

S&P Global

Commodity Insights

Национальный энергетический доклад для Республики Казахстан за 2023 год

Kazakhstan Energy Week – 2023 / XV Евразийский Форум KAZENERGY

Мэтью Сейгерс, Сервис по энергетике Евразии, Вице-президент

Полина Миренкова, Сервис по энергетике Евразии, Директор

Эндрю Бонд, Сервис по энергетике Евразии, Старший консультант

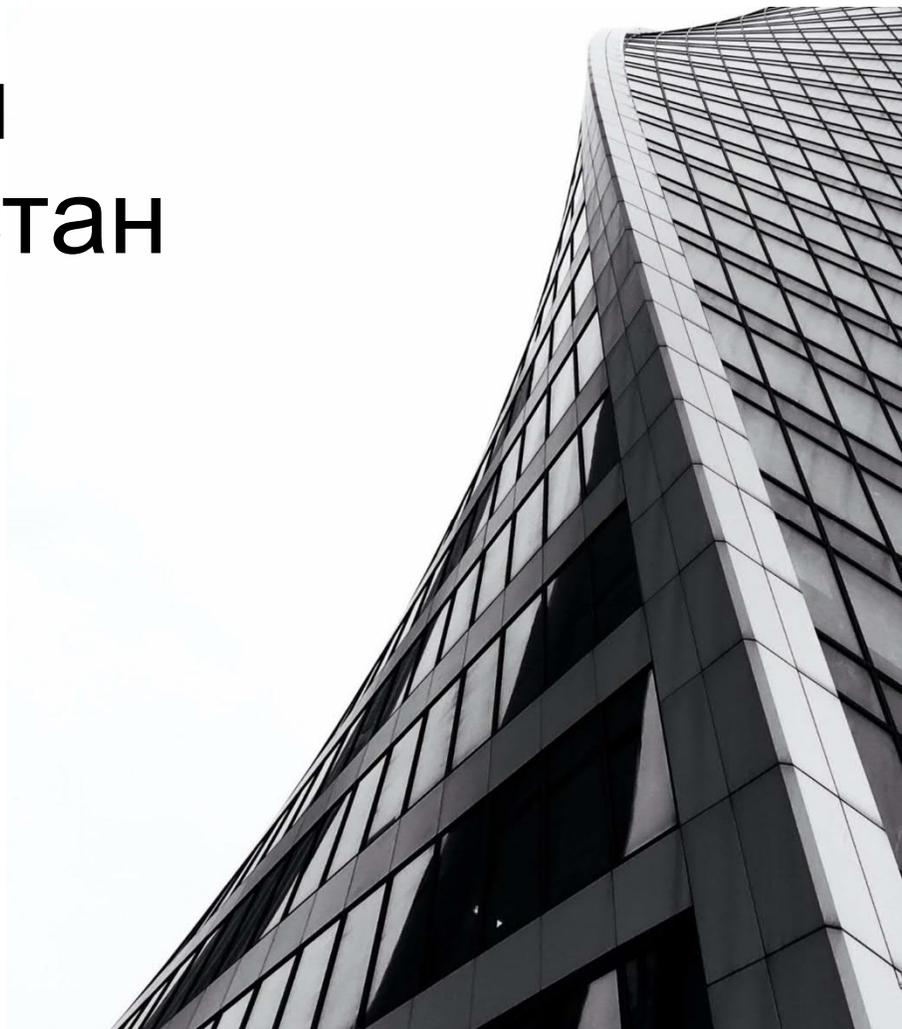
Джон Вебб, Сервис по энергетике Евразии, Директор

Динара Дарибаева, Сервис по энергетике Евразии, Старший аналитик-исследователь

Ернар Ахметтаев, Сервис по энергетике Евразии, Старший аналитик-исследователь

Илья Левонтин, Сервис по энергетике Евразии, Старший аналитик-исследователь

5 октября 2023 г.



Национальный энергетический доклад за 2023 год (НЭД 2023): цели, задачи, аудитория



- Структурно согласованный, независимый аналитический обзор основных отраслей энергетики Казахстана
- В НЭД 2023 рассматриваются наиболее актуальные вопросы, стоящие перед ТЭК Казахстана, в частности:
 - Каковы ключевые составляющие укрепления энергетической безопасности Казахстана?
 - Как ТЭК Казахстана реагирует на энергетический переход и каким образом это перекликается с энергетической безопасностью? Какие технологические, политические и нормативные меры помогут обеспечить декарбонизацию и достичь углеродной нейтральности в Казахстане?
 - Насколько Казахстан продвинулся по пути выполнения своих текущих обязательств на 2030 год согласно Парижскому соглашению по климату?
 - Каковы более долгосрочные перспективы добычи и потребления нефти и газа в Казахстане в контексте энергетического перехода, энергетической безопасности и обязательств в рамках альянса ОПЕК+?
 - Как складывается ситуация в Казахстане с точки зрения предстоящей энергетической интеграции в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС)?
 - *Какие ключевые аспекты необходимо принимать во внимание при оценке необходимости строительства АЭС в Казахстане?*
- Актуализация основных данных по ТЭК Республики Казахстан, представленных в предыдущих Национальных энергетических докладах
- Целевая аудитория НЭД 2023 – лица, ответственные за принятие решений, и бизнес-лидеры Казахстана, а также потенциальные инвесторы, авторитетные лица и широкая общественность

Содержание

Глобальные тенденции энергетики: энергетический переход и энергетическая безопасность

Обзор аспектов энергетического перехода и энергетической безопасности в Казахстане

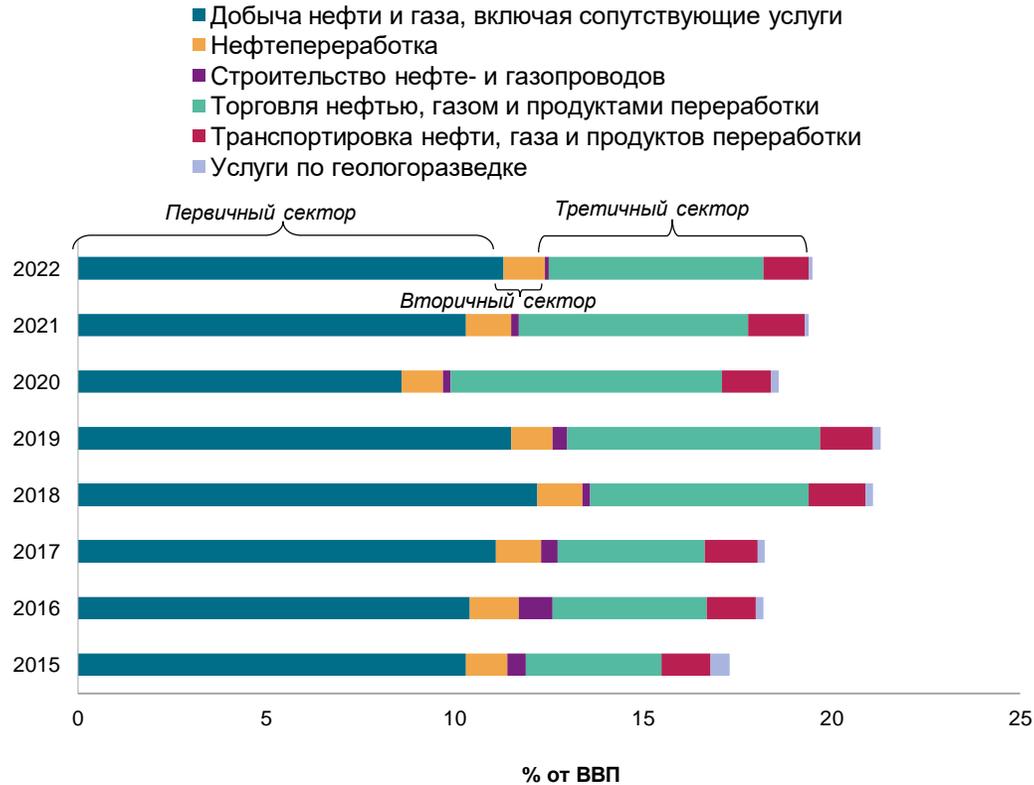
Нефтяная промышленность Казахстана: основные достижения и проблемы в свете возобновившейся важности многовекторной политики, предполагающей диверсификацию маршрутов экспорта нефти

Газовая промышленность Казахстана: новое видение отрасли

СУГ в Казахстане: растущие сложности с обеспечением предложения из-за повышения спроса на автогаз и газохимическую продукцию

Энергетика является значимой составляющей экономики Казахстана: пандемия COVID-19 в 2020 г. вылилась в самый серьезный экономический спад (снижение ВВП на 2,6%) со времен произошедшего в 1990-х гг. распада СССР, однако активное экономическое восстановление после нее во многом происходит за счет энергетического сектора

Вклад нефтегазовой отрасли Казахстана в ВВП (%)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.
© 2023 S&P Global.

Экспорт нефти из Казахстана: объемы и выручка (2014-22 гг.)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК (данные по экспортной выручке).
© 2023 S&P Global.

В 2022 году углеводородная отрасль обеспечила около 20% ВВП, а в 2019 году – 23% (этот вклад зависит от показателей добычи и мировых цен на нефть): объемы экспорта нефти в 2022 году значительно не отличались от 2021 года, но выручка от экспорта нефти в прошлом году подскочила на 51% до 48,4 млрд долл. на фоне повышения цен.

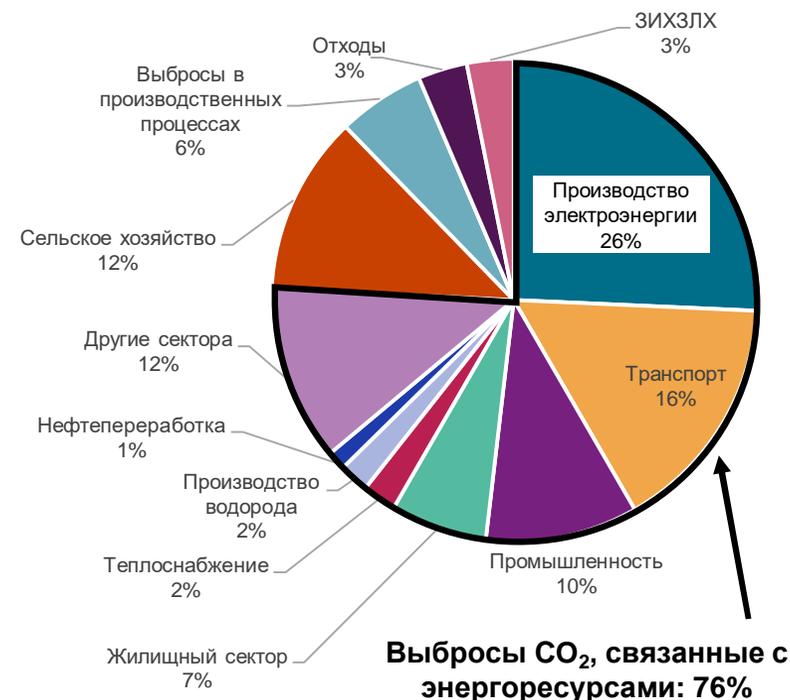
Глобальные тенденции энергетики: энергетический переход и энергетическая безопасность

- Во всем мире ускоряется энергетический переход, предполагающий сокращение использования ископаемого топлива, однако он все в более существенной мере рассматривается через призму энергетической безопасности.
- Активное восстановление мирового спроса на энергоресурсы с 2020 года и растущая обеспокоенность проблемами энергетической безопасности говорят о том, что в период до 2050 года за нефтью и газом сохранится значимая роль в глобальном энергобалансе.
- Глобальная тенденция к ужесточению углеродного регулирования создает очередной импульс для более широких системных реформ и модернизации энергетики в Казахстане.
- Казахстану необходимо разработать и принять официальную Стратегию энергетической безопасности, руководствуясь вышеуказанными факторами общего характера.

Энергетический переход – это (длительный) процесс продвижения к миру с более низким уровнем выбросов углерода в целях борьбы с глобальным изменением климата, вызванным выбросами ПГ

- Текущий энергетический переход (т.е. переход от потребления ископаемых видов топлива – таких как углеводороды – к более экологически чистым возобновляемым источникам энергии) будет представлять собой чрезвычайно сложный процесс, требующий кардинальных изменений в использовании энергоресурсов, технологиях и государственной политике, который займет несколько десятилетий
- Около 76% выбросов CO₂ во всем мире приходится на использование энергоресурсов, в связи с чем на энергетику оказывается серьезное давление с целью смягчить климатический «кризис»
- Продвижение по пути к низкоуглеродному будущему окажет фундаментальное влияние на спрос и предложение для различных видов топлива
- Энергетический переход теперь прочно закрепился в международном энергетическом контексте и лексиконе
- Декарбонизация энергопотребления и источников выбросов, не связанных с энергетикой (таких как сельское хозяйство или промышленность), является одним из первоочередных приоритетов для многих задействованных сторон (стейкхолдеров)
- Темпы энергетического перехода будут в значительной мере определяться государственной политикой, но влияние финансовых институтов, экономических факторов, технологических достижений и общественности также окажет воздействие на его продвижение

Глобальные выбросы CO₂ в 2022 г. по отраслям, % от общего объема



Примечание: ЗИХЗЛХ = землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство. Гт = миллиард метрических тонн эквивалента углекислого газа; Общий объем выбросов ПГ, связанных с энергоресурсами, составляет около 41,3 Гт CO₂-экв.

Источник: S&P Global, МЭА.

© 2023 S&P Global.

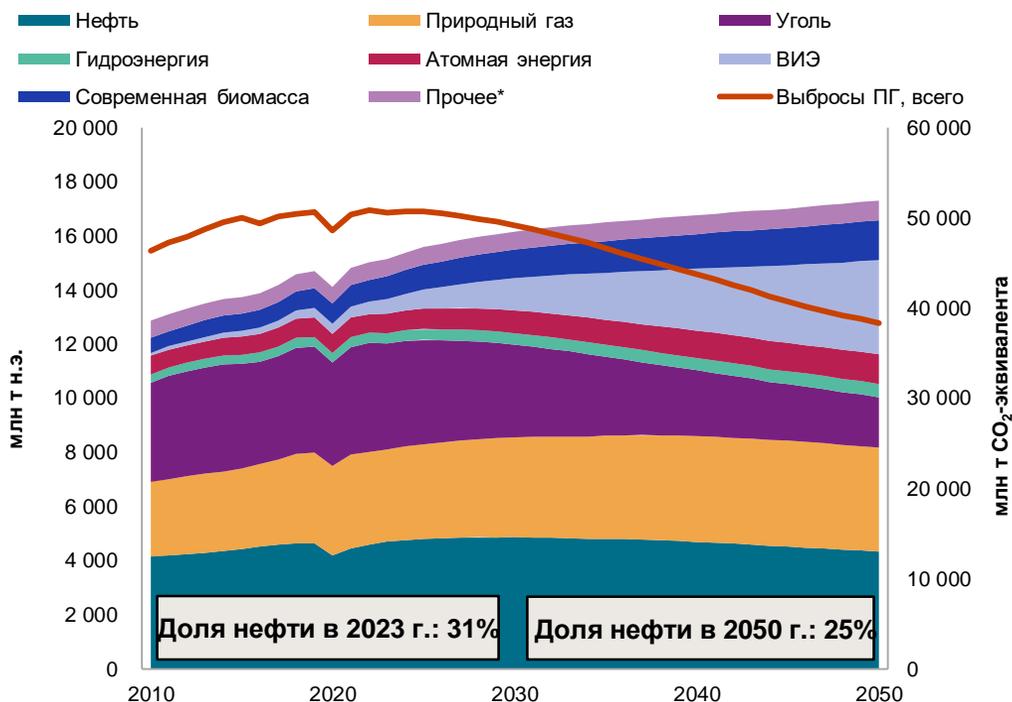
Темпы глобального энергетического перехода ускоряются, но недавние корректировки, внесенные в наш прогноз глобального спроса на первичные энергоресурсы согласно базовому сценарию («Переломный этап»), показывают, что за углеводородами сохранится значимая роль на протяжении более продолжительного периода, чем предусматривалось предыдущим прогнозом

В настоящее время прогнозируется, что спрос на нефть выйдет на максимальный стабильный уровень примерно к 2030 году.

Спрос на газ продолжит расти до 2050 года (хотя и медленными темпами после спада в 2022 году).

В 2050 году на нефть и газ будет приходиться менее половины (47%) мирового спроса на энергоресурсы, а доля ВИЭ вырастет до 20% (что больше показателя, предусмотренного нашим предыдущим прогнозом, который составлял 15%).

Мировой спрос на первичные энергоресурсы и выбросы ПГ: сценарий «Переломный этап»



* Включает традиционную биомассу, твердые отходы, тепло окружающей среды, а также чистый оборот электроэнергии, водорода и тепловой энергии.

Источник: S&P Global Commodity Insights.

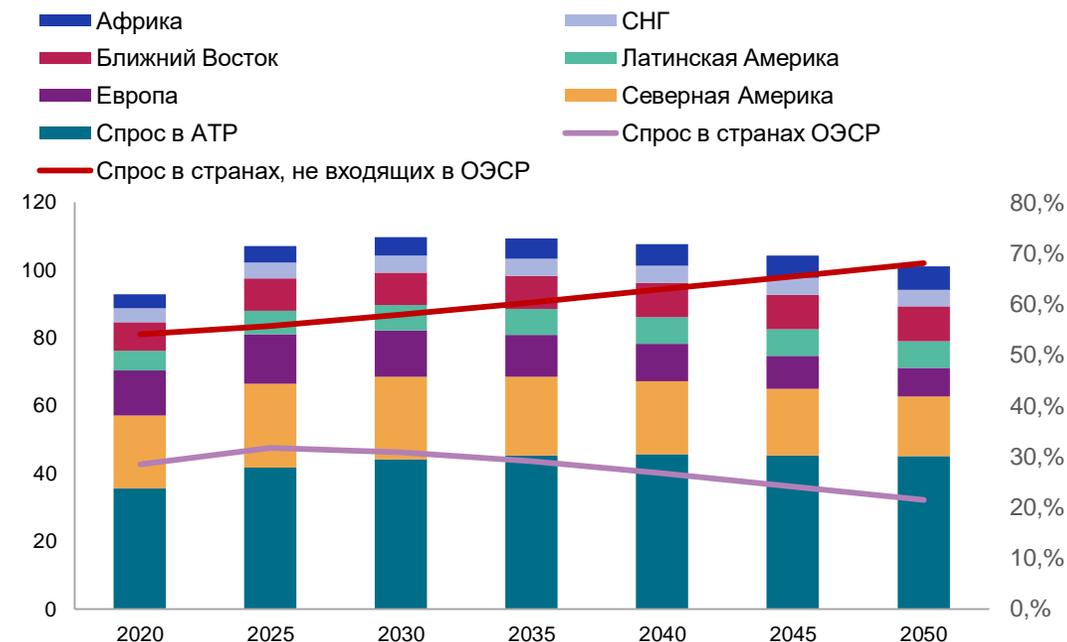
© 2023 S&P Global.

- Резкое падение спроса на ископаемое топливо в 2020 г. из-за пандемии COVID-19
- Более высокие цены на ископаемое топливо в период восстановления после пандемии благоприятно сказываются на конкурентоспособности ВИЭ
 - Хотя нарушения в цепочках поставок и высокий спрос привели к существенному повышению стоимости ВИЭ
 - Изменения стоимостных показателей и новые технологии постепенно приводят к снижению сравнительной дороговизны («премии») более «зеленых» вариантов – например, в таких сегментах как автотранспорт, электроэнергетика, производство цемента
 - Накопительный эффект нескольких лет политической поддержки, развития технологий и снижения стоимости ветровой и солнечной энергии, а также аккумуляторных батарей (накопителей энергии)
- Реализация «зеленых» планов правительств Китая, ЕС, Японии, Южной Кореи, Бразилии – и избрание Байдена президентом США
 - Расширение круга стран, принимающих обязательства по выходу на нулевой баланс, и международный курс на регулирование выбросов углерода
 - Более 2/3 мировых выбросов ПГ приходится на страны, которые взяли на себя обязательства по выходу на нулевой баланс, и эта доля продолжает расти
- Денежные потоки: отход от нефти в сторону ВИЭ
- Обязательства энергетических компаний: переход от «большой нефти» к «большой энергетике»

Нефть, несомненно, сохранит ключевую роль в течение энергетического перехода; в период до 2050 г. ожидается продолжение роста совокупного спроса на жидкие углеводороды в странах, не входящих в ОЭСР

- Складывается все более существенное расхождение (бифуркация) в мировом спросе на нефть между развитыми и развивающимися экономиками
- Доля стран, не входящих в ОЭСР, в мировом потреблении жидких углеводородов вырастет с 54% в 2020 г. до 68% в 2050 г.
- В более долгосрочной перспективе главным центром роста мирового спроса на нефть останется рынок АТР, поставки на который будут все в большем объеме поступать из-за пределов региона
- Добыча сырой нефти на территории Европы падает еще более стремительно, чем потребление жидких углеводородов, что ставит данный регион в более высокую зависимость от импорта нефти для удовлетворения остающегося (хотя и снижающегося) объема спроса
- Спрос на нефть в США в целом также будет медленно снижаться с конца 2020-х гг., а добыча сырой нефти и газового конденсата в стране выйдет на максимальную отметку (~14 млн барр. в сутки) в 2030 г.

Перспективы мирового спроса на нефть (жидкие углеводороды) по регионам (млн барр. в сутки)



В расчет спроса включены биотопливо и другая синтетическая нефть; Северная Америка включает Мексику.

Источник: Данные прошлых периодов – Международное энергетическое агентство, Управление энергетической информации США (EIA), национальные статистические агентства; прогнозы – S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Нарушения в глобальных торговых потоках и цепочках поставок в результате начавшегося в 2022 г. вооруженного конфликта: на фоне обеспокоенности по поводу наличия надежных источников энергоресурсов в достаточных объемах и по доступным ценам задача обеспечения энергетической безопасности выходит на первый план национальных энергетических стратегий большинства стран мира

- **Распространенные подходы к укреплению энергетической безопасности:**

- **Диверсификация** поставок, рынков или транспортных маршрутов в целях недопущения сильной зависимости от одного источника
 - Это также может предполагать избирательное международное партнерство и «френдшоринг»
- **Повышение устойчивости (resilience):** позволяет национальным энергосистемам эффективно и оперативно восстанавливаться от последствий непредвиденных событий и дестабилизирующих факторов; это включает три компонента – хранение топлива, надежность электросети и политическую устойчивость (предполагающую поддержку со стороны населения за счет обеспечения прозрачности и справедливого доступа к энергоресурсам)
- **Прозрачность:** обмен информацией между странами и участниками [отрасли] на практике доказал свою высокую эффективность; МЭА: «хорошие данные позволяют рынкам функционировать, предотвращают панику и сдерживают спекуляцию, которая усугубляет скачки цен, волатильность и дефицит»

- **В настоящее время многие признаки указывают на то, что обеспокоенность проблемами энергетической безопасности способствует ускорению энергетического перехода во всем мире, а не замедляет его**

- Для Европы энергетический переход является синонимом энергетической безопасности, поскольку он позволяет снизить зависимость от импортируемого ископаемого топлива и использовать собственные ресурсы – такие как энергия ветра и солнца – наряду с собственным инженерно-техническим и строительным потенциалом

Ключевые элементы эффективной стратегии энергетической безопасности Казахстана можно определить, исходя из основных факторов уязвимости

- Удовлетворение внутреннего спроса на энергоресурсы при сохранении их ценовой доступности и широкого наличия для потребителей наряду с заметным продвижением по пути к более экологически чистому энергетическому будущему (в целях обеспечения долгосрочной устойчивости)
- Для поддержания стабильности проводимой политики необходимо, чтобы энергетический сектор Казахстана функционировал в более широких параметрах рыночной экономики, позволяя фундаментальным рыночным механизмам (спросу и предложению) формировать цены и распределять ресурсы
 - Чтобы позволить рыночным силам действовать эффективно, может потребоваться демонополизация определенных сегментов и видов деятельности
 - В других отраслях – особенно там, где присутствуют естественные монополии (сетевые структуры) – для обеспечения функционирования рыночных сил необходимы более эффективные и гибкие подходы к регулированию
 - В международном плане следует в целом придерживаться принципов открытой торговли в отношении энергоресурсов, чтобы способствовать повышению эффективности и рыночному ценообразованию; это по сути означает общее принятие формирующегося режима свободной торговли в рамках ЕАЭС
 - Политическому руководству страны следует ограничить участие государства на внутренних рынках энергоресурсов (государственное вмешательство должно носить избирательный и обоснованный характер)
- Диверсификация экспортных маршрутов сырой нефти в целях снижения общего уровня риска неблагоприятных событий на каком-либо отдельном маршруте или экспортном рынке
- Снижение роли угля, к которому, тем не менее, следует подходить с осторожностью – этот недорогой вид топлива, которым располагает Казахстан, служит важной «страховкой» от более серьезных рисков, связанных с другими элементами энергетического перехода в целом
- Расширение роли природного газа, который является одним из самых дешевых и наиболее эффективных видов топлива для декарбонизации в краткосрочной перспективе; однако такое расширение может означать усиление зависимости от импорта
- Создание стимулов для более быстрого повышения энергоэффективности, что позволит снизить уровень потребности в энергоресурсах
- При наращивании использования ВИЭ в производстве электроэнергии следует придерживаться грамотного и выверенного подхода в целях обеспечения надежности системы и общей ценовой доступности электроэнергии для потребителей; это может потребовать пересмотра существующей схемы поддержки
- Энергетическая безопасность также предполагает диверсификацию инвестиций в энергетику – состав стран-инвесторов и типов инвесторов должен быть разнообразным; это означает необходимость создания и поддержания привлекательной инвестиционной среды с учетом растущей глобальной конкуренции

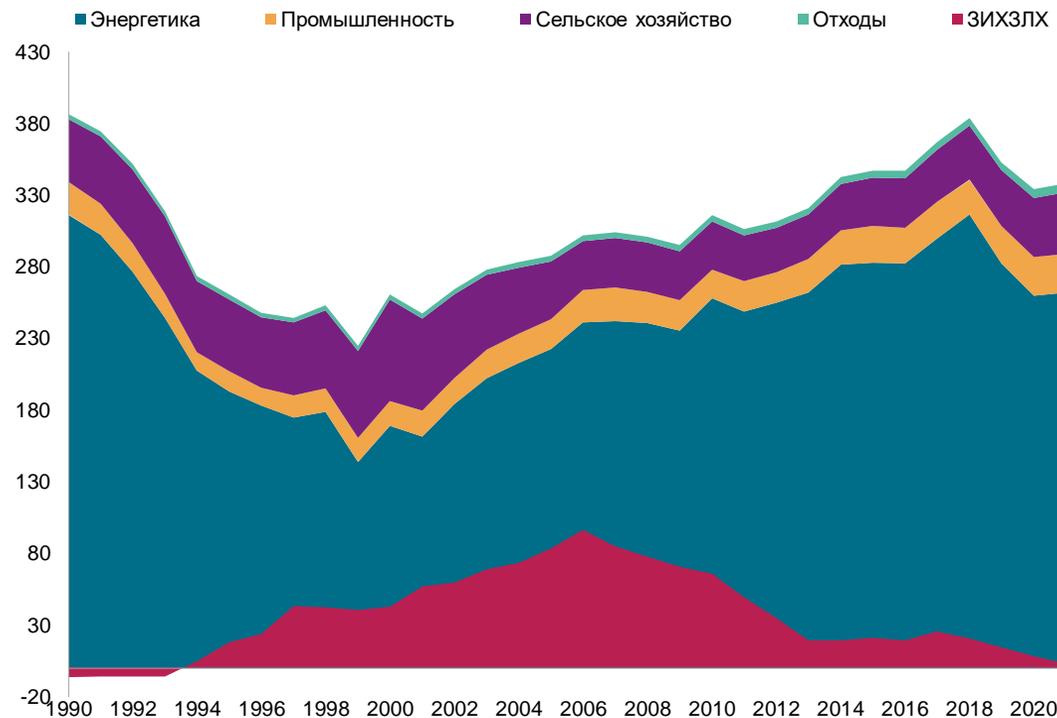
Казахстану необходимо разработать и принять официальную Стратегию энергетической безопасности, руководствуясь вышеуказанными факторами общего характера (причем она должна обладать гибкостью, позволяющей модифицировать ее с учетом меняющихся обстоятельств).

Обзор аспектов энергетического перехода и энергетической безопасности в Казахстане

- По официальным данным, в 2021 году выбросы ПГ в Казахстане составили 340,8 млн т CO₂-экв., что на 7% меньше, чем в 2015 году (367,7 млн т CO₂-экв.).
- Для выхода на предусмотренный для Казахстана (безусловный) целевой показатель ОНУВ на уровне 324,4 млн т CO₂-экв. к 2030 году эта позитивная тенденция к снижению должна сохраняться и даже несколько ускоряться. Это, несомненно, возможно, при условии:
 - Ускоренных темпов расширения газификации с отходом от потребления угля.
 - Реализации уже одобренных и запланированных (включенных в программу) проектов ВИЭ так, как это в настоящее время предусмотрено.
 - Сохранения (или ускорения) темпов повышения энергоэффективности в масштабе всей экономики.
 - Существенного сокращения выбросов ПГ от неэнергетических отраслей – промышленности, сельского хозяйства, ЗИЗЛХ и отходов.
- В глобальном масштабе большинство стран в настоящее время отстают от графика выполнения обязательств в рамках Парижского соглашения по климату. Судя по текущей динамике, может случиться, что Казахстан тоже не выйдет на условный целевой показатель ОНУВ к 2030 году; более того, в начале 2020-х гг. объем выбросов ПГ в стране может даже увеличиться по мере дальнейшего восстановления экономики и роста потребления энергоресурсов; для того, чтобы обратить эту тенденцию вспять, необходимы более согласованные меры.
- Более амбициозная цель – нулевой баланс выбросов к 2060 году – требует еще более масштабной трансформации всей экономики

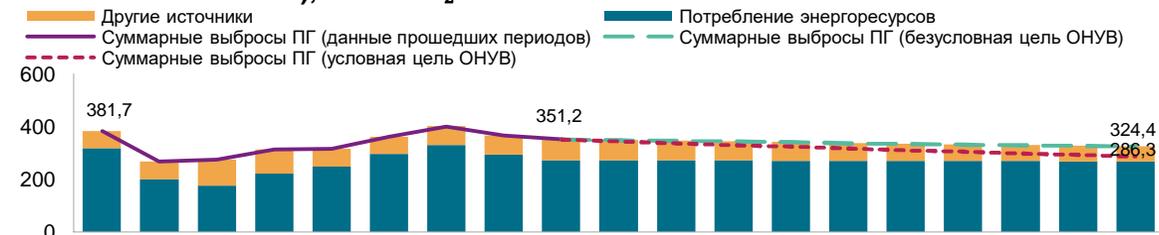
Совокупный объем выбросов ПГ в Казахстане в 2021 году составил 340,8 млн т: без принятия более оперативных и целенаправленных мер Казахстан может не выйти на (безусловный) целевой показатель ОНУВ, предусмотренный Парижским соглашением по климату на 2030 год (сокращение на 15% от уровня 1990 года) – 324,4 млн т

Выбросы ПГ в Казахстане по отраслям - данные прошедших периодов, млн т CO₂-экв



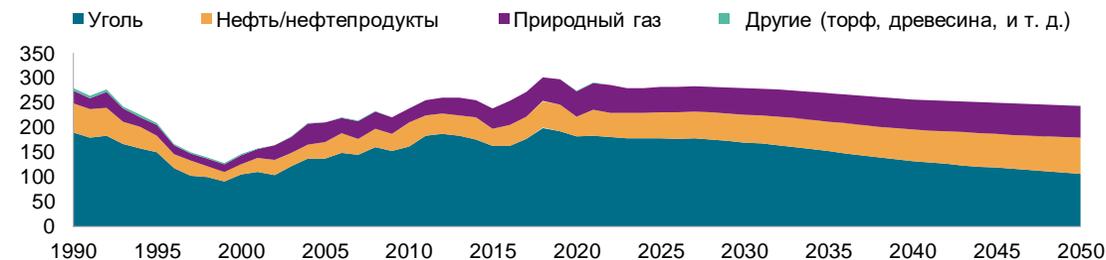
Источник: S&P Global Commodity Insights, РКИК ООН.
© 2023 S&P Global.

Выбросы ПГ в Казахстане от потребления энергоресурсов и других источников (в соответствии с ОНУВ), млн т CO₂-экв.



1990 1995 2000 2005 2010 2015 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030
 ЗИХЗЛХ = землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство.
 Другие источники (не относящиеся к использованию энергоресурсов) включают в себя промышленность, сельское хозяйство, ЗИЗЛХ и отходы. Данные по выбросам ПГ Казахстана в 1990 г. взяты из НДК Казахстана для РКИК ООН за 2022 г.
 Источник: S&P Global Commodity Insights.
 © 2023 S&P Global.

Базовый прогноз выбросов ПГ в Казахстане, связанных с использованием энергоресурсов, млн т CO₂-экв



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

В соответствии с нашим базовым прогнозным сценарием потребления энергоресурсов снижение выбросов ПГ только от использования энергоресурсов в период с 2022 г. по 2030 г. составит около 4%.

Несколько ключевых «путей» политики декарбонизации экономической деятельности

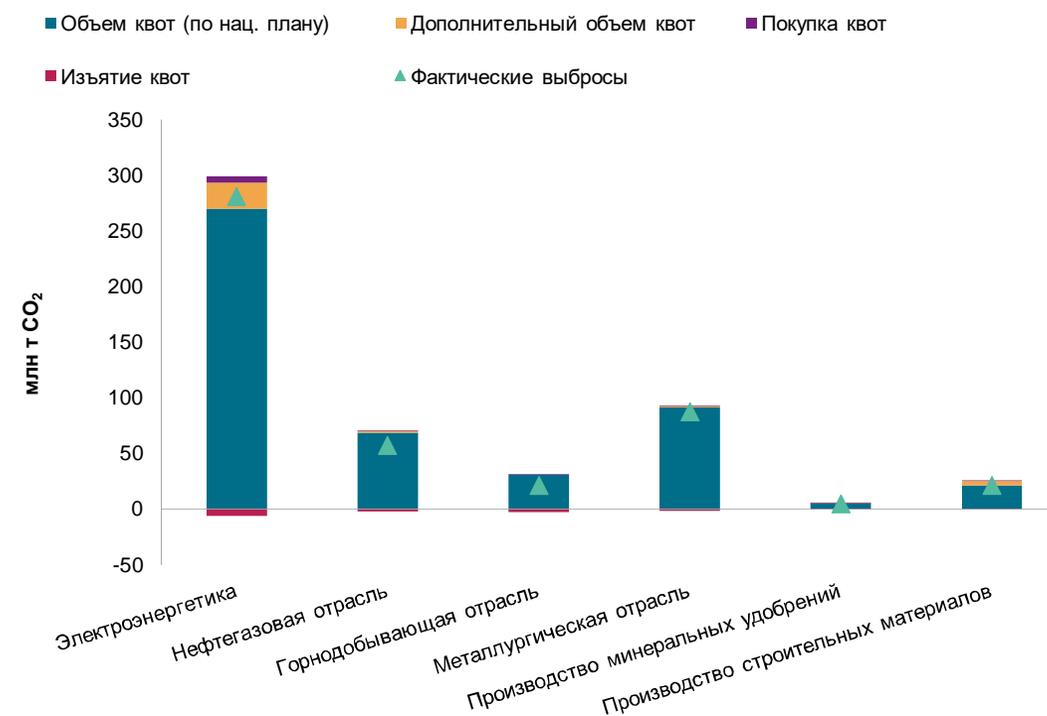
Может применяться широкий спектр разнообразных подходов в зависимости от локальных условий



В 2018 г. в Казахстане возобновилась работа системы торговли квотами на выбросы CO₂ (СТВ), которая сейчас находится на «пятой фазе» работы; однако, учитывая ее слабые результаты (особенно в качестве инструмента сокращения выбросов CO₂), она требует дальнейшего совершенствования

- Казахстанская СТВ, оператором которой является АО «Жасыл даму», представляет собой систему торговли квотами на выбросы, аналогичную СТВ ЕС; она была перезапущена в 2018 г. после стартового экспериментального периода работы в 2013-15 гг.; система охватывает все крупные технологические установки (около 220 единиц) шести основных секторов (таких как электроэнергетика, нефтегазовая отрасль, металлургия и производство строительных материалов); на вышеуказанные объекты, участвующие в СТВ, приходится около 50% от совокупного объема выбросов CO₂ в Казахстане
 - Наиболее активными участниками торговли являются электроэнергетические компании; они чаще всего превышали первоначально выделенные им объемы квот (возможно, квоты для них были изначально установлены на слишком низком уровне)
 - Большинство добывающих предприятий нефтегазовой отрасли укладывались в выделенные им квоты; самый низкий уровень соответствия продемонстрировали предприятия сферы хранения и транспортировки (возможно, квоты для них были изначально установлены на слишком низком уровне)
 - Первоначально выделенные квоты для горнодобывающей отрасли, судя по всему, были слишком большими, поскольку предприятия данной сферы легко уложились в установленный объем
- Требуется дальнейшее совершенствование СТВ Казахстана в целях повышения эффективности; текущий порядок ее работы не является прозрачным рыночным механизмом
 - Небольшое количество торговых операций и – соответственно – очень низкие цены квот на выбросы углерода без каких-либо колебаний
 - Возможно, следует расширить охват действия системы с включением в нее других ПГ (помимо CO₂) и других отраслей
 - Необходимо повысить прозрачность механизмов распределения квот; складывается впечатление, что компаниям удается обеспечить себе дополнительные квоты вместо активного участия в торговле или сокращения выбросов от своей деятельности; возможно, следует ввести систему аукционов с постепенным расширением ее доли в общем объеме изначально выделяемых квот
 - В открытом доступе отсутствуют сведения о фактических объемах выбросов предприятий
 - Действующие в компаниях практики и правила закупок во многом препятствуют гибкой торговле квотами на выбросы углерода

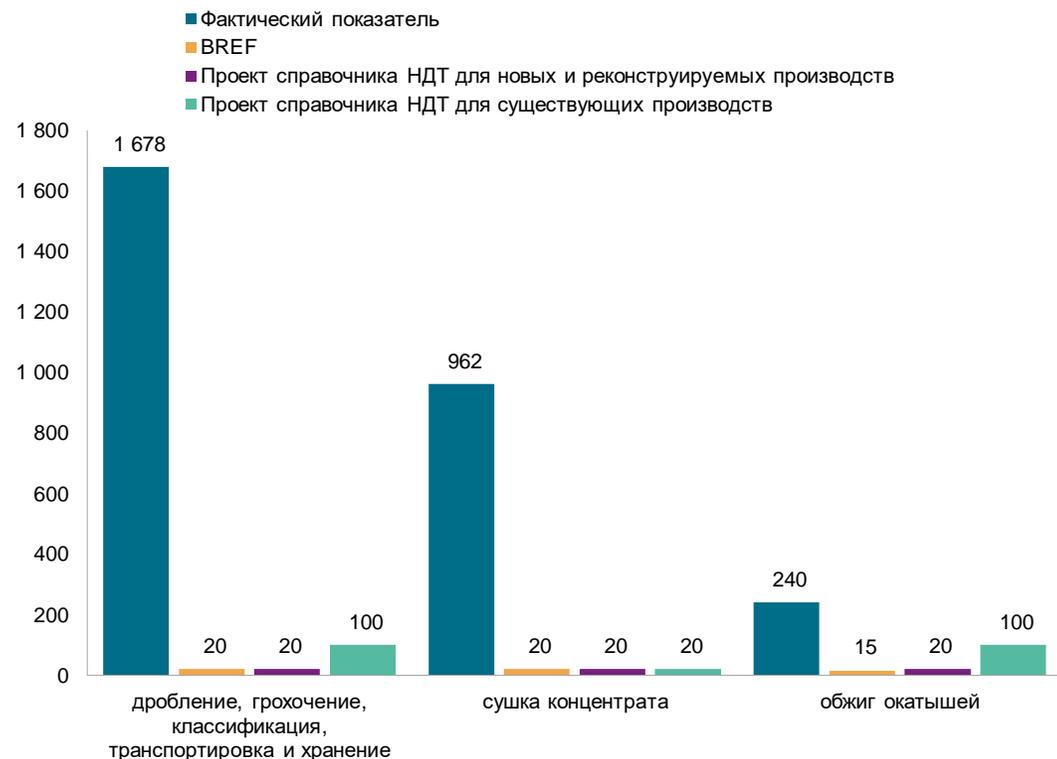
Показатели для различных отраслей в рамках СТВ Казахстана в 2018-20 гг.



Источник: S&P Global Commodity Insights
© 2023 S&P Global.

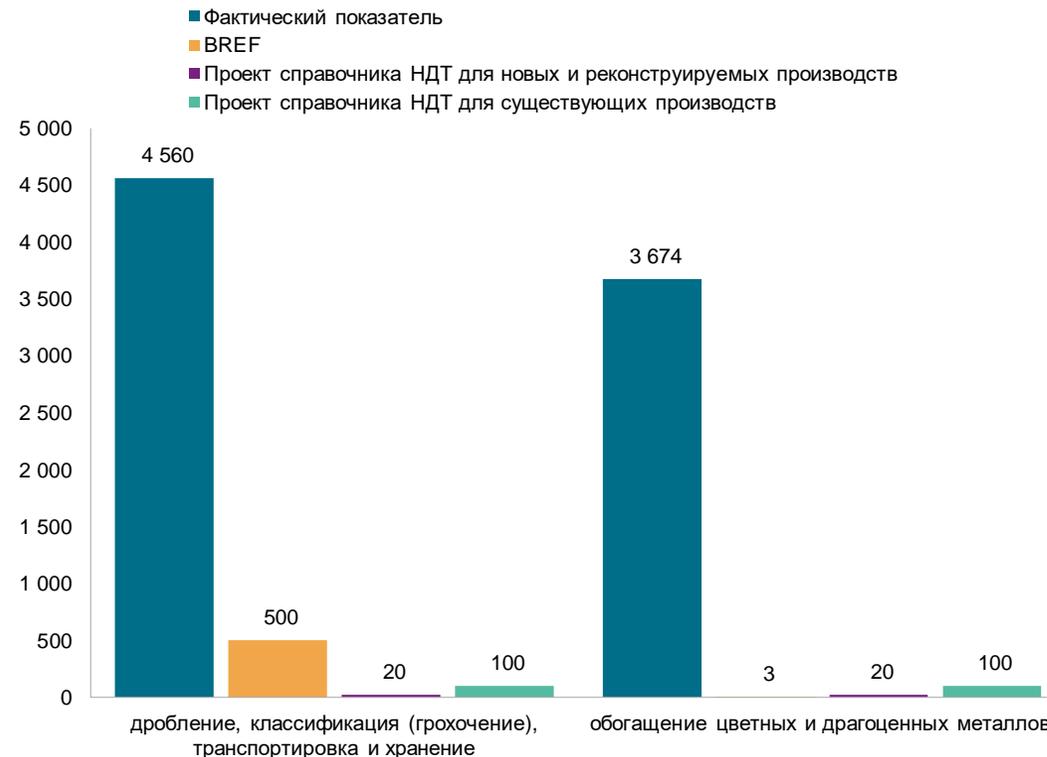
НДТ: важный механизм сокращения выбросов, введенный Экологическим кодексом 2021 года, в рамках которого для предприятий устанавливаются контрольные показатели на базе более жестких стандартов ЕС

Пылевые выбросы при добыче и обогащении железных руд (включая прочие руды черных металлов), мг/нм³



Источник: S&P Global Commodity Insights, МЦЗТИП.
© 2023 S&P Global.

Пылевые выбросы при добыче и обогащении руд цветных металлов (включая драгоценные), мг/нм³



Источник: S&P Global Commodity Insights, МЦЗТИП.
© 2023 S&P Global.

При внедрении принципов и стандартов НДТ, основываясь на практике ЕС, важно понимать, что в настоящее время в Казахстане не представляется возможным выйти на многие из установленных в ЕС показателей; в этой связи необходимы меры переходного характера, учитывающие вышеуказанное обстоятельство и местную специфику – такие как более длительные сроки внедрения и (в ряде случаев) менее строгие технологические критерии; в частности, возможен дифференцированный подход к установлению предельно допустимого уровня эмиссий для новых и существующих производственных объектов.

Нефтяная промышленность Казахстана: основные достижения и проблемы в свете возобновившейся важности многовекторной политики, предполагающей диверсификацию маршрутов экспорта нефти

Достижения:

- Несмотря на произошедший в 2022 году спад (в основном на фоне периодических ограничений в части экспорта), добыча нефти в Казахстане в целом продемонстрировала устойчивость перед лицом многочисленных дестабилизирующих факторов; в 2023 году она должна вернуться на траекторию роста и выйти на максимальный уровень в середине 2020-х гг. в соответствии с базовым сценарием S&P Global.
- Казахстан принял меры по смягчению возникающих рисков, связанных с транзитом через Россию (на фоне эскалации вооруженного конфликта в Украине), в определенной мере диверсифицировав маршруты экспорта нефти (в частности, путем возобновления регулярных экспортных поставок по нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан), а также проведя разграничение между казахстанской нефтью и российской нефтью, поступающей по экспортным маршрутам «Транснефти» (ребрендинг КЕВСО).
- Власти Казахстана по-прежнему официально нацелены на постепенный переход к рыночному формированию цен на нефтепродукты в рамках создания общего рынка нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза (ЕАЭС) в 2025 году (в качестве примера можно привести повышение предельных цен на бензин и дизельное топливо).

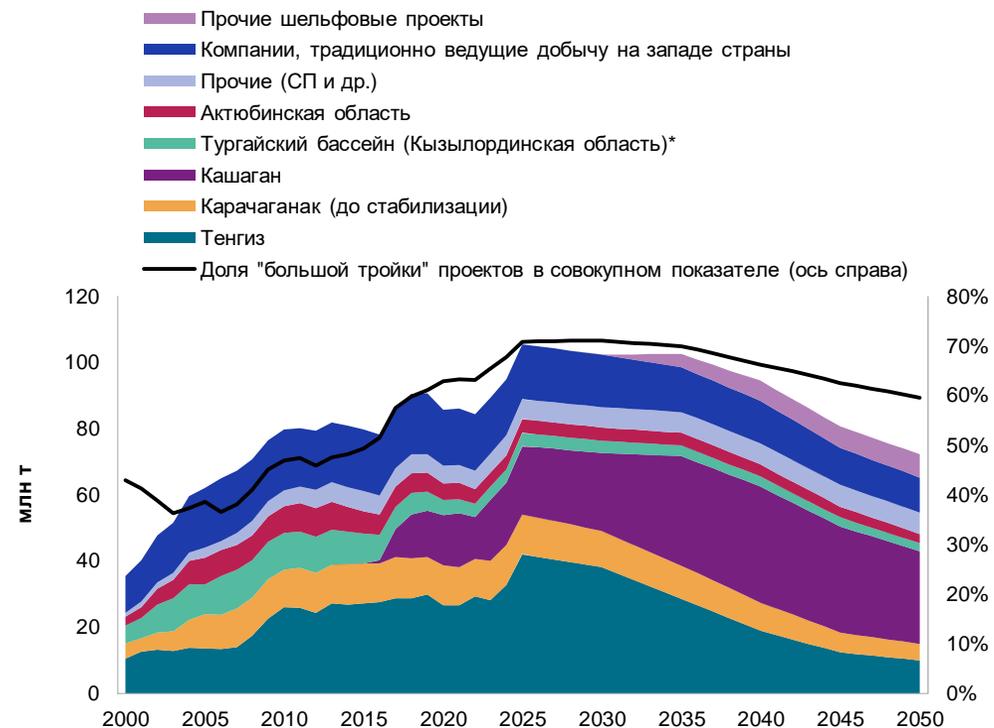
Проблемы:

- Относительно высокие затраты на добычу нефти (включая высокую долю причитающихся государству налогов и сборов), жесткие правила в отношении местного содержания и другие неблагоприятные факторы негеологического характера продолжают отрицательно сказываться на экономике разведочно-добывающей деятельности и инвестициях в более долгосрочной перспективе.
- Достижению поставленной властями Казахстана амбициозной цели по увеличению транскаспийских экспортных поставок в несколько раз – так, чтобы через несколько лет на них приходилась примерно четверть от предполагаемых объемов казахстанского экспорта – будут препятствовать высокая стоимость транспортировки и инфраструктурные ограничения.
- Необходимо ускорение темпов либерализации цен, чтобы Казахстан смог реализовать стоящие перед ним задачи по интеграции в рамках ЕАЭС, а также избежать хронического дефицита предложения сырой нефти для поставок на казахстанские НПЗ и нефтепродуктов для внутреннего рынка.

Ожидается, что добыча нефти в Казахстане выйдет на максимальный уровень уже к середине 2020-х гг.; ее траектория будет главным образом определяться динамикой разработки «большой тройки» месторождений

- Ожидается, что к середине 2020-х гг. добыча нефти в стране вырастет до уровня около 105 млн т, а затем будет медленно снижаться
- Ключевым фактором, определяющим общую траекторию добычи, останется «большая тройка» проектов (а не квота Казахстана в рамках договоренности ОПЕК+); ожидается, что их доля в совокупном показателе добычи нефти в стране вырастет с уровня около 63% в 2022 г. до максимальной отметки на уровне 71% в 2030 г., но затем снизится до 60% к 2050 г.
 - **Тенгиз:** основным источником роста добычи нефти в Казахстане в 2024-25 гг. станет Проект будущего расширения
 - **Кашаган:** реализация 2-й фазы освоения месторождения предположительно приведет к увеличению добычи в рамках проекта в период до и на протяжении 2030-х гг., что позволит сгладить траекторию общего спада добычи в стране
 - **Карачаганак:** добыча останется примерно на текущем стабильном уровне до 2030 г. благодаря завершению проекта обратной закачки газа в середине 2020-х гг.
 - Однако неопределенность, связанная с иском на сумму в несколько миллиардов долларов в рамках арбитражного разбирательства, инициированного РК против консорциумов по проектам Кашаган и Карачаганак в 2023 г., вероятно, отрицательно сказывается на готовности МНК к дополнительным инвестициям в разведочно-добывающую деятельность
- Ожидается, что в более долгосрочной перспективе добыча на старых действующих активах АО «КазМунайГаз» будет сокращаться, но этот спад будет сглаживаться за счет поступательного внедрения новых технологий для зрелых месторождений
 - Включая гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, закачку пара и полимера
- Менее крупные независимые нефтедобывающие компании могли бы играть в Казахстане гораздо более значимую роль, чем предполагается на данный момент, при условии обеспечения для них более благоприятных условий ведения бизнеса; они располагают значительной совокупной базой запасов и существенным потенциалом открытия новых месторождений

Перспективы добычи нефти в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию (млн т)



*Включает месторождение Амангельды в Жамбылской области.

Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии).

© 2023 S&P Global.

Имеются ли у Казахстана «выгодные» [обладающие преимуществами] баррели, которые позволят стране сохранить за собой значимую долю в мировых поставках нефти? Для большинства предполагаемых источников прироста глобального предложения сырой нефти (до 2040 года) выход на уровень безубыточности возможен даже при цене Brent ниже 50 долл./барр. (в постоянных ценах в долларовом выражении)

Затраты полного цикла в пересчете на Dated Brent для ряда нефтедобывающих стран в 2022 г. (долл./барр.)



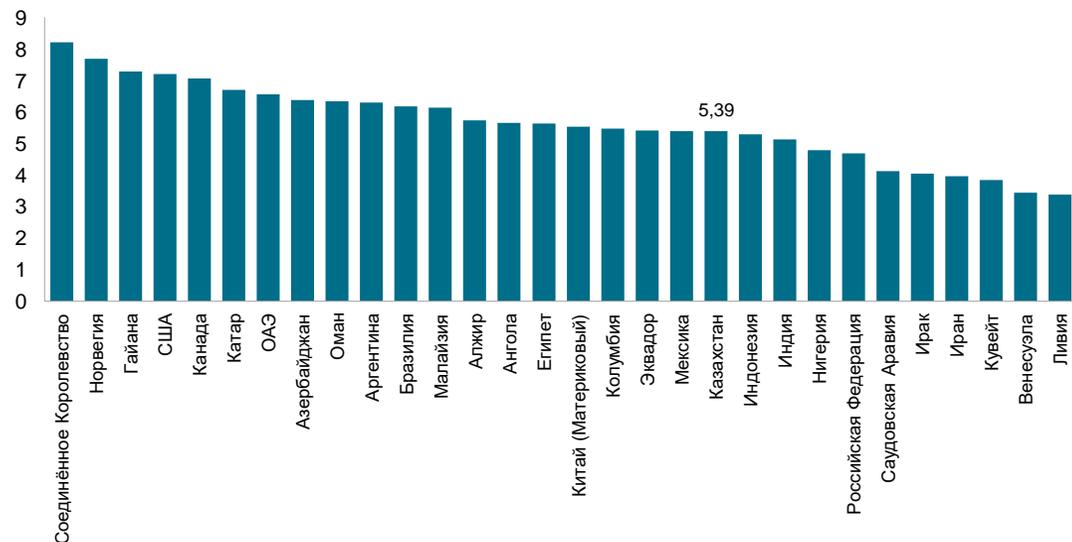
ОАЭ = Объединенные Арабские Эмираты.
 Предполагаемая норма доходности составляет 20%.
 Источник: S&P Global Commodity Insights.
 © 2023 S&P Global.

Себестоимость добычи нефти в Казахстане не самая высокая в мире, но все же бóльшая часть «новых баррелей» страны находится ближе к верхним уровням глобальной кривой затрат.

Общая инвестиционная привлекательность имеет чрезвычайно важное значение для обеспечения инвестиций в разведку и добычу во всем мире, поскольку компании все чаще стремятся вкладывать средства в «выгодную» (обладающую преимуществами) нефть

Хотя за последнее десятилетие рейтинговые позиции Казахстана улучшились, в настоящее время он занимает лишь 78-е место среди 112 рынков в рейтинге PEPS, что во многом обусловлено низким баллом по показателю финансово-налоговой (фискальной) среды (в связи с высокими налоговыми сборами и низкой прибылью операторов); позиции Казахстана также проигрывают в сравнении с сопоставимыми странами, с которыми он конкурирует за инвестиции

Составленный S&P Global рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для ряда нефтедобывающих стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. на базе негеологических факторов



Примечания: Рейтинг 30 крупнейших производителей сырой нефти в 2022 г. по состоянию на 3-й квартал 2023 г. Совокупный рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (на базе факторов негеологического характера) выводится из входящих в него ключевых составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе, а именно: юридические и договорные условия (30%), финансово-налоговая среда (30%), риски нефтегазовой отрасли (40%).

Источник: S&P Global (PEPS).

© 2023 S&P Global.

Рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи для Казахстана и группы сопоставимых с ним стран по состоянию на 3-й квартал 2023 г. (на базе негеологических факторов)



Примечания: Совокупный рейтинг привлекательности в сфере разведки и добычи (на базе факторов негеологического характера) выводится из входящих в него ключевых составляющих, каждая из которых имеет свой удельный вес в итоговом показателе, а именно: юридические и договорные условия (30%), финансово-налоговая среда (30%), риски нефтегазовой отрасли (40%).

Источник: S&P Global (PEPS).

© 2023 S&P Global.

Индекс экономических и политических рейтингов нефтедобывающих стран (PEPS) оценивает не только фискальные условия, но и другие факторы, важные для инвестиций в разведку и добычу.

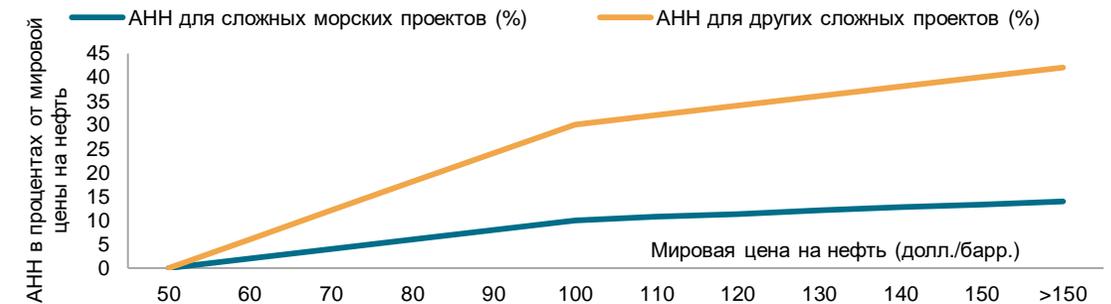
Улучшенный модельный контракт в Казахстане: возможно, его условия не обеспечивают достаточных стимулов для реализации международными инвесторами новых крупных проектов разведки и добычи, в том числе в сфере природного газа

- В январе 2023 года в Казахстане был введен в действие давно ожидаемый механизм Улучшенного модельного контракта (УМК) для сложных проектов
- Для УМК определены три категории сложных проектов (месторождений):
 - Морские месторождения, полностью или частично расположенные в пределах казахстанского сектора Каспийского или Аральского морей
 - Месторождения на суше со сложными условиями добычи углеводородов (большая глубина, высокое давление, содержание сероводорода, наличие нетрадиционных запасов, подсольевые залежи с большой толщиной солей и т.п.)
 - Газовые месторождения на суше, включая газовые или газоконденсатные проекты, где нефтенасыщенные залежи составляют менее четверти от общего объема углеводородов
- Механизм УМК распространяется на новые «сложные» проекты (даже если фактические запасы уже обнаружены)
- УМК предполагает ряд регуляторных и фискальных преференций:
 - Стабильность некоторых условий контракта и фискальных преференций (но не всех)
 - Возможность урегулирования споров в казахстанских или международных судебных инстанциях
 - Возможность экспорта добытых на месторождении жидких углеводородов полностью или частично
 - Для газовых проектов на суше: гарантии стабильности пункта, предусматривающего снижение корпоративного подоходного налога на 100% или менее
 - Упрощенный налоговый режим с применением альтернативного налога на недропользование (АНН)
 - Обновленная методика расчета цены на газ
 - Увеличение разрешенных процентов амортизации в части капитальных затрат
- При этом УМК также возлагает на недропользователей немало дополнительных обязательств, неисполнение которых может повлечь штрафные санкции и иные взыскания вплоть до расторжения контракта:
 - Доля местных (казахстанских) специалистов и рабочих должна составлять не менее 70%
 - Обязательная разработка программы развития местных поставщиков товаров, работ и услуг в период добычи, которая утверждается и контролируется компетентным органом
 - Обязательная разработка и реализация программы работ с указанием объема, вида и сроков геологоразведочных работ (с разбивкой по годам)
 - В случае открытия крупного месторождения (>100 млн т нефти или 50 млрд м³ природного газа) на недропользователя налагаются дополнительные обязательства

Политические реформы – включая УМК – пока в достаточной мере не обеспечивают существенного улучшения делового климата, необходимого для стимулирования масштабных новых инвестиций в разведку и добычу

- Механизм Улучшенного модельного контракта (УМК) нацелен на создание условий для привлечения новых инвестиций в разведку и разработку сложных добывающих активов, однако, с точки зрения S&P Global, условия УМК, возможно, не вполне обеспечивают стимулы для дополнительного инвестирования в разведочно-добывающую деятельность в масштабах, необходимых Казахстану
 - В начале 2023 года было завершено внесение изменений и дополнений в соответствующие законодательные акты Республики Казахстан в связи с введением УМК – нового варианта контракта на недропользование
 - Механизм УМК применяется к морским и газовым проектам, а также к сложным проектам на суше; он предполагает предоставление ряда стимулов («преференций»), свидетельствующих о том, что власти Казахстана осознают особую сложность разработки сложных месторождений углеводородов страны
 - Однако в УМК сохраняются многие аспекты типового (существующего) модельного контракта (контракта на недропользование), который используется для менее сложных месторождений, включая ряд одинаковых недочетов: в частности, оба вида контрактов содержат недостаточно ясные и прозрачные формулировки – например, в отношении требований к местному содержанию
- Примета времени: результаты электронных аукционов пока не оправдывают ожиданий
 - Начиная с 2020 года в Казахстане проводятся электронные аукционы на предоставление прав недропользования для осуществления разведки и добычи – после внесения изменений и дополнений в Кодекс «О недрах и недропользовании», разрешающих эту процедуру
 - МНК пока не участвовали в таких электронных аукционах, но в ходе декабрьского аукциона 2022 года поступило заявление от одной из ведущих иностранных ННК – Синорес (которая в итоге получила права на участок для проведения геологоразведки в Прикаспийском бассейне)

Ставки АНН для сложных морских проектов в сравнении с другими проектами



Источник: S&P Global Commodity Insights, Налоговый кодекс РК (Статья 768).
© 2023 S&P Global.

Ключевые показатели электронных аукционов Казахстана по участкам недр для разведки и добычи в 2020-23 гг.

Показатель	Дек. 2020	Апр. 2021	Нояб 2021	Июль 2022	Дек. 2022	Июль 2023	Суммарные и средние значения
Количество завершенных аукционов	5	8	14	13	20	9	69
Средняя контрактная площадь лицензионного участка, км ²	3 014	280	906	756	992	482	1 072
Общая сумма контрактов, млн долл.	28	19	146	27	60	24	304

Источник: S&P Global Commodity Insights, Министерство энергетики РК.

Традиционный «многовекторный» подход Казахстана остается оптимальным вариантом минимизации транзитных рисков, поскольку все маршруты имеют свои плюсы и минусы

Сравнительные преимущества отдельных альтернативных маршрутов экспорта нефти из Казахстана				
	Каспийский Трубопроводный Консорциум	Нефтепровод Атырау–Самара	Казахстанско-Китайский Трубопровод	Баку–Тбилиси–Джейхан
«Нетбэк» выше среднего*	✓	✓	✗	✗
Существенный объем свободных мощностей (от границы с Казахстаном)	✓	✓	✓	✗
Выход на несколько рынков	✓	✓	✗	✓
Банк качества	✓	✗	✗	✓
Минимальный или нулевой риск, связанный с транзитом по территории других государств	✗	✗	✓	✓**

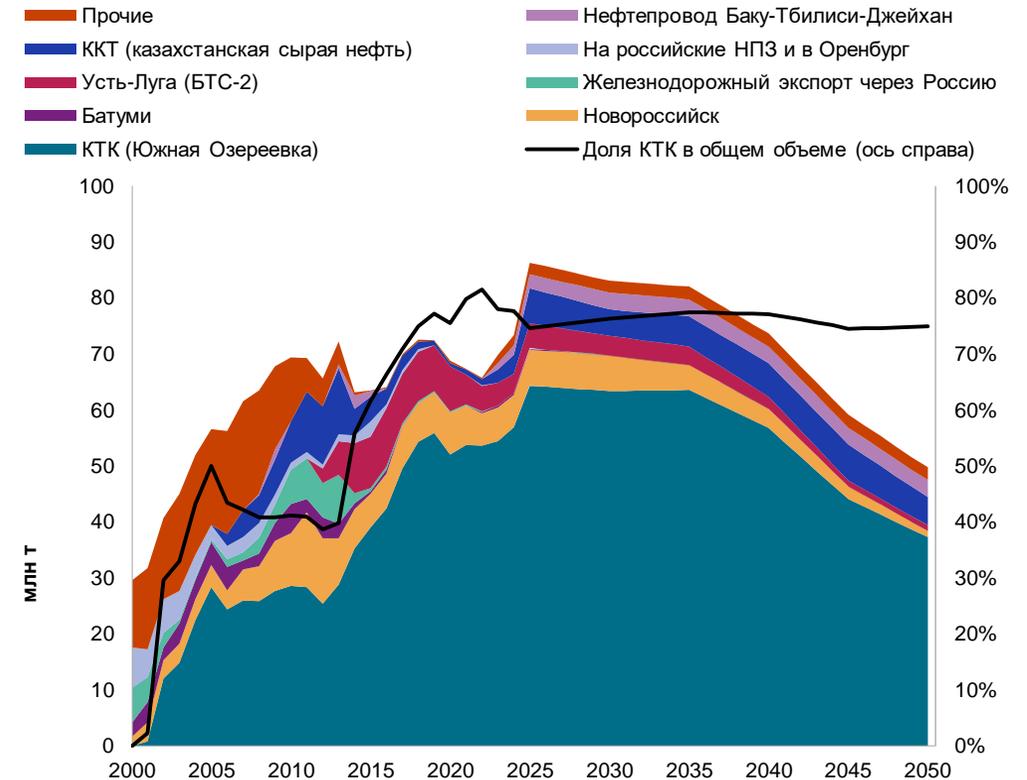
*«Нетбэк» выше среднего по сравнению с расчетными показателями «нетбэк» для большинства альтернативных маршрутов, имеющих в распоряжении у экспортеров из Казахстана.

**Хотя маршрут БТД идет в обход России, он предполагает транзит казахстанской нефти через территории трех стран (Азербайджана, Грузии и Турции), у которых имеются неурегулированные территориальные споры (в частности, между Азербайджаном и Арменией и между Грузией и Россией).

КТК останется основным каналом экспорта нефти из Казахстана; однако текущий курс на диверсификацию маршрутов предполагает увеличение объемов транскаспийских поставок, хотя высокая стоимость транспортировки на данном направлении ограничивает потенциал роста

- Нефтепровод КТК, через который поступает более 80% экспорта казахстанской нефти, в обозримом будущем останется основным экспортным маршрутом, но новые геополитические факторы придают дополнительный импульс диверсификации маршрутов с целью сокращения приходящейся на него доли
 - Целый ряд сбоев в работе системы КТК с момента начала российско-украинского конфликта высветил растущие риски транзита через Россию
 - Однако недавно завершённая программа увеличения пропускной способности КТК открывает перспективы для наращивания казахстанского экспорта по данной системе в ближайшем будущем
- Продолжают задействоваться маршруты системы нефтепроводов Атырау-Самара («Транснефть»), идущие к терминалам Черного и Балтийского морей, а также к нефтепроводу «Дружба»
 - Ребрендинг КЕВСО в июне 2022 года позволил провести разграничение между потоками казахстанской сырой нефти и сырой нефти российского происхождения (при этом по качеству КЕВСО остается идентичным российскому сорту Urals Blend)
 - В феврале 2023 года Казахстан также возобновил экспорт нефти по газопроводу «Дружба» (в Германию) впервые с 2012 года
- Основным нероссийским маршрутом экспорта казахстанской нефти в 2022 году был Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)
 - Маршрут ККТ по-прежнему во многом недозадействован, поскольку показатели «нетбэк» при поставках по нему, как правило, оказываются относительно непривлекательными, учитывая фиксированную цену на границе с Китаем с применением дисконта относительно международного маркерного сорта нефти, а также поскольку он обеспечивает доступ только к одному рынку (и покупателю)
- Транскаспийские маршруты, идущие в обход России и обеспечивающие выход на широкий круг мировых рынков – особенно нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД) – становятся первоочередным элементом текущей фазы диверсификации маршрутов экспорта казахстанской нефти
 - Однако высокая стоимость транспортировки и инфраструктурные ограничения препятствуют наращиванию объемов до гораздо более высоких уровней, к которым стремятся власти Казахстана

Перспективы экспорта казахстанской сырой нефти до 2050 г. с разбивкой по маршрутам

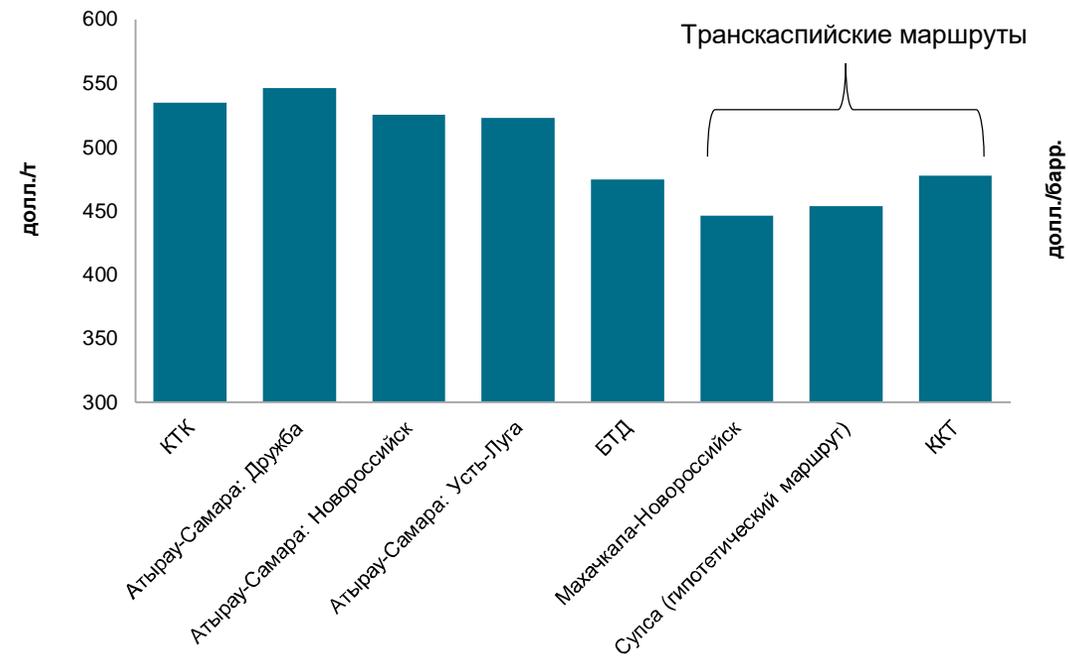


Источник: S&P Global Commodity Insights (Перспективы экспорта нефти в Евразии).

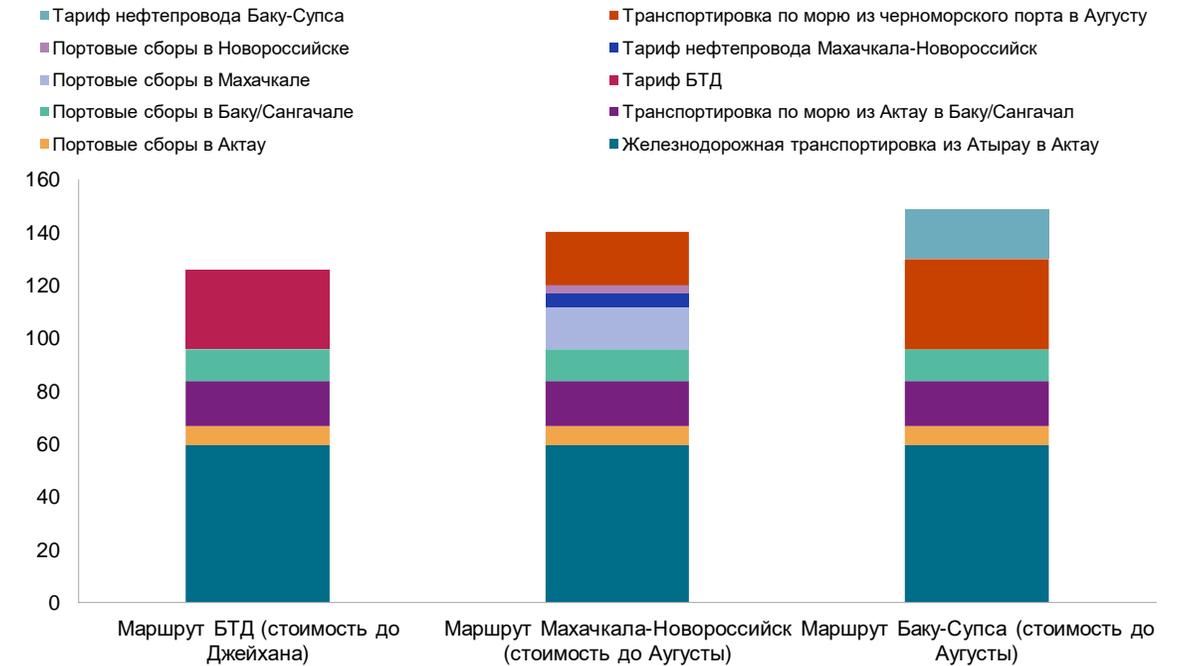
© 2023 S&P Global.

Фактор «нетбэка»: транскаспийские маршруты сопряжены с целым комплексом логистических и иных проблем, которые негативно сказываются на экономической стороне экспорта

Расчетные показатели «нетбэк» для экспорта казахстанской сырой нефти из Атырау по отдельным маршрутам в марте 2023 г.



Разбивка стоимости транспортировки при экспорте казахстанской нефти из Атырау по отдельным транскаспийским маршрутам в марте 2023 г. (расчетные показатели, долл./т)



Источник: S&P Global Commodity Insights, Argus Media Limited.
© 2023 S&P Global.

Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Некоторые составляющие затрат на транспортировку по транскаспийским маршрутам можно значительно снизить за счет строительства новой инфраструктуры (например, наземного нефтепровода между Атырау и Актау, который заменит железнодорожный транспорт) и увеличения объемов перевозок с использованием более крупных танкеров (что, в частности, позволит сократить расходы на оплату ставок морского фрахта и сборов за услуги терминалов при перевозках по Каспийскому морю).

Прогноз нефтяного баланса до 2050 года: в более долгосрочной перспективе внутренний рынок (НПЗ) будет претендовать на все более существенную долю (сокращающейся) нефтедобычи, и этот спрос будет удовлетворяться за счет объемов экспортных поставок

• Динамика баланса нефти (сырая нефть + конденсат):

- Согласно базовому сценарию S&P Global добыча нефти в Казахстане продолжит расти только до середины 2020-х гг., а затем перейдет в фазу медленного, но неуклонного спада, в результате чего объем добычи жидких углеводородов в стране в 2050 г. снизится примерно на 14% по сравнению с 2022 г.
- Львиная доля добываемой нефти по-прежнему будет уходить на экспортные рынки, однако в более долгосрочной перспективе чистые экспортные объемы сократятся (параллельно со снижением совокупной нефтедобычи), упав на 26% в течение прогнозного периода, тогда как видимый внутренний спрос на (сырую) нефть повысится на 25,0%; в результате доля совокупного объема добычи, направляемая на экспортные рынки, снизится с 77,4% в 2022 г. примерно до 67% в 2050 г.

• Динамика баланса нефтепродуктов:

- Наш базовый сценарий предполагает, что в период до 2050 г. объем переработки на НПЗ будет поступательно расти (на фоне повышения внутреннего спроса на нефтепродукты), в совокупности увеличившись примерно на 24% до 22 млн т; продолжающееся (хотя и более медленное) повышение видимого внутреннего спроса на нефтепродукты приведет к его росту приблизительно на 43% до 22,8 млн т. в 2050 г.
 - Основным драйвером роста потребления станет моторное топливо: дизельное топливо, авиакеросин и автомобильный бензин
- Структура роста спроса на нефтепродукты в региональном плане указывает на необходимость существенного увеличения годовой мощности Шымкентского НПЗ по переработке сырой нефти – как минимум на 3 млн т в год – в конце 2020-х гг. или в начале 2030-х гг., тогда как на Павлодарском НХЗ и Атырауском НПЗ достаточно лишь небольшого «приращения» мощностей (за счет снятия отдельных производственных ограничений и повышения эффективности эксплуатации)

Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз до 2050 г. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Баланс нефтепродуктов в Казахстане: прогноз до 2050 г. (млн т)



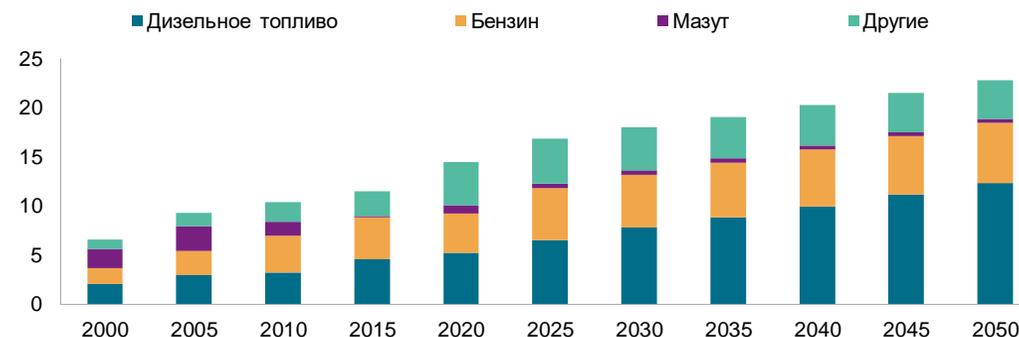
Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Внутренние цены на нефть должны выйти на паритет с экспортными ценами («нетбэк»), чтобы обеспечить достаточный объем поставок сырой нефти на НПЗ и избежать «серого» экспорта нефтепродуктов

- Мы ожидаем, что одним из основных источников роста потребления нефтепродуктов будет транспортная сфера, при том что в парке транспортных средств будут по-прежнему преобладать дизельные автомобили, а также автомобили с бензиновым двигателем (и автомобили на СУГ)
- Наш базовый сценарий внутреннего потребления предполагает дальнейшую либерализацию внутренних цен на нефть, в результате которой примерно к 2030 году средние уровни цен сравняются с паритетными значениями «нетбэк»; соответственно, у нефтедобывающих компаний Казахстана появятся стимулы для поставки достаточных объемов сырой нефти на НПЗ страны, а у НПЗ появится мотивация для отправки основной части своей продукции потребителям на внутреннем рынке
 - При этом также сводится к минимуму трансграничная «утечка» казахстанских нефтепродуктов («серый» экспорт), поскольку цены на них вырастут до уровней, складывающихся в соседних странах
- Два значимых обстоятельства, которые ожидаются в середине 2020-х гг., вероятно, подтолкнут руководство страны к дальнейшей либерализации внутренних цен на нефть:
 - Императивы интеграции рынка нефти в рамках ЕАЭС:** предстоящий в 2025 году запуск общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС означает, что Казахстану будет сложно далее противостоять воздействию рыночных сил, и в конечном итоге цены в стране так или иначе выйдут на паритет с уровнем цен в соседних странах
 - Все более напряженная ситуация с предложением сырой нефти в Казахстане на фоне снижения совокупного объема добычи наряду с продолжающимся ростом внутреннего спроса:** спад добычи, очевидно, будет изначально сконцентрирован на старых месторождениях КМГ, которые традиционно являются основными источниками поставок сырья для казахстанских НПЗ

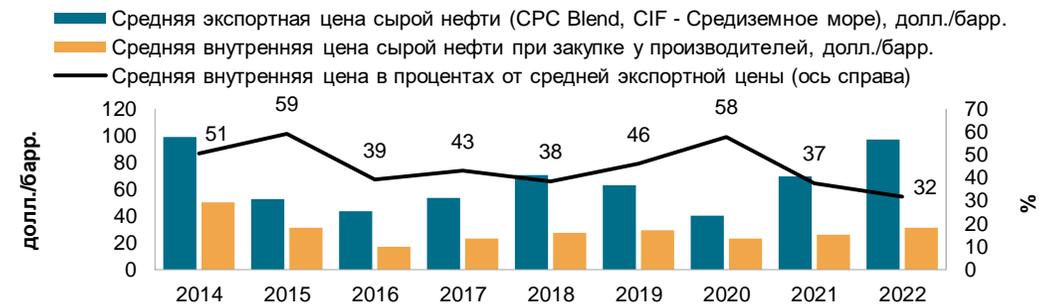
Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Сравнение цен на сырую нефть при реализации на внутреннем рынке Казахстана и на экспорт



Источник: S&P Global Commodity Insights, KAZENERGY.

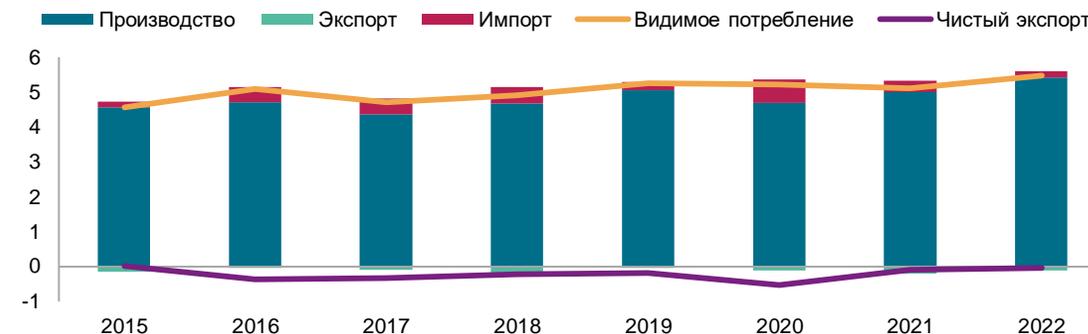
© 2023 S&P Global.

Напряженная ситуация с предложением средних дистиллятов в Казахстане указывает на необходимость срочного проведения реформ внутреннего ценообразования для балансировки рынков и минимизации импорта нефтепродуктов

• Дизельное топливо

- Дизельное топливо – самая крупная (среди нефтепродуктов) составляющая ассортимента НПЗ Казахстана и казахстанского баланса внутреннего потребления; оно находит широкое применение в стране и используется во многих отраслях экономики, а крупнейшим его потребителем является транспортная сфера (грузовой автотранспорт)
- В течение 2016-22 гг. Казахстан ежегодно оставался нетто-импортером дизельного топлива (в относительно небольших объемах)
- Базовый сценарий S&P Global предполагает, что в 2023-50 гг. производство дизельного топлива довольно сильно возрастет, увеличившись на 90% до 10,3 млн т в 2050 году, однако при этом потребление повысится на 126% до 12,3 млн т
- На протяжении прогнозного периода потребность в импорте будет сохраняться, и в 2050 году чистый импорт дизельного топлива составит 2,1 млн т
 - Возможно дальнейшее наращивание объемов переработки (и, соответственно, производства дизельного топлива), но тогда возникает проблема утилизации увеличившихся объемов (нежелательных) темных нефтепродуктов, таких как мазут

Баланс дизельного топлива в Казахстане в 2015-22 гг. (млн т)

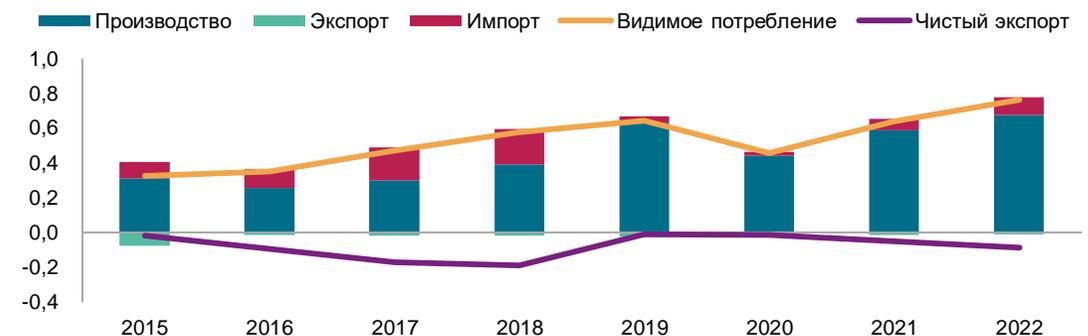


Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

• Керосин

- Авиакеросин используется в гражданской и военной авиации; начиная с 2015 года спрос на него стремительно растет: в 2016-22 гг. среднегодовые темпы роста составляли около 10%
- Традиционно являясь нетто-импортером керосина, Казахстан приблизился к выходу на самообеспечение после модернизации НПЗ: в 2022 году более 85% спроса было покрыто за счет внутреннего производства, тогда как в 2016 году этот показатель составлял менее 60%
- Согласно нашему базовому прогнозируемому сценарию, в период с 2023 г. по 2050 г. производство керосина вырастет на 79% до 1,2 млн т в год; ожидается, что к концу 2020-х гг. внутреннего предложения вновь станет достаточно для удовлетворения спроса в стране, однако в 2030-е гг. Казахстан, вероятнее всего – хоть и в незначительной мере – вернется к статусу нетто-импортера керосина (в основном из России)

Баланс керосина в Казахстане в 2015-22 гг. (млн т)



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Газовая промышленность Казахстана: новое видение отрасли

Новое видение:

- Новое видение (представленное в Комплексном плане развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 годы) предполагает расширение роли газа в экономике и изменение базового экономического профиля отрасли; для реализации этой задачи руководство страны преобразовало существующую национальную газовую компанию в главного оператора по газу – АО «Национальная компания «QazaqGaz»; QazaqGaz осуществляет деятельность по всей газовой производственно-сбытовой цепочке, включая геологоразведку, добычу, транспортировку и реализацию.
 - **Разведка и добыча:** наращивание располагаемой ресурсной базы газа в стране за счет повышения инвестиционной привлекательности проектов разработки газовых месторождений (включая более высокие цены закупки у производителей) и увеличения совокупного объема производства (товарного) газа.
 - **Хранение и транспортировка:** расширение газопереработки для увеличения производства товарного газа; расширение системы газопроводов, чтобы охватить больше городов и населенных пунктов (особенно тех, которые ранее не были обеспечены трубопроводным газом), а также наращивание импорта по мере необходимости для увеличения располагаемых объемов предложения.
 - **Переработка и сбыт:** расширение потребления за счет дальнейшей газификации, особенно в жилищном секторе, электроэнергетике и нефтегазохимической отрасли.
 - **Ценообразование:** обеспечение более высокой прибыльности в секторе за счет повышения цен (и тарифов на транспортировку по газопроводам) для того, чтобы способствовать инвестициям и расширению, а также для того, чтобы QazaqGaz перестал нести значительные убытки при продажах на внутреннем рынке; одной из ключевых мер является введение дифференцированных цен для конечных потребителей (например, более высокие цены для экспортно-ориентированных отраслей) и повышение тарифов на транспортировку по газопроводам так, чтобы они лучше отражали затраты.

Обзор основных достижений и проблем в сфере природного газа

• Достижения:

- Наблюдается довольно активный рост валовой добычи природного газа, в основном обусловленный ее наращиванием на месторождении Кашаган, при этом объемы производства товарного газа (валовая добыча за вычетом обратной закачки) также растут; поскольку основная часть казахстанской газодобычи приходится на попутный газ, ее динамика главным образом определяется тенденциями разработки нефтяных месторождений.
- С момента обретения независимости Казахстан добился успеха в создании единой внутренней газотранспортной и газораспределительной системы.
- Дальнейшая газификация Казахстана является стратегическим приоритетом для государства; к концу 2023 года поставками природного газа по газопроводам было охвачено 60% населения страны, что превысило целевой показатель, установленный несколько лет назад (56% к 2030 г.); примерно за последнее десятилетие фактический объем конечного потребления газа вырос вдвое – с 9 млрд м³ в 2010 г. до 19 млрд м³ в 2023 г.
- Экспорт газа из Казахстана в Китай увеличился с уровня менее 1 млрд м³ в 2015 г. до 7,4 млрд м³ в 2019-20 гг., но затем снизился до 5,1 млрд м³ в 2022 г.; экспорт в Китай обеспечивает QazaqGaz важный источник доходов, позволяющий компенсировать финансовые потери от продаж газа на внутреннем рынке.

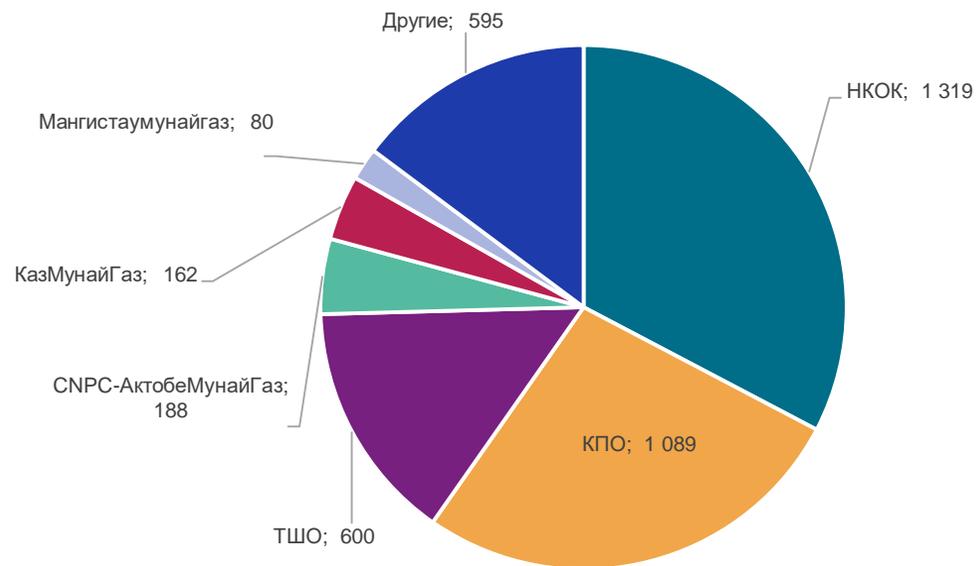
• Проблемы:

- Низкие цены закупки у газодобывающих предприятий наряду с низкими ценами для конечных потребителей ставят под угрозу реализацию программы газификации в Казахстане, делая невыгодным производство товарного газа и не способствуя его эффективному использованию со стороны потребителей.
- В более долгосрочной перспективе на экспорте в Китай, вероятно, отрицательно скажется рост спроса на казахстанском внутреннем рынке при ограниченных объемах предложения товарного газа; Казахстану придется делать непростой выбор между приносящим немалую прибыль экспортом в Китай и расширением (как правило, нерентабельной) реализации газа на внутреннем рынке.

Газовый парадокс Казахстана: он располагает богатыми запасами газа – 3,79 трлн м³ (входя в 20 наиболее обеспеченных газовыми ресурсами стран мира), но ограниченными объемами товарного газа для поставок потребителям

- Запасы в соответствии с принятой в Казахстане системой классификации (по категориям А+В+С1+С2) находятся на 287 месторождениях
 - По оценкам S&P Global, доказанные и вероятные (2P) запасы газа в Казахстане составляют 138 трлн куб. футов (4,0 трлн м³)
 - Они в основном сосредоточены в Прикаспийском бассейне (89%); более половины (57%) запасов приходится на попутный газ, причем немалая их часть залегает на значительной глубине и имеет высокое содержание серы
 - Лидерами по объему запасов является «большая тройка» месторождений – Карачаганак (КПО), Тенгиз (ТШО) и Кашаган (НКОК)
 - Крупными объемами запасов также располагают АО «CNPC-АктобеМунайГаз» и ведущий добычу на давно действующих месторождениях КМГ; QazaqGaz создал новую дочернюю структуру по разведке и добыче на базе небольшой добывающей компании, но имеет серьезные планы по расширению в данной сфере

Запасы газа по категории 2P в Казахстане в 2023 году с разбивкой по операторам (млрд куб. м)

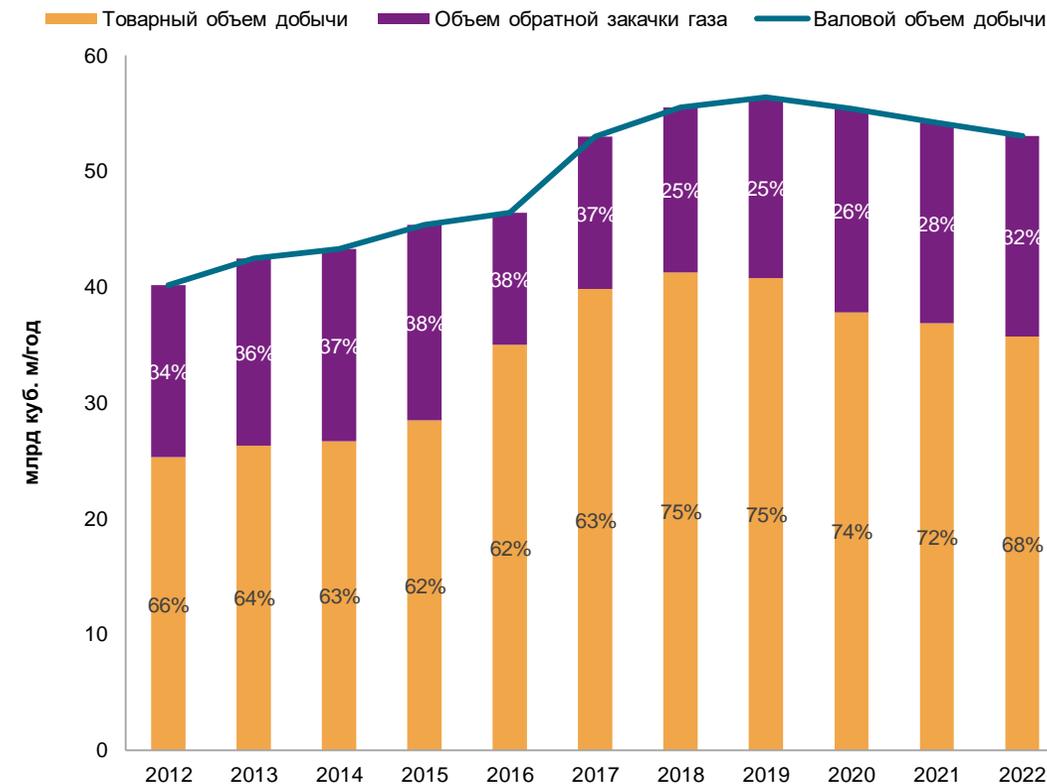


Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Наличие товарного газа в Казахстане ограничивается высокой необходимостью в обратной закачке для обеспечения добычи нефти и высокой стоимостью переработки добываемого в стране высокосернистого сырого газа

- В 2022 г. валовая добыча газа снизилась до 53,2 млрд м³, что связано с сокращением добычи нефти в Казахстане в прошлом году
 - Производство товарного газа составило около 36 млрд м³, при этом около трети валового объема добычи ушло на обратную закачку для обеспечения добычи нефти
- Казахстан обеспечивает внутренние потребности в газе в основном за счет попутного газа (61,5% от валового объема добычи в 2022 г.) с его последующей переработкой (в товарный газ)
 - Добычу попутного газа – который, по сути, является побочным продуктом добычи нефти – невозможно оперативно скорректировать в соответствии с изменениями спроса; его располагаемые объемы в значительной мере определяются решениями по добыче жидких углеводородов

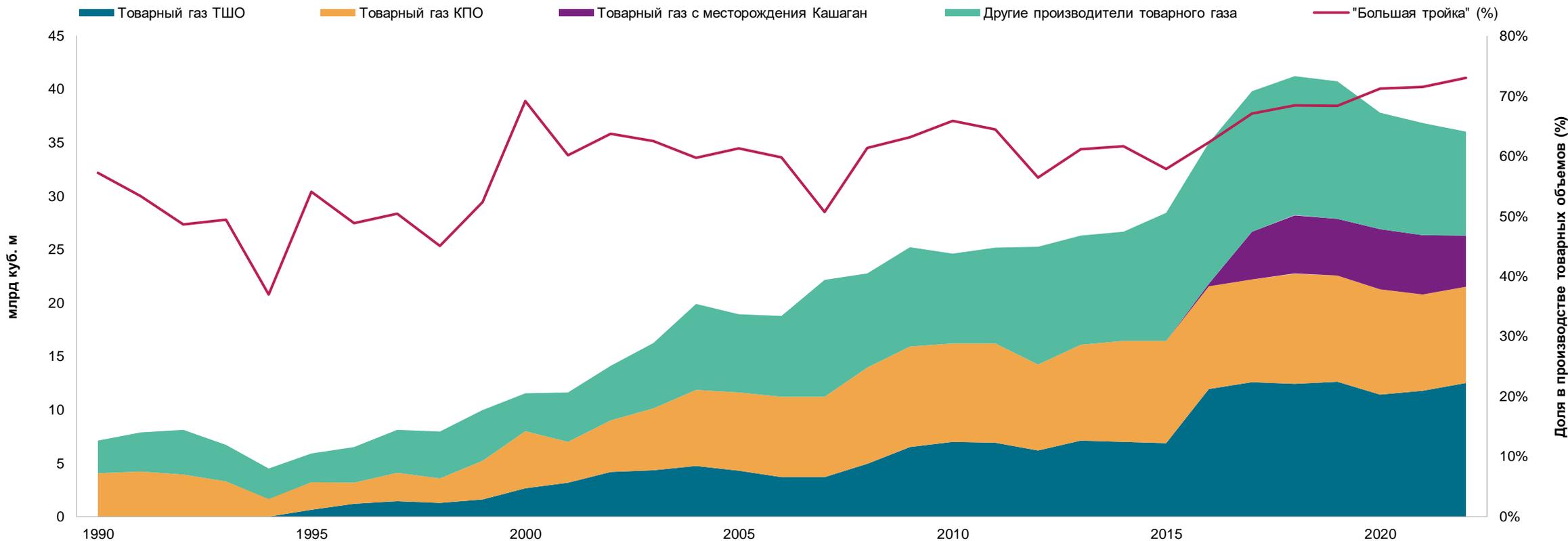
Валовые и товарные объемы добычи природного газа в Казахстане



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

В 2022 году проекты «большой тройки» обеспечили 81,5% валовой добычи газа и 73,1% производства товарного газа в Казахстане

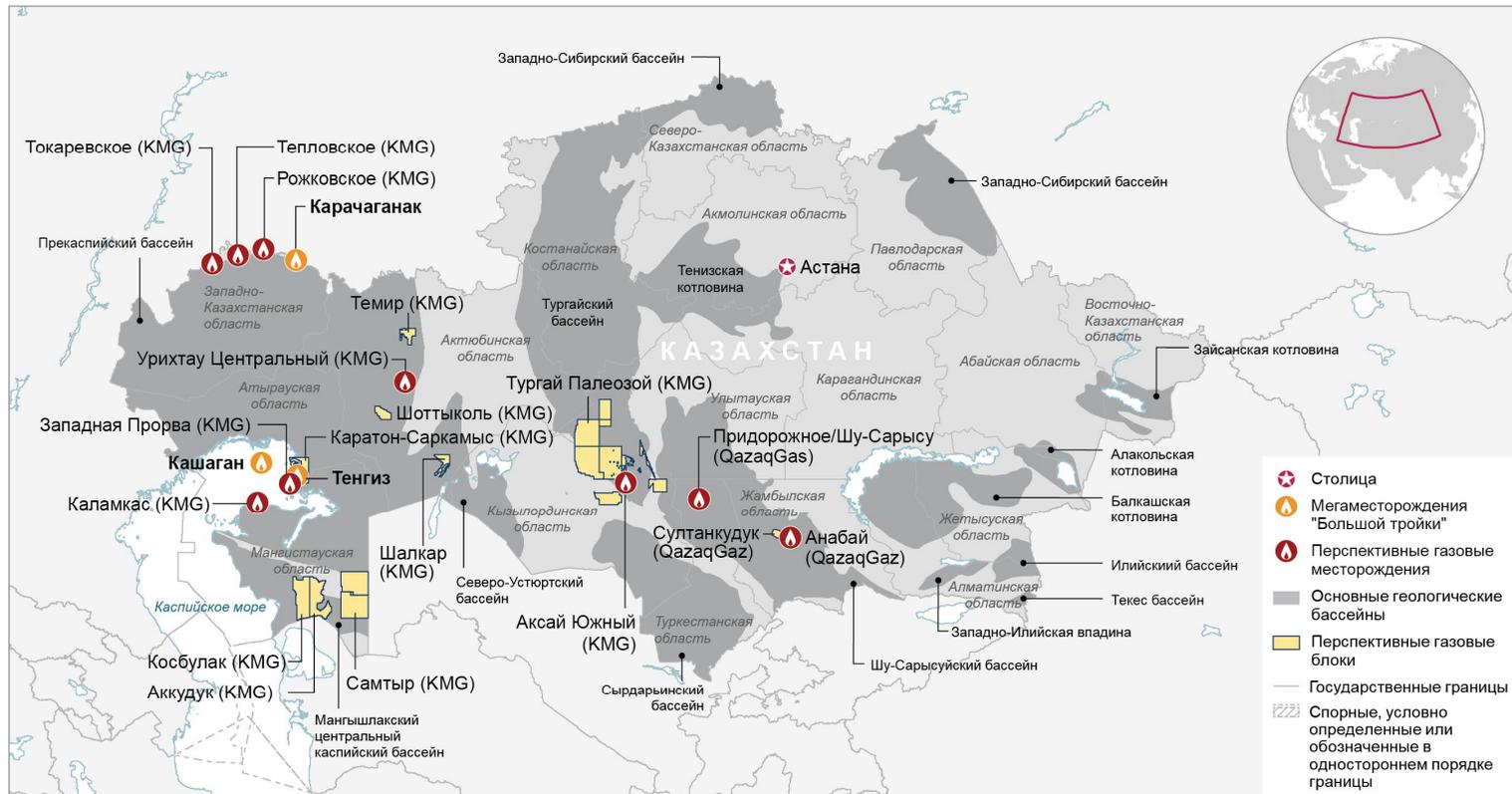
Доля "большой тройки" проектов в производстве товарного газа в Казахстане



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Казахстан намеревается увеличить объем предложения товарного газа за счет стимулирования разведки и разработки месторождений

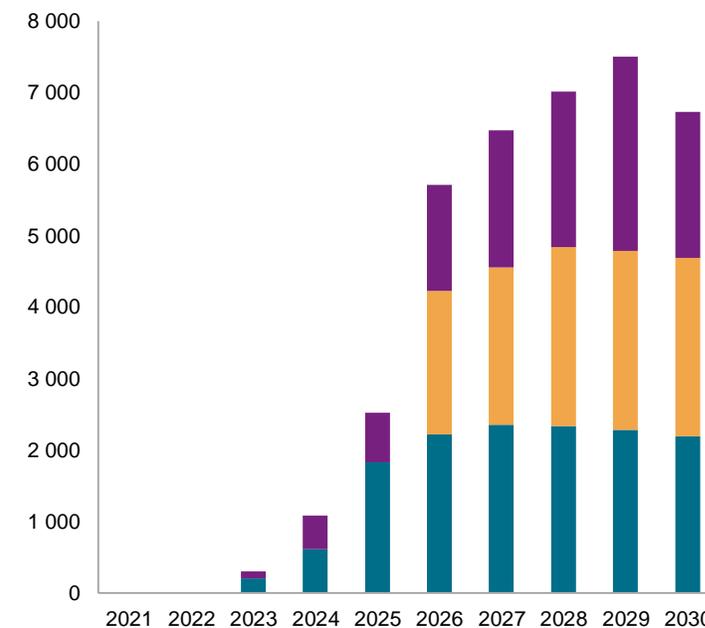
Новые источники газа в Казахстане: Перспективные месторождения для разработки компаниями KMG и QazaqGaz



Данные составлены 31 мая 2023.
 Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям) и бассейнам (EDIN): 2009729.
 © 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях "как есть", без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

Реализация новых проектов прироста добычи газа до 2030г., млн куб. м в год

- Тепловско-Токаревская группа (8 месторожд.), Ансаган (Алмекс +), Рожковское
- Переработка дополнительных 2,5 млрд м3 газа с Карачаганак
- Центральный Урихтау, Западная Прорва, Анабай, Придорожное



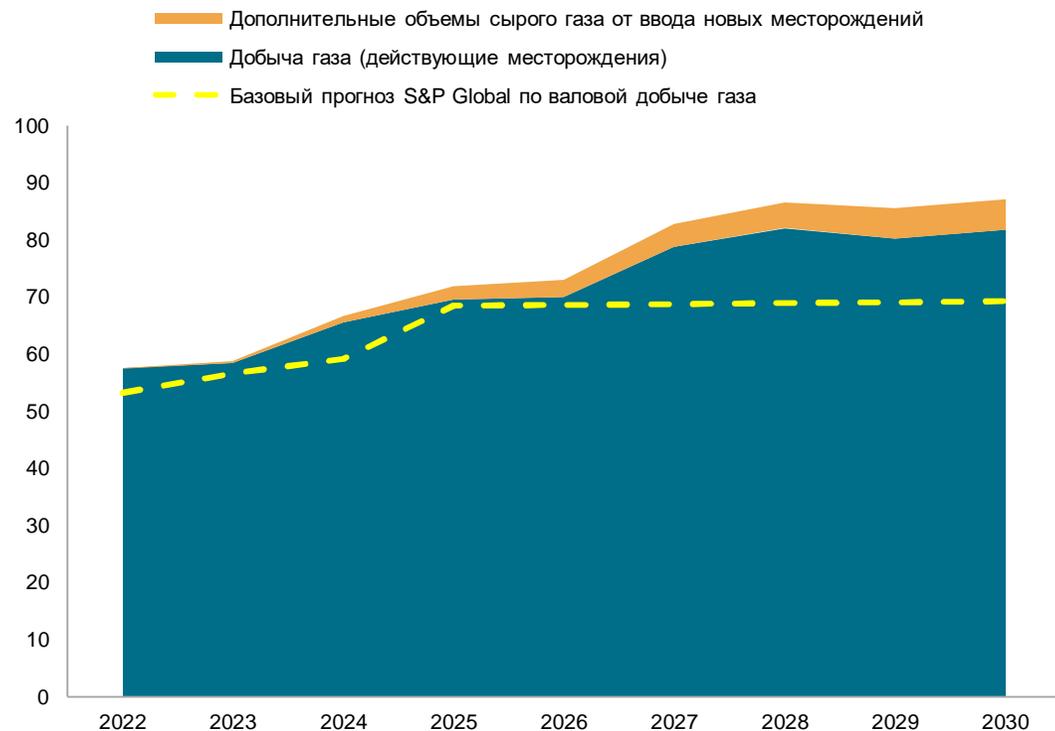
Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights.
 © 2023 S&P Global.

Предполагается, что наращивание объемов предложения товарного газа будет, в частности, обеспечиваться как за счет освоения новых месторождений, так и за счет увеличения переработки высокосернистого газа (в рамках проектов КПО и Кашаган). Однако эти дополнительные объемы имеют довольно высокую стоимость.

Официальный прогноз газового баланса Казахстана

Придерживаясь оптимистичной точки зрения, власти Казахстана рассчитывают на то, что значительные объемы добычи на новых месторождениях позволят преодолеть разрыв между предложением и растущим потреблением газа (прежде всего на фоне текущей программы газификации)

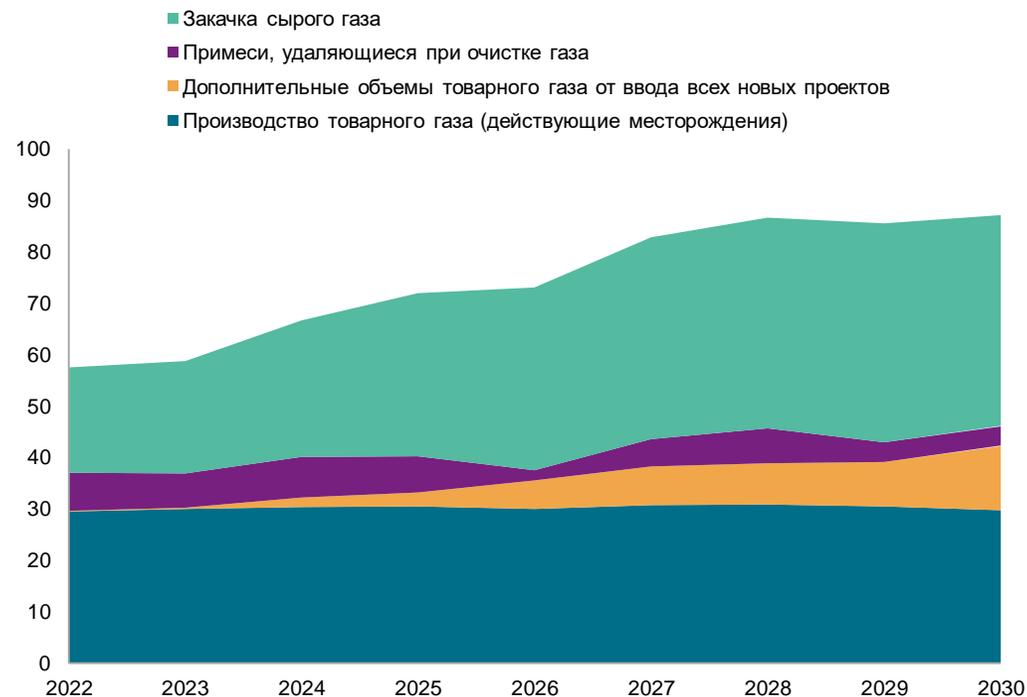
Официальный прогноз добычи сырого газа в Казахстане до 2030 года, млрд куб. м



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Прогноз добычи газа согласно официальному плану развития газовой отрасли Казахстана, млрд куб. м



Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

QazaqGaz и КМГ планируют ввести в эксплуатацию несколько новых газовых месторождений в течение ближайших 5-7 лет; к таким месторождениям относятся Урихтау, Западная Прорва, Придорожное, Анабай, Барханная-Султанкудук, Рожковское, Ансаган, а также Тепловско-Токаревская группа месторождений; ожидается, что прирост добычи газа от реализации этих проектов составит до 4,2 млрд м³ в год к 2030 г.

Одним из существенных факторов для обеспечения предложения товарного газа в Казахстане является переработка

Газоперерабатывающие мощности Казахстана		
Объект	Мощность (млрд куб. м в год)	Загрузка, %
Тенгизский ГПЗ	13,0	100
Жаназольский ГПЗ	8,4	62
УКПНИГ Болашак	6,3	84
УКПГ Чинаревское	4,2	16
КазГПЗ	1,5	60
УПГ Шагырлы	1,3	73
Кашаган ГПЗ* (QazaqGaz)	1,0	100
ГПЗ в Жанаозене*	0,9	100
Амангельдинский ГПЗ	0,7	49
УПГ Акшабулак	0,55	67
ГПК Тарбагатай	0,55	52
ГПК Кожасай	0,43	100
УКПГ Алибекмола	0,43	100
Боранкольский ГПЗ (УПГ)	0,36	10
ГПЗ Северный Нуржанов	0,15	100
ГПЗ Каракудук	0,13	26
УПГ Арыстановское	0,12	44
ГПЗ Восточный Макат	0,04	100
ЭмирОйл	0,04	87
ГПЗ Балгинбаев С.	0,02	100
УПГ Кульжан	0,01	28

Примечание: *планируемые ГПЗ.

Источник: S&P Global; QazaqGaz.

© 2023 S&P Global.

- Совокупная мощность казахстанских ГПЗ по состоянию на конец 2022 года составляет 38,8 млрд м³ в год, а загрузка – 74%
- В Казахстане имеется пять крупных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и несколько более мелких объектов, а также действует важная договоренность по переработке сырого (сернистого) газа с месторождения Карачаганак на Оренбургском ГПЗ в России
- В число пяти крупных ГПЗ входят Тенгизский ГПЗ (13 млрд м³ в год, ТШО), Жаназольский ГПЗ (8,4 млрд м³ в год, СНПС-Актобемунайгаз), УКПНИГ Болашак (6,3 млрд м³ [в год], НКОК), УКПГ на месторождении Чинаревское (4,2 млрд м³ [в год], Жаикмунай) и дочерняя структура КМГ – КазГПЗ (1,5 млрд м³ в год, ОМГ)
 - Более сложными технологиями, позволяющими осуществлять переработку высокосернистого попутного газа оснащены только заводы ТШО и Болашак, а остальные объекты – менее масштабные и менее технологически оснащенные

Планы по расширению переработки газа в Казахстане

- **Оренбургский ГПЗ:** Практически весь добываемый на месторождении Карачаганак сырой (высокосернистый) газ, который не используется для обратной закачки (9 млрд м³ в 2021 г.), направляется за рубеж – в Россию – для переработки на Оренбургском ГПЗ «Газпрома» по долгосрочному соглашению; часть товарного газа с Оренбургского ГПЗ поступает обратно в Казахстан (в QazaqGaz через ТОО «КазРосГаз»), а остаток реализуется по экспортным контрактам через дочерние структуры «Газпрома»
 - В настоящее время на Оренбургском ГПЗ имеются технические проблемы с приемкой дополнительных объемов высокосернистого газа с месторождения Карачаганак; хотя отношения с ОГПЗ будут продолжаться и далее, КПО рассматривает альтернативные варианты переработки своего газа, включая строительство на месторождении нового ГПЗ, обеспечивающего удаление серы
 - Министерство энергетики Казахстана также рассматривает возможность переработки карачаганакского газа на новой и расширенной УКПГ на Чинаревском месторождении компании «Жаикмунай» с потенциальной мощностью по производству товарного газа в объеме 4 млрд м³ в год; однако данная УКПГ не приспособлена для переработки высокосернистого сырого газа, поэтому потребуется ее технологическая модернизация (расчетной стоимостью 3 млрд долл.)
- **ГПЗ на Кашагане:** в настоящее время одна из дочерних компаний QazaqGaz ведет строительство нового завода по переработке сырого газа мощностью 1 млрд м³ в год на месторождении Кашаган; при этом ожидается производство сухого газа в объеме 0,75 млрд м³ в год; капитальные затраты составляют 860 млн долл., а ввод в эксплуатацию намечен на 2025 год
 - В будущем возможно расширение мощностей ГПЗ в рамках реализации 2-й фазы проекта Кашаган
 - 2-я фаза состоит из двух отдельных проектов (фаза 2А и фаза 2Б), которые в совокупности позволят повысить добычу нефти до уровня около 700 000 барр./сутки (33 млн т в год) за 10-летний период
 - Фаза 2А (в настоящее время находящаяся на рассмотрении) позволит нарастить совокупный объем добычи жидких углеводородов до 500 000 барр./сутки (23,7 млн т в год) с возможностью поставки дополнительно 4 млрд м³ сырого газа в год на новый газоперерабатывающий завод; ОИР ожидается в 2023 году, а ввод проекта в эксплуатацию – в 2026 году (капитальные затраты составляют 1,6-1,8 млрд долл.); ввод ГПЗ в эксплуатацию запланирован на 2028 год
 - Фаза 2В направлена на увеличение совокупного объема добычи жидких углеводородов НКОК до 700 000 барр./сутки; при этом возможно обеспечение дополнительного поступления сырого газа в объеме до 6 млрд м³ в год, который либо пойдет на новый перерабатывающий завод на месторождении, либо, возможно, будет использоваться на существующих объектах ТШО; ОИР ожидается в 2024 году, а ввод проекта в эксплуатацию – в 2030 году (капитальные затраты составляют 3-3,5 млрд долл.)
- **ГПЗ в Жанаозене:** КМГ планирует построить новый ГПЗ в городе Жанаозен, который должен прийти на смену действующему (и имеющему довольно высокую степень износа) КазГПЗ; дата планового завершения строительства была недавно перенесена на более поздний срок (2026 год)
 - Планируется, что мощность завода составит 0,9 млрд м³ сырого газа в год, при этом на нем будет ежегодно производиться 759 млн м³ товарного газа, 232 000 т СУГ и 82 000 т пентан-гексановой фракции

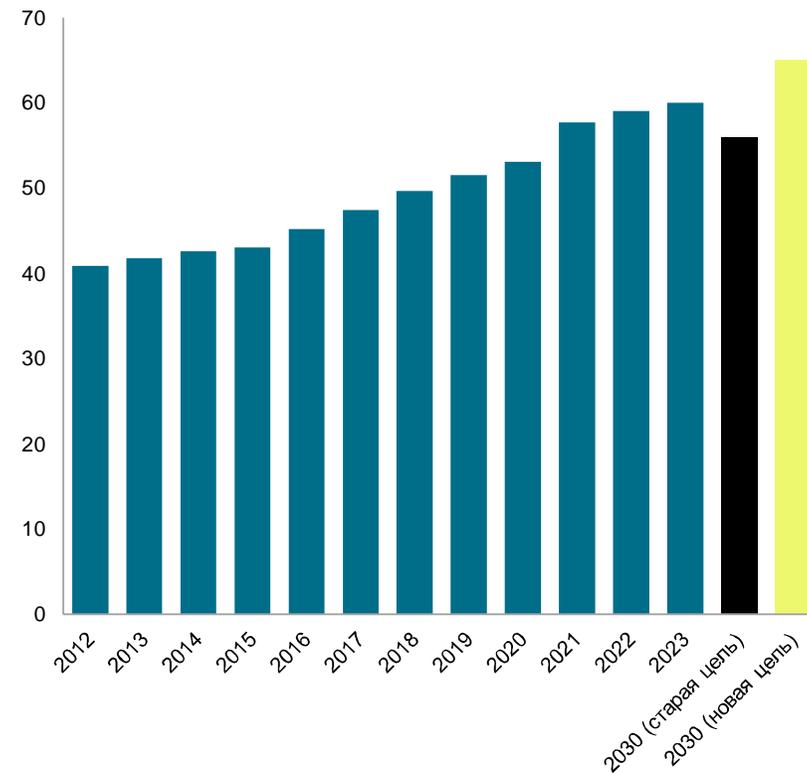
Одной из основных целей для газовой отрасли Казахстана остается газификация – особенно газоснабжение жителей регионов, ранее не охваченных поставками трубопроводного газа

Потребление газа на внутреннем рынке Казахстана в 2022 г. и прогноз на 2050 г. (по зонам потребления газа)



Данные составлены 6 Сентября 2023.
 Источник: S&P Global Commodity Insights: 2010719.
© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляется на условиях "как есть", без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

Уровень газификации Казахстана и целевые показатели на 2030 год, %



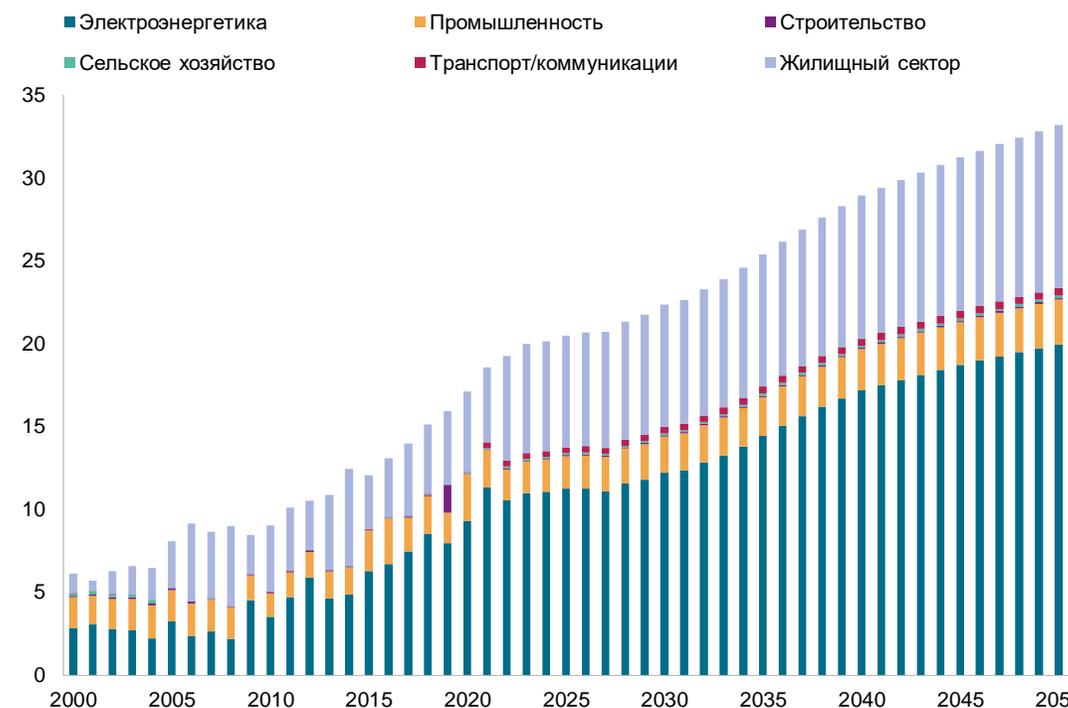
Источник: S&P Global Commodity Insights.
 © 2023 S&P Global.

К концу 2023 года поставками природного газа по газопроводам было охвачено 60% населения страны; это превысило целевой показатель, установленный несколько лет назад (56% к 2030 г.); на 2030 г. была поставлена новая цель – 65%. До завершения 1-го этапа газопровода «Сарыарка» только 10 из 14 областей Казахстана и 2 из 3 городов республиканского значения получали трубопроводный газ; к 2030 году планируется обеспечить трубопроводным газом все области (как минимум, частично).

Наш базовый прогноз потребления: в среднесрочной перспективе темпы роста замедлятся, однако ожидается, что к 2050 году конечное потребление газа существенно вырастет при более чем двукратном увеличении его потребления в электроэнергетике

- После активного роста начиная с 2015 года (когда стартовала реализация программы газификации) в 2022 году конечное потребление достигло 19,2 млрд м³; а совокупный объем видимого потребления составил 30,4 млрд м³
 - Основные конечные потребители – электроэнергетика (55% от совокупного показателя) и жилищный [коммунально-бытовой] сектор (33%), при этом объем потребления только в жилищном секторе составил 5,2 млрд м³
 - Конечное потребление в промышленности составило 1,9 млрд м³, и еще 1,8 млрд м³ пришлось на нефтегазовый сектор (потребление на добывающих объектах)
- Ожидается, что к 2025 г. конечное потребление газа составит 20,5 млрд м³ в год (поэтому в среднесрочной перспективе прогнозируются гораздо более медленные темпы роста, чем за прошедшие несколько лет), а к 2050 г. достигнет уровня около 33,2 млрд м³ в год
 - Более медленные темпы роста в среднесрочной перспективе обусловлены целым рядом ограничений – таких как напряженная ситуация с предложением товарного газа, состояние газопроводов и задержки в реализации проектов, являющихся источниками потребления (особенно в электроэнергетике)
 - Потребление газа (метана) в нефтегазохимической отрасли предположительно не станет значимым фактором роста
 - Основными драйверами потребления являются производство электроэнергии и коммунально-бытовой сектор (население)
 - Потребление природного газа (КПГ, СПГ) в качестве топлива для автомобилей, вероятно, также будет расти, но довольно умеренными темпами

Прогноз потребления природного газа в Казахстане по секторам экономики в период до 2050 г., млрд куб. м



Примечания: Конечное потребление; транспорт не включает трубопроводы; жилищный сектор = коммунально-бытовой и коммерческий сектор.

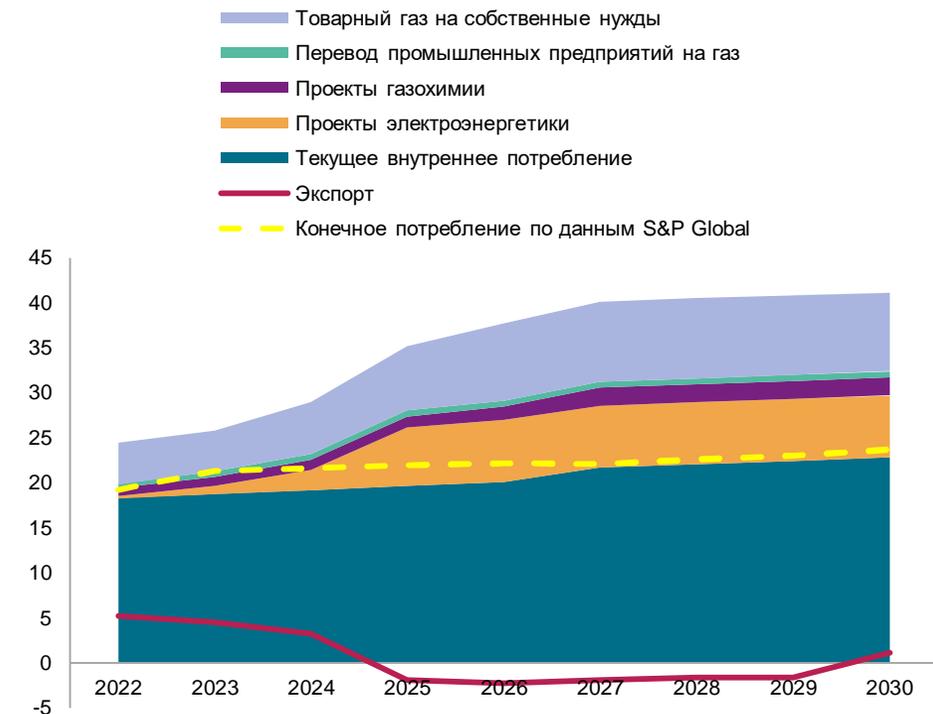
Источник: S&P Global, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Официальный прогноз спроса на газ в Казахстане предполагает более быстрые темпы роста потребления в среднесрочной перспективе – при этом ожидается значительное увеличение потребления газа нефтегазохимическими предприятиями (хотя прогнозные показатели были пересмотрены в сторону понижения), а также газовыми электростанциями и новыми крупными промышленными потребителями

- Ранее (2018-19 гг.) прогнозы Министерства предполагали значительный прирост спроса на газ со стороны проектов нефтегазохимии, ожидая что он увеличится на 6 млрд м³ в год к 2027 году
 - Однако к 2020 г. прогноз стал предусматривать, что драйверами роста будут не только нефтегазохимические проекты, но и увеличение потребления со стороны электроэнергетики и крупных промышленных потребителей
- В 2021 г. Министерство энергетики указало, что спрос на газ в нефтегазохимии, вероятно, будет ниже – около 3,5 млрд м³ в год в 2030 г., тогда как новые электроэнергетические проекты будут потреблять около 5,7 млрд м³ в год, а крупные промышленные предприятия – около 0,7 млрд м³ в год
- Текущие (2022 г.) прогнозы QazaqGaz предполагают, что к 2030 г. спрос со стороны нефтегазохимии составит лишь 1,7 млрд м³ в год, со стороны электроэнергетики – 5,3 млрд м³ в год, а со стороны крупных промышленных потребителей – около 4 млрд м³ в год
 - Однако при этом к середине 2020-х гг. баланс сложится таким образом, что объемов для экспорта будет не хватать
- С нашей точки зрения, имеющаяся в Казахстане ресурсная база гораздо лучше позволяет создавать и расширять газохимическое производство на базе ШФЛУ, чем на базе метана (с выпуском такой продукции, как метанол, аммиак или азотные удобрения)

Официальный прогноз потребления газа в Казахстане, млрд куб. м



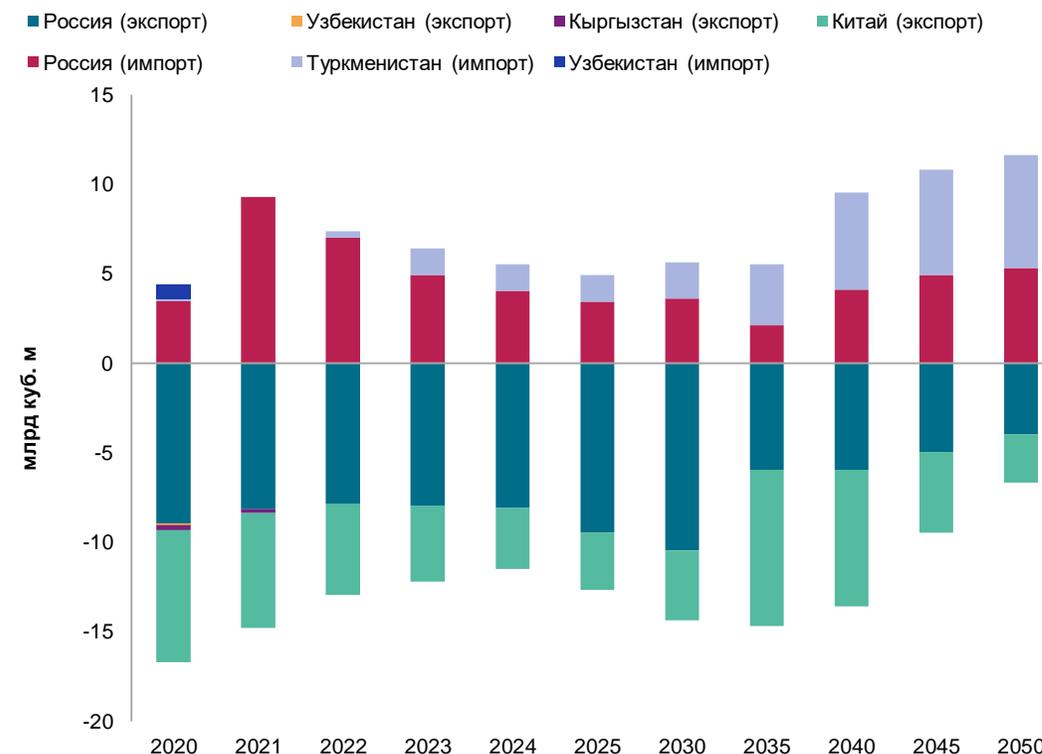
Источник: Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, S&P Global Commodity Insights.

© 2023 S&P Global.

Наш базовый сценарий предполагает, что Казахстан станет газовым нетто-импортером – но позднее, в 2040-х гг. (нарастив импорт газа из Туркменистана и России) на фоне ограниченности объемов производства товарного газа и роста внутреннего спроса, что будет негативно сказываться на экспортных возможностях

- Ограниченность объемов предложения товарного газа означает, что Казахстану придется пожертвовать приносящим высокую прибыль экспортом, чтобы нарастить поставки газа для покрытия потребления внутри страны
 - Экспорт (особенно в Китай) представляет собой чрезвычайно важный источник дохода для QazaqGaz, помогая компенсировать убытки от продаж на внутреннем рынке
 - Контрактные договоренности предусматривают экспорт в Китай в объеме 10 млрд м³ в год в 2019-23 гг.; в настоящее время QazaqGaz ведет переговоры по новому контракту с CNPC
 - Экспорт казахстанского газа в Китай вырос с уровня менее 1 млрд м³ в 2015 г. до 7,4 млрд м³ в 2019-20 гг., однако затем сократился до 5,1 млрд м³ в 2022 г.
 - Объемы экспорта в Россию – которые в основном приходятся на поставки сырого газа с месторождения Карачаганак в Оренбург – останутся значительными, даже если КПО построит собственный ГПЗ на месторождении
- Для удовлетворения спроса на севере и юге Казахстана будет все в большей мере задействоваться импорт
 - Ожидается, что в 2040-х гг. импорт из России останется на уровне около 4-5 млрд м³ в год
 - Ожидается, что в 2040-х гг. импорт из Туркменистана составит 5-6 млрд м³ в год

Казахстанский импорт и экспорт природного газа по источникам и пунктам назначения: базовый прогнозный сценарий S&P Global до 2050 г.



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Рассматривается газификация северных регионов Казахстана за счет увеличения поставок газа из России по нескольким новым газопроводам

Газовая отрасль Казахстана (отдельные ключевые элементы)



Данные составлены 1 июня 2023.

Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2009796.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях "как есть", без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

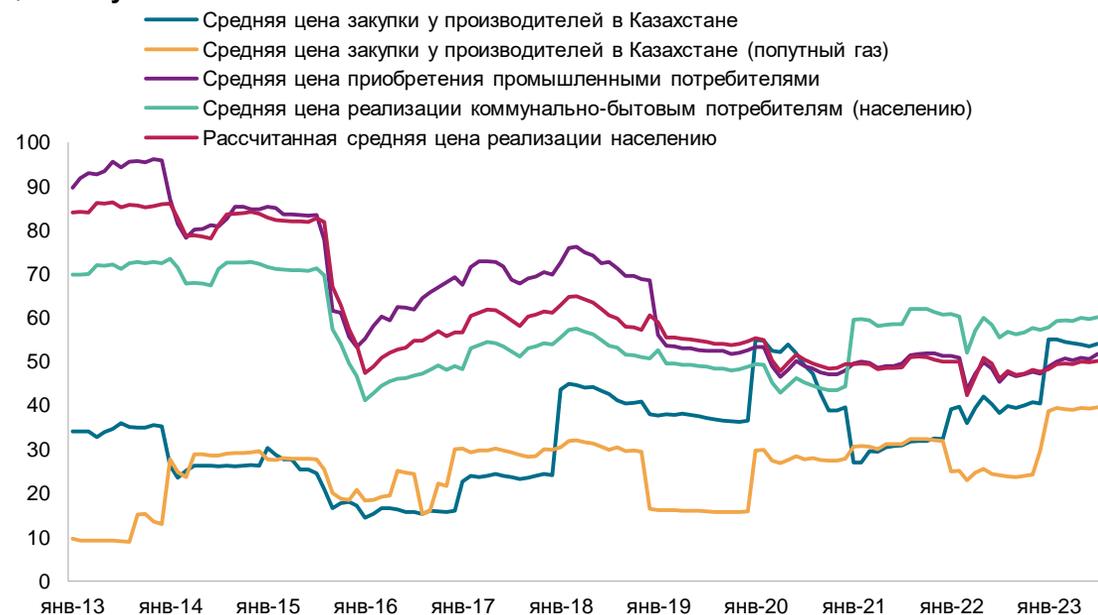
Рассматриваются различные маршруты, в частности:

- Омск–Павлодар–Семей
- Барнаул–Рубцовск–Семей
 - С продлением до Алашанькоу для экспорта российского газа в Китай
- Ишим–Петропавловск
 - Соединение с продолжением газопровода «Сарыарка» от Астаны и Кокшетау
- Тобол–Костанай–Астана
 - Или соединение с продолжением газопровода «Сарыарка» от Астаны до Костаная

Уровень регулируемых цен для конечных потребителей недостаточно высок для обеспечения инвестиционных нужд QazaqGaz и выполнения целей газификации Казахстана; цены закупки у производителей слишком низкие, чтобы мотивировать их к расширению производства

Ключевым элементом нового видения отрасли является гораздо более высокий уровень цен по всей цепочке создания стоимости

Исторические показатели среднего уровня цен на природный газ в Казахстане, \$/тыс. куб. м



Источник: S&P Global.

© 2023 S&P Global.

- В августе 2023 года цены для конечных потребителей были повышены на 8%, а также стали более дифференцированными
 - Были введены новые категории потребителей
 - Планируется ввести дифференцированное ценообразование в зависимости от объема поставок
 - Планируется взимание более высокой платы за дополнительные объемы потребления
- В июле 2023 года предельные цены оптовой реализации выросли на 10%
 - В период до 2028 года включительно предусматривается возможность ежегодного повышения цен на 20-75% с целью вывести их на экономически приемлемый уровень
- У производителей есть возможность реализовывать «новый» газ по более высоким ценам
 - Цена закупки газа представляет собой взвешенную сумму цен на внутреннем и экспортном рынках

КРЕМ регулирует цены на газ для конечных потребителей, устанавливая их в зависимости от региона и типа потребителей (коммунально-бытовые или промышленные); при этом он руководствуется не столько энергетической политикой как таковой, сколько макроэкономическими соображениями более широкого плана (такими как инфляционное таргетирование).

Цены закупки у производителей – т.е. цены, выплачиваемые добывающим компаниям – не регулируются в административном порядке, а устанавливаются индивидуально путем переговоров между производителями и QazaqGaz; при этом на практике – из-за значительно более сильной позиции QazaqGaz в таких переговорах и из-за низкого уровня регулируемых цен для конечных потребителей – в итоге часто оказывается, что производители продают газ по цене, которая едва покрывает затраты или вынуждает их нести убытки.

Концепцию общего рынка газа ЕАЭС можно свести к нескольким основным принципам

Приложением № 22 к Договору о ЕАЭС (подписанному в 2014 году) были установлены основные принципы формирования и организации общего рынка газа:

Неприменение ввозных и вывозных таможенных пошлин во взаимной торговле газом

Приоритет обеспечения внутренних потребностей в газе государств-членов над экспортом за пределы ЕАЭС

Установление тарифов на услуги по транспортировке в соответствии с внутренним законодательством государств-членов

Унификация технических норм и стандартов на природный газ

Обеспечение экологической безопасности

Обмен информацией о потреблении газа

Приложение № 22 устанавливает условия обеспечения доступа к газотранспортным системам государств-членов:

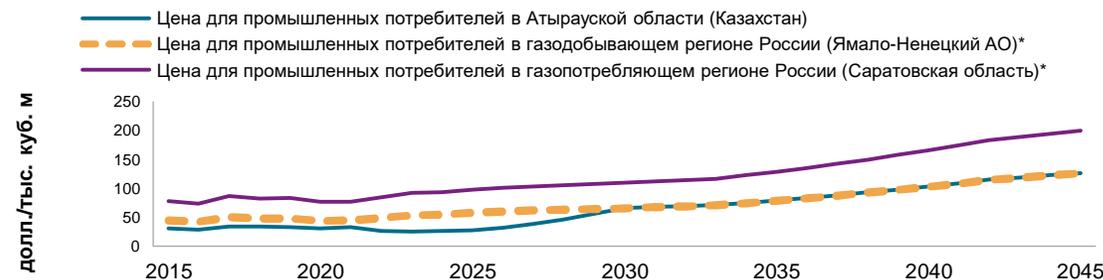
- Предоставление доступа предусматривается на равных условиях для всех поставщиков, то есть компании из одной страны ЕАЭС имеют право доступа к газотранспортной инфраструктуре в другой стране ЕАЭС на тех же условиях, что и производители газа (не являющиеся собственниками газотранспортной системы) в стране, по территории которой осуществляется транспортировка
- Однако государства-члены пока не достигли договоренности о равном доступе поставщиков к транзиту газа по газотранспортной инфраструктуре в странах ЕАЭС для экспорта на рынки третьих стран, а также им не удалось полностью согласовать вопрос тарифов на транспортировку

Ожидается поступательная гармонизация внутренних цен на газ для потребителей в газодобывающем регионе Казахстана с ценами для потребителей в газодобывающих регионах России

Для Казахстана выйти на паритет внутренних цен будет гораздо проблематичнее, чем для остальных государств-членов ЕАЭС (не считая Россию), по двум весомым причинам:

- Казахстан – экспортер углеводородов, в связи с чем его экономика скорее конкурирует с российской, чем является с ней взаимодополняющей:
 - Отсутствие высокой степени взаимодополняемости между экономиками Казахстана и России остается проблемным моментом на пути интеграции в рамках ЕАЭС; обе страны являются крупными производителями и экспортерами углеводородов, зависимыми от экспорта энергоресурсов в первую очередь на мировые рынки, а не внутри ЕАЭС
 - В отличие от этого, структура торговли других государств-членов ЕАЭС – Армении, Беларуси и Кыргызстана – в большей мере ориентирована на экономическое пространство России, что облегчает процесс интеграции рынка, поскольку их деятельность уже во многом согласуется с общероссийской практикой (внутренние потребности этих стран в газе обеспечиваются по большей части за счет импортных поставок «Газпрома», который также является собственником их газовой инфраструктуры)
- Уровень цен на газ в Казахстане для конечных потребителей один из самых низких среди государств-членов ЕАЭС, и поэтому их повышение в процессе гармонизации должно быть самым значительным (цены на газ для промышленных потребителей в 2025-30 гг. должны ежегодно расти почти на 20%, чтобы достичь паритета с ценами в газодобывающих регионах России); в Казахстане сохраняется существенный административный контроль над ценами на газ для конечных потребителей, и на протяжении определенного времени реализуется социальная цель по обеспечению поставок недорогого топлива промышленным и розничным потребителям на внутреннем рынке:
 - Такая практика серьезно снижает стимулы к поставкам со стороны казахстанских производителей товарного газа (которые фактически субсидируют искусственно заниженные цены для потребителей за счет продажи газа по ценам значительно ниже рыночных); но даже несмотря на это продажи на внутреннем рынке с финансовой точки зрения являются убыточными для посредника в лице QazaqGaz (убытки от поставок на внутренний рынок компенсируются лишь выручкой от экспортных и транзитных операций)
- Когда впервые выдвигалась идея создания ЕАЭС, трансграничную торговлю газом планировалось осуществлять через биржи; однако затем был принят двойной подход, предполагающий продолжение существующих двусторонних торговых отношений наряду с введением биржевых торгов в качестве дополнения; Россия стремится по большей части сохранить свой текущий статус-кво в сфере торговли – предположительно для защиты от ценовых колебаний, которые в последнее время наблюдаются на мировых рынках газа

Цены на природный газ для промышленных потребителей в Западном Казахстане (Атырауская область): гармонизация с Ямало-Ненецким АО России



СУГ в Казахстане: растущие сложности с обеспечением предложения из-за повышения спроса на автогаз и газохимическую продукцию

Достижения:

- Казахстан – крупный производитель и нетто-экспортер СУГ, который производится главным образом на ГПЗ, а лидером по производству является ТШО.
- В последние годы наблюдается быстрый рост внутреннего потребления, в основном за счет использования СУГ в качестве автогаза (топлива для автомобилей).
- При этом основным драйвером роста станет нефтегазохимическая отрасль – с запуском новых крупных объектов в данной сфере, начиная с завода по производству полипропилена в 2022 г.

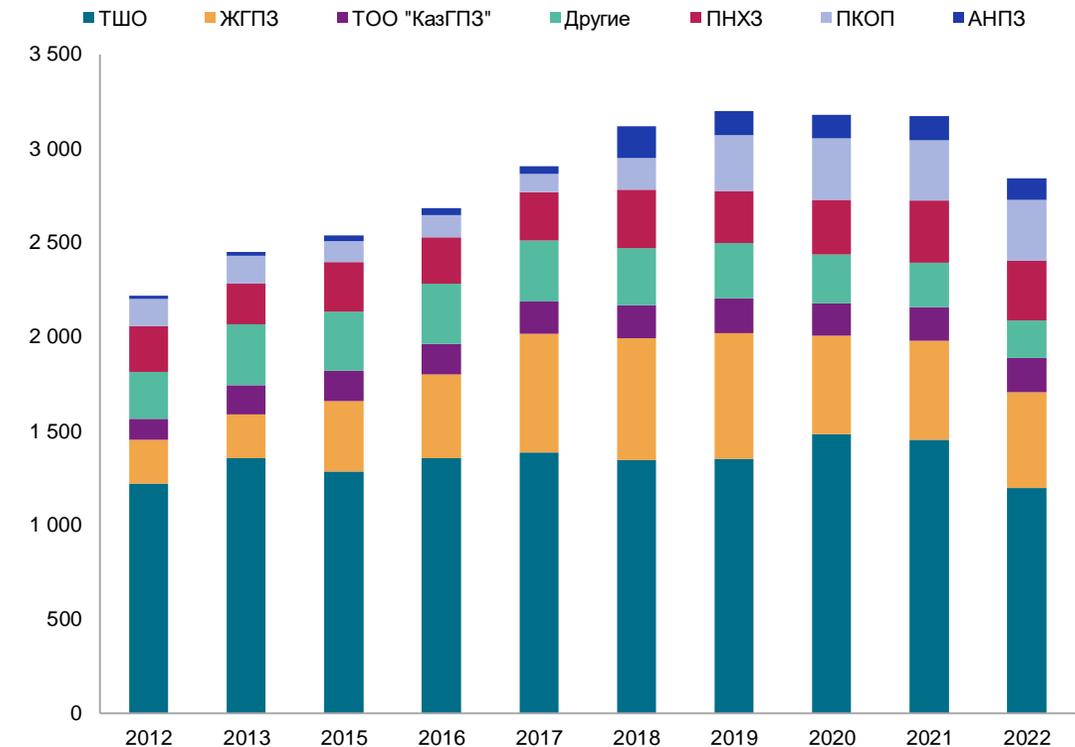
Проблемы:

- Низкие цены закупки у производителей-переработчиков газа наряду с низкими ценами для конечных потребителей снижают стимулы к производству СУГ, одновременно служа причиной его неэффективного использования потребителями.
- Процесс либерализации цен на СУГ посредством расширения его реализации через электронные торговые площадки был приостановлен после январских событий 2021 года с возвратом к более прямому регулированию цен.

Казахстан – крупный производитель и экспортер СУГ

- В 2019-21 гг. производство СУГ в Казахстане составляло около 3,2 млн т в год, однако в 2022 году оно упало на 12,5% до 2,8 млн т в результате снижения добычи попутного газа
- Основными производителями СУГ в Казахстане являются газоперерабатывающие заводы, а лидирующие позиции занимает ТШО; в 2022 г. ГПЗ обеспечили 73% производства СУГ
 - На долю крупнейшего производителя – ТШО – в 2022 г. пришлось 43% объема производства
- НПЗ в 2022 г. обеспечили 27% производства СУГ
 - Показатели производства СУГ на НПЗ (и их доля в совокупном объеме в целом по стране) значительно выросли после завершения программы модернизации НПЗ в 2018 г.

Объемы производства СУГ в Казахстане разными производителями, тыс. тонн

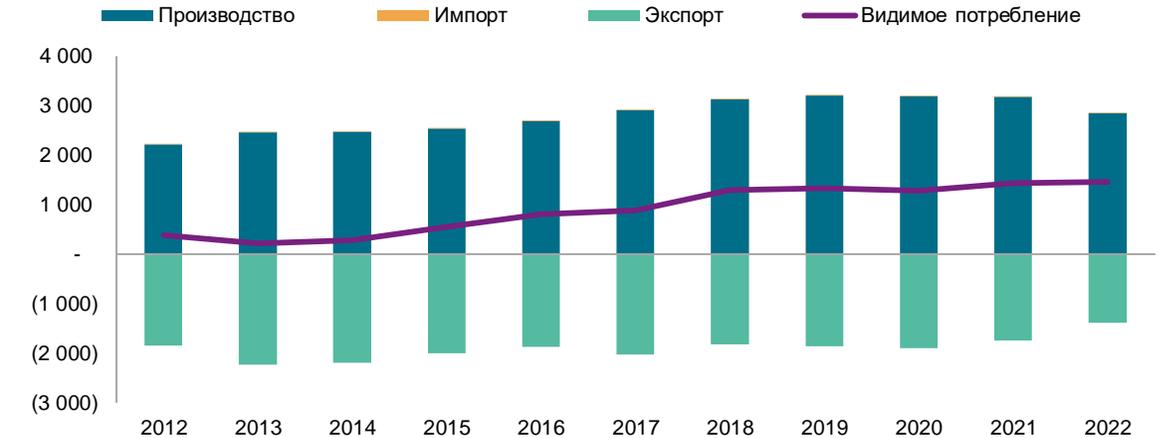


Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Казахстан – крупный нетто-экспортер СУГ

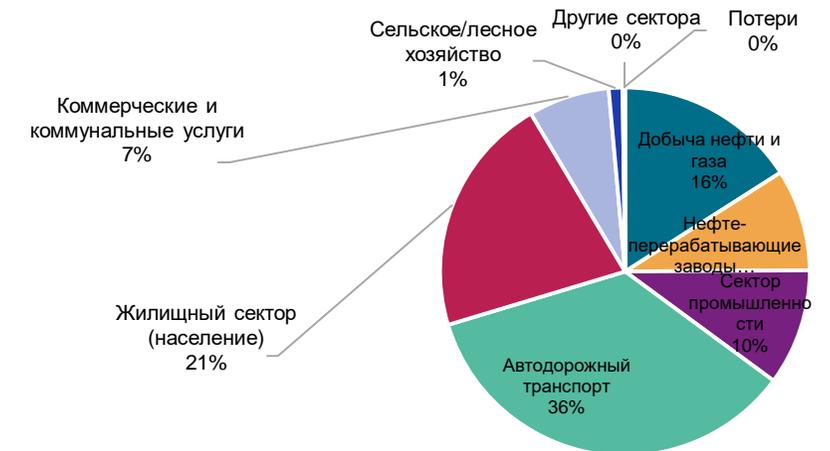
- В 2022 году Казахстан потребил лишь около 2/3 (1,8 млн т) произведенного в стране СУГ (2,8 млн т)
 - Объемы импорта остаются по сути незначительными
- С 2015 года по всему Казахстану наблюдался существенный рост внутреннего спроса: в период до 2021 года включительно потребление СУГ увеличивалось в среднем на 16% ежегодно; в 2022 году потребление СУГ выросло еще более значительно – на 21%, главным образом за счет роста спроса в сфере (автомобильного) транспорта; активный рост продолжается и в 2023 году
 - Одним из ключевых факторов роста является низкая розничная цена СУГ и его значительная ценовая разница по сравнению с автомобильным бензином
- Такая динамика привела к значительному сокращению экспорта: он упал с уровня более чем 2 млн т в год в 2018-2020 гг. до 1,4 млн т в 2022 г.
- Крупнейшим сегментом потребления СУГ является автомобильный транспорт (36% спроса в 2022 г.), а за ним следует жилищный сектор (в частности, отопление домов и приготовление пищи; 21% спроса), нефтегазовый сектор как таковой (16%) и промышленность (10%)
 - Потребление в нефтегазохимической отрасли до 2022 года включительно было незначительным, однако ожидается, что в ближайшие несколько лет оно будет быстро расти с запуском нескольких крупных заводов

Баланс СУГ в Казахстане. тыс. тонн



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Потребление СУГ по отраслям в 2022 г., % от совокупного показателя



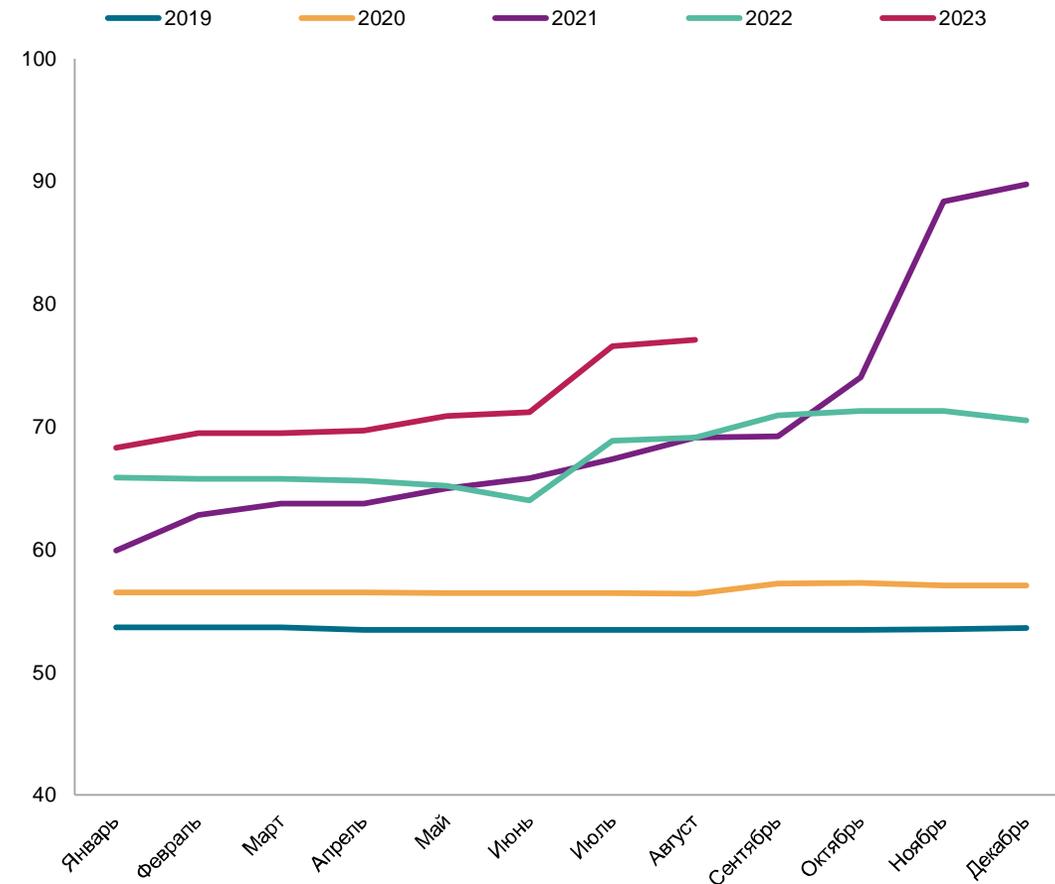
Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Процесс либерализации цен на СУГ был приостановлен после январских событий 2022 года в результате стремительного роста цен в 2021 году

- Начиная с 2019 года внутренний рынок СУГ в Казахстане находится на пути перехода от строгого регулирования к частичной либерализации (однако темпы данного процесса в разные периоды времени различались); либерализация направлена на достижение четырех ключевых целей:
 - Повышение оптовых цен закупки у производителей для стимулирования модернизации заводов и наращивания производства
 - Сокращение степени участия посредников (газосетевых организаций) в цепочке создания стоимости
 - Усиление конкуренции на внутреннем рынке СУГ
 - Повышение прозрачности поставок на рынок
- Торговля СУГ на электронных торговых площадках началась в 2019 г., и к концу 2021 г. около 70% потребляемого СУГ приобреталось через биржи, а в начале 2022 г. этот показатель составлял почти 100%
 - В 2021 г. цены резко выросли (средняя розничная СУГ для потребителей повысилась почти вдвое, увеличившись с 60,1 тенге за литр в декабре 2020 года до 111,8 тенге за литр в декабре 2021 года), что спровоцировало народные волнения в январе 2022 года
 - Тем не менее, внутренние цены в Казахстане по-прежнему оставались относительно низкими по сравнению с другими странами: в ноябре 2021 года средняя розничная цена СУГ в Казахстане все еще составляла лишь около 0,21 долл. за литр, тогда как в Европейском союзе она находилась на уровне 0,85 долл. за литр, а в России – 42 долл. за литр
- После волнений, произошедших в январе 2022 года, Правительство вынуждено было вмешаться и возобновить прямое регулирование внутреннего рынка СУГ

Среднемесячный уровень розничных цен на СУГ (2019-23 гг.), тенге/литр



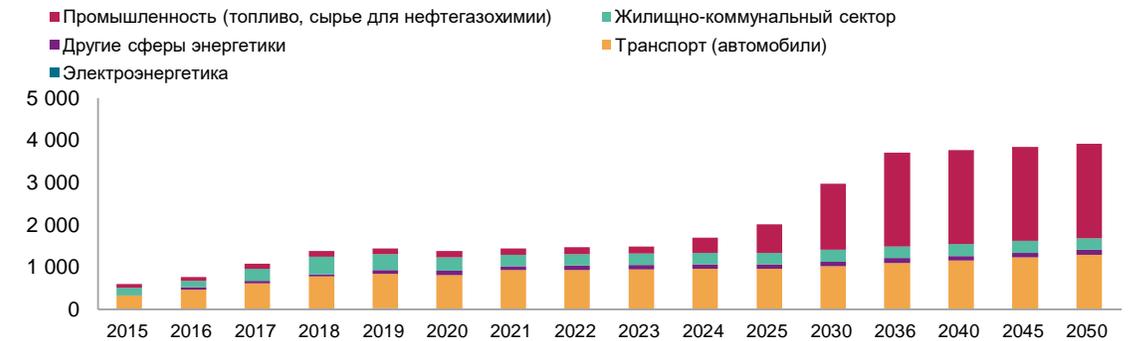
Источник: S&P Global Commodity Insights, Бюро национальной статистики РК.

© 2023 S&P Global.

Ожидается, что Казахстан останется крупным нетто-экспортером СУГ до 2050 года, но на ТШО и производителей в рамках СРП, имеющих право на экспорт, может оказываться более существенное давление с целью побудить их к увеличению поставок на внутренний рынок

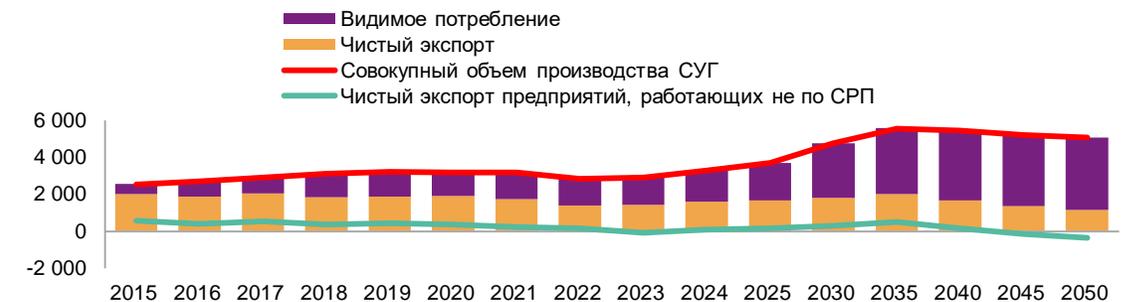
- Ожидается, что производство СУГ в Казахстане вырастет почти вдвое – до уровня около 5,7 млн т к 2035 г. – но затем постепенно снизится примерно до 5,1 млн т в 2050 г.
 - Ключевыми драйверами роста производства СУГ являются новые нефтегазохимические предприятия в связи с их значительными потребностями в сырье
 - Многие из новых нефтегазохимических предприятий будут производить СУГ на собственных сепарационных установках, и к 2035 году объем такого производства достигнет примерно 2,1 млн т в год
 - С другой стороны ожидается, что производство СУГ на ГПЗ в более долгосрочной перспективе снизится после скачка на промежуточном этапе (так как оно зависит от объемов перерабатываемого газа и, соответственно, следует за траекторией производства товарного газа в стране)
 - Рост производства СУГ на НПЗ предположительно будет лишь умеренным, увеличиваясь вместе с объемом переработки нефти
- Нефтегазохимические предприятия будут потреблять гораздо больше СУГ, но ожидается, что его потребление в других сферах в целом практически не изменится
 - В одних сегментах (таких как транспорт) будет происходить рост, а в других (таких как жилищный сектор – в связи с расширением поставок газа по газопроводу) будет наблюдаться спад

Прогноз спроса на СУГ в Казахстане по отраслям до 2050 г., тыс. тонн



Источник: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Баланс СУГ в Казахстане до 2050 г., тыс. тонн в год



Source: S&P Global Commodity Insights.
© 2023 S&P Global.

Существенным драйвером роста внутреннего потребления СУГ (и другого газового сырья) станут новые газохимические проекты

Нефтехимические проекты Казахстана



Данные составлены 18 Июля, 2023.

Источник: материалы S&P Global Commodity Insights по разведке, добыче, запасам (месторождениям), хранению и транспортировке (EDIN): 2010254.

© 2023 S&P Global. Все права защищены. Предоставляются на условиях "как есть", без каких-либо гарантий. Настоящая карта не подлежит воспроизведению или распространению, а также использованию или приведению в качестве доказательства в связи с какими-либо территориальными претензиями. S&P Global занимает беспристрастную позицию и не является авторитетным специалистом по вопросам международных границ, которые могут являться предметом неурегулированных претензий со стороны нескольких юрисдикций.

К таким проектам относятся:

- **КПИ:** полипропилен (500 000 т в год)
- **Атырауская область (КМГ PetroChem)** полиэтилен: 1,25 млн т в год
- **Бутадиен:** 187 000 т бутадиенового каучука в год
- **Almex Polymer:** 80 000 т полипропилена в год
- **Almex Petrochemical:** 430 000 т ПЭТ в год и 600 000 т терефталевой кислоты в год
- **Westgasoil:** 800 000 т олефинов в год
- **Zhaik Petroleum:** 130 000 т метанола в год
- **КазАзот:** 200 000 т аммиака в год и 360 000 т удобрений в год

Контактная информация

ОСНОВНЫЕ КОНТАКТНЫЕ ЛИЦА

Мэтью Сейгерс

matt.sagers@spglobal.com

Эндрю Бонд

andrew.bond@spglobal.com

Динара Дарибаева

dinara.daribayeva@spglobal.com

Илья Левонтин

ilya.levontin@spglobal.com

Полина Миренкова

paulina.mirenkova@spglobal.com

Джон Вебб

john.webb@spglobal.com

Ернар Ахметтаев

yernar.akhmettayev@spglobal.com

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Северная и Южная Америка

+1 800 597 1344

АТР

+60 4 296 1125

Европа, Ближний Восток, Африка

+44 (0) 203 367 0681

www.spglobal.com/en/enterprise/about/contact-us.html

www.spglobal.com/commodityinsights

S&P Global

Commodity Insights



© 2023 by S&P Global Inc. All rights reserved.

S&P Global, the S&P Global logo, S&P Global Commodity Insights, and Platts are trademarks of S&P Global Inc. Permission for any commercial use of these trademarks must be obtained in writing from S&P Global Inc.

You may view or otherwise use the information, prices, indices, assessments and other related information, graphs, tables and images (“Data”) in this publication only for your personal use or, if you or your company has a license for the Data from S&P Global Commodity Insights and you are an authorized user, for your company’s internal business use only. You may not publish, reproduce, extract, distribute, retransmit, resell, create any derivative work from and/or otherwise provide access to the Data or any portion thereof to any person (either within or outside your company, including as part of or via any internal electronic system or intranet), firm or entity, including any subsidiary, parent, or other entity that is affiliated with your company, without S&P Global Commodity Insights’ prior written consent or as otherwise authorized under license from S&P Global Commodity Insights. Any use or distribution of the Data beyond the express uses authorized in this paragraph above is subject to the payment of additional fees to S&P Global Commodity Insights.

S&P Global Commodity Insights, its affiliates and all of their third-party licensors disclaim any and all warranties, express or implied, including, but not limited to, any warranties of merchantability or fitness for a particular purpose or use as to the Data, or the results obtained by its use or as to the performance thereof. Data in this publication includes independent and verifiable data collected from actual market participants. Any user of the Data should not rely on any information and/or assessment contained therein in making any investment, trading, risk management or other decision. S&P Global Commodity Insights, its affiliates and their third-party licensors do not guarantee the adequacy, accuracy, timeliness and/or completeness of the Data or any component thereof or any communications (whether written, oral, electronic or in other format), and shall not be subject to any damages or liability, including but not limited to any indirect, special, incidental, punitive or consequential damages (including but not limited to, loss of profits, trading losses and loss of goodwill).

ICE index data and NYMEX futures data used herein are provided under S&P Global Commodity Insights’ commercial licensing agreements with ICE and with NYMEX. You acknowledge that the ICE index data and NYMEX futures data herein are confidential and are proprietary trade secrets and data of ICE and NYMEX or its licensors/suppliers, and you shall use best efforts to prevent the unauthorized publication, disclosure or copying of the ICE index data and/or NYMEX futures data.

Permission is granted for those registered with the Copyright Clearance Center (CCC) to copy material herein for internal reference or personal use only, provided that appropriate payment is made to the CCC, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, phone +1-978-750-8400. Reproduction in any other form, or for any other purpose, is forbidden without the express prior permission of S&P Global Inc. For article reprints contact: The YGS Group, phone +1-717-505-9701 x105 (800-501-9571 from the U.S.). For all other queries or requests pursuant to this notice, please contact S&P Global Inc. via email at ci.support@spglobal.com.