

24 сентября 2026 года

В 2024 году мы подготовили [обзор газового сектора Казахстана](#) по итогам 2023 года, в котором были рассмотрены ключевые особенности развития отрасли. Настоящий отчет продолжает данный анализ и охватывает динамику сектора в 2024–2025 годах, а также основные факторы, которые будут определять его развитие в ближайшие годы.

В 2024–2025 годах валовая добыча природного газа увеличивалась, значительная часть прироста была связана с попутным газом, используемым в технологическом цикле крупных нефтегазовых месторождений. В 2025 году объем обратной закачки достиг почти половины валовой добычи, в результате чего увеличение общего объема добычи не сопровождалось сопоставимым расширением предложения товарного газа.

Наряду с особенностями ресурсной базы сохраняется ряд экономических и инфраструктурных вызовов. Одним из ключевых является действующая модель ценообразования на внутреннем рынке. Текущий уровень регулируемых цен на товарный газ оказывает влияние на экономические параметры деятельности участников рынка, сдерживая рентабельность соответствующих операций и отражаясь на финансовых результатах национального газового оператора АО «НК «QazaqGaz». В этих условиях привлечение частного капитала в проекты по добыче и переработке газа остается одной из актуальных задач дальнейшего развития отрасли. Данный аспект также отражен в [Комплексном плане развития газовой отрасли на 2025–2029 годы](#), где среди основных вызовов отмечены «капиталоемкость расширения ресурсной базы, необходимость привлечения частных инвестиций, потребность в дополнительных перерабатывающих мощностях, а также недостаточная рентабельность проектов в газотранспортной инфраструктуре».

Дополнительное значение приобретает динамика внутреннего спроса. Потребление товарного газа продолжает увеличиваться на фоне дальнейшей газификации регионов, подключения новых потребителей, развития промышленности и газовой электрогенерации. Объем профицита товарного газа сокращается по сравнению с параметрами предыдущего плана развития газовой отрасли. Такая динамика указывает на постепенное сокращение разницы между объемами внутреннего потребления и доступного предложения, что формирует необходимость дальнейшего мониторинга баланса внутреннего потребления и предложения товарного газа.

Инвестиционная привлекательность проектов в сфере геологоразведки, добычи и переработки газа зависит, в том числе, от экономических параметров реализации газа на внутреннем рынке. С учетом текущих параметров рентабельности и высокой капиталоемкости значительная часть отраслевых проектов реализуется при участии государства и национальных компаний. Одним из направлений дальнейшего развития отрасли может стать формирование ценовых и иных экономических условий, которые поддерживают инвестиционную привлекательность проектов при сохранении доступности газа для внутренних потребителей.

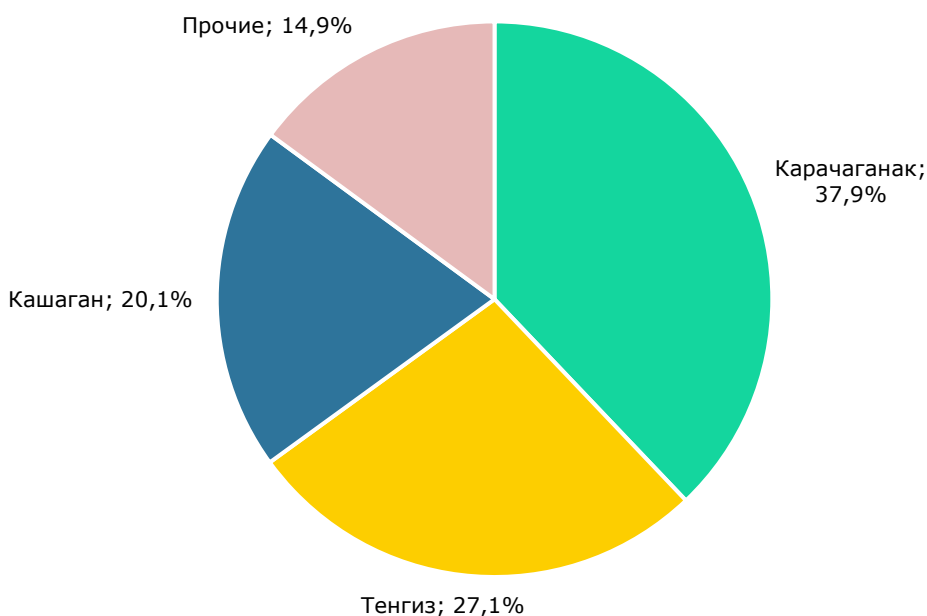
Новый Комплексный план развития газовой отрасли на 2025–2029 годы предусматривает комплекс мер по совершенствованию модели ценообразования, включая пересмотр ограничений на повышение закупочных цен. Более детализированное представление прогнозного баланса газа и графика изменения внутренних цен, а также расчетов, позволяющих определить сроки достижения рентабельности реализации газа на внутреннем рынке, могло бы способствовать более полной оценке экономической целесообразности проектов и повышению их привлекательности для инвесторов.

ОБЗОР ГАЗОВОГО СЕКТОРА КАЗАХСТАНА

Добыча газа

Казахстан располагает значительной ресурсной базой природного газа. По данным [Минэнерго](#), утвержденные извлекаемые запасы составляют около 3,8 трлн м³, из которых порядка 2,2 трлн м³ приходится на попутный газ, а 1,6 трлн м³ — на свободный газ. Ресурсная база имеет выраженную территориальную концентрацию: валовая добыча газа в Казахстане формируется преимущественно на трех крупнейших месторождениях. По данным [Минэнерго](#), на их долю приходится около 85% всего объема (Рис. 1). В 2023 году на Карачаганак приходилось 38% добычи, на Тенгиз — 27%, на Кашаган — 20%, на прочие активы — 15%. Такая структура добычи во многом определяет особенности дальнейшей добычи и использования газа в стране.

Рис. 1. Структура добычи газа по месторождениям в 2023 году, %

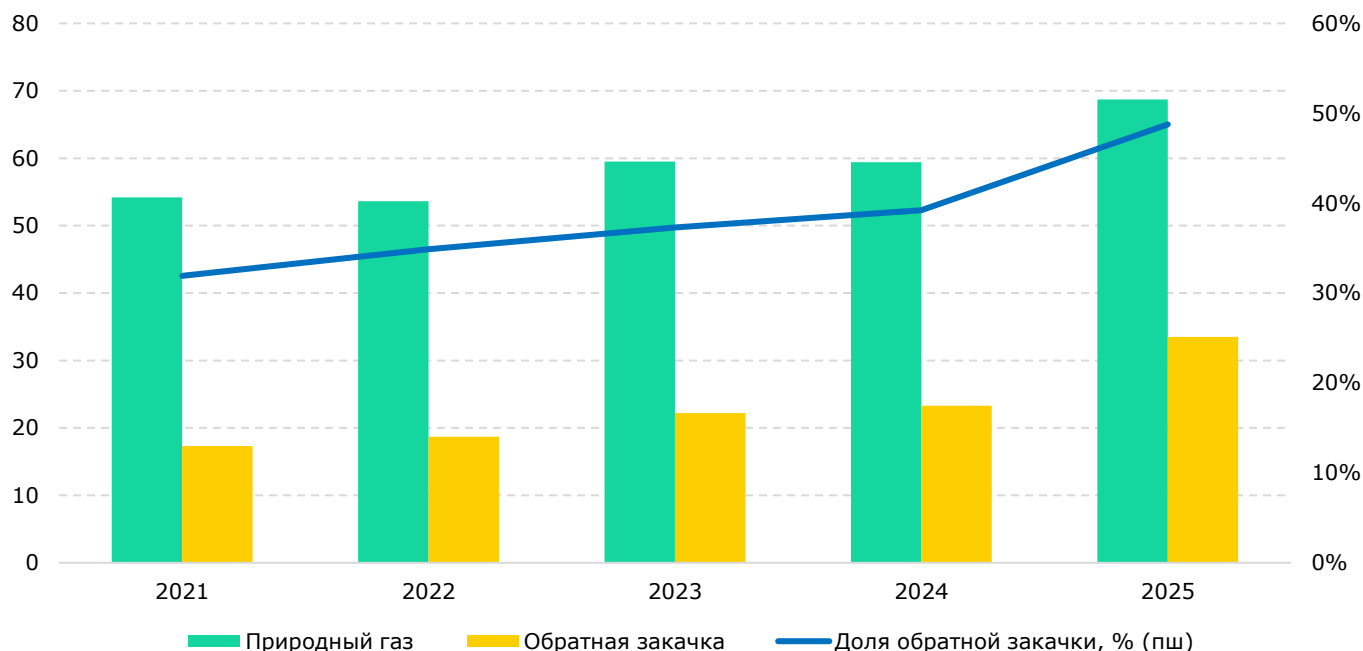


Источник: Министерство энергетики

В 2024 году валовая добыча природного газа составила 59,4 млрд м³, по данным БНС. В 2025 году показатель увеличился до 68,7 млрд м³, или примерно на 15,7% г/г, что в основном произошло из-за роста добычи нефти и попутного газа на месторождении «Тенгиз». Основной объем добычи по-прежнему формируется на крупнейших нефтегазовых месторождениях. Рост валовой добычи не означает сопоставимого увеличения объемов газа, доступного для внутреннего рынка и экспорта, поскольку значительная его часть используется непосредственно в технологическом цикле разработки нефтяных месторождений.

Одной из основных особенностей газового сектора Казахстана является высокая доля (около 57%) попутного газа. На крупных нефтегазовых проектах часть добываемого газа направляется на обратную закачку в пласт для поддержания пластового давления и обеспечения эффективной добычи нефти. По данным [ENERGY Insights & Analytics](#), в 2024 году объем обратной закачки составлял 23,3 млрд м³, или около 39% валовой добычи. В 2025 году объем обратной закачки увеличился на 10,2 млрд м³ и составил около 49% валовой добычи. Рост обратной закачки превысил прирост валовой добычи, что ограничило увеличение объема газа, доступного для коммерческого использования.

Рис. 2. Добыча и обратная закачка природного газа, млрд м³



Источник: ENERGY Insights & Analytics, БНС

Территориальная концентрация добычи на западе страны также определяет особенности газовой инфраструктуры Казахстана. Основные центры производства удалены от части потребителей, а существующая конфигурация газотранспортной системы не во всех случаях позволяет напрямую обеспечивать их газом из западной ресурсной базы. Поэтому Казахстан наряду с собственной добычей использует импортные поставки для балансировки газоснабжения отдельных регионов. По данным БНС, в 2024 году импорт природного газа (товарный выпуск) составил около 9,5 млрд м³, в 2025 году — 10,9 млрд м³. Одновременно экспортные поставки увеличились с 11,5 до 11,9 млрд м³. В результате Казахстан сохранил статус нетто-экспортера газа; объем чистого экспорта снизился примерно с 2,0 млрд м³ в 2024 году до 0,9 млрд м³ в 2025 году.

Переработка газа

Переработка газа в Казахстане также имеет технологические особенности, связанные с характеристиками ресурсной базы. Значительная часть запасов сосредоточена на Тенгизе, Кашагане и Карачаганаке, где добыча газа непосредственно связана с нефтедобычей. Получаемый сырой газ требует подготовки перед подачей в газотранспортную систему. В частности, на Кашагане технологическая схема предусматривает сепарацию газа, удаление сероводорода, углекислого газа и меркаптанов, последующую дегидратацию и подготовку до требуемых параметров. Это делает переработку технологически более сложной по сравнению с месторождениями свободного газа и требует специализированных производственных мощностей.

Существующая система переработки исторически формировалась вокруг крупнейших нефтегазовых месторождений. Одной из особенностей действующей схемы является переработка части добываемого газа за пределами страны, что повышает значимость расширения собственной перерабатывающей базы.

Комплексный план развития газовой отрасли на 2025–2029 годы предусматривает увеличение перерабатывающих мощностей на 5 млрд м³ к 2029 году, включая строительство новых объектов на Кашагане, Карачаганаке и в Жанаозене.

Таблица 1. Действующие газоперерабатывающие мощности и новые проекты

Объект (действующий)	Проектная мощность *
Комплексы на Тенгизе	13 млрд м ³ /год
Жанажольский нефтегазоперерабатывающий комплекс	8,4 млрд м ³ /год
УКПНИГ Болашак	6,3 млрд м ³ /год
УКПГ на месторождении Чинаревское	4,2 млрд м ³ /год
Казахский газоперерабатывающий завод	1,5 млрд м ³ /год
Остальные ГПЗ	6,2 млрд м ³ /год
Проекты	Проектная мощность *
Кашаганский ГПЗ (1)	1 млрд м ³ /год
Кашаганский ГПЗ (2)	2,5 млрд м ³ /год
Карачаганакский ГПЗ	4 млрд м ³ /год
КазГПЗ в Жанаозене	0,9 млрд м ³ /год

Источник: [Министерство энергетики](#), [S&P Global](#)

Примечание: * реальный объем переработки может отличаться от проектной мощности

При дальнейшем расширении газоперерабатывающих мощностей ключевое значение приобретают уровень цен на товарный газ на внутреннем рынке, а также доступность долгосрочного финансирования. Строительство новых ГПЗ, освоение месторождений и развитие сопутствующей инфраструктуры относятся к капиталоемким проектам и требуют значительных первоначальных вложений. В частности, совокупная стоимость проектов газоперерабатывающих заводов на Кашагане мощностью 1 млрд м³ и в Жанаозене мощностью 0,9 млрд м³ оценивается примерно в Т660 млрд. При действующей модели ценообразования на внутреннем рынке, где цены на газ в значительной степени регулируются, возможности обеспечения требуемой доходности для частных инвесторов остаются умеренными. В связи с этим существенная часть финансирования отраслевых проектов формируется за счет государства, национальных и квазигосударственных компаний. С учетом масштаба требуемых вложений целесообразным представляется расширение круга источников финансирования крупных проектов за счет более активного привлечения частного капитала. Это могло бы способствовать более сбалансированному распределению инвестиционной нагрузки между государственным и частным секторами. В этой связи мы предполагаем, что формирование более рентабельной системы ценообразования может способствовать повышению инвестиционной привлекательности газоперерабатывающих проектов, расширению участия частного капитала и диверсификации источников финансирования.

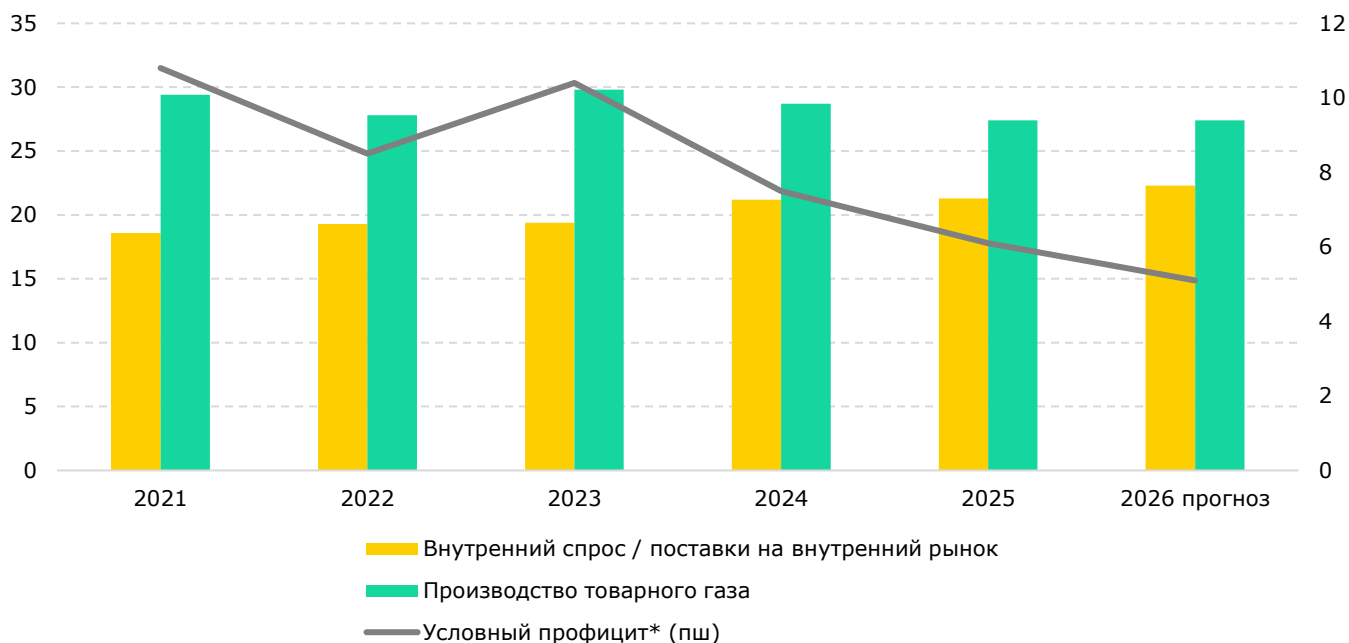
Внутренний спрос на товарный газ

Внутреннее потребление товарного газа в Казахстане постепенно увеличивается. В 2021 году его объем составлял 18,6 млрд м³, при производстве товарного газа на уровне 29,4 млрд м³. К 2024 году внутреннее потребление выросло до 21,2 млрд м³, в то время как производство товарного газа составило 28,7 млрд м³. В 2025 году потребление увеличилось до 21,3 млрд м³, а производство товарного газа снизилось до 27,4 млрд м³.

В целом за рассматриваемый период разница между производством товарного газа и внутренним потреблением сокращается. Если в 2021 году условный профицит составлял около 10,8 млрд м³, то к 2025 году он уменьшился до 6,1 млрд м³. Динамика была неравномерной: в 2023 году увеличение производства временно расширило разницу между предложением и внутренним спросом, после чего в 2024–2025 годах она вновь сократилась. В результате внутренний газовый баланс постепенно

становится более чувствительным к дальнейшему росту потребления и срокам ввода новых производственных мощностей.

Рис. 3. Производство и поставки на внутренний рынок товарного газа, млрд м³



Источник: Минэнерго, прогноз [Минэнерго](#)

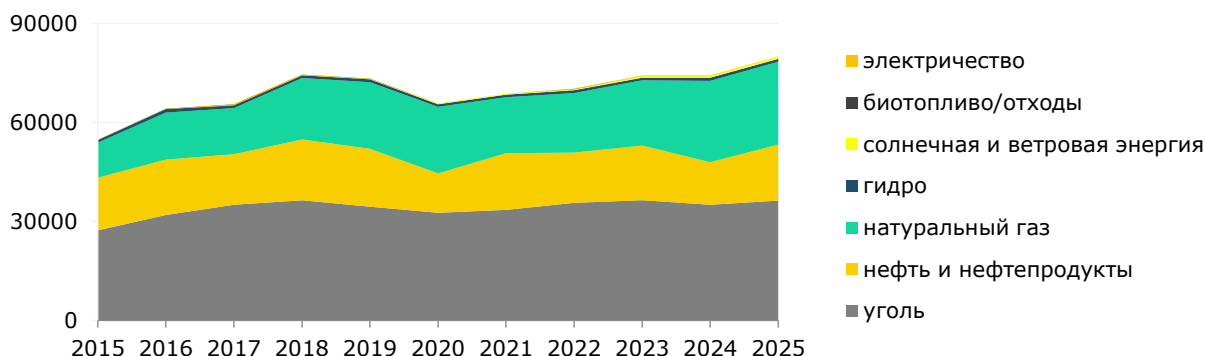
Примечание: *Под условным профицитом понимается разница между общим производством товарного газа и внутренним потреблением. Данный показатель не отражает объем полностью свободного ресурса, поскольку часть товарного газа направляется на экспорт, собственные технологические нужды и другие направления использования.

В 2026 году данная тенденция, согласно действующим прогнозам, может продолжиться. Минэнерго предусматривает производство товарного газа на уровне [27,4](#) млрд м³ - на уровне 2025 года, в то время как увеличение внутреннего потребления ожидается до [22,3](#) млрд м³. При реализации этих ориентиров условная разница между производством и внутренним спросом может составить 5,1 млрд м³. Это повышает значение своевременного ввода новых источников товарного газа и дальнейшего развития перерабатывающей инфраструктуры.

Рост внутреннего спроса связан прежде всего с газификацией регионов, подключением новых потребителей, развитием промышленности и увеличением использования газа в электроэнергетике. По итогам 2025 года уровень газификации Казахстана составил 64,2%, а доступ к природному газу имеют более 13 млн человек. Одновременно реализуется ряд проектов газовой электрогенерации, включая строительство новых парогазовых мощностей. Эти процессы формируют дополнительную потребность в товарном газе и усиливают необходимость согласованного развития спроса и предложения.

В действующем [Комплексном плане развития газовой отрасли на 2025–2029 годы](#) «риски возникновения внутреннего дефицита товарного газа» выделены среди основных вызовов отрасли. В связи с этим государственная политика предусматривает расширение ресурсной базы, ввод новых газоперерабатывающих мощностей и развитие газотранспортной инфраструктуры. Реализация данных направлений связана со значительными капитальными затратами, поскольку как строительство новых газоперерабатывающих заводов, так и освоение новых месторождений требуют существенных объемов долгосрочного финансирования. Как было отмечено [ранее](#), действующий уровень внутренних цен на газ не обеспечивает достаточный уровень рентабельности соответствующих операций, что сдерживает возможности привлечения частного капитала.

Рис. 4. Общее первичное потребление энергии по видам топлива, 1000 тнэ



Источник: БНС

Примечание: тнэ - тонна нефтяного эквивалента. Общее первичное потребление энергии характеризует валовое внутреннее энергопотребление, относится к выявленному потреблению, рассчитывается по формуле, которая учитывает данные по производству, импорту, экспорту, международному бункеру и изменению запасов всех видов топлива.

Таким образом, разница между производством товарного газа и внутренним потреблением сокращается, что может привести к уменьшению доступного предложения газа в стране в ближайшем будущем. Наличие более детального графика изменения внутренних цен и соответствующих расчетов в Комплексном плане могло бы способствовать более полной оценке сроков достижения рентабельности продаж газа на внутреннем рынке.

Реализация проектов по геологоразведке, добыче и переработке газа требует масштабных инвестиций. В этой связи повышение рентабельности реализации газа на внутреннем рынке и расширение участия частных инвесторов могут иметь существенное значение для обеспечения устойчивого финансирования отрасли и поддержания сбалансированности внутреннего рынка газа.

Возможности снижения объемов обратной закачки газа

Как отмечалось ранее, значительная часть добываемого в Казахстане газа приходится на попутный газ и газовый конденсат, получаемый при разработке крупных месторождений. Существенная доля такого газа направляется на обратную закачку в пласт. Данная технология используется для поддержания пластового давления, регулирования движения пластовых флюидов и повышения коэффициента извлечения нефти. Наряду с обратной закачкой газа в мировой практике применяются и другие методы поддержания пластового давления.

На крупнейших совместных проектах (Тенгиз, Кашаган и Карачаганак) обратная закачка применяется как один из основных методов поддержания пластового давления. Выбор метода определяется геологическими и технологическими параметрами месторождений, а также экономическими условиями использования газа.

Сокращение объемов обратной закачки требует учета параметров разработки конкретного месторождения. Изменение объемов закачиваемого газа может оказывать влияние на пластовое давление, динамику притока и уровень добычи жидких углеводородов (нефти). Одновременно высвобождаемый сырой газ не может быть напрямую направлен на внутренний рынок и должен пройти соответствующую подготовку, включая сепарацию, осушку, очистку от сероводорода, углекислого газа и других примесей. Для месторождений с высоким содержанием сернистых соединений (Кашаган) увеличение объемов переработки требует расширения газоперерабатывающих мощностей и сопутствующей инфраструктуры.

Например, на Кашагане в рамках дальнейшего развития месторождения рассматривается возможность направления дополнительной части добываемого газа на переработку и последующую реализацию при соответствующем сокращении объемов его обратной закачки. Реализация такого

подхода зависит от параметров разработки залежи, возможностей наземной инфраструктуры и результатов гидродинамического моделирования. Дополнительное значение имеют проекты расширения газоперерабатывающих мощностей, поскольку именно наличие соответствующей инфраструктуры определяет возможность перевода части сырого газа в товарную продукцию. Данные проекты являются дорогостоящими и при низких ценах на товарный газ их расчетная доходность может быть непривлекательной для частных инвесторов.

Международное энергетическое агентство ранее отмечало, что для производителей в Казахстане обратная закачка газа может обеспечивать более высокую экономическую отдачу в случаях, когда она способствует поддержанию дополнительной добычи нефти, по сравнению с реализацией соответствующего объема газа на внутреннем рынке. Таким образом, увеличение предложения товарного газа зависит одновременно от наличия перерабатывающих мощностей, внутренних ценовых условий и экономической эффективности использования газа в рамках действующих схем разработки месторождений.

Ценообразование в газовом секторе

Модель ценообразования на газовом рынке имеет ряд общих черт с моделью, применяемой в нефтяном секторе, которые были рассмотрены в нашем [обзоре](#) нефтяного сектора: цены поставок на внутренний рынок находятся ниже себестоимости и уровня, формируемого при экспортных операциях. Такая модель способствует сохранению доступности энергоресурсов для населения, коммунального сектора и предприятий, одновременно влияя на структуру доходов отраслевых компаний и источники финансирования новых проектов. Например, национальный оператор АО «НК «QazaqGaz» по итогам 2025 года зафиксировал валовой убыток в размере [Т42,2 млрд](#) (-Т30,3 млрд в 2024 году).

Таблица 2. Цена и себестоимость товарного газа, тенге / 1 тыс. м³

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Цена на внутреннем рынке**	14 327	X	20 640	23 646	28 371*
Себестоимость	25 209	X	X	33 169	X
Условный убыток от продаж на внутреннем рынке	-10 882	X	X	-9 523	-10 096****
Экспортный ориентир***	75 133	111 412	111 660	117 379	X
Валовая прибыль/убыток АО «НК «QazaqGaz», млрд тенге	191,9	145,6	57,6	-30,3	-42,2

Источник: АО «НК «QazaqGaz», Минэнерго, Министерство национальной экономики

Примечание: * - с 1 июля 2025 года максимальная оптовая цена была повышена с 23 646 до 28 371 тенге за 1 тыс. м³;

** - в Казахстане нет единой оптовой цены для всей территории: она устанавливается отдельно по регионам и категориям потребителей;

*** - экспортный ориентир является расчетным на основе отчетности АО «НК «QazaqGaz». Он рассчитан как выручка АО «НК «QazaqGaz» от экспортной реализации, деленная на указанный в интегрированной отчетности объем экспорта. Показатели могут отличаться от фактических;

**** - размер субсидий национального оператора.

Дополнительно к Таблице 2 отметим, что на протяжении всего рассматриваемого периода реализация на внутреннем рынке являлась убыточной. К примеру, в 2023 году данный убыток составлял [Т175,4 млрд](#).

Ценообразование на внутреннем газовом рынке регулируется государством. В соответствии со статьей 20 Закона Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» предельные цены оптовой реализации товарного газа устанавливаются уполномоченным органом. Таким образом, стоимость газа для внутреннего потребителя определяется не только рыночной конъюнктурой, но и задачами обеспечения доступности газоснабжения.

По данным [Министерства энергетики](#), на середину 2024 года средняя себестоимость товарного газа составляла 33 169 тенге за 1 тыс. м³. Средняя утвержденная оптовая цена находилась на уровне 23 646 тенге за 1 тыс. м³. Разница между этими показателями составляла 9 523 тенге за 1 тыс. м³.

Наличие разницы между внутренними и внешними ценами отмечается [Агентством по защите и развитию конкуренции](#) (АЗРК). В июле 2025 года Правительство также [отметило](#), что цены на газ на внутреннем рынке Казахстана остаются значительно ниже мирового уровня. Государственная политика предусматривает постепенное изменение ценовых условий с учетом необходимости формирования рыночной модели.

Разница между себестоимостью, внутренними и экспортными ценами влияет на экономические условия реализации проектов по добыче газа. Значительная часть газа в Казахстане добывается совместно с нефтью, поэтому недропользователи могут рассматривать несколько вариантов его использования: подготовку и продажу в качестве товарного газа, применение для собственных технологических нужд либо обратную закачку в пласт для поддержания нефтедобычи. [Международное энергетическое агентство](#) отмечало, что повышение привлекательности закупочных цен на газ для производителей может стимулировать увеличение его поставок на внутренний рынок, а также разведку и освоение новых газовых ресурсов.

По нашему мнению, дальнейшее развитие системы ценообразования в направлении рыночной модели может способствовать более устойчивому финансированию развития газового сектора и диверсификации источников финансирования. На необходимость совершенствования действующей модели указывает также Всемирный банк. В [Kazakhstan Country Climate and Development Report](#) отмечается, что регулируемые энергетические тарифы в Казахстане не в полной мере отражают затраты и потребности в модернизации инфраструктуры, а применительно к действующей модели организация указывает: «The current system of artificially low tariffs and high subsidies undermines investment».

Комплексные планы развития газовой отрасли

В 2022 году был утвержден Комплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы, который определял основные направления реформирования сектора и содержал прогнозный газовый баланс до 2030 года. Среди основных сдерживающих факторов были обозначены «низкая инвестиционная привлекательность проектов расширения ресурсной базы, высокая степень износа газотранспортной инфраструктуры и сохранение внутренних цен на уровне ниже безубыточного уровня ценообразования при поставках газа на внутренний рынок».

Одной из особенностей предыдущего плана было то, что увеличение производства товарного газа предполагалось обеспечить как за счет действующих крупных нефтегазовых проектов, так и за счет ввода новых месторождений и перерабатывающих мощностей. В прогнозном балансе валовая добыча газа должна была увеличиться до 66,6 млрд м³ в 2024 году и 71,8 млрд м³ в 2025 году, а производство товарного газа — до 32,1 и 33,1 млрд м³ соответственно. В более долгосрочной перспективе документ предусматривал возможность увеличения производства товарного газа до 42,1 млрд м³ к 2030 году. В плане отмечено, что значительная часть добываемого в Казахстане газа является попутной и продолжит направляться на обратную закачку и собственные технологические нужды.

Фактическая динамика добычи и производства товарного газа в 2024–2025 годах отличалась от параметров, предусмотренных прогнозным балансом предыдущего Комплексного плана. В 2024 году

валовая добыча составила около 59 млрд м³ против предусмотренных планом 66,6 млрд м³, производство товарного газа — 28,7 млрд м³ против 32,1 млрд м³. В 2025 году валовая добыча существенно увеличилась и достигла 68,7 млрд м³, приблизившись к прежнему ориентиру в 71,8 млрд м³, что в основном произошло из-за роста добычи нефти и попутного газа на месторождении «Тенгиз». Производство товарного газа составило 27,4 млрд м³ против 33,1 млрд м³, предусмотренных предыдущим прогнозом. Таким образом, увеличение валовой добычи происходило быстрее, чем расширение производства газа, доступного в товарной форме.

В действующем плане ([на 2025-2029 годы](#)) ввод Кашаганского ГПЗ предусмотрен на 2026 год, а Жанаозенского ГПЗ — на 2027 год.

Одним из центральных аспектов предыдущего Комплексного плана являлась экономика внутреннего рынка газа. В документе отмечено, что действовавшая модель обеспечивала сдерживание внутренних цен, в том числе за счет доходов национального оператора от экспортной деятельности. Рост внутреннего потребления и сокращение экспортного ресурса постепенно снижали эффективность такого механизма. Согласно Плану, «недостаточная рентабельность» новых проектов связана с низкими закупочными ценами на газ у недропользователей, высокими капитальными затратами и объемом подготовленных к разработке новых запасов. Для повышения инвестиционной привлекательности новых проектов предыдущий Комплексный план предусматривал внедрение стимулирующей формулы закупочной цены на газ и возможность предоставления фискальных преференций. Параллельно в рамках совершенствования модели ценообразования предусматривались выделение категорий потребителей, способных приобретать газ по рыночным ценам, и долгосрочное планирование предельных оптовых цен.

В июне 2025 года предыдущий документ был заменен Комплексным планом развития газовой отрасли на 2025–2029 годы. Новый план сохраняет основные направления предыдущей программы, устанавливая обновленные ориентиры с учетом текущего состояния отрасли. К 2029 году предполагается увеличить ресурсную базу товарного газа до 34,4 млрд м³, а газоперерабатывающие мощности расширить на 5 млрд м³. Помимо развития добычи и переработки предусмотрены расширение пропускной способности газопроводов, развитие подземного хранения, дальнейшая газификация, увеличение использования газомоторного топлива и развитие газовой генерации. Отдельным направлением нового плана выделено реформирование системы ценообразования на газ.

Среди основных вызовов новый документ выделяет «капиталоемкость расширения ресурсной базы и необходимость привлечения частных инвестиций, потребность в дополнительных перерабатывающих мощностях, вероятность возникновения внутреннего дефицита товарного газа на фоне дальнейшей газификации и роста потребления, а также недостаточную рентабельность проектов модернизации и строительства газотранспортной инфраструктуры».

В целом фактические показатели 2024–2025 годов сложились с отклонением от параметров прогнозного баланса прежде всего по производству товарного газа. Новый Комплексный план развития газовой отрасли на 2025–2029 годы предусматривает комплекс мер по совершенствованию модели ценообразования, включая пересмотр ограничений на повышение закупочных цен. Более детализированное представление прогнозного баланса газа и графика изменения внутренних цен, а также расчетов, позволяющих определить сроки достижения рентабельности реализации газа на внутреннем рынке, могло бы способствовать более полной оценке экономической целесообразности проектов и повышению их привлекательности для инвесторов.

Арслан Аронов – Аналитический центр

При использовании материала из данной публикации ссылка на первоисточник обязательна.

Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением или попыткой со стороны HF купить, продать или вступить в иную сделку в отношении каких-либо ценных бумаг и иных финансовых инструментов, на которые в настоящей публикации может содержаться ссылка, предоставить какие-либо инвестиционные рекомендации или услуги. Указанные предложения могут быть направлены исключительно в соответствии с требованиями применимого законодательства. Настоящая публикация основана на информации, которую мы считаем надежной, однако мы не утверждаем, что все приведенные сведения абсолютно точны. При этом, отмечаем, что прошлая доходность не является показателем доходности инвестиций в будущем. Мы не несем ответственности за использование клиентами информации, содержащейся в настоящей публикации, а также за сделки и операции с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, упоминающимися в ней. Мы не берем на себя обязательство регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящей публикации или исправлять возможные неточности. HF, его аффилированные и должностные лица, партнеры и сотрудники, в том числе лица, участвующие в подготовке и выпуске этого материала, оставляют за собой право участвовать в сделках в отношении упоминающихся в настоящей публикации ценных бумаг и иных финансовых инструментов. Также отмечаем, что на ценные бумаги и иные финансовые инструменты, рассматриваемые в настоящей публикации и номинированные в иностранной валюте, могут оказывать влияние обменные курсы валют. Изменение обменных курсов валют может вызвать снижение стоимости инвестиций в указанные активы. Следует иметь в виду, что инвестирование в Американские депозитарные расписки также подвержено риску изменения обменного курса валют, а инвестирование в казахстанские ценные бумаги и иные финансовые инструменты имеет значительный риск. В указанной связи инвесторы до принятия решения об участии в сделках с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, рассматриваемыми в настоящей публикации, должны проводить собственное исследование относительно надежности эмитентов данных ценных бумаг и иных финансовых инструментов.

© 2026 г., все права защищены.

Аналитический центр

Салтанат Игенбекова

Гульназ Табешова

Арслан Аронов

+7 (727) 339 43 86

s.igenbekova@halykfinance.kz

g.tabeshova@halykfinance.kz

a.aronov@halykfinance.kz

Адрес:

Halyk Finance

пр. Абая, 109 «В», 5 этаж

А05А1В9, Алматы, Республика Казахстан

Тел. +7 727 331 59 77

www.halykfinance.kz

Bloomberg

HLFN

Refinitiv

Halyk Finance

FactSet

Halyk Finance

Capital IQ

Halyk Finance