источнику, как «Красная книга» по урану, лидером по совокупному объему запасов урана в мире является Австралия, на долю которой приходится 28% всех идентифицированных запасов с себестоимостью добычи менее 130 долл. США за килограмм урана [кгU] (что эквивалентно 50 долл. США за фунт U₃O₈).⁷

1 Согласно Положению о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденному Постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 (и статье 63 Кодекса «О недрах и недропользовании»).

2 13 ноября 2018 года «Казатомпром» дебютировал на фондовом рынке (получив от инвесторов 450 млн. долларов США). Дебют состоялся с двойным листингом – на Лондонской фондовой бирже и Международной бирже Астана. В ходе первичного публичного размещения «Казатомпром» реализовал 15% своих акций, при этом оценка компании составила 3 млрд. долл. США. Затем, в сентябре 2019 года, состоялась вторичное размещение, в рамках которого было привлечено еще 128 млн. долл. США, в результате чего объем акций в свободном обращении достиг 18,72% от общего количества. В июне 2020 года состоялась вторичное размещение, в результате которого объем акций компании, находящихся в свободном обращении, увеличился до 25% от их общего количества.

3 Согласно данным Министерства энергетики, по состоянию на 2019 год действовали 24 контракта на недропользование в области разведки или добычи урана (3 из которых – только на разведку, 8 – только на добычу и 13 – на разведку и добычу).

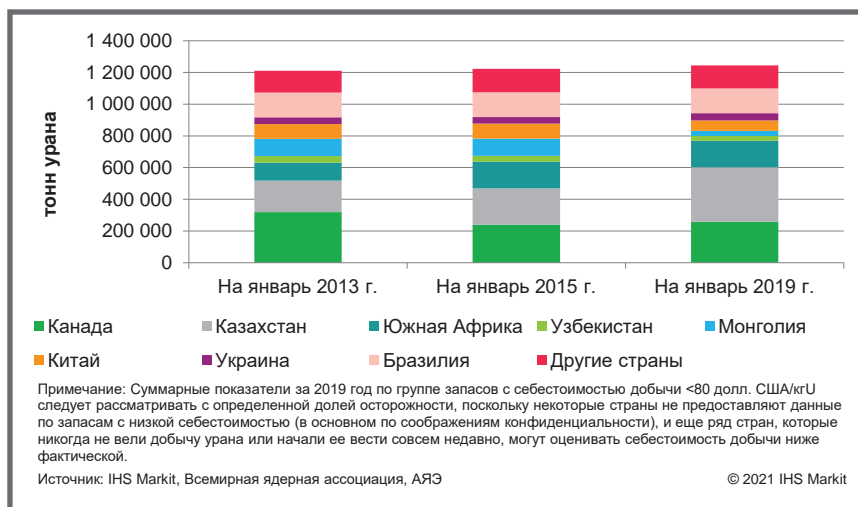
4 Национальный ядерный центр Республики Казахстан создан и действует в соответствии с Указом Президента РК от 15 мая 1992 г. №779 «О Национальном ядерном центре и Агентстве по атомной энергии Республики Казахстан».

5 Во 2-м квартале 2021 года «Казатомпром» продал два своих дочерних предприятия – ТОО «Astana Solar» (завод по сборке фотоэлектрических модулей) и ТОО «Kazakhstan Solar Silicon» (завод по производству мультикристаллических кремниевых пластин и фотоэлектрических ячеек) за 380,6 млн. тенге (887 480 долл. США) и 322,8 млн. тенге (752 703 долл. США), соответственно. Третье дочернее предприятие – ТОО «Металлургический комбинат «KazSilicon» (на котором ведется производство металлургического кремния, кварца и микрокремнезема) – трижды выставлялось на торги, но желающих его приобрести пока не нашлось.

6 Национальная атомная компания «Казатомпром», *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год*.

7 «Красная книга» Агентства по ядерной энергии (АЯЭ) ОЭСР и Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) – *Uranium 2020: Resources, Production, and Demand*, Paris: OECD, NEA No. 7551, 2020 [«Уран 2020 : Запасы, добыча и спрос», Париж: ОЭСР, АЯЭ №7551, 2020] – единственное издание, выпускаемое за счет государственных средств, которое отслеживает мировые тенденции и ситуацию в области запасов и добычи урана, а также спроса на него. Публикуется раз в два года, начиная с 1965 года. Согласно приведенному в ней определению (на странице 9), *идентифицированные запасы* – это запасы урана, контуры которых определены путем прямых измерений в объеме, достаточном для проведения предварительного технико-экономического обоснования, а иногда и полномасштабного технико-экономического обоснования. В качестве подкатегорий в них входят *достоверно оцененные запасы (RAR)* и *предполагаемые запасы*. Для достоверно оцененных запасов присутствует высокая степень уверенности в правильности расчетных показателей качества и объема с точки зрения стандартов принятия решений по добыче, а для предполагаемых запасов характерна более низкая степень достоверности оценочных показателей, и перед принятием решения о добыче обычно требуются дополнительные прямые измерения. Если не указано иное, в настоящем докладе для оценки запасов урана в Казахстане используется категория извлекаемых достоверно оцененных запасов (т.е., запасов, извлечение которых возможно с применением существующих технологий с учетом потерь при добыче и переработке).

Рисунок 7.1 Объем достоверно оцененных мировых запасов урана с себестоимостью добычи <80 долл. США/кгU



Принято считать, что в данную категорию входят все запасы со средней и низкой себестоимостью, коммерческая разработка которых является оправданной в текущих экономических условиях.

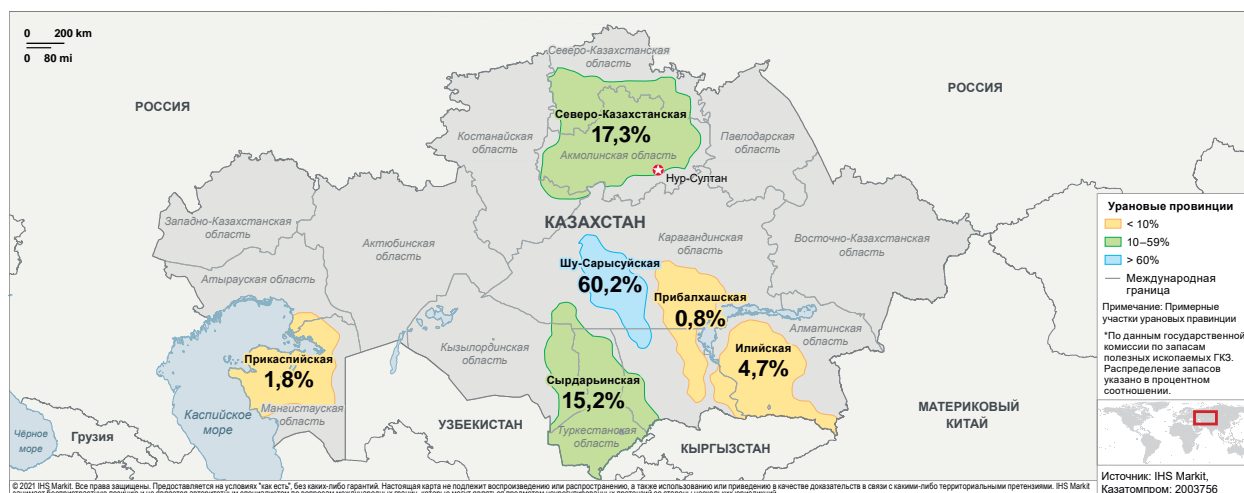
Однако лидером по *достоверно оцененным запасам* с низкой себестоимостью, разработка которых обычно возможна при более высоких уровнях рентабельности (<40 долл. США/кгU и <80 долл. США/кгU), является Казахстан, на долю которого приходится 37% и 28% от общемирового объема таких запасов, соответственно (см. Рисунок 7.1 «Объем достоверно оцененных мировых запасов урана с себестоимостью добычи <80 долл. США/кгU»). С учетом всех категорий затрат, которые в настоящее время входят в классификацию АЯЭ/МАГАТЭ (<260 долл. США/кгU), Казахстан располагает достоверно оцененными запасами урана в объеме 464 700 т – что составляет 10% от общемирового показателя. Причем 382 420 т (82%) из вышеуказанного объема находятся на месторождениях, где возможно применение технологии подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) – наиболее экономически выгодного и наименее экологически опасного способа добычи.⁸ На долю Казахстана приходится 65% от общемирового объема достоверно оцененных запасов, добыча которых возможна

методом ПСВ. И наконец, 95% *идентифицированных запасов урана* в Казахстане, себестоимость добычи которых составляет <40 долл. США/кгU, находится на существующих и планируемых добывающих объектах (для этой же категории запасов с себестоимостью <80 долл. США/кгU аналогичный показатель составляет 94%, а с себестоимостью <130 долл. США/кгU – 71%). Таким образом, страна не нуждается в масштабном строительстве новой добывающей инфраструктуры для поддержания текущего уровня производства.

Недавно Казахстан сообщил об увеличении запасов урана во всех стоимостных категориях, что является результатом как ведущейся геологоразведки, так и снижения курса [национальной] валюты. С начала геологоразведочных работ в 1944 году обнаружено как минимум 60 месторождений в шести урановорудных провинциях, расположенных в южном, северо-центральном и западном регионах страны – Шу-Сарысуйской [Чу-Сарысуйской] (60,2% от общего объема запасов), Сырдарьинской (15,2%), Северо-Казахстанской (17,3%), Прикаспийской (1,8%), Балхашской (0,8%) и Илийской (4,7%) (см. Рисунок 7.2 «Урановые провинции Казахстана и распределение запасов урана»). В 2017-2018 гг. в результате разведочных работ, в том числе на месторождениях Буденовское и Инкай в Шу-Сарысуйской провинции и на месторождении Северный Хорасан в Сырдарьинской провинции, было обнаружено 149 621 т новых *идентифицированных запасов урана* (<260 долл. США/кгU).

⁸ NEA and IAEA, *Uranium 2020* [АЯЭ и МАГАТЭ, «Уран 2020»], стр. 266–267. Метод ПСВ заключается в выщелачивании руды серной кислотой, которая растворяет уран, после чего раствор урана извлекается непосредственно из месторождений песчаного типа через систему скважин и подвергается обработке с применением ионообменной технологии, в результате чего образуется осадок (урансодержащие соли). Полученные соли проходят дополнительную обработку для получения концентратов природного урана. Поскольку ПСВ не предполагает извлечения на поверхность пустой породы и руды, при его применении не образуются шахтные отвалы и не происходит рассеивания пыли. Помимо этого, в процессе задействуются менее 5% радиоактивных элементов, а остальная их часть остается в земле. Технология ПСВ не только более рентабельна и менее вредна для окружающей среды, но и обеспечивает более высокую гибкость ведения деятельности по сравнению с традиционными способами добычи. Аналогично гидроразрыву пласта в нефтяной отрасли, она повышает маневренность («масштабируемость») операций «Казатомпрома», позволяя компании оперативно и экономически эффективно наращивать или сокращать добычу в зависимости от рыночной ситуации (что является очень важным преимуществом, учитывая быстро меняющуюся динамику спроса на сегодняшнем мировом рынке).

Рисунок 7.2 Урановые провинции Казахстана и распределение запасов урана*



7.4 Добыча и экспорт

После беспрецедентного роста, наблюдавшегося в 2003-2016 гг., в 2017-2019 гг. на рынке урана складывалась вялая конъюнктура (на фоне перенасыщенности), а в 2020 году – из-за пандемии COVID-19 – ситуация лишь усугубилась.⁹ Крупные страны-производители, включая Канаду и Казахстан, в последние годы ограничивали общий объем добычи в ответ на сохраняющийся низкий уровень цен. В период с 2016 г. по 2018 г. добыча урана в мире снизилась на 15% (с 63,0 тысяч тонн [тыс. т] до 53,5 тыс. т), но в 2019 году произошел небольшой рост – на 1% (до 54,2 тыс. т). Однако затем, в начале 2020 года – неожиданно, с приходом глобальной пандемии COVID-19 – добыча урана резко пошла на спад.

Являясь мировым лидером по добыче урана (в 2020 году на долю страны пришлось 41% от общемирового показателя), Казахстан находится в авангарде сокращения ее объемов. В 2020 году добыча в совокупности снизилась до 19,5 тыс. т, упав на 15% по сравнению с 2019 годом (22,8 тыс. т) (см. Таблицу 7.1 «Добыча урана в Казахстане в 2010-20 гг. (тонн)»). Это резко контрастирует с тенденцией, наблюдавшейся в 2000-2016 гг., когда на Казахстан приходилось 72% общемирового роста предложения. В региональном плане почти весь текущий (2019 г.) объем добычи поступает с месторождений Туркестанской и Кызылординской областей, расположенных на юге Казахстана (77% и 19% от суммарного показателя, соответственно). Ведущим производителем урана в Казахстане является государственное предприятие «Казатомпром». В 2020 году, на долевой основе, «Казатомпром» добыл 10,7 тыс. т урана – или 55% от совокупного показателя по стране – а в 2021 году добываемые компанией объемы должны составить от 12,6 тыс. т до 12,8 тыс. т (с учетом ее намерения удерживать добычу на уровнях на 20% ниже ранее запланированных; см. ниже). При этом основная часть (82%) добычи урана «Казатомпрома» поступает не от проектов, находящихся

в его полной собственности, а от 11 проектов, где ему принадлежит доля (обычно контрольный пакет акций) в совместных предприятиях с иностранными партнерами, включая компании из Канады, Франции, России, Японии, Материкового Китая и Кыргызстана.¹⁰ Объем добычи урана в рамках девяти крупных проектов в 2019 и 2020 годах составил более 1 000 т, причем в 2020 году на них в совокупности пришлось 86% добычи в целом по стране – т.е., 16,8 тыс. т из 19,5 тыс. т (см. Таблицу 7.2 «Основные уранодобывающие компании – собственники, активы и добыча в Казахстане (2019-20 гг.)»).

Сокращение добычи связано с ранее объявленной «Казатомпромом» стратегией по ее снижению на 10% в 2017 году и на 20% в период с 2018 г. по 2022 г. (в целях предотвращения резкого падения цен в период слабого спроса на мировом рынке – см. выше). Однако, помимо этого, оно обусловлено вспышкой COVID-19 внутри страны, которая потребовала введения строгих карантинных мер в отрасли в период с апреля по июнь 2020 года.

Основными экспортными рынками добываемого в Казахстане урана (уранового концентрата, U₃O₈) в 2018 и 2019 годах были Материковый Китай, Россия, Канада, Индия, Франция, США и Украина (см. Рисунок 7.3 «Экспорт урана из Казахстана на основные рынки в 2016-20 гг.»). Несмотря на ограниченные краткосрочные перспективы добычи, экспорт из Казахстана в 2020 году фактически вырос – на

⁹ Ослабление конъюнктуры мирового рынка в этот период рассматривается в Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2017 год, стр. 160, 162–166 [в русскоязычной версии: стр. 198, 201-205].

¹⁰ «Казатомпром» выстроил успешные партнерские отношения в рамках 11 предприятий, предполагающих совместное владение активами, с Cameco, CGNPC, Kansai, Marubeni, Orano (ранее Areva), «Росатом»/ Uranium One и Sumitomo, а также с консорциумом Energy Asia (Япония). С точки зрения распределения участия по странам, российские компании представлены в шести совместных предприятиях в Казахстане, японские – в трех, французские, канадские и китайские – в одном, и небольшая доля (0,04%) в еще одном проекте принадлежит кыргызской компании. «Казатомпром» предоставляет доли в добывающих активах иностранцам, чтобы получить финансирование и приобрести опыт в сфере технологий в обмен на долю в объеме добычи. В Кодексе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» указано, что доля государства в каждом новом совместном предприятии должна составлять не менее 50%, хотя в рамках двух совместных предприятий, созданных до вступления в силу Кодекса, эта доля ниже (49% и 30%).

Таблица 7.1 Добыча урана в Казахстане в 2010-20 гг. (тонн)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча урана, всего	17 449	19 096	20 979	22 501	22 829	23 806	24 689	23 321	21 705	22 808	19 477

Источник: Национальная атомная компания «Казатомпром»

© 2021 IHS Markit

Таблица 7.2 Основные уранодобывающие компании – собственники, активы и добыча в Казахстане (2019-20 гг.)

Компания	Собственники	Добывающие активы (месторождения)	Добыча урана в 2019 г. (т)	Добыча урана в 2020 г. (т)
ТОО СП «КАТКО»	51% Orano (Франция); 49% Казатомпром	Моинкум (участки №1 и №2)	3 252	2 833
ТОО «СП «Инкай»*	40% Cameco (Канада); 60% Казатомпром	Инкай (участок №1)	3 209	2 693
ТОО «Каратау» (СП)	50% Uranium One (Росатом); 50% Казатомпром	Буденовское (участок №2)	2 600	2 460
ТОО «СП «Южная горно-химическая компания»	70% Uranium One (Росатом); 30% Казатомпром	Ақдала, Инкай (участок №4)	2 401	2 260
ТОО «СП «Хорасан-У» («Кызылкум»)	30% Uranium One (Росатом); 20% Energy Asia*; 50% Казатомпром	Северный Хорасан	1 599	1 455
АО «СП «Акбастау»	50% Uranium One (Росатом); 50% Казатомпром	Буденовское (участки №1, №3 и №4)	1 550	1 363
ТОО «ДП «Орталык»	51% Казатомпром; 49% Китайская генеральная ядерно-энергетическая корпорация (CGNPC)	Центральный Мынкудук, Жалпак	1 694	1 308
ТОО «Казатомпром-SaUran»	100% Казатомпром	Канжуган, Моинкум (участки №1 и №3), Восточный Мынкудук, Уванас	1 541	1 230
ТОО «Байкен-У» (СП)	47,5% Energy Asia**; 52,5% Казатомпром	Северный Хорасан	1 560	1 181

Примечания: * Для ТОО «СП «Инкай» годовой объем производства (пропорционально доле владения) определяется в соответствии с Соглашением о Реализации, раскрытым ранее в Проспекте выпуска ценных бумаг Казатомпром.** В Energy Asia входят японские партнеры (59,5%) и Казатомпром (40,5%).

Источник: Национальная атомная компания «Казатомпром», Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2019 год, стр. 69-78; Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год, стр. 60-73.

© 2021 IHS Markit

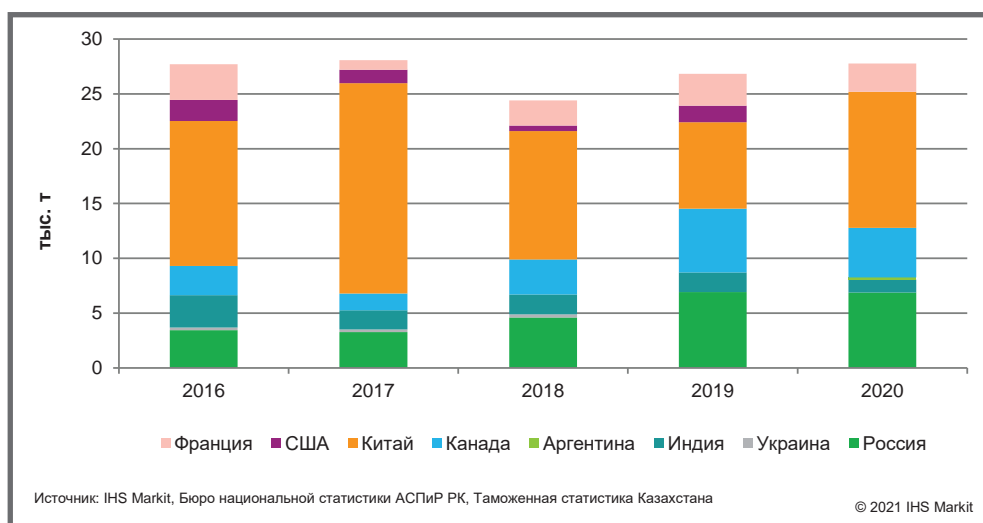
3,5% до 27,8 тыс. т.¹¹ Это увеличение связано с постепенным улучшением глобальной ценовой конъюнктуры (см. ниже), благодаря тому что другие крупные мировые производители – как и Казахстан – в добровольном порядке сократили объемы добычи (тем самым вызвав временный дефицит предложения), а также с ослаблением тенге по отношению к доллару: как и в случае с нефтью, международная торговля ураном обычно осуществляется (и учитывается) в долларах США, а основная часть операционных и капитальных затрат компании – в тенге. На фоне постепенного улучшения баланса спроса и предложения во всем мире, в 2021 году в Казахстане ожидается некоторое увеличение добычи – до 22,5-22,8 тыс. т (примерно на уровне 2013-2014 гг., и немногим ниже пиковых значений, достигнутых в 2015-2016 гг.). При этом 2 июля 2021 года «Казатомпром», сославшись

на постепенно улучшающуюся рыночную конъюнктуру, объявил о намерении сохранить добычу в 2023 году на уровне 2021-2022 гг. (т.е., в диапазоне 22,5-23 тыс. т).

Следует отметить, что акцент на добычу в текущей конкурентной среде, складывающейся на международном рынке, является осознанным решением «Казатомпрома». Компания считает добычу наиболее привлекательным сегментом цепочки создания стоимости ядерного топлива с точки зрения устойчивой рентабельности и окупаемости. Это обусловлено сравнительными преимуществами, связанными с наличием крупных месторождений урана, позволяющих осуществлять добычу с применением технологии ПСВ. Соответственно, текущая работа компании по освоению новых составляющих ядерного топливного цикла вызвана не столько финансовыми факторами, сколько убежденностью в том, что диверсификация продукции способствует общей надежности и стабильности (повышая гибкость в плане вариантов реализации и сокращая зависимость от возможностей дальнейшей переработки) при поставке урана конечным потребителям.

¹¹ Этот показатель отражает совокупный объем продаж «Казатомпрома» и его зарубежных партнеров. То, что показатель экспорта за 2020 год превышает объем добычи в Казахстане за 2020 год, объясняется продажами за счет [накопленных] запасов (см. Национальная атомная компания «Казатомпром», Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год, стр. 29 [в русскоязычной версии: стр. 35]).

Рисунок 7.3 Экспорт урана из Казахстана на основные рынки в 2016-20 гг.



7.5 Мировой рынок урана

Крупнейшей сферой потребления урана в мире остается электроэнергетика, на долю которой приходится 95% от совокупного объема спроса. Уран также используется в медицинских и исследовательских целях, а также в двигательных установках судов (в частности, для питания ледоколов и подводных лодок).¹²

По состоянию на май 2021 года в мире эксплуатировалось 443 коммерческих ядерных реактора общей мощностью 394,2 гигаватт (ГВтэ [гигаватт электрической мощности] – показатель, обозначающий мощность по производству электроэнергии в отличие от тепловой энергии), которым требовалось около 68 тыс. т урана в год; и еще 54 реактора общей мощностью 61,2 ГВтэ находились на стадии строительства. (см. Таблицу 7.3 «Мировые ядерные энергетические реакторы и потребность в уране по состоянию на июль 2021 г.»). Мировой парк коммерческих реакторов в 2019 году произвел 2 657 тераватт-часов (ТВт*ч) электроэнергии, тогда как в 2018 году данный показатель составил 2 563 ТВт*ч. В 2019 году впервые в мире было выработано больше электроэнергии с использованием атомного топлива и ВИЭ (в совокупности), чем с использованием угля. При этом политический курс ряда стран в отношении будущего атомной энергетики (включая темпы ввода в эксплуатацию новых и вывода из эксплуатации старых реакторов) отличается значительной переменчивостью и разнонаправленностью. В этой связи, будущий объем атомных мощностей в мире до 2040 года прогнозируется в широком диапазоне: от умеренного роста сверх текущего уровня – 444 ГВтэ (согласно сценарию IHS Markit, предполагающему низкий спрос), до выхода на уровень порядка 596 ГВтэ (согласно сценарию

МАГАТЭ, предполагающему высокий спрос) (см. Рисунок 7.4 «Перспективы мировых атомных генерирующих мощностей при разных сценариях»).¹³ В соответствии с этими оценками, прогнозируется, что ежегодный мировой объем потребностей в первичном (добытом) уране для обеспечения работы реакторов будет находиться в диапазоне примерно от текущего уровня (68 тыс. т в год) до значительно более высокого показателя (100 тыс. т в год) в 2040 году.¹⁴

Несмотря на широкий разброс в оценках будущих потребностей, текущая обеспеченность ресурсами урана представляется более чем достаточной для удовлетворения даже высоких прогнозируемых показателей спроса в период до 2040 года включительно. Однако это потребует своевременных инвестиций для обеспечения добычи имеющихся запасов, а без наращивания ресурсов в случае

12 См. *Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2017 год*, стр. 164 [в русскоязычной версии: стр. 202-203]. Данные о спросе на уран для производства ядерного оружия отсутствуют, но предполагается, что в настоящее время этот показатель незначителен по сравнению с объемами потребления в эпоху холодной войны.

13 Отношение разных стран к атомной энергетике в существенной мере варьируется. Ряд развитых стран, уже располагающих значительными объемами таких генерирующих мощностей (таких как США, Канада, Чешская Республика, Венгрия, Мексика, Нидерланды, Словакия), намерены продолжать эксплуатацию действующих станций до тех пор, пока это будет безопасно, а также осуществлять модернизацию существующих генерирующих мощностей, ввиду подтвержденной на практике экономической конкурентоспособности существующих объектов (благодаря низкому уровню затрат на эксплуатацию, техническое обслуживание и топливо). Помимо этого, продолжается масштабное строительство атомных электростанций в Китае и Индии, где остро стоит проблема загрязнения воздуха, и значительная доля в производстве электроэнергии по-прежнему приходится на угольную генерацию. Другие страны, включая Беларусь и Турцию, только начинают осваивать атомную энергетику. Однако также существуют и страны (Бельгия, Германия), решившие – по соображениям общественной безопасности и защиты экологии – поэтапно свернуть существующие атомные мощности после аварии на АЭС «Фукусима-дайти» в Японии. При этом в самой Японии, где производство электроэнергии на атомных электростанциях после вышеупомянутой аварии (в 2011 году) остановилось, завершилась проверка безопасности 15 существующих реакторов, и 9 из них были вновь введены в эксплуатацию; остальные 18 реакторов все еще находятся на различных стадиях проверки безопасности, проводимой Агентством по ядерному регулированию (<https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Japanese-industry-leaders-call-for-nuclear-restart>).

14 Предполагается, что увеличение расхода топлива не будет происходить линейно (полностью соразмерно) с ростом генерации ввиду повышения эффективности использования топлива по мере усовершенствования конструкции реакторов.

Таблица 7.3 Мировые ядерные энергетические реакторы и потребность в уране по состоянию на июль 2021 г.

	ДЕЙСТВУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ		СТРОЯЩИЕСЯ РЕАКТОРЫ		ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕАКТОРЫ		ПОТРЕБНОСТЬ В УРАНЕ в 2021 г. тонн урана
	Кол-во	МВтэ (чистый показатель)	Кол-во	МВтэ (валовой показатель)	Кол-во	МВтэ (валовой показатель)	
Китай	51	49 569	17	18 616	38	41 785	10 814
Индия	23	6 885	6	4 600	14	10 500	1 080
Южная Корея	24	23 150	4	5 600	0	0	5 121
Турция	0	0	3	3 600	1	1200	0
ОАЭ	1	1 345	3	4 200	0	0	877
Бангладеш	0	0	2	2 400	0	0	0
Япония †	33	31 679	2	2 756	1	1385	2 344
Россия ‡	38	28 578	2	2 510	25	23 890	6 227
Словакия	4	1 837	2	942	0	0	428
Украина †	15	13 107	2	1 900	0	0	1 879
Великобритания	15	8 923	2	3 440	2	3340	1 820
США	93	95 523	2	2 500	3	2550	18 295
Остальные страны	146	133 686	7	8 155	16	17 787	19 384
В МИРЕ, ВСЕГО*	443	349 282	54	61 219	100	102 437	68 269

Примечания:

68 269 тонн урана = 80 506 тонн U_3O_8

Действующие = подключены к сети.

Строящиеся = произошла заливка первого бетона для реактора.

Планируемые = пройдено утверждение, имеется финансирование или приняты обязательства (ввод в эксплуатацию ожидается в основном в ближайшие 15 лет).

Предлагаемые = имеются конкретные предложения по программе или участку; сроки очень неопределенные.

* Общемировые показатели включают Тайвань, где в 2019 году на АЭС было выработано 31,1 ТВт*ч электроэнергии (или 13,4% от совокупного объема в целом по стране). На острове есть четыре действующих реактора, суммарная чистая мощность которых составляет 3 844 МВтэ. В 1999 году в агломерации Нью-Тайбэй началось строительство АЭС (Лунгмень) из двух блоков. В феврале 2019 года компания Taipower подтвердила, что строительство двух блоков не будет завершено. Эти два блока указаны как строящиеся в системе PRIS, но были удалены из базы данных Всемирной ядерной ассоциации 1 сентября 2020 года.

† Показатели для строящихся реакторов включают ряд блоков, строительство которых в настоящее время приостановлено: Ангра-3 (Бразилия); Ома-1 и Симанэ-3 (Япония); 3-й и 4-й энергоблоки Хмельницкой АЭС (Украина).

‡ В России в феврале 2012 года началось строительство первого блока Балтийской АЭС (с реактором ВВЭР-1200) в Калининграде. В июле 2013 года строительство было остановлено, а в 2017 году корпус реактора, изготовленный для Балтийской АЭС, был отправлен в Беларусь для использования на втором энергоблоке АЭС в Островце. Блок указан в системе PRIS как строящийся, но был удален из базы данных Всемирной ядерной ассоциации в ноябре 2020 года. Ввод в эксплуатацию новых электростанций по большей части нивелируется выводом из эксплуатации старых. За период с 1998 г. по 2020 г. было выведено из эксплуатации 103 реактора, а введено в эксплуатацию 105. Однако количество реакторов, подключенных к сети, в вышеуказанный период в среднем было больше, чем количество остановленных, поэтому мощность увеличилась на 31 ГВт. Согласно базовому сценарию, приведенному в Отчете о ядерном топливе [The Nuclear Fuel Report] за 2019 год (Таблица 2.5), к 2040 году 154 реактора прекратят работу и 289 новых будут введены в эксплуатацию (эти цифры включают 21 реактор, которые должны начать работать в Японии к 2040 году).

ТВт*ч = тераватт-час (миллиард кВт*ч); кВт*ч = киловатт-час; МВтэ = мегаватт [электрической мощности] (в отличие от тепловой).

Источники: Данные по реакторам и электроэнергетические показатели: информационная система о ядерных энергетических реакторах МАГАТЭ (PRIS); Управление по информации в области энергетики (Energy Information Administration) США; данные компаний; расчетные показатели Всемирной ядерной ассоциации; IHS Markit; данные по потребности в уране – VWorld Nuclear Association, The Nuclear Fuel Report [Всемирная ядерная ассоциация, Отчет о ядерном топливе] (опубликован в сентябре 2019 г., базовый сценарный прогноз).

© 2021 IHS Markit

Рисунок 7.4 Перспективы мировых атомных генерирующих мощностей при разных сценариях

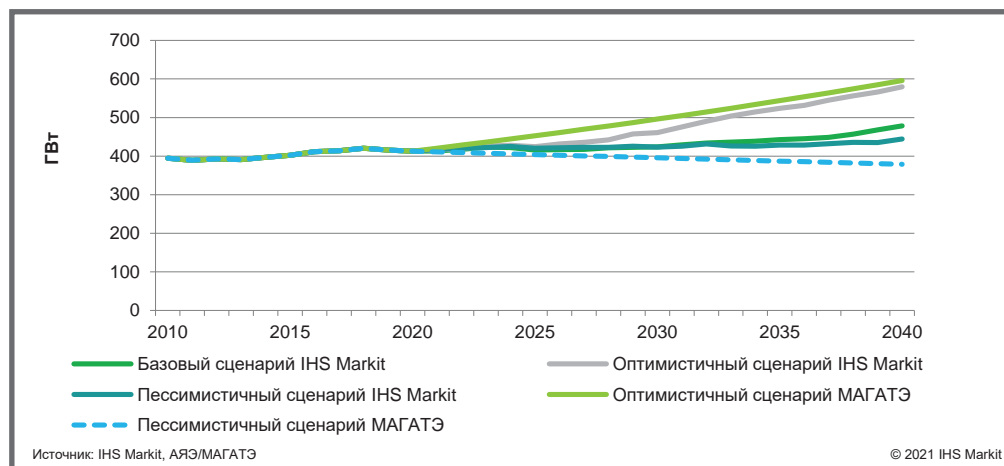


Рисунок 7.5 Мировые объемы добычи урана основными производителями и цены на уран

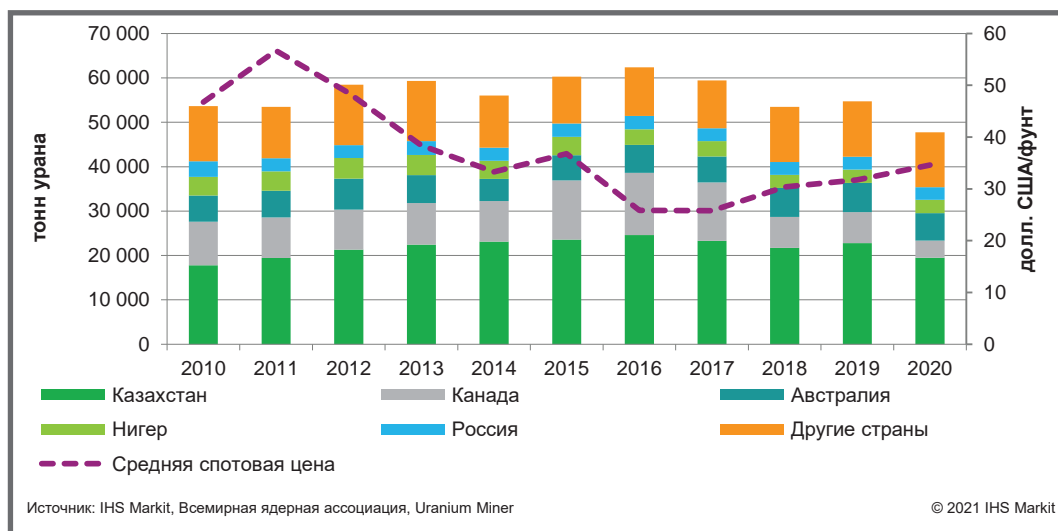
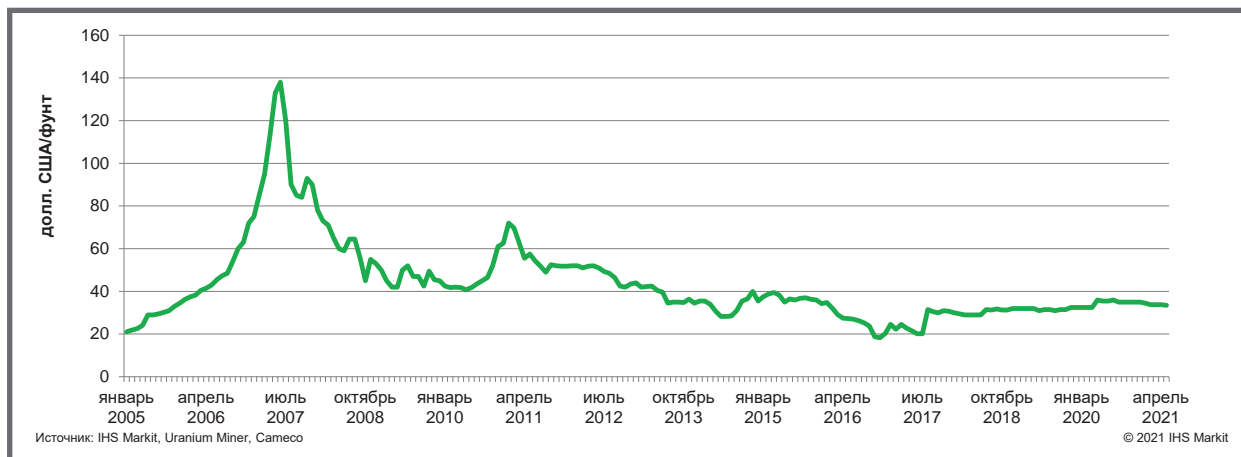


Рисунок 7.6 Спотовая цена U₃O₈



реализации высоких прогнозных показателей спроса на его удовлетворение к 2040 году будет израсходовано около 87% от общего объема идентифицированных по состоянию на 2019 год запасов с себестоимостью добычи <80 долл. США/кгU.¹⁵

Помимо первичных источников урана (т.е., его добычи), существуют и вторичные источники, которые являются как существенной составляющей предложения на сегодняшний день, так и значимым ресурсом в перспективе (в последнее время на вторичные источники приходится около 25% от совокупного объема предложения). К вторичным источникам относятся:

- ▶ запасы природного и обогащенного урана (как гражданского, так и военного назначения)
- ▶ ядерное топливо, полученное в результате переработки отработавшего реакторного топлива и оружейного плутония

- ▶ повторного обогащенный обедненный уран из хвостохранилищ.

В связи с наличием вторичных источников предложения, объемы производства первичного урана в течение некоторого времени оказываются значительно ниже (в последние годы – на 5-10%) уровня мировых потребностей в уране.

После аварии в Фукусиме в 2011 году, стагнация или лишь незначительный рост спроса на уран (когда временная остановка реакторов или их вывод из эксплуатации на развитых рынках, таких как Япония и Германия, уравновешивался строительством реакторов на развивающихся рынках, таких как Материковый Китай и Индия) наряду с ростом его добычи привели к формированию довольно слабой ценовой конъюнктуры для производителей (см. Рисунок 7.5 «Мировые объемы добычи урана основными производителями и цены на уран»). В частности, в начале вышеуказанного периода авария в Фукусиме привела к резкому снижению цен – с 62,50 долл. США за фунт (162,5 долл. США за килограмм) в марте 2011 года до минимальной отметки ниже 19 долл. США/фунт (49

¹⁵ NEA and IAEA, *Uranium 2020* [АЯЭ и МАГАТЭ, «Уран 2020»], стр. 13, 91-93.

долл. США/кг) в ноябре 2016 года (беспрецедентно низкого уровня с начала 2004 г.) – за которым последовало слабое и неустойчивое восстановление (с повторным падением до 19,60 долл. США/фунт [51 долл. США/кг] в мае 2017 года).¹⁶ Сохранению слабой ценовой конъюнктуры способствовал ввод в эксплуатацию новых добывающих проектов, реализация которых началась до аварии, что привело к росту предложения (и образованию избытка запасов). Впоследствии наметилось некоторое восстановление цен, благодаря добровольному сокращению добычи в 2017-2019 гг. крупными производителями – такими как Казахстан и Канада – за которым в 2020 году последовало временное вынужденное сокращение, вызванное ограничительными мерами, связанными с пандемией COVID-19, когда трейдеры закупили материалы для исполнения краткосрочных обязательств по поставке. В 2018 году начался прерывистый и медленный рост цен, стартовавший в апреле с уровня 21 долл. США/фунт (55 долл. США/кг). В 2020 году цены на конец месяца в среднем составляли уже почти 30 долл. США/фунт (78 долл. США/кг) и оставались на этом уровне по состоянию на конец мая 2021 года (см. Рисунок 7.6 «Спотовая цена на U_3O_8 »).

7.6 Транспортировка урана

Транспортировка уранового концентрата в Казахстане регулируется и требует наличия лицензий Комитета атомного и энергетического надзора и контроля Министерства энергетики и Комитета транспорта Министерства промышленности и инфраструктурного развития. Основными видами транспортировки стандартной урановой продукции – в зависимости от пункта назначения и типа груза – являются автомобильный, железнодорожный и морской транспорт с использованием 20-футовых герметичных контейнеров (ДФЭ). Транспортировка радиоактивных материалов происходит также с участием службы безопасности Министерства внутренних дел.

В 2019 году «Казатомпром» потратил на транспортировку и хранение 6,8 млрд. тенге (17,9 млн. долл. США).¹⁷ Компания осуществляла транспортировку U_3O_8 на лицензированные конверсионные предприятия, принадлежащие компаниям Honeywell (США), Cameco (Канада) и Orano Cycle (Франция), сначала по железной дороге со своих предприятий в Казахстане, как правило, в порт Санкт-Петербурга в России, а затем морским транспортом в различные порты США, Канады и Европы.

При транспортировке материалов в Материковый Китай (урановый концентрат, топливные таблетки, тепловыделяющие сборки) «Казатомпром» доставляет грузы до железнодорожной станции Алашанькоу у казахстанско-китайской границы. При транспортировке в Российскую Федерацию (например, в АО «Сибирский химический комбинат» для обогащения) доставка грузов осуществляется по железной дороге до российской железнодорожной станции Томск-2 (в Западной Сибири). В Индию «Казатомпром», как правило,

доставляет U_3O_8 по железной дороге до порта Санкт-Петербурга, а затем морским транспортом в порт Мумбаи.

Средняя стоимость доставки составляет от 0,50 долл. США до 4 долл. США за килограмм U_3O_8 . По мере возможности, компания заключает своп-соглашения, чтобы минимизировать сроки поставки, как при отправке на конверсионные предприятия для собственных нужд «Казатомпрома», так и при доставке потребителям. Физическая транспортировка материалов занимает в среднем 100 дней, тогда как на поставки в рамках своп-соглашений уходит до 25 дней. Помимо экономии времени, соглашения о свопах сокращают как затраты на транспортировку, так и риски, связанные с перевозкой урановой продукции.

7.7 Начальная стадия ядерного топливного цикла

Ядерный топливный цикл имеет две стадии – входную (начальную) и конечную. *Начальная стадия* включает следующие составляющие:

- ▶ добыча урановой руды и производство концентрата оксида урана (U_3O_8)
- ▶ конверсия 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 четыре отдельных этапа:
 - ▶ реконверсия (восстановление) с получением диоксида урана (UO_2),
 - ▶ производство керамических топливных таблеток,
 - ▶ производство тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов) из топливных таблеток,
 - ▶ сборка ТВЭЛов в тепловыделяющие сборки (см. Рисунок 7.7 «Этапы входной фазы ядерного топливного цикла»).

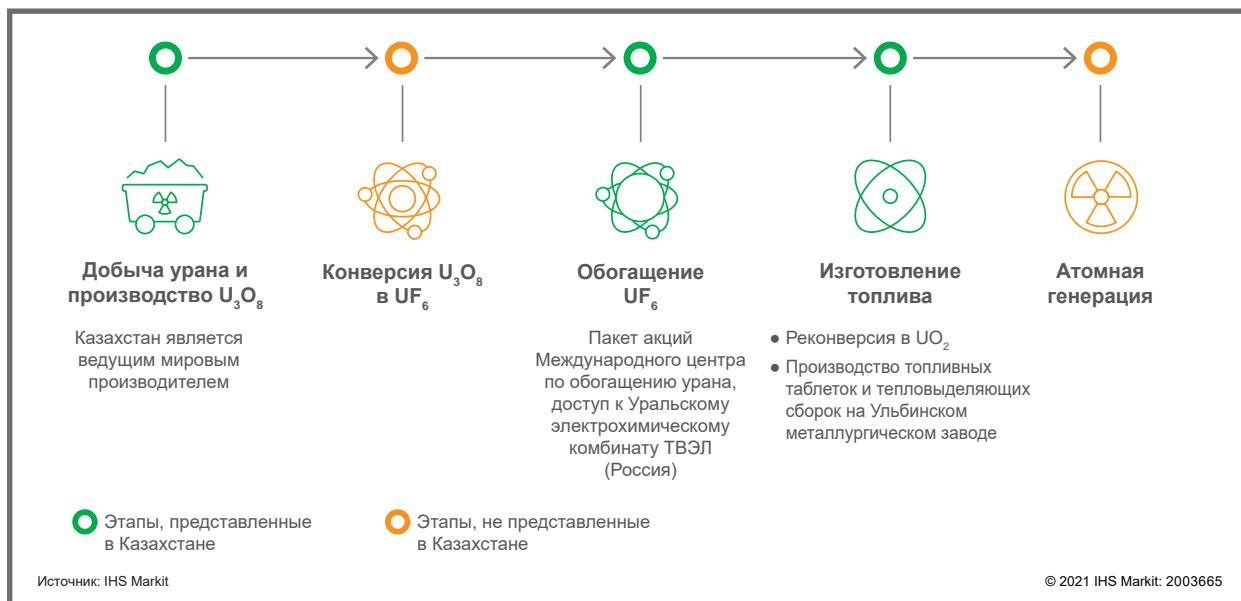
Как отмечалось выше, в настоящее время начальная стадия цикла представлена в Казахстане, прежде всего, этапами добычи и производства топлива (а именно, реконверсией обогащенного UF_6 с получением UO_2 , а также изготовлением топливных таблеток и тепловыделяющих сборок на Ульбинском металлургическом заводе [УМЗ]).

Конечная стадия ядерного топливного цикла наступает после использования тепловыделяющих сборок для выработки электроэнергии на АЭС и включает вторичную переработку, хранение, утилизацию и удаление (захоронение) отработавшего ядерного топлива. Как будет указано ниже, ранее Казахстан принимал участие (и в настоящее время продолжает участвовать) в хранении ядерных отходов советской эпохи и располагает актуальным научным опытом в области коммерческого производства атомной энергии (которое завершилось в стране совсем недавно – в 1999 году), а также в области хранения и переработки отработавшего топлива. Такой опыт может пригодиться в случае, если страна примет решение о строительстве АЭС в целях сокращения выбросов парниковых газов в электроэнергетике и удовлетворения спроса на электроэнергию в будущем.

¹⁶ <https://www.cameco.com/invest/markets/uranium-price>

¹⁷ Данная часть приводится по материалам *Интегрированного годового отчета АО «НАК «Казатомпром» за 2019 год*, стр. 38-39, 345 [в русскоязычной версии: 38-39, 291]. По состоянию на 30 июня 2019 года курс тенге составлял 380,1 тенге за доллар США.

Рисунок 7.7 Этапы входной фазы ядерного топливного цикла



Первый этап начальной стадии ядерного топливного цикла (добыча) рассматривался выше. В этой связи в настоящем разделе будут освещаться основные аспекты имеющегося в Казахстане опыта в области конверсии, обогащения и производства топлива. Как отмечалось ранее, поскольку страна лидирует по низкой себестоимости добычи, то обстоятельство, что в ней не представлены некоторые составляющие стадий ядерного топливного цикла, не следует рассматривать как признак замедленного развития (учитывая ее лидерство на этапе добычи – на том этапе начальной стадии, на котором формируется наибольшая часть добавленной стоимости).¹⁸ В то же время, текущие меры по освоению других этапов цикла обусловлены пониманием руководителями отрасли того, что диверсификация продукции позволит повысить гибкость с точки зрения вариантов реализации и снизить зависимость от возможностей дальнейшей переработки.

7.7.1 Конверсия

Конверсия урана заключается в переработке концентрата природного урана (U_3O_8) в гексафторид урана (UF_6), который является сырьем для обогатительных предприятий. В мире существует всего несколько конверсионных заводов, включая крупные предприятия в США, Канаде, Франции, России и Китае. Хотя в настоящее время данный сегмент начальной стадии топливного цикла в Казахстане не представлен, конверсия, как правило, является самой незначительной составляющей общей стоимости ядерного

топлива (обычно на нее приходится около 8% от стоимости готовой тепловыделяющей сборки).¹⁹

Однако Казахстан косвенно участвует в сегменте конверсии через совместное предприятие с канадской компанией Cameco. В рамках сделки с добывающими активами в 2016 году Cameco осуществила передачу технологии по очистке урана (предварительный этап конверсии, на котором U_3O_8 преобразуется в UO_3) совместному предприятию без уплаты роялти. UO_3 , произведенный в Казахстане, направляется на конверсионный завод Cameco в Порт-Хоуп (провинция Онтарио) для производства UF_6 . В рамках данной сделки «Казатомпром» также получил возможность лицензирования конверсионной технологии Cameco сроком на пять лет в целях строительства и эксплуатации собственного объекта для конверсии UF_6 в Восточно-Казахстанской области на базе УМЗ. Однако данный проект в настоящее время приостановлен из-за неблагоприятной рыночной конъюнктуры и низкой прибыли от услуг по конверсии урана.

Помимо предприятия Cameco в Онтарио, «Казатомпром» отправляет U_3O_8 на конверсионные предприятия, расположенные в США (Honeywell) и Франции (Orano), иногда в рамках своп-соглашений (см. выше раздел, посвященный транспортировке урана).

¹⁸ Для большинства ядерных реакторов более 50% стоимости топлива приходится на природный уран (U_3O_8) т.е. на стоимость добычи.

¹⁹ Относительные показатели затрат на различные составляющие начальной стадии топливного цикла приводятся по документу World Nuclear Association, "Economics of Nuclear Power," March 2000 [Всемирная ядерная ассоциация, «Экономика атомной энергетики», март 2000 г.], <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>.

7.7.2 Обогащение

Обогащение – вторая по величине (после добычи) составляющая стоимости топлива, используемого в обычных реакторах, на долю которой приходится около 27% от совокупного показателя. Ввиду того, что обогащение тесно связано с производством материалов для ядерного оружия, на его технологию распространяются строгие ограничения, и оно осуществляется лишь в нескольких странах. Казахстан поддержал международные меры по нераспространению ядерного оружия после распада СССР, и в 1999 году остановил единственный действующий коммерческий реактор в Актау. В настоящее время страна не стремится к развитию собственных мощностей по обогащению урана.²⁰ Львиную долю мировых обогатительных мощностей контролируют четыре компании: «Росатом» (Россия), URENCO (Германия, Нидерланды и Великобритания), Orano (Франция) и Китайская национальная ядерная корпорация (CNNC). В эксплуатации этих компаний находятся обогатительные предприятия, где применяется технология с использованием газовых центрифуг, предполагающая разделение содержащихся в природном уране изотопов ²³⁵U и ²³⁸U за счет центробежной силы.

Казахстан участвует в сегменте обогащения (т.е., имеет доступ к обогатительным мощностям) в рамках соглашения о сотрудничестве с российской государственной корпорацией по атомной энергии «Росатомпром». С 2007 года «Казатомпром» является владельцем доли в размере 10% в Международном центре по обогащению урана в Ангарске (Россия) общей мощностью 2 млн. единиц работы разделения (ЕРР) в год (к 60 тысячам из которых «Казатомпром» располагает доступом). С 2013 г. по 2020 г. «Казатомпрому» принадлежало 25% акций Уральского электрохимического комбината в Свердловской области России (в рамках совместного предприятия ЗАО «Центр по обогащению урана» с российским АО «ТВЭЛ») с мощностью по обогащению до 5 миллионов ЕРР. Однако в марте 2020 года «Казатомпром» продал почти всю свою долю дочерней компании «Росатома», сохранив только одну акцию, чтобы, по мере необходимости, сохранить доступ к услугам уральского комбината.

7.7.3 Изготовление тепловыделяющих сборок

Завершающим этапом начальной стадии ядерного топливного цикла является изготовление тепловыделяющих сборок (ТВС), на которые приходится значительная доля общей стоимости ядерного топлива (~22%). Поскольку виды топлива (порошок, таблетки) могут сильно различаться в зависимости от типа реактора, производство топлива носит специализированный, а не массовый (стандартизированный) характер, как три других сегмента начальной стадии ядерного топливного цикла. Объемы ТВС, поступающие от трех крупнейших мировых поставщиков топлива – Framatome (Франция), Global Nuclear Fuel (совместное предприятие

General Electric и Hitachi) и Westinghouse (США) – дополняются объемами от многочисленных внутренних и мировых поставщиков, включая АО «ТВЭЛ» (Россия) КЕPCO Nuclear Fuel (Южная Корея) и ENUSA (Испания). Многие предприятия энергоснабжения предпочитают закупать топливо у нескольких поставщиков, когда это возможно.

Казахстанский УМЗ уже много лет производит порошки UO₂, сертифицированные для широкого применения в реакторах в США, Швейцарии, России и Японии. Здесь также производятся топливные таблетки для реакторов РБМК российской разработки и реакторов AFA 3G французской разработки (включая реакторы AFA 3G Framatome в Китае).²¹ После 2013 года экспорт топливных таблеток в Россию сократился, поскольку российская сторона стала стремиться к увеличению собственных мощностей по их производству. В этой связи экспорт топливных таблеток УМЗ в Россию в последние годы был минимальным (10 т в 2014 году, 0 т в 2015 году, 24 т в 2016 году), а остаточные объемы перенаправлялись главным образом покупателям в Китае. С тех пор объемы продаж топливных таблеток заметно выросли, благодаря тому, что Китай активизировал закупку таблеток для своих реакторов AFA, а также благодаря созданию совместного предприятия с Китайской генеральной ядерно-энергетической корпорацией (CGNPC) в 2015 году (где доля в размере 51% принадлежит «Казатомпрому», а 49% – CGNPC) для строительства на базе УМЗ завода по производству ТВС с использованием этих топливных таблеток. В 2019 году продажи топливных таблеток составили 86 т, на 2% превысив показатель 2018 года, но в 2020 году упали до 60,3 т.²²

На данный момент CGNPC и «Казатомпром» завершили строительство линии по производству ТВС на УМЗ на базе технологий Orano, но старт производства планируется не ранее второй половины 2021 года. CGNPC взяла на себя обязательства по закупке ТВС в объеме 200 т в эквиваленте содержания металлического урана (УМЕ) ежегодно в течение 20 лет. Начало поставок намечено на 2022 год.²³ В основу этой договоренности лег накопленный с 2012 года опыт сотрудничества между CGNPC и «Казатомпромом» в области передачи технологий для производства и экспорта топливных таблеток на атомные электростанции CGNPC.

²⁰ Казахстан поддерживает международные усилия по ограничению распространения технологий обогащения урана путем размещения на своей территории банка ядерного топлива под эгидой МАГАТЭ, который предназначен для использования в качестве альтернативного источника низкообогащенного урана (НОУ) в случае отсутствия поставок на спотовом рынке для нужд атомной энергетики в странах, которые не располагают собственными мощностями по обогащению (см. ниже).

²¹ В эпоху СССР УМЗ обеспечивал до 80% потребности советских АЭС в топливных таблетках.

²² Национальная атомная компания «Казатомпром», *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2019 год*, стр. 12 [в русскоязычной версии: стр. 9]; Национальная атомная компания «Казатомпром», *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год*, стр. 74 [в русскоязычной версии: стр. 89]. Следует отметить, что УМЗ также является важным производителем таких редких металлов, как тантал, бериллий и ниобий.

²³ В конце апреля 2021 года «Казатомпром» объявил о согласии продать 49% акций находящегося в его 100%-й собственности дочернего предприятия ТОО «Орталык» (которое является владельцем и оператором урановых месторождений Центральный Мынкудук и Жалпак в Казахстане) компании CGN Mining – дочернему предприятию CGNPC. Условием продажи было подписание договоренности о создании совместного предприятия для строительства завода по производству ТВС и гарантия закупок CGNPC производимых на заводе ТВС; сделка, стоимостью 435 млн. долларов США, завершилась в июле 2021 года (см. Таблицу 7.2).

7.8 Производство электроэнергии

Отношение общественности к атомной энергетике в Казахстане в целом неоднозначно, что объясняется печальной историей нанесения радиационного ущерба окружающей среде и озабоченностью вопросами защиты здоровья населения в связи с испытаниями советского ядерного оружия на полигоне близ города Семипалатинск (ныне Семей) на северо-востоке Казахстана. В период с 1948 г. по 1989 г. здесь было произведено как минимум 460 ядерных взрывов, сначала на земле (1948-1964 гг.), а затем – после заключения Договора о запрещении испытаний ядерного оружия в 1963 году – под землей (1964-1989 гг.). Хотя в 1991 году полигон был закрыт, воздействию радиации в результате испытаний подверглись предположительно около миллиона человек, и среди населения региона продолжает наблюдаться аномально высокий уровень иммунных, физических и умственных расстройств. Основная экологическая угроза, которую несет данный объект сегодня, заключается в высоком уровне радиоактивного заражения почвы и грунтовых вод под воздействием остаточной радиации. Помимо испытаний в Семее, на удаленных полигонах на западе и юго-западе Казахстана могло произойти еще около 40 ядерных взрывов.²⁴ Общественная оппозиция в данной сфере сформировалась с возникновением мощного антиядерного движения «Невада-Семипалатинск» в конце советского периода (в 1989 году), когда экологические лозунги давали удобную и приемлемую возможность для проявления более широких национал-патриотических настроений в Казахстане.²⁵

Тем не менее, атомная энергетика остается одной из немногих (наряду с газом) надежных низкоуглеродных альтернатив углю и способна послужить основой (обеспечивая покрытие базовой нагрузки) для более масштабного развертывания производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников и сокращения загрязнения воздуха в целом. Идея строительства нового ядерного реактора большей мощности, чем старый реактор в Актау (135 МВт, Мангистауская область), периодически обсуждалась с момента закрытия последнего в 1999 году.

В частности, в своем Послании народу в январе 2014 года Первый Президент Республики Казахстан Нурсултан Назарбаев поручил правительству разработать план строительства атомной электростанции. План, составленный в мае 2014 года (с последующими изменениями и дополнениями, внесенными в ноябре 2016 года), предусматривал завершение к 2018 году ТЭО строительства двух АЭС в городе Курчатове (Восточно-Казахстанская область) и в поселке Улькен (Алматинская область) у озера Балхаш. Местоположение и основные характеристики станций были выбраны на основании трех ранее выполненных исследований: ТЭО 1997 года в отношении строительства АЭС в поселке Улькен на базе российского

реактора ВВЭР-640; ТЭО 2006 года в отношении строительства АЭС в городе Актау на базе российского реактора ВБЭР-300; и исследования 2009 года, включающего составление прогноза электроэнергетического баланса с определением необходимого объема мощностей атомной генерации, в котором рекомендовались три варианта их местоположения (Улькен, Актау и Курчатов). Министерство энергетики рассматривало возможность использования российского реактора для объекта в Курчатове, а для объекта в Улькене рассматривались реакторы третьего поколения Westinghouse/Toshiba, AREVA/Mitsubishi и Hitachi/GE.²⁶

Не так давно, в апреле 2019 года, Президент Российской Федерации Владимир Путин в ходе встречи с Президентом Республики Казахстан Касым-Жомартом Токаевым предложил прямое содействие в строительстве реактора.²⁷ Непосредственно после встречи от Министерства энергетики Казахстана поступила информация о том, что на рассмотрении находятся реакторные технологии компаний пяти стран, включая «Росатом».²⁸ Однако одновременно Министерство заявило, что рассматриваются и другие – неядерные – проекты, такие как новые газовые электростанции, ГЭС и даже угольные электростанции.

Учитывая деликатный характер данного предложения, совсем недавно – в апреле 2021 года – министр энергетики Казахстана пообещал, что в случае строительства атомного реактора на территории Казахстана, решение будет приниматься только «после проведения общественных слушаний и согласования с местными исполнительными органами, на территории которых может быть запланировано строительство». Примечательно, что согласно проекту обновленного определяемого на национальном уровне вклада (ОНУВ) Республики Казахстан в рамках Парижского соглашения по климату, который был выпущен в преддверии 26-й сессии Конференции Сторон (КС-26) в Глазго, намеченной на осень 2021 года – где ставится цель достичь углеродной нейтральности (нулевого чистого баланса выбросов парниковых газов) к 2060 году – говорится, что до 2030 года в Казахстане не предусмотрено строительство АЭС.²⁹ Такое категоричное заявление («до 2030 года») в целом вполне объяснимо, учитывая типичные для отрасли затяжные сроки строительства (так, два реактора, которые «Росатом» планирует построить в Узбекистане, будут введены в эксплуатацию не ранее 2028 и 2030 годов, соответственно), но все же не вполне согласуется с целями реструктуризации

24 Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2015 год, стр. 345 [в русскоязычной версии – 392].

25 Martha Brill Olcott, *Kazakhstan: Unfulfilled Promise*, Washington, DC: Carnegie Endowment for International Peace, 2002 [Марта Брилл Олкотт, «Казахстан: невыполненное обещание», Вашингтон: Фонд Карнеги за международный мир, 2002], стр. 90-91.

26 ВВЭР и ВБЭР – наиболее распространенные на данный момент типы реакторов в мире – это реакторы с водой под давлением, в которых вода циркулирует по двум (или более) контурам: один служит для замедления нейтронов, а другой – для нагревания воды (парообразования) и приведения в действие турбин в целях выработки электроэнергии. Реакторы III поколения имеют такую же базовую конструкцию (с водяным охлаждением), но отличаются повышенной безопасностью, более простым устройством, более высокой степенью выгорания топлива и более длительным сроком службы. Более подробная информация о реакторных технологиях представлена в *Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2017 год*, стр. 172–173 [в русскоязычной версии: стр. 213-214].

27 <https://www.rferl.org/a/kazakhstan-putin-offers-russian-nuclear-plant-help/29865177.html>

28 В частности, учитывая, что в ближайшее время на УМЗ будет завершено строительство линии по производству тепловыделяющих сборок для их поставки CGNPC, возможно, будет рассматриваться конструкция, аналогичная реакторам китайской корпорации.

29 «Обновленный определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) Республики Казахстан в достижении температурной цели Парижского соглашения», проект, 16 февраля 2021 г., стр. 5.

электроэнергетики страны для выполнения обязательств по достижению углеродной нейтральности.

В частности, в проекте обновленного ОНУВ указано, что доля угля в выработке электроэнергии должна будет резко сократиться – с 69% в настоящее время до 40% к 2030 году – сопровождаясь весьма активным наращиванием доли ВИЭ, которой предстоит вырасти до 24% к 2030 году вместо ранее предполагаемых 10% (см. Главу 2). Если развертывание мощностей возобновляемой энергетики пойдет согласно плану, пропорционально должна будет вырасти и роль природного газа, чтобы обеспечить надежную (и маневренную) базовую генерацию (проект предусматривает увеличение доли газа в производстве электроэнергии с текущих 20% до 25%). Однако, как открыто признается в проекте, подобная зависимость от газа несет в себе риск, поскольку объем предложения товарного газа ограничен и может существенно вырасти – при существующей схеме стимулирования добычи – исключительно за счет сокращения экспорта. Отказ от применения единственно возможной из других проверенных низкоуглеродных технологий – атомной – для покрытия базовой нагрузки и устранения потенциальной нехватки мощностей может означать невозможность сокращения угольных мощностей (которое лежит в основе проекта обновленного ОНУВ для Казахстана) в срок, необходимый для своевременного достижения поставленных целей по сокращению выбросов углерода.

Когда НЭД 2021 находился на завершающей стадии подготовки, правительство Казахстана – судя по всему – заняло более активную позицию в отношении атомной энергетики на территории страны. 3 сентября 2021 года президент Токаев заявил «Я сам считаю, что пришло время предметно рассмотреть этот вопрос, поскольку Казахстану нужна атомная станция». Впоследствии он поручил правительству и Фонду национального благосостояния «Самрук Казына» всесторонне изучить возможность строительства в стране атомной электростанции.³⁰

Альтернативой строительству крупных реакторов (мощностью от 1000 МВт) – которое требует немало времени и средств – могут стать реакторы меньшего масштаба (в том числе модульные), построить которые можно проще и быстрее. В последние годы наблюдается рост интереса к малым модульным реакторам (ММР) – как в странах с уже устоявшимися атомными генерирующими мощностями (в частности, в Аргентине, Канаде и США), так и в странах Европы, Среднего Востока, Африки и Юго-Восточной Азии, до настоящего момента не охваченных атомной энергетикой. ММР, мощность которых обычно составляет от 30 МВт до 300 МВт, могут подойти для зон с электросетями небольшого масштаба и для удаленных территорий. Они требуют меньшего объема стартовых инвестиций и сопряжены с более низким уровнем финансовых рисков по сравнению с обычно строящимися сегодня крупными реакторами. ММР могут послужить альтернативой крупным АЭС там, где строительство последних невозможно, или электростанциям аналогичного масштаба, работающим на ископаемом топливе.

Прогресс в области проектных решений и технологий, технической реализации и экономической конкурентоспособности ММР активно отслеживается и широко известен. В настоящее время ведется разработка широкого круга конструкций ММР (более 70 проектных решений на разных стадиях).³¹ Некоторые из подобных проектов уже вышли на стадию строительства – в Аргентине (CAREM) и в Китае (HTR-PM), а Россия в мае 2020 года подключила к сети и ввела в коммерческую эксплуатацию первую в мире плавучую атомную электростанцию «Академик Ломоносов» (КАТ-40; 70 МВт). В США на заключительной стадии сертификации конструкции Комиссией по ядерному регулированию США находится проект ММР NuScale, а Oklo Power LLC разрабатывает микрореактор мощностью 1,5 МВт для энергоснабжения удаленных объектов (Айдахо).³² Реактор NuScale спроектирован для размещения под землей, что позволяет снизить затраты и риски в области безопасности. Также в США компания TerraPower (основанная Биллом Гейтсом в 2008 году) строит демонстрационный реактор в штате Вайоминг (345 МВт), который охлаждается жидким натрием и накапливает тепло от реакции в виде расплавленной соли (как это происходит на ряде коммунальных солнечных электростанций), которая служит гигантской батареей для хранения энергии до тех пор, пока она не понадобится для производства электричества. Конструкция реактора предполагает более быстрый набор и сброс мощности, чем у реактора с водяным охлаждением. Его планируется установить в одной из четырех зон штата, на которых может отразиться предполагаемое закрытие местной угольной электростанции.³³

7.9 Конечная стадия ядерного топливного цикла, утилизация отходов, исследования и разработки

Конечная стадия ядерного топливного цикла включает подготовку (обработку), хранение, вторичную переработку и удаление (захоронение) отработавшего ядерного топлива после выработки электроэнергии в реакторе. Происходящим на данной стадии процессам уделялось внимание в *Национальном энергетическом докладе за 2017*

31 См. Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency, *Uranium 2020: Resources, Production, and Demand*, Paris: OECD Report No. 7551 [Агентство по ядерной энергии и Международное агентство по атомной энергии, «Уран 2020: Запасы, добыча и спрос», Париж: Отчет ОЭСР №7551], стр. 112.

32 По данным компании NuScale, капитализированная стоимость строительства ее 12-модульной электростанции мощностью 924 МВт (в расчете на 1 кВт) намного ниже, чем у четырехконтурного водородного реактора (PWR): 2 850 долл. США/кВт против 5 587 долл. США/кВт); <https://www.nuscalepower.com/benefits/cost-competitive>. (Установка малого реактора NuScale предполагается несколькими блоками на одной площадке, в данном случае – шесть ММР в Национальной лаборатории Айдахо Министерства энергетики США).

33 <https://www.terrapower.com/natrium-demo-wyoming-coal-plant/>; *The Economist*, 12 June 2021, p. 72 [Журнал *The Economist*, 12 июня 2021 г., стр. 72]; https://nuclearstreet.com/nuclear_power_industry_news/bl_nuclear_power_news/archive/2021/06/09/will-wyoming-embrace-nuclear-power_3f00_060901#:~:text=will-wyoming-embrace-nuclear-power_3f00_060901#:~:text=will-wyoming-embrace-nuclear-power_3f00_060901#:~:text=will-wyoming-embrace-nuclear-power_3f00_060901#:~:text=will-wyoming-embrace-nuclear-power_3f00_060901#.

30 <https://caspiannews.com/news-detail/president-tokayev-says-kazakhstan-needs-nuclear-power-plant-2021-9-5-0/>

год, и – учитывая, что в Казахстане в настоящее время нет коммерческих реакторов и в стране образуется лишь незначительный объем отработавшего топлива (в результате эксплуатации исследовательских реакторов) – здесь мы лишь кратко остановимся на них, а более подробную информацию можно найти в НЭД-2017.³⁴

7.9.1 Утилизация отходов

Два из трех типов радиоактивных отходов, связанных с добычей урана и производством атомной энергии, в Казахстане практически отсутствуют, за исключением ограниченных объемов, связанных с исследовательской деятельностью (см. ниже). К ним относятся *среднеактивные отходы* с повышенным уровнем радиоактивности (такие как загрязненные материалы из реакторов или компоненты реактора), которые удаляются путем цементирования (залитые в бетон) и захоронения глубоко под землей, и *высокоактивные отходы* (такие как отработавшее ядерное топливо), которые содержат продукты деления и требуют охлаждения, а также дополнительной защиты при обращении и транспортировке.³⁵

Образование радиоактивных отходов в урановой промышленности Казахстана в настоящее время связано главным образом с начальной стадией ядерного топливного цикла – а именно, с добывающей деятельностью. Во всем мире при добыче урана (в зависимости от ее технологии) могут образовываться *низкоактивные отходы* с невысоким уровнем радиоактивности, которая быстро пропадает. Такая радиоактивность может присутствовать в самом продукте добычи (U_3O_8), в воздухе (например, в виде взвешенных частиц в пыли), а также на одежде, инструментах и фильтрах. Низкоактивные отходы не представляют опасности при обращении и обычно отправляются на специальные пункты захоронения. Сейчас в Казахстане вся добыча урана осуществляется с применением технологии ПСВ, при которой – по сравнению с традиционными методами добычи открытым способом – объем отходов ничтожен, поскольку все материалы, за исключением урана, возвращаются под землю. Тем не менее, может потребоваться провести рекультивацию земель, как указано в Кодексе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (2018 года) и недавно опубликованном Экологическом кодексе (см. Главу 2 и ниже), поскольку возвращаемые в недра продуктивные воды от добычи могут быть загрязнены. Для этого создан «ликвидационный фонд», который финансируется за счет ежегодных взносов недропользователей в размере не менее 1% от годового объема затрат на разведку и добычу.

Добываемый U_3O_8 умеренно радиоактивен, но все же обращение с концентратом оксида урана требует строгого соблюдения норм защиты здоровья и техники безопасности. Его химическая токсичность при попадании в организм аналогична токсичности оксида свинца (большая часть свинца и урана постепенно выводится с мочой). В этой связи принимаются в целом те же меры предосторожности, что и на свинцово-плавильном производстве, с использованием средств защиты органов дыхания в определенных зонах, определяемых с помощью систем контроля качества

34 Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2017 год, стр. 174 [в русскоязычной версии: стр. 215-216].

35 По имеющимся оценкам, стандартный крупный ядерный реактор производит 25-30 тонн высокоактивных отходов в год.

воздуха. Получить вредную дозу радиации при работе с продуктами добычи можно только в случае обращения с ними в течение очень продолжительного периода времени (значительно превышающего стандартные условия труда).³⁶

7.9.2 Исследования и разработки

Несмотря на текущее отсутствие атомной генерации в стране, Казахстан располагает впечатляющим научно-исследовательским потенциалом в области ядерной энергетики, обращения с отходами и радиационной безопасности. В 1993 году в городе Курчатов на базе накопленного в советскую эпоху научного опыта (в рамках программы по созданию высокотемпературного ядерного ракетного двигателя) был основан Национальный ядерный центр, а также его филиалы – Институт атомной энергии, Институт радиационной безопасности и экологии и Институт геофизических исследований (Курчатовский филиал). В научно-исследовательском комплексе в Курчатове имеются три исследовательских реактора (в том числе термоядерный энергетический реактор Токамак) и три экспериментальных стенда для проведения испытаний широкого спектра конструкционных материалов и компонентов реактора при различных реакторных технологиях (в частности, с водяным, натриевым и газовым охлаждением/теплоносителем) и условиях эксплуатации. Поскольку в результате этих операций образуются небольшие объемы высокоактивных отходов, Национальный ядерный центр располагает хранилищем источников ионизирующего излучения.³⁷ Институт радиационной безопасности и экологии и Институт геофизических исследований активно участвуют в мероприятиях по устранению экологического ущерба (включая радиационный и геофизический мониторинг) на Семипалатинском испытательном ядерном полигоне.

Помимо объектов в городе Курчатове, в созданном в 1957 году Институте ядерной физики (ИЯФ) Республики Казахстан (Алматы) имеется исследовательский водо-водяной реактор ВВР-К, изохронный циклотрон, электростатический ускоритель, промышленный ускоритель электронов и 22 научно-исследовательские лаборатории.³⁸ ИЯФ, штат сотрудников которого насчитывает более 700 человек, является ведущей научной организацией в области ядерной физики и физики твердого тела, радиоэкологических исследований, а также ядерных и радиационных технологий.

Иными словами, учитывая накопленный ранее опыт эксплуатации ядерных реакторов, обширную кадровую базу в области ядерных исследований и текущую деятельность в сфере хранения отходов и восстановления окружающей среды, Казахстан располагает солидными ресурсами для производства атомной энергии – если он примет решение пойти по этому пути в будущем.

36 <https://www.world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/radiation-and-health/occupational-safety-in-uranium-mining.aspx#:~:text=Uranium%20ore%20and%20mine%20tailings,access%20needs%20to%20be%20restricted.>

37 Ввиду предположительной недостаточности мощностей данного объекта для длительной эксплуатации правительство в перспективе планирует создать дополнительные мощности для переработки и хранения отходов. См. Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2017 год, стр. 174 [в русскоязычной версии: стр. 216].

38 http://www.inp.kz/en_US/ и <http://www.inp.kz/structure/science-tech-department/reactor/>

7.10 Важные изменения с 2017 года

Помимо ожидаемого завершения строительства завода по производству тепловыделяющих сборок на УМЗ, с момента публикации *Национального энергетического доклада за 2017 год* в отрасли произошли следующие значимые изменения:³⁹

- ▶ принятие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», включая последующие поправки к нему, касающиеся контрактов на недропользование при добыче урана
- ▶ начало работы международного банка ядерного топлива (низкообогащенного урана) под эгидой МАГАТЭ на базе УМЗ
- ▶ пересмотр контрактов на недропользование между «Казатомпромом» и иностранными партнерами в рамках ряда совместных добывающих предприятий
- ▶ подписание 2 января 2021 года нового Экологического кодекса Республики Казахстан, вступившего в силу 1 июля 2021 года.⁴⁰

7.10.1 Новый Кодекс «О недрах и недропользовании» и внесенные в него поправки

В июле 2018 года в Республике Казахстан вступил в силу Кодекс «О недрах и недропользовании», а также была внедрена международная система стандартов отчетности по запасам полезных ископаемых CRIRSCO.⁴¹ Новый Кодекс пришел на смену Закону «О недрах и недропользовании» (от 24 июня 2010 года) прежде всего с целью повышения привлекательности добывающего сектора для инвесторов и расширения геологоразведочной деятельности. Кодексом 2018 года было впервые введено правило, согласно которому лицензии на разведку твердых полезных ископаемых могут быть предоставлены первому заявителю (если других заявлений на то же месторождение не поступило), при одновременном сохранении ранее существовавшей процедуры, согласно которой права недропользования предоставляются на конкурсной основе. Помимо этого, значительно упростилась процедура подачи заявлений на получение прав недропользования. Согласно Кодексу, контракты и лицензии на недропользование могут предоставляться как казахстанским, так и иностранным

³⁹ Урановая промышленность и ядерная энергетика отдельно не освещались в *Национальном энергетическом докладе KAZENERGY за 2019 год*.

⁴⁰ 14 мая 2020 года в Казахстане был принят Закон «О внесении изменения и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам гражданско-правовой ответственности в сфере использования атомной энергии». Законом внесены поправки в положения Закона Республики Казахстан 1998 года «О радиационной безопасности населения» и Закона 2016 года «Об использовании атомной энергии», а также уточнена гражданско-правовая ответственность операторов ядерных установок за причинение ядерного ущерба. Самое главное – принятие Закона содействовало продвижению двух важных проектов: Международного банка низкообогащенного урана и Завода по производству тепловыделяющих сборок на базе УМЗ.

⁴¹ CRIRSCO (Комитет по международным стандартам отчетности о запасах твердых полезных ископаемых) отвечает за разработку комплекса единых международных стандартов для целей отчетности о ресурсах и запасах твердых полезных ископаемых.

юридическим или физическим лицам. Передача прав недропользования разрешается только с согласия уполномоченного органа и запрещается (i) в течение первого года действия лицензии на разведку; (ii) по лицензии на геологическое изучение недр; и (iii) по лицензии на старательство.

Кодекс «О недрах и недропользовании» предусматривает новые обязательства и ряд обязательных положений, подлежащих включению в контракт на недропользование. Однако в целом содержание контрактов на недропользование в соответствии с Кодексом практически не изменилось по сравнению с ранее действовавшим аналогичным законом.

Кодексом также устанавливается ограниченный перечень оснований, по которым могут быть внесены изменения и дополнения в контракт на недропользование путем заключения сторонами дополнения к контракту. Такие поправки могут касаться сведений о недропользователе, продления срока разведки и/или добычи, передачи прав недропользования или изменения границ территории участка недр. В случае изменения (продления) предусмотренного контрактом срока недропользования недропользователь должен заключить новый контракт по установленной форме с включением в него типовых условий и положений, если исходный контракт был заключен до вступления в силу нового Кодекса и не соответствует текущему стандарту.

По вопросам добычи урана в Кодекс вносились изменения и дополнения, наиболее важные из которых были внесены в марте 2021 года.

7.10.2 Начало работы Банка низкообогащенного урана

В конце 2019 года успешно завершился длительный процесс создания международного банка ядерного топлива – низкообогащенного урана (НОУ) – на территории Казахстана. Банк низкообогащенного урана под эгидой МАГАТЭ (топливный банк НОУ МАГАТЭ) на базе УМЗ уже получил вторую партию низкообогащенного урана и вышел на проектную мощность хранения.⁴² Этот – теперь уже действующий – проект поддерживает международные усилия, направленные на нераспространение ядерного оружия. Он способствует предотвращению распространения технологий обогащения урана, предоставляя государствам-членам МАГАТЭ доступ к резервным объемам низкообогащенного урана, используемого для получения ядерного топлива. В банке можно хранить до 90 тонн низкообогащенного гексафторида урана (UF₆), что не является чрезмерным для УМЗ, поскольку объемы хранения топлива на нем в советские времена были значительно больше.

⁴² Казахстан заключил соглашение с МАГАТЭ о создании банка ядерного топлива в августе 2015 года. В соответствии с соглашением любая страна в случае острой необходимости и во избежание перебоев в поставках может подать официальную заявку в МАГАТЭ на предоставление ядерного топлива. Организация переадресует заявку в банк топлива. Расходы, связанные с созданием банка топлива, на паритетной основе несут Казахстан и МАГАТЭ, а затраты на приобретение и доставку НОУ покрываются МАГАТЭ (см., *Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2017 год*, стр. 168 [в русскоязычной версии: стр. 208]).

7.10.3 Реорганизация добывающих СП с участием иностранных инвесторов

В декабре 2017 года «Казатомпром» увеличил свою долю участия в ТОО «СП «Инкай» с 40% до 60%. А в декабре 2018 года нацкомпания также увеличила свою долю участия в ТОО «СП «Хорасан-У» (с 34% до 50%) и свою эффективную долю в ТОО «Кызылкум» (с 30% до 50%) и эффективную долю в ТОО «Байкен-У» (с 5% до 52,5%).

7.10.4 Новый Экологический кодекс (2021 года) и НДТ

В соответствии с новым Экологическим кодексом Республики Казахстан (ЭК), вступившим в силу 1 июля 2021 года, и дополнительными соответствующими правительственными постановлениями все объекты I категории – крупнейшие предприятия, на долю которых приходится 80% от суммарного объема атмосферных выбросов в Казахстане (около 2600 предприятий) – должны будут заменить старые технологии наилучшими доступными технологиями [техниками] (НДТ) к 2041 году, а 50 из этих предприятий, являющиеся самыми значительными источниками загрязнений, должны внедрить НДТ к 2035 году.⁴³ К объектам I категории относятся объекты, оказывающие значительное и очевидное воздействие на окружающую среду и, следовательно, подлежащие самому строгому контролю: комплексное экологическое разрешение требует от них соответствия установленным технологическим стандартам в отношении выбросов или сбросов загрязняющих веществ, качества воды, утилизации отходов, а также потребления электрической и/или тепловой энергии. При этом НДТ определяются как наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, свидетельствующая об их пригодности для предотвращения или минимизации негативного воздействия на окружающую среду (ЭК, Глава 9, Статья 113.1).

Ни одно из предприятий по добыче урана не входит в число 50 крупнейших источников загрязнения, поскольку воздействие таких предприятий на окружающую среду не так велико.⁴⁴ Тем не менее, в соответствии с Кодексом, «добыча урановой и ториевой руд, обогащение урановых и ториевых руд, производство ядерного топлива» входит в широкий круг видов деятельности, на основании которых

осуществляется отнесение объектов к I категории. Веским аргументом в данном случае является то, что в добыче урана уже задействованы технологии, сравнимые с лучшими из доступных в мире:

- ▶ Вся добыча в Казахстане в настоящее время осуществляется с применением технологии ПСВ, которая считается наиболее экономически выгодным и наименее вредным для окружающей среды способом добычи урана. В отличие от добычи шахтным или карьерным способами, верхний слой грунта практически не нарушается, отвалы или пустые породы не формируются, минимизируются выбросы радона и не образуется токсичная пыль.⁴⁵
- ▶ Почти половина (45%) добычи в стране приходится на относительно недавно созданные совместные предприятия «Казатомпрома» и компаний из Франции, Канады, Японии, России и Китая, использующие новейшие технологии (см. примечание 10 и Таблицу 7.2).

Однако ПСВ все же оказывает воздействие на окружающую среду. Существует необходимость в утилизации продуктивного раствора (который содержит выщелачиватель [например, серную кислоту] и шахтные сточные воды) после первичной обработки. Помимо этого, необходимо обеспечить защиту окружающих грунтовых вод после вывода добывающего объекта из эксплуатации, а при закачке продуктивного раствора в рудоносные горизонты потребляется много энергии, что означает наличие проблемных моментов как с точки зрения энергоэффективности, так и с точки зрения выбросов парниковых газов. Соответственно, к ключевым аспектам соблюдения Экологического кодекса для уранодобывающих компаний при применении технологии ПСВ относятся следующие:

- ▶ **Организация работы с продуктивным раствором.** Как правило, продуктивный раствор (после восстановления с использованием окислителя и выщелачивателя) закачивается обратно в нагнетательные скважины для повторного использования (т.е. обратной закачки в рудное тело), что позволяет существенно сократить общий расход воды и серной кислоты. Раствор, который не закачивается обратно в рудное тело (небольшое количество раствора сливается для поддержания перепада давления на устье скважины), представляет собой отходы, поскольку содержит растворенные в нем компоненты – такие как хлориды, сульфаты, радий, мышьяк и железо – которые подлежат утилизации на специальных полигонах (например, в скважинах для захоронения отходов в истощенной части рудного тела). Применение НДТ в данном случае предположительно должно быть направлено на как можно более многократное повторное использование продуктивного раствора, снижение его токсичности и оптимизацию условий хранения на полигонах для захоронения отходов. В 2020 году «Казатомпром» реализовал инициативу НИОКР «Разработка технологии малокислотного выщелачивания с применением кавитационно-струйных технологий в сочетании с химическими реагентами специального назначения», которая, как ожидается, позволит снизить расход серной кислоты в процессе выщелачивания до 20%. А в 2020

⁴³ Кодекс устанавливает четыре основные категории объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. К I категории относятся объекты, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду – в первую очередь, нефтегазовые компании, горнодобывающие компании и электростанции. Объекты II категории оказывают «умеренное» негативное воздействие на окружающую среду, а воздействие объектов III категории (малые предприятия, автомойки, автозаправочные станции и т.п.) определяется как «незначительное». В свою очередь, объекты IV категории оказывают минимальное негативное воздействие на окружающую среду и в основном представляют собой различные малые предприятия.

⁴⁴ Помимо этого, предприятия по добыче урана не участвуют в Казахстанской системе торговли выбросами, поскольку годовые объемы выбросов парниковых газов каждого дочернего/зависимого общества «Казатомпрома» не превышают порогового значения 20 000 тонн CO₂-эквивалента, принятого на национальном уровне для отчетности о выбросах и участия в вышеупомянутой системе (Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год, стр. 192 [в русскоязычной версии: стр. 229]).

⁴⁵ Национальный энергетический доклад KAZENERGY за 2015 год, стр. 262 [в русскоязычной версии: стр. 299].

году компания увеличила объем многократно и повторно используемой воды в своей деятельности на 334%.⁴⁶

► **Защита грунтовых вод.** Одна из экологических задач при применении ПСВ заключается в необходимости предотвратить загрязнение грунтовых вод на удалении от рудного тела. Для этого необходимо поддерживать перепад давления на устье скважины; вода из близлежащих водоносных горизонтов поступает в рудное тело, и – таким образом – не допускается попадания продуктивных растворов за пределы района добычи.⁴⁷ Это ограничивает загрязнение грунтовых вод пределами месторождения. После завершения добычи методом ПСВ скважины запечатываются или консервируются, а качество грунтовых вод на месторождении подлежит восстановлению до уровня, предусмотренного базовым стандартом, который определяется до начала разработки. Восстановление нейтрального кислотно-щелочного баланса (рН) в водоносных горизонтах, подвергшихся химическому выщелачиванию, обычно осуществляется путем промывки истощенных недр водой до достижения приемлемых концентраций грунтовых вод. Применение НДТ в данном случае предположительно должно быть направлено на восстановление качества грунтовых вод до уровня, близкого к тому, который существовал до начала добычи. «Казатомпром» регулярно проводит контроль наземных (поверхностных) и подземных (грунтовых) вод на всех действующих и ранее эксплуатировавшихся производственных площадках в целях недопущения попадания загрязняющих веществ в водные объекты. В 2020 году компания провела дополнительные исследования влияния ПСВ на подземные и грунтовые воды с разработкой методических указаний в целях контроля загрязнения водоносных горизонтов урановых месторождений, а также методики интерпретации данных мониторинга водоносных горизонтов, применимой на стадии эксплуатации добычных полигонов и проектирования их ликвидации. «Казатомпром» также провел комплексные экологические исследования территорий, прилегающих к его уранодобывающим рудникам, в результате чего был сделан вывод об отсутствии воздействия производственной деятельности предприятий «Казатомпрома» на объекты окружающей среды за пределами санитарных зон (радиусом 500 м) вокруг залежей руды.⁴⁸

► **Потребление и производство электроэнергии.** Поскольку технология ПСВ предполагает интенсивное перекачивание жидкости, она является более энергоемкой, чем традиционные способы добычи – шахтный или карьерный. При этом зачастую подачу энергии возможно обеспечить только от крупных дизельных генераторов, поскольку объекты добычи урана нередко расположены в местах, не охваченных электросетью и линиями электропередачи. Применение НДТ в данном случае предположительно должно быть направлено на повышение энергоэффективности операций, а также на изучение потенциала выработки электроэнергии

из возобновляемых источников непосредственно на добывающих объектах или питания насосов с использованием биотоплива. «Казатомпром» соблюдает международный стандарт энергоэффективности ISO 50001:18001 и в 2020 году ввел меры по повышению энергоэффективности в масштабах всей компании. В частности, компания внедрила новую систему энергоменеджмента, соответствующую требованиям ISO 50001, а также регулярно проводит энергоаудиты, что – по имеющимся расчетам – в 2020 году позволило сэкономить 145 000 ГДж электроэнергии и обеспечило экономию затрат в размере 847 млн. тенге (1,98 млн. долл. США). Помимо этого, в 2020 году компания выработала для собственных нужд 3,5 МВт*ч электроэнергии от солнечных фотоэлектрических станций, что на 18,5% меньше показателя 2019 года (4,2 МВт*ч) в связи со снижением уровня эксплуатации.⁴⁹ «Казатомпром» также участвует в совместном предприятии «СКЗ-У», которое является оператором сернокислотного завода (СКЗ) для обеспечения добывающей деятельности «Казатомпрома» и одновременно производит электрическую и тепловую энергию с использованием серы в качестве топлива. Электроэнергия и тепло используются для собственных нужд СКЗ, а небольшой избыток отпускается сторонним потребителям. Заявленная установленная мощность электростанции составляет 16 МВт, и на ней вырабатывается около 130 млн. кВт*ч электроэнергии в год.⁵⁰

Еще одним способом оценки технологического уровня добычи урана в Казахстане могло бы стать его сравнение с уровнем ЕС, где применение НДТ получило наиболее широкое развитие. Однако в случае ПСВ опыт Европейского Союза не дает значимых ориентиров. Добыча урана в ЕС в настоящее время минимальна, а ПСВ применяется только на одном объекте – Страж-под-Ральскем в Чешской Республике, где в 2019 году было добыто всего 33 т.⁵¹ Тем не менее, некоторую ясность в отношении европейских стандартов добычи вносит недавний отчет Европейской комиссии по ядерной энергии.⁵² В дополнение к общим Директивам ЕС, регулирующим экологическое воздействие добывающей деятельности на качество воздуха и воды и уровень радиационной безопасности, в нем указано, что деятельность по добыче и переработке урана также должна соответствовать таким специальным директивам ЕС как: Директива об управлении отходами добывающей промышленности (2006/21/ЕС); Директива об экологической ответственности, направленной на предотвращение экологического ущерба и устранение его последствий (2004/35/СЕ); и положения о радиационной защите, содержащиеся в Базовых нормах безопасности Евратома (BSS).

49 *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год*, стр. 107, 192, 273 [в русскоязычной версии: стр. 128, 237, 322].

50 Доли собственности в ТОО «СКЗ-У», которое было создано в 2007 году, распределяются следующим образом: «Казатомпром» - 49%, SAP-Japan Corporation - 32% и Uranium One Inc. - 19%; см. <https://sap-u.kazatomprom.kz/ru/subcontent/company/o-nas-7> и <https://sap-u.kazatomprom.kz/en/subcontent/production-electricity-turbo-generator-1>.

51 NEA and IAEA, *Uranium 2020* [АЯЭ и МАГАТЭ, «Уран 2020»], стр. 202.

52 Joint Research Centre, European Commission, *Technical Assessment of Nuclear Energy with Respect to the "Do No Significant Harm" Criteria of Regulation (EU) 2020/852 ("Taxonomy Regulation")*, 2021 [Центр совместных исследований, Европейская комиссия, «Техническая оценка атомной энергетики в соответствии с критерием «ненанесения значительного вреда» согласно Регламенту (ЕС) 2020/852 («Регламент о таксономии»), 2021], стр. 78, 360.

46 *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год*, стр. 119, 194 [в русскоязычной версии: стр. 142, 232].

47 Выше, ниже и вокруг зон добычи (т.е., разрабатываемых частей рудного тела) устанавливаются контрольные скважины, чтобы не допустить попадания продуктивных растворов за пределы предусмотренной территории разработки.

48 *Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год*, стр. 128, 139, 195, 198 [в русскоязычной версии: стр. 150, 153, 168, 293].

При этом, в качестве общего правила, Комиссия указывает следующее:

... доказательством надлежащего характера внутреннего управления в гражданской (некоммерческой) компании, ведущей деятельность в определенной сфере атомной энергетики, является подтверждение того, что компания использует международно признанные системы управления для обеспечения ядерной и промышленной безопасности, радиационной защиты, обращения с технологическими и радиоактивными отходами и охраны окружающей среды на всех этапах такой деятельности (стр. 76).

Далее отмечается, что:

Международный совет по горному делу и металлам (ICMM) активно продвигает принципы и практики ведения добычи с заботой об экологии. Добывающие компании, решившие вести деятельность в качестве «устойчивых добывающих объектов», должны придерживаться принципов устойчивого развития ICMM, которые были включены в программный документ Всемирной ядерной ассоциации (WNA) «Следование лучшим мировым практикам в области добычи и переработки урана: принципы организации работы с радиацией, защиты здоровья и техники безопасности, а также обращения с отходами и охраны окружающей среды» (стр. 76; далее – «Принципы»).⁵³

Принципы закладывают базу для ответственного управления проектами в области добычи и переработки урана на всех этапах планирования и деятельности – от разведки до разработки, строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации. Они также служат основой для составления развернутых сводов норм и правил, регулирующих добычу и переработку урана в конкретных странах и регионах, а также на конкретных объектах.⁵⁴

«Казатомпром» и ряд его партнеров в рамках совместных предприятий (Orano, Uranium One, Cameco) являются членами Всемирной ядерной ассоциации, и в своей деятельности руководствуются Принципами. Помимо этого, в Главе 7 годового отчета «Казатомпрома» за 2020 год, посвященной устойчивому развитию и охране окружающей среды, компания отмечает, что она регулярно контролирует соблюдение Глобального договора и Целей устойчивого развития (ЦУР) ООН. В 2020 году, в поддержку значимости данной сферы, «Казатомпром» утвердил Корпоративную политику в области устойчивого развития,

где были отмечены имеющиеся недочеты и представлены конкретные меры, необходимые для их устранения. В начале 2020 года компания начала подготовку к постепенному переходу на новую модель управления производственными активами, технического обслуживания и ремонта на основе международного стандарта качества ISO 55000 Asset management [«Управление активами»], а также лучших бизнес-практик в области технического обслуживания Reliability Centered Maintenance (RCM) [«Обслуживание, ориентированное на надежность»], Risk Based Inspection (RBI) [«Инспекция с учетом факторов риска»] и Total Productive Maintenance (TPM) [«Всеобъемлющее обслуживание производства»].⁵⁵ В том же году «Казатомпром» прошел международную сертификацию TÜV ISO 14001 (сертификацию систем экологического менеджмента).⁵⁶

В свете вышеизложенного представляется, что «Казатомпром», как крупнейшая уранодобывающая компания мира, уже вышел на солидный уровень применения НДТ в своей деятельности и демонстрирует готовность продолжать работу в данном направлении согласно целям, поставленным новым Экологическим кодексом. Аналогичным образом, ряд международных партнеров «Казатомпрома» по совместным предприятиям объявили о намерении применять НДТ при добыче урана.⁵⁷ Таким образом, дочерние компании и совместные предприятия «Казатомпрома», подлежащие экологическому аудиту как предприятия I категории в соответствии с Экологическим кодексом, судя по всему, имеют хорошие шансы на получение экологических разрешений, что освободит их от штрафов или других санкций, предусмотренных Кодексом.

7.11 Рекомендации

► Для Казахстана целесообразно и далее сохранять акцент на добыче урана, поскольку в настоящее время она является наиболее привлекательным сегментом цепочки создания стоимости ядерного топлива (с точки зрения сравнительных глобальных преимуществ) – особенно учитывая богатые запасы урановой руды, позволяющие применение технологии ПСВ, и очевидный прогресс страны в области внедрения НДТ в данной отрасли.

► При этом рекомендуется продолжать продвижение по пути расширения цепочки создания стоимости урана с освоением последующих сегментов ядерного топливного цикла – помимо добычи: реконверсии и производства топливных таблеток/тепловыделяющих сборок. Хотя такая диверсификация продукции может оказаться не настолько прибыльной, как добыча, она обеспечивает гибкость (за счет увеличения вариантов реализации и сокращения

⁵³ [https://www.world-nuclear.org/our-association/publications/position-statements/best-practice-in-uranium-mining-\(1\).aspx](https://www.world-nuclear.org/our-association/publications/position-statements/best-practice-in-uranium-mining-(1).aspx)

⁵⁴ 11 Принципов охватывают устойчивое развитие; защиту здоровья, охрану окружающей среды и технику безопасности; соблюдение требований; социальную ответственность; обращение с опасными материалами; управление качеством; аварии и чрезвычайные ситуации; транспортировку опасных материалов; обучение; хранение радиоактивных материалов; а также вывод из эксплуатации и закрытие объектов.

⁵⁵ Национальная атомная компания «Казатомпром», Интегрированный годовой отчет АО «НАК «Казатомпром» за 2020 год, стр. 5, 33-34, 96, 102.

⁵⁶ ISO 14001:2015 определяет требования к системе экологического менеджмента, которую организация может использовать для улучшения своих экологических показателей и повышения устойчивости операций.

⁵⁷ См., в частности, <https://www.orano.group/en/nuclear-expertise/from-exploration-to-recycling>; <https://www.cameco.com/about/sustainability/our-approach-to-esg-reporting/environment>; https://uranium1.com/health-safety-environment/#health_safety.

зависимости от возможностей дальнейшей переработки) при поставке урана конечным потребителям.

► Диверсификация также способствует созданию возможностей для производства атомной энергии внутри страны, однако, если Казахстан решит прибегнуть к этому варианту, необходимо будет тщательно продумать роль атомной энергетики в общем энергетическом балансе, ответив на следующие вопросы:

- Следует ли отвести атомной энергетике лишь небольшую нишу, используя ее в качестве надежного источника электроэнергии для покрытия базовой нагрузки при целевом наращивании мощностей возобновляемой энергетики (например, в виде микро-реакторов, служащих в качестве резерва для объектов ветровой и/или солнечной энергетики в рамках отдельных проектов)? Или она может послужить заменой небольшим угольным или газовым электростанциям (за счет строительства ММР эквивалентной мощности)?
- Или же следует стремиться к более масштабному применению АЭС – например, в качестве замены значительного объема выводимых из эксплуатации объектов угольной генерации в промышленно развитых северных и центральных регионах страны? В таком случае может потребоваться строительство одного или нескольких стандартных реакторов мощностью порядка 1000 МВт.

► Как отмечалось в Главе 2, Казахстан располагает широким кругом вариантов для выполнения обязательств по сокращению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения. Однако в более долгосрочной перспективе не следует исключать атомную энергетику в качестве одного из элементов комплексной стратегии реструктуризации электроэнергетики Казахстана в целях обеспечения углеродной нейтральности к 2060 году. Это особенно актуально в свете необходимости снизить долю угля – и недостаточности располагаемых объемов товарного газа (см. Главу 4) – в выработке электроэнергии для покрытия базовой нагрузки. Ведь уран, как и уголь, можно добывать внутри страны, благодаря наличию богатых запасов.



ПРИЛОЖЕНИЕ

Рисунок 1.1 Потребление первичных энергоресурсов в Европе по видам топлива: базовый сценарий («Переломный этап») до 2035 г.

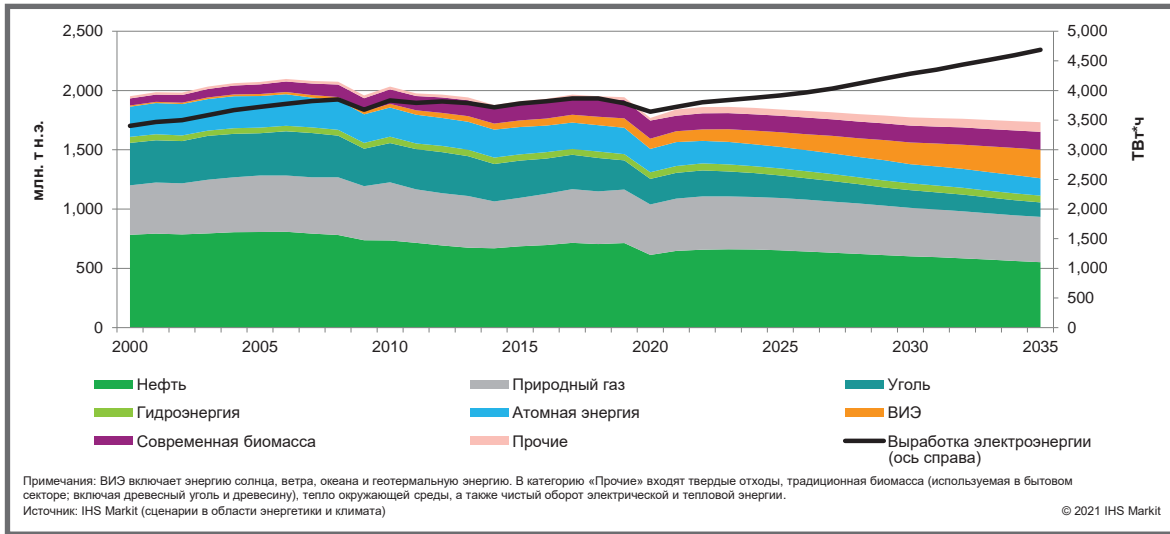


Рисунок 1.2 Потребление первичных энергоресурсов в Китае по видам топлива: базовый сценарий («Переломный этап») до 2035 г.

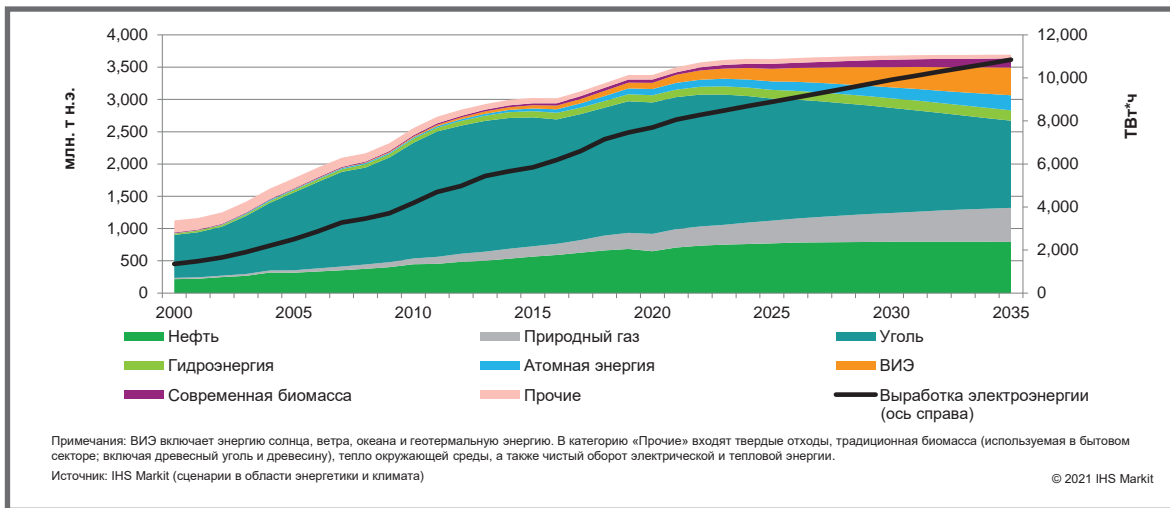


Рисунок 1.3 Потребление первичных энергоресурсов в США по видам топлива: базовый сценарий («Переломный этап») до 2035 г.

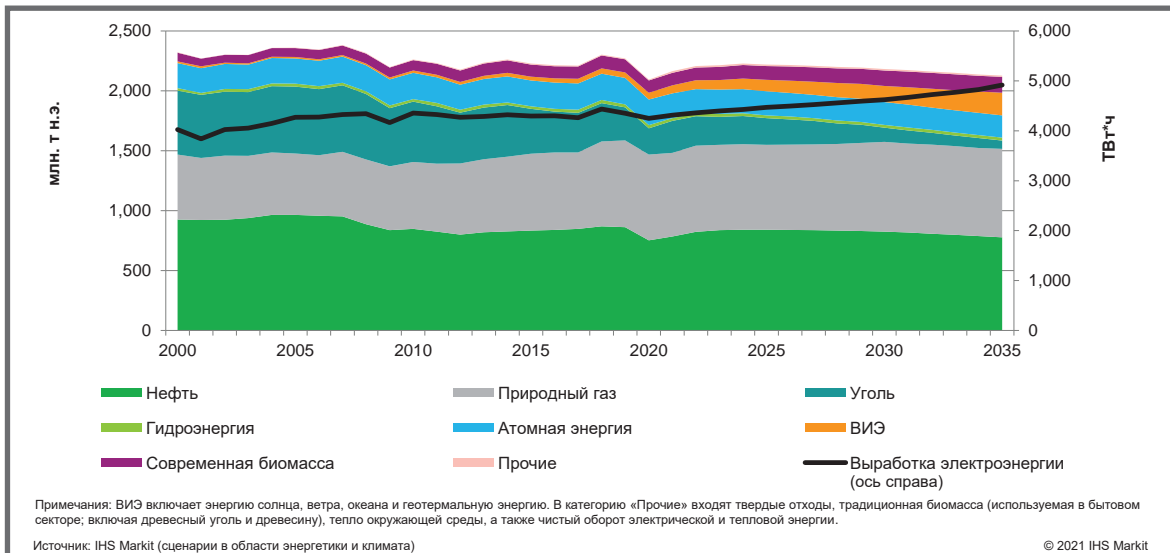


Таблица 3.1 Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане:
Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Добыча	79,7	80,0	79,2	81,8	80,8	79,5	78,0	86,2	90,4	90,6	85,7	102,3	94,9	109,2
Экспорт	67,5	69,6	68,1	72,2	69,7	64,8	63,4	69,6	70,2	70,3	68,5	83,3	75,6	88,8
За пределы стран бывшего СССР	65,5	67,8	66,6	71,1	68,3	61,6	61,6	69,2	69,4	70,1	68,0	82,7	75,0	88,0
В страны бывшего СССР	1,9	1,8	1,5	1,1	1,4	3,1	1,7	0,4	0,8	0,2	0,5	0,6	0,6	0,8
Импорт	4,9	7,1	6,1	7,2	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Из Российской Федерации*	4,9	7,1	6,1	7,2	7,1	7,0	7,0	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Из прочих стран бывшего СССР	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Чистый экспорт	62,6	62,5	62,0	65,1	69,3	64,7	63,4	69,5	70,2	70,2	68,5	83,3	75,6	88,8
Видимое потребление	17,1	17,5	17,2	16,7	11,6	14,7	14,7	16,7	20,2	20,3	17,1	19,0	19,3	20,4
Объем переработки на НПЗ	13,7	13,7	14,2	14,3	14,9	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	17,5	17,7	18,7
Прочее потребление**	3,4	3,8	3,0	2,4	-3,3	0,3	0,2	1,8	3,8	3,3	1,3	1,5	1,6	1,7

Примечания: *Объемы по нефтяным своп-операциям (встречным поставкам) с Россией в 2014 г. (7 млн. т, с 2017 г. 10 млн. т) включены в данные по импорту и экспорту Казахстана для целей сравнения с 2013 г.

**Балансирующий компонент (остаток), включающий потери при стабилизации на месторождениях и при транспортировке, прочие потери на промысле, изменения в запасах, а также незарегистрированные (неучтенные) поставки.

Источник: IHS Markit, Национальные таможенные статистики, Министерство энергетики РК

© 2021 IHS Markit

Таблица 3.2 Прогноз экспорта сырой нефти из Казахстана по маршрутам:
Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Экспорт	69,3	69,2	65,6	72,2	63,1	63,4	64,0	69,9	72,5	72,4	68,7	83,2	77,2	77,8
Черное море	48,8	51,2	46,8	48,3	45,0	45,7	49,7	57,5	61,5	63,3	59,5	70,3	69,4	66,4
КТК (Южная Озереевка)	28,5	28,3	25,3	28,7	35,2	39,0	42,4	49,5	54,3	55,8	52,0	63,0	65,5	60,2
Другие маршруты	20,3	22,9	21,5	19,6	9,9	6,7	7,3	8,0	7,2	7,5	7,5	7,3	3,9	6,2
Балтийское море	7,4	4,3	6,6	9,9	9,3	9,4	10,5	8,9	8,8	8,1	8,3	8,1	2,5	5,2
Нефтепровод «Дружба» (в Восточную Европу)	2,8	1,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
В Россию	1,2	1,2	0,7	1,3	1,4	2,8	0,8	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Иран	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Восточная Азия	7,5	10,8	10,4	11,8	4,8	4,5	2,8	2,7	1,4	0,9	0,5	4,2	4,7	5,4
Казахстанская нефть в Китай (исключает встречные поставки Российской нефти)	7,5	10,8	10,4	11,8	4,8	4,5	2,8	2,7	1,4	0,9	0,5	4,2	4,7	5,4
Нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан	0,0	0,0	0,0	0,6	2,4	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в Азербайджан							0,1	0,1	0,1					
в Узбекистан	0,5	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,5	0,6	0,6	0,8

Примечания: Категория Черного моря включает Новороссийск (через «Атырау-Самара» и Махачкалу), МНТ «Пивденный» (Транснефть), Батуми/Кулеви, и экспорт по ж/д через Россию. Балтийское море включает Приморск, Усть-Луга («БТС-2»), Гданьск (Транснефть), и экспорт по ж/д через Россию. Экспорт нефти в Россию включает поставки в российские НПЗ через Самару, в Орский НПЗ и поставки газового конденсата в Оренбург.

Источник: IHS Markit

© 2021 IHS Markit

Таблица 3.3 Баланс нефтепродуктов в Казахстане: Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млн. т)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Объем переработки	13,7	13,7	14,2	14,3	14,9	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	17,5	17,7	18,7
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)	12,8	13,4	13,7	13,8	14,5	13,5	12,9	13,0	13,4	14,0	11,5	15,6	16,3	17,4
Бензин	2,9	2,8	2,9	2,7	3,0	2,9	3,0	3,1	4,0	4,5	4,5	5,1	5,2	5,6
Керосин	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,5	0,7	1,0	1,0
Дизельное топливо	4,4	4,6	4,1	5,1	5,0	4,6	4,7	4,4	4,6	5,0	4,7	6,1	7,1	7,7
Мазут	4,5	4,3	3,9	4,0	4,2	4,1	3,2	3,4	3,2	2,9	2,5	2,1	1,8	1,4
Смазочные масла	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0,5	0,5	0,6
Другие (включая СУГ, вакуумный газойль, и т.д.)	1,4	1,6	2,9	2,0	2,2	2,6	3,4	3,8	4,2	4,0	3,6	3,0	2,1	2,4
Битум									0,6	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0
Кокс нефтяной, и прочие остатки	0,4	0,5	0,5	0,6	0,9	0,9	0,9	1,3	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4
Потери и расход на собственные нужды (как % от объема переработки)	6,5	2,4	3,8	3,2	3,1	6,4	11,1	12,8	18,3	17,6	27,3	11,0	8,0	7,0
Видимое потребление														
Нефтепродукты, всего	10,3	10,8	11,4	11,6	11,9	11,5	12,5	12,9	14,7	14,7	14,4	15,2	15,9	16,7
Бензин	3,7	3,5	4,0	4,0	4,2	4,3	4,1	4,1	4,5	4,5	4,0			
Дизельное топливо	3,2	4,1	3,9	5,5	5,3	4,6	5,1	4,7	4,8	5,2	5,2			
Мазут	1,4	0,7	-0,4	-0,7	0,2	0,1	-0,2	-0,4	0,3	0,3	1,0			
Другие	2,0	2,4	3,9	2,7	2,1	2,5	3,6	4,5	5,1	4,7	4,3			
Экспорт (нетто)														
Нефтепродукты, всего	3,3	3,0	2,8	2,7	3,0	3,0	2,0	2,0	1,7	2,3	1,4	2,3	1,8	2,0
Бензин	-0,8	-0,8	-1,2	-1,3	-1,2	-1,4	-1,1	-1,1	-0,6	0,0	0,5			
Дизельное топливо	1,2	0,6	0,2	-0,4	-0,3	0,0	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,5			
Мазут	3,0	3,5	4,3	4,7	3,9	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6			
Другие	-0,1	-0,4	-0,5	-0,3	0,5	0,4	0,1	-0,4	-0,4	-0,1	-0,2			
Экспорт														
Нефтепродукты, всего	5,1	4,4	4,8	5,3	5,1	4,9	3,9	4,0	3,4	2,8	2,3	2,8	2,3	2,5
Бензин	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5			
Дизельное топливо	1,6	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1			
Мазут	3,0	3,6	4,5	5,0	3,9	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6			
Другие	0,4	0,0	0,0	0,1	0,9	0,7	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1			
Импорт														
Нефтепродукты, всего	1,8	1,5	2,1	2,5	2,1	1,9	1,9	2,0	1,7	0,5	0,9	0,5	0,5	0,5
Бензин	0,9	0,8	1,2	1,3	1,2	1,4	1,1	1,1	0,6	0,0	0,0			
Дизельное топливо	0,4	0,2	0,1	0,6	0,5	0,2	0,4	0,5	0,5	0,2	0,7			
Мазут	0,0	0,1	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0			
Другие	0,5	0,4	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,5	0,3	0,3			

Таблица 3.4 Производство нефтепродуктов на основных НПЗ Казахстана, 2012-20 гг. (тыс. т)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Изменение (%) 2019-20
Атырауский НПЗ										
Объем переработки сырья	4 423	4 430	4 920	4 868	4 761	4 724	5 268	5 388	5 016	-6,9
Автомобильный бензин	506	505	614	605	643	648	1 129	1 228	1 044	-15,0
Дизельное топливо	1 218	1 222	1 344	1 207	1 391	1 375	1 456	1 516	1 478	-2,5
Авиационный керосин	56	38	23	21	20	19	41	98	76	-22,3
Бензол	-	-	-	1	7	9	14	26	44	66,7
Печное топливо	143	124	166	160	68	62	149	35	24	-32,0
Мазут	1 543	1 512	1 510	1 650	1 362	1 509	1 134	1 230	1 069	-13,1
Вакуумный газойль	606	652	779	739	842	754	443	331	324	-2,0
Нефтяной кокс	75	95	137	111	121	120	133	123	128	3,8
СУГ	14	20	28	29	36	39	166	127	127	0,0
Сера	1	1	2	3	3	2	4	4	5	23,5
Параксилон	-	-	-	-	-	-	5	119	207	74,4
Павлодарский НПЗ										
Объем переработки сырья	5 037	5 010	4 926	4 810	4 590	4 747	5 340	5 290	5 004	-5,4
Автомобильный бензин	1 332	1 117	1 259	1 249	1 225	1 285	1 422	1 362	1 431	5,1
Дизельное топливо	1 514	1 473	1 509	1 457	1 524	1 403	1 731	1 727	1 605	-7,1
Авиационный керосин	100	133	125	11	-	-	72	192	113	-41,3
Мазут	810	763	668	822	560	691	708	731	538	-26,4
Вакуумный газойль	123	400	192	123	29	97	66	126	-	-100,0
Нефтяной кокс	147	146	152	126	224	236	230	217	215	-0,9
СУГ	244	215	239	263	244	257	311	279	291	4,0
Сера	24	23	25	30	28	27	47	48	45	-6,2
Битум	186	219	244	246	202	245	294	302	358	18,4
Печное топливо						73	28	3	15	428,4
Шымкентский НПЗ										
Объем переработки сырья	4 754	4 857	5 065	4 493	4 501	4 686	4 733	5 401	4 794	-11,2
Автомобильный бензин	1 046	1 038	1 126	988	1 032	1 027	1 332	1 908	1 958	2,6
Дизельное топливо	1 336	1 376	1 346	1 192	1 203	1 209	1 243	1 518	1 411	-7,0
Авиационный керосин	275	231	279	254	236	280	270	335	244	-27,2
Мазут	902	968	1 013	889	869	1 082	970	761	411	-46,0
Вакуумный газойль	798	827	884	827	811	818	462	237		-100,0
Нефтяной кокс	146	148	142	113			41	114		-100,0
СУГ	-	-	-	-	120	97	169	295	327	10,8
Сера	-	-	-	-	1	1	1	3	6	78,9

Таблица 4.1 Баланс природного газа в Казахстане:
Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млрд. куб. м в год)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Добыча (валовая)	37,1	39,5	40,1	42,4	43,2	45,3	46,4	52,9	55,5	56,4	55,1	67,9	76,0	72,7
Добыча (для коммерческой реализации)	24,6	25,2	25,3	25,5	25,6	28,4	30,3	34,7	38,0	37,6	34,8	35,8	36,1	34,9
Импорт*	4,0	4,1	4,5	5,2	4,0	4,9	5,8	5,1	5,7	8,8	4,3	6,1	6,5	7,4
Экспорт*	14,5	16,0	12,8	13,1	11,6	13,3	12,8	16,8	19,1	19,4	16,7	15,2	14,5	11,8
Чистый экспорт	15,6	15,1	14,8	14,6	13,2	16,4	17,2	20,7	22,9	21,6	17,9	18,0	16,5	12,3
Видимое потребление (коммерческие объемы газа)	16,7	17,8	16,8	17,4	17,3	20,7	22,4	22,9	24,7	26,0	26,0	26,7	28,1	30,5
Поставка газа потребителям согласно отчетным данным**	9,0	10,1	10,5	10,9	12,5	12,1	13,1	13,8	16,1	16,3	17,0	17,8	19,6	22,6

Примечания: *Показатели экспорта и импорта согласно данным таможенной (торговой) статистики отличаются от показателей согласно операционным данным АО «КазТрансГаз» и Министерства энергетики РК. **Объемы потребления (поставок конечным потребителям) согласно отчетным данным Министерства энергетики РК.

© IHS Markit 2021

Источник: IHS Markit, национальные таможенные статистики, Министерство энергетики РК

Таблица 4.2 Прогноз экспорта и импорта природного газа в Казахстане по направлениям:
Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млрд. куб. м в год)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Газопровод														
Карачаганак-Оренбург «Центральная Азия – Китай» (АГП+«Сарыбулак – Зимундай»)	9,2	9,3	8,0	8,2	8,4	9,6	9,6	9,6	10,3	9,9	9,9	9,5	9,5	9,2
	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	5,3	4,6	2,1
Экспорт (таможенная статистика)	14,5	22,3	20,5	20,6	20,3	21,5	21,6	25,6	26,5	25,6	18,8			
Экспорт (операционные данные)	14,5	16,0	12,8	13,1	11,6	13,3	12,8	16,8	19,1	19,4	16,7	15,2	14,5	11,8
Страны бывшего СССР	14,5	16,0	12,8	12,9	11,2	12,7	12,4	16,2	13,8	11,9	9,4	9,9	9,9	9,7
Страны вне бывшего СССР	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	5,3	4,6	2,1
Китай*	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	5,3	4,6	2,1
Импорт (таможенная статистика)	4,0	3,7	4,6	5,2	4,4	5,8	6,9	6,3	14,6	15,8	9,7			
Импорт (суммарный)	4,0	4,1	4,5	5,2	4,0	4,9	5,8	5,1	5,7	8,8	4,3	6,1	6,5	7,4
Российская Федерация	1,6	1,6	1,3	1,7	1,2	1,7	2,9	3,0	3,2	5,1	3,4	3,5	4,0	4,0
Центральная Азия (Туркменистан и Узбекистан)	2,5	2,4	3,2	3,5	2,7	3,2	2,9	2,1	2,5	3,7	0,9	2,6	2,5	3,4
Чистый экспорт	10,4	12,0	8,3	8,0	7,6	8,5	7,0	11,8	13,35	10,58	12,39	9,05	8,00	4,35

Примечания: Данные по экспорту газа из Казахстана в Россию начиная с 2011 г. взяты из данных, заявленных Российской Федерацией; общий объем экспорта взят из данных Бюро национальной статистики АСПИР РК, что создает расхождение по экспорту.

* Казахстанский экспорт газа через трубопровод «Казахстан – Китай» с 2017 г.; основной экспортный поток в Китай идет через «Казахстан – Китай», но продолжает пополняться небольшими объемами из Восточно-Казахстанской области (через газопровод «Сарыбулак – Зимундай»).

Таблица 4.3 Потребление природного газа в Казахстане по областям, 2012-20 гг. (млн. куб. м в год)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Актюбинская область	1 506	1 653	1 832	1 883	2 308	2 577	2 928	2 946	3 247
Алматинская область	1 337	1 356	1 644	1 552	1 659	1 862	2 051	2 010	2 318
Атырауская область	1 332	1 482	1 571	1 525	1 778	1 606	2 091	2 321	2 362
Восточно-Казахстанская область				1	3	5	9	16	22
Костанайская область	930	886	867	757	756	778	873	877	836
Кызылординская область	261	261	234	296	425	512	650	629	667
Мангистауская область	2 422	2 495	2 838	2 852	2 782	2 584	2 766	2 787	2 782
Южно-Казахстанская/Туркестанская область	1 081	1 021	1 230	1 100	1 192	1 247	1 869	2 099	2 225
Западно-Казахстанская область	695	736	847	831	983	1 058	1 274	1 220	1 221
Жамбылская область	944	1 048	1 395	1 303	1 176	1 618	1 576	1 413	1 366
город Нур-Султан									4
Республика Казахстан	10 508	10 937	12 458	12 101	13 063	13 848	16 089	16 318	17 050
Южная зона	3 624	3 685	4 503	4 251	4 452	5 239	6 146	6 152	6 576
Западная зона	4 449	4 713	5 256	5 208	5 543	5 249	6 131	6 328	6 365
Восточно-Казахстанская зона	-	-	-	1	3	5	9	16	22
Северо-западная зона	2 436	2 539	2 699	2 641	3 064	3 355	3 802	3 822	4 082
Северо-центральная зона	-	-	-	-	-	-	-	-	4

Примечания: Исчерпывающие данные на областном уровне за 2010-11 гг. отсутствуют. Южная зона включает Алматинскую область и г. Алматы, Кызылординскую область, Южно-Казахстанскую/Туркестанскую область и г. Шымкент, а также Жамбылскую область. Западная зона включает Атыраускую, Мангистаускую и Западно-Казахстанскую области. Восточно-Казахстанская зона включает Восточно-Казахстанскую область. Северо-западная зона включает Костанайскую и Актюбинскую области. Северо-центральная зона включает г. Нур-Султан.

Источник: IHS Markit, ИнфоТЭК

© 2021 IHS Markit

Таблица 5.1 Баланс угля в Казахстане до 2020 г. (млн. т)

	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Измене- ние (%) 2019–20 гг.
Добыча угля (уголь каменный + лигнит)	83,2	74,9	86,6	106,6	111,4	115,7	114,6	109,3	102,6	98,6	107,9	114,1	110,7	109,2	-1,4
Потребление угля (видимое)	57,6	49,8	63	74,2	83,8	85,9	84	81,4	74,8	74,8	80,9	91,6	88,3	87,4	-0,9
Экспорт угля	26,1	25,7	24,1	32,6	27,8	30	30,8	28,1	28	24	27,1	23,4	23,1	22,4	-3,2
За пределы бывшего СССР	1,1	0	1,3	0,5	1,6	1,7	3,8	3,4	4,1	2,7	4,5	2,2	1,7	0,3	-85,3
В страны бывшего СССР	24,4	25,7	22,8	32,1	26,2	28,3	27	24,7	23,9	21,3	22,7	21,2	21,4	22,1	3,3
Импорт угля	0,5	0,7	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,8	0,7	0,6	-15,3
Из стран за пределами бывшего СССР	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	-	0	0	-	-100
Из стран бывшего СССР	0,5	0,7	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,8	0,7	0,6	-15,3

Источник: IHS Markit, Бюро национальной статистики АСПИР РК

© 2021 IHS Markit

Таблица 5.2 Прогноз производства и экспорта угля в Казахстане:
Базовый сценарий IHS Markit до 2035 г. (млн. т)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Добыча	131,6	83,2	74,8	86,6	106,6	102,5	109,2	103,9	98,3	88,7
Чистый экспорт	41,5	11,8	25	23,7	32,4	27,8	21,7	20,3	19,1	17,2

Источник: IHS Markit, Бюро национальной статистики АСПИР РК

© 2021 IHS Markit



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД
KAZENERGY 2021