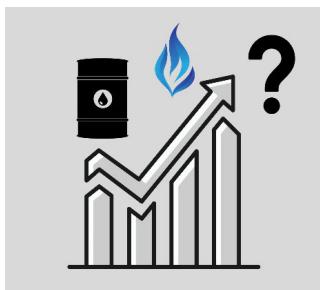
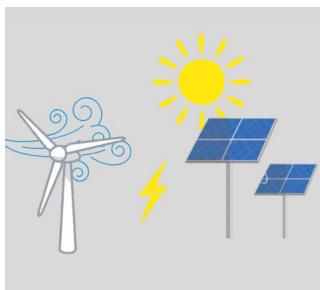
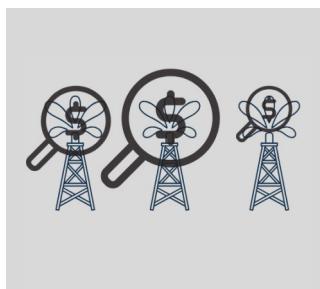
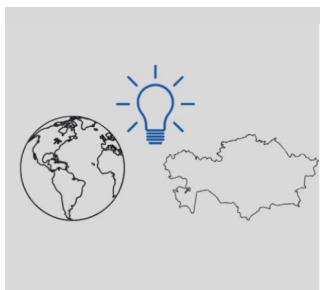
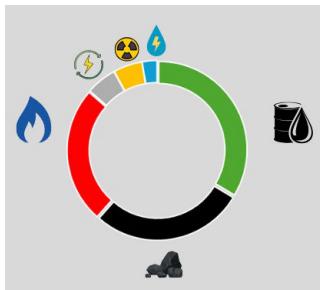
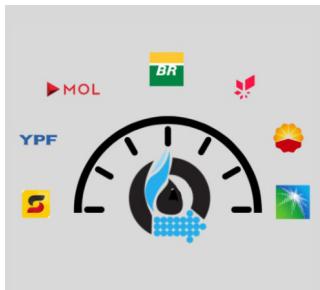


Kazakhstan Energy Outlook 2025

PETROLEUM EDITION



Настоящий аналитический обзор Kazakhstan Energy Outlook 2025: Petroleum Edition (далее – Обзор) подготовлен Аналитическим центром ENERGY Insights & Analytics, созданным по инициативе Ассоциации KAZENERGY в партнерстве с IT-компанией AppStream. Обзор является результатом совместной работы двух учредителей Центра и представляет собой вклад в развитие экспертно-аналитической инфраструктуры Республики Казахстан. Использование материалов допускается с обязательным указанием источника. Данные и аналитика предназначены исключительно для информационных целей и не заменяют профессиональных консультаций. Мнения, выводы и аргументы, представленные в Обзоре, могут не совпадать с официальной позицией государственных органов Республики Казахстан.





KAZAKHSTAN ENERGY OUTLOOK 2025

Petroleum Edition



App
Astream

Kazakhstan Energy Outlook 2025

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1. ТЕКУЩИЙ КОНТЕКСТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	14
КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ НА НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ В МИРЕ.....	14
Спрос на нефть – рост, но разная оценка	14
Сворачивание квот ОПЕК+.....	14
Принуждение к торговле.....	14
Иностранные инвестиции в энергетику США	15
Природный газ и ИИ	15
Сила Сибири-2	16
КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА.....	17
Завершение ПБР и рекордная добыча	17
Расширение Шымкентского НПЗ.....	17
Экологический штраф для НКОК	17
Экспортный маршрут Баку - Сupsa	18
Активная фаза ББШ-2	18
РАЗДЕЛ 2. ГЛОБАЛЬНАЯ ДИНАМИКА ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ	19
КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	19
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС 2024 В МИРЕ И КАЗАХСТАНЕ	21
Введение	21
Растущая роль ВИЭ в глобальном энергобалансе	21
Глобальный энергобаланс по видам топлива	23
Влияние geopolитики	27
Энергобаланс Казахстана в 2024 году	28
ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ НА МИРОВОЙ СПРОС НА НЕФТЬ И ГАЗ.....	31
Введение	31
Актуальные тенденции мирового спроса.....	31
Влияние энергетического перехода	34
Неопределённые перспективы спроса в краткосрочной перспективе	36
Казахстан: адаптация к сложной конъюнктуре	37
РОСТ НЕФТЕДОБЫЧИ – СТРАНЫ-ЛИДЕРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ	40
Введение	40
Страны-лидеры по росту добычи нефти и их влияние на цены.....	40
Рост добычи нефти в Казахстане.....	44

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ЭПОХИ	48
Введение	48
Мировой энергетический баланс	48
ЦОД, ИИ и энергетический баланс	50
Казахстан в эпоху революции ИИ	53
Дефицит электроэнергии как сдерживающий фактор.....	55
КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА.....	57
Введение	57
Глобальные тренды инвестиций в энергетику	58
Преимущества Казахстана в привлечении инвестиций	60
Казахстану важно избегать ошибок прошлого и сохранять баланс при расстановке приоритетов	65
Общие выводы	67
РАЗДЕЛ 3. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА	70
КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	70
Обзор динамики нефтяного баланса и структуры собственности в отрасли	71
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА	75
Динамика ресурсной базы (запасов).....	75
Текущие тенденции и прогноз добычи	76
Консорциум по проекту Тенгиз (ТШО)	78
Консорциум по проекту Карабаганак (КПО).....	79
Консорциум по проекту Кашаган (НКОК)	80
Обзор динамики и прогноз по другим существующим источникам добычи	81
Разработка шельфовых (морских) месторождений помимо Кашагана	82
РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В СФЕРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ	84
Улучшенный модельный контракт (УМК).....	84
Электронные аукционы.....	85
Условия налогообложения деятельности по разведке и добыче	87
ТРАНСПОРТИРОВКА И МАРКЕТИНГ СЫРОЙ НЕФТИ	88
Существующие мощности экспортной инфраструктуры.....	88
Текущие тенденции и прогноз транспортировки на экспорт	89
Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК).....	90
Атырау–Самара	91
Порт Актау.....	91
Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)	92
Структура транспорта нефти в 2024 год.....	92

ДИНАМИКА ПЕРЕРАБОТКИ И РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ	95
Недавние изменения в казахстанском балансе нефтепродуктов.....	95
Обзор основных тенденций для трех главных НПЗ	96
Прогноз баланса нефтепродуктов в Казахстане.....	100
Ключевые тенденции для отдельных нефтепродуктов	102
Актуальные/проблемные вопросы нефтяной промышленности РК	106
РАЗДЕЛ 4. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА	108
КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ	108
Введение	110
КЛЮЧЕВЫЕ ИГРОКИ И ЗАПАСЫ ГАЗА.....	111
Фактический баланс газа	112
Улучшенный модельный контракт.....	113
Прогнозный баланс газа.....	114
Актуальные/проблемные вопросы газовой отрасли Казахстана	116
РАЗДЕЛ 5. ИНСАЙТЫ И АНАЛИТИКА.....	118
МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАШАГАН – УСЛОВИЯ И ПЛАНЫ НА БУДУЩЕЕ	118
Введение	118
Кашаган и его влияние на Казахстан	119
Проекты по расширению мощностей	121
Фискальный режим Кашагана.....	122
Кашаган и Доля Государства	123
Выводы.....	125
КАРАЧАГАНАК – ОТ ХОРОШЕГО К ВЕЛИКОМУ	126
Введение	126
Карачаганак и его влияние на Казахстан	126
Проекты развития Караганака	128
Фискальный режим Караганака.....	129
Карацаганак и Доля Государства.....	130
Выводы.....	132
КАЗМУНАЙГАЗ И СРАВНИМЫЕ (НАЦИОНАЛЬНЫЕ) КОМПАНИИ:	
МАСШТАБ И РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	133
Введение	133
Краткий обзор КМГ и подход к выбору сопоставимых компаний.....	133
КазМунайГаз и сопоставимые компании в 2024 году	135
Результаты национальных нефтегазовых гигантов.....	139
Финансовые результаты КМГ за 1 квартал 2025	140
Выводы.....	142

ЗРЕЛЫЕ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЗАХСТАНА	143
Введение	143
Зрелые месторождения Казахстана.....	143
Почему крупные инвестиции в расширение добычи на зрелых месторождениях кажутся непривлекательными?	146
Потенциальные налоговые и регуляторные стимулы.....	147
Технологические достижения.....	149
Риск-сервисные контракты	152
Выводы.....	153
МЕГАПРОЕКТЫ В ЭПОХУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРАГМАТИЗМА И ВЫГОДНЫХ БАРРЕЛЕЙ...154	
Введение	154
Ключевые тренды нефтегазовых мегапроектов	155
Upstream: поиск «выгодных баррелей»	157
Америка - новый драйвер роста.....	157
Ближний Восток - ставка на газ.....	158
Африка - формирующийся лидер СПГ и глубоководных проектов	159
Midstream: глобальная гонка СПГ	160
Downstream: интеграция и будущие виды топлива	160
Азия - масштаб и диверсификация	160
Ближний Восток – перспективные виды топлива.....	160
Мегапроекты и Казахстан	161
«Большая тройка» мегапроектов Казахстана.....	161
Выводы.....	163
РАЗДЕЛ 6. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ КАЗАХСТАНА -ОЦЕНКА 2025 ГОДА.....164	
Введение	164
Источники информации	165
Выборка компаний для анализа	165
Бенчмаркинг	167
Перспектива нефтедобычи Казахстана.....	171
Текущий инвестиционный потенциал	172
Выводы.....	174
Раздел 7. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГИЯ».....176	
Предпосылки и становление	176
Стратегические заявления	177
Руководящая команда	178
Контакты	178
Дисклаймер / Ограничение ответственности	179



Уважаемые читатели!

С удовлетворением представляю вам второй выпуск Kazakhstan Energy Outlook 2025 — ежегодного аналитического продукта Аналитического центра «ЭНЕРГИЯ» (ENERGY Insights & Analytics), подготовленного при поддержке Ассоциации KAZENERGY. Этот документ отражает нашу общую приверженность обеспечивать государственные органы, компании и инвесторов достоверными данными, аналитикой и прогнозами по ключевым направлениям развития энергетики Казахстана.

Сегодняшние реалии требуют глубокого понимания процессов — от глобальных трансформаций до национальных вызовов и возможностей. Качественная аналитика и независимые выводы становятся инструментами для взвешенных стратегических решений.

Настоящий выпуск сфокусирован на нефтегазовой промышленности. В последующих изданиях планируется расширение охвата: включение глав по электроэнергетике, атомной энергетике, возобновляемым источникам энергии,

а также по вопросам энергетической безопасности — для формирования целостного взгляда на развитие ТЭК.

Подготовка обзора выполнена с использованием аналитической платформы EXia, позволяющей осуществлять комплексный мониторинг и независимый анализ ключевых показателей. Мы стремились сделать отчёт практическим и полезным для широкого круга стейкхолдеров — от органов государственной власти до международных партнёров и инвесторов.

Этот выпуск выходит в юбилейный для Ассоциации KAZENERGY год, что подчёркивает преемственность и новый этап развития отраслевого диалога. Мы продолжим укреплять роль Ассоциации как площадки компетенций и взаимодействия, содействуя формированию политики и стратегий будущего.

Благодарю всех авторов, партнёров и коллег, внесших вклад в подготовку обзора. Уверен, что представленные материалы будут востребованы и помогут нам вместе двигаться вперёд.

С уважением,
Жандос Нурмагамбетов
Генеральный директор Ассоциации KAZENERGY



Уважаемые читатели!

Рады представить вашему вниманию очередной выпуск Kazakhstan Energy Outlook 2025 - аналитический продукт, который воплощает в себе наши основные цели и миссию. Наша компания, ТОО «Аналитический центр «ЭНЕРГИЯ» (ENERGY Insights & Analytics), стремится обеспечивать заинтересованных лиц комплексной, достоверной и оперативной информацией по нефтегазовой отрасли.

Аналитическая платформа EXia является неотъемлемой частью нашей работы и основным инструментом для создания Kazakhstan Energy Outlook 2025. Эта платформа позволяет эффективно идентифицировать, локализовать и форматировать данные, обеспечивая наиболее полезное представление информации для конкретных случаев использования. Аналитическая платформа EXia включает в себя более 20 функциональных модулей для анализа, моделирования и визуализации данных, сгруппированных по ключевым сегментам нефтегазовой отрасли: Upstream, Midstream, Downstream, и Новостной фонд.

Значительный потенциал EXia был продемонстрирован участникам 47-го заседания Научно-технического совета Ассоциации, прошедшего под председательством У.С. Карабалина 15 мая 2025 года. Развитие платформы продолжается за счет расширения аналитических направлений и интеграции дополнительных модулей искусственного интеллекта для повышения удобства получения и представления данных, а также автоматизированной интерпретации отраслевых событий.

Смотрим в будущее с оптимизмом и готовимся к новым вызовам. В наших планах дальнейшее укрепление позиции ENERGY Insights & Analytics как ведущего экспертно-аналитического центра Казахстана и Каспийского региона. Мы стремимся к интеграции в национальную сеть аналитических центров, чтобы предоставлять самые качественные исследования и рекомендации для наших клиентов.

Надеемся, что продукты, подобные Kazakhstan Energy Outlook 2025, станут неотъемлемой частью решений, принимаемых в энергетическом секторе, и окажут положительное влияние на развитие отрасли в условиях глобальных изменений.

С уважением,
Данияр Насипов
Главный управляющий партнер
ENERGY Insights & Analytics

Авторы Kazakhstan Energy Outlook 2025



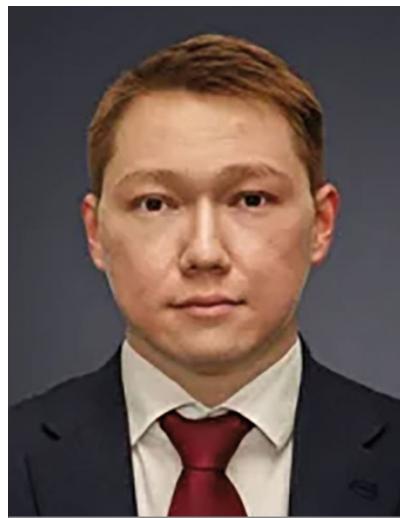
Алихан Байдусенов

Старший партнер



Денис Корсунов

Партнер



Даир Сансызбаев

Директор по аналитике и исследованиям

Уважаемые коллеги!

Kazakhstan Energy Outlook 2025 – аналитический отчет, который представляет собой свод данных, аналитики и прогнозов для понимания текущих и будущих тенденций в нефтегазовой отрасли. Отличительной особенностью Energy Outlook является применение Аналитической платформы EXia, разработанной ENERGY Insights & Analytics, для осуществления комплексного мониторинга и анализа ключевых показателей отрасли, проведения независимого анализа развития основных проектов отрасли, а также выработки рекомендаций по вопросам долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса.

Так же, как и в прошлом году, начало документа знакомит читателя с контекстом, в котором находится нефтегазовые компании, через обзор ключевых, по нашему мнению, событий отрасли в 2025 году. В разделе «Глобальная динамика экономики и энергетических рынков» представлена глобальная картина рынка энергии, в которой 59% приходится на нефть и природный газ.

По сравнению с Kazakhstan Energy Outlook за прошлый год, редакция 2025 года значительно расширилась за счет включения подробных обзоров нефтяной промышленности и газовой отрасли Казахстана. Далее, в разделе «Инсайты и Аналитика» в серии статей раскрыта тема лидеров нефтедобычи Казахстана, как работающих по соглашениям о распределении продукции, так и крупных зрелых месторождениях на общем налоговом режиме. Следом идет наша оценка инвестиционного потенциала нефтедобычи Казахстана, отслеживание которого в перспективе позволит определить вектор развития всей отрасли.

Уверены, что формат Kazakhstan Energy Outlook станет незаменимым инструментом для широкого круга профессионалов: государственным органам при формировании предложений и разработке документов, определяющих развитие топливно-энергетического комплекса; менеджменту компаний для стратегического и операционного планирования; экспертам и аналитикам для раскрытия обществу текущей ситуации и перспективах нефтегазовой отрасли.

Раздел 1. ТЕКУЩИЙ КОНТЕКСТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В разделе представлены мировые и казахстанские отраслевые события, которые по мнению ENERGY Insights & Analytics определяют текущий контекст нефтегазовой отрасли, а также ключевые темы для анализа и прогнозирования.

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ НА НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ В МИРЕ

Спрос на нефть – рост, но разная оценка

Два ключевых источника прогнозов в отношении баланса сырой нефти – ОПЕК и Международное энергетическое агентство [МЭА] прогнозируют продолжение увеличения спроса на нефть в 2025 и 2026 годах. Однако оценки отличаются почти в два раза, ОПЕК прогнозирует рост спроса на 1,3 и 1,4 млн барр. в сутки в 2025 и 2026 годах соответственно. Прогноз МЭА – одинаковый рост на 0,7 млн барр. в сутки в 2025 и 2026 годах. Промежуточное положение занимает прогноз Управления энергетической информации США [EIA]: 1,0 и 1,2 млн барр. в сутки в 2025 и 2026 годах соответственно.

Источник: по материалам ОПЕК, МЭА, EIA

Сворачивание квот ОПЕК+

Группа ОПЕК+ объявила о поэтапном сворачивании ограничений на добычу нефти, введённых для стабилизации рынка после кризиса. Страны-участницы ОПЕК и их партнёры по группе ОПЕК+ договорились постепенно увеличивать добычу, чтобы не допустить дефицита предложения на фоне устойчивого спроса и ослабления рисков рецессии. В июле 2025 года группа увеличила добычу на 335 тыс. барр. в сутки, а на сентябрь запланировано дополнительное расширение квот на 547 тыс. барр. в сутки, что завершит отмену прежних добровольных сокращений объёмов почти на 2,2 млн барр. в сутки досрочно.

Решение отражает стремление альянса удерживать баланс между интересами производителей и потребителей, а также сохранить контроль над динамикой цен, не допуская их чрезмерного роста. Это позволит группе ОПЕК+ активно конкурировать с производителями нефти вне альянса, особенно со сланцевыми игроками, но при этом создаёт риск избыточного предложения на фоне сохраняющейся осторожности покупателей.

Источник: по материалам ОПЕК, Reuters

Принуждение к торговле

27 августа 2025 года силу вступили 50% пошлины США против Индии. Американские власти обосновали повышение тарифных ставок закупками Индией российской нефти. Стороны провели пять раундов переговоров, но безуспешно. Правительство

Индии не рассчитывает на скорое смягчение мер, власти страны помогут экспортёрам, пострадавшим от пошлин, и будут поощрять к перенаправлению экспортных потоков на рынки Китая, Латинской Америки и Ближнего Востока. США рассматривают введение тарифов в отношении Китая за покупку нефти и газа из России, аналогичных пошлинам в отношении Индии.

Ранее в июле США заключили торговую сделку с Евросоюзом, которая предусматривает приобретение ЕС американских энергоносителей на \$750 млрд и инвестиции в размере \$600 млрд в экономику США. Эта сделка позволит Евросоюзу избежать 30-процентных пошлин, которые могли бы вступить в силу с 1 августа 2025 года. В рамках соглашения США введут пошлины в 15% на большую часть импорта из ЕС, включая автомобили, а Брюссель же откроет рынки для американского экспорта с нулевой ставкой.

Источник: по материалам Reuters

Иностранные инвестиции в энергетику США

Неамериканские энергетические компании видят возможности в обширных природных ресурсах США и проэнергетической политике Трампа. Их интерес обусловлен многолетним снижением капитальных вложений в проекты в США, поскольку инвесторы подталкивали компании к тому, чтобы сосредоточиться на прибыли, а не на взрывном росте.

Через международную платформу XRG при государственной компании ADNOC планируется создать мощный портфель в сфере сжиженного природного газа [СПГ] объемом до 25 млн тонн в год к 2035 году. Согласно долгосрочному плану, ADNOC намерена довести общую стоимость своих энергетических активов в США до \$440 млрд в течение следующего десятилетия. Инвестиции затронут не только СПГ, но и высокотехнологичную химию, инфраструктуру и возобновляемую энергетику. Инвестиции ADNOC в энергетику США - часть глобального обязательства Эмиратов инвестировать до \$1,4 трлн в экономику США, озвученного еще при визите Дональда Трампа в страны Персидского залива.

Австралийская нефтегазовая компания Santos также заявила о планах увеличения инвестиций в США, ссылаясь на проэнергетическую политику администрации Трампа. Это может включать в себя дополнительные инвестиции в нефтяной проект Pikk на Аляске. В 2024 году австралийская компания Woodside Energy приобрела американскую компанию Tellurian, занимающуюся производством сжиженного природного газа, и планирует принять окончательное инвестиционное решение по проекту экспорта СПГ в Луизиане в 2025 году. Компания также недавно приобрела завод по производству аммиака в Бомонте, штат Техас.

Источник: по материалам Reuters

Природный газ и ИИ

На CERAWeek 2025 42 сессии имели в названии слово «центр обработки данных» [ЦОД]. Всего за несколько лет ЦОД стали настолько большим источником мировой энергии, что их совокупное потребление сравнялось с потреблением экономики Японии. Один из крупнейших поставщиков энергии во Флориде, NextEra, прогнозирует 55% рост

спроса в течение следующих 20 лет по сравнению с 9% за последние 20 лет, треть этого роста будет обеспечена искусственным интеллектом [ИИ].

ИИ понадобится гораздо больше электроэнергии, работающей на природном газе, для работы этих ЦОД. В 2024 году ЦОД в США полагались на газ для 43% своей энергии, в то время как ядерная энергетика обеспечивала около 20%, а уголь составлял немного меньше. Рассчитывать только на возобновляемые источники энергии теперь не приходится, несколько крупнейших операторов ЦОД уже отказались от своих обещаний по использованию энергии с нулевым выбросом углерода.

Источник: по материалам CERAWeek 2025

Сила Сибири-2

CNPC и Газпром подписали меморандум с договоренностями о строительстве «Силы Сибири-2» и транзитного газопровода через Монголию (минуя Казахстан). Поставки по новому газопроводу будут осуществляться в течение 30 лет в объеме 50 млрд м³ в год.

По мнению Bloomberg реализация проекта не только укрепит экономические связи между Россией и Китаем, но и в перспективе может изменить мировые цепочки поставок газа в следующем десятилетии. Для России новые трубопроводные мощности - это возможность компенсировать часть потерь из-за прекращения поставок газа в Европу после начала боевых действий на Украине: при полной загрузке «Силы Сибири-2» объем поставок будет эквивалентен трети досанкционного российского экспорта газа в Европу. Китай, в свою очередь, получит возможность хеджировать риски, связанные с закупкой СПГ, где доминирующую роль на рынке играет США. Кроме того, строительство нового трубопровода может принести дополнительную выгоду российской экономике за счет повышения спроса на российском рынке труда.

Источник: по материалам Bloomberg

КЛЮЧЕВЫЕ СОБЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА

Завершение ПБР и рекордная добыча

В январе 2025 года Тенгизшевройл достигло важного рубежа в реализации Проекта будущего расширения (ПБР), безопасно начав добычу сырой нефти на своем новом Заводе третьего поколения (ЗТП) на Тенгизском месторождении. Постепенное наращивание добычи на ЗТП увеличит общий объем добычи сырой нефти на Тенгизе еще на 12 миллионов тонн в год. После выхода всех производственных объектов на полную мощность ожидается, что общий объем добычи сырой нефти достигнет порядка 40 миллионов тонн в год, что обеспечит дополнительную прибыль Казахстану за счет налогов, роялти и других прямых финансовых выплат. ПБР также будет способствовать поддержанию надежной работы основного производства и укрепит позиции Казахстана как крупного поставщика на мировые энергетические рынки.

Благодаря завершению ПБР и запуска ЗТП на Тенгизе Казахстан в 2025 году от месяца к месяцу ставит все новые рекорды по суточной добыче нефти и конденсата (2,15 млн баррелей в сутки в августе 2025 года).

Источник: по материалам ТШО, Reuters

Расширение Шымкентского НПЗ

В июне 2025 года Министерство энергетики Казахстана, АО «НК «КазМунайГаз» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация [CNPC] подписали рамочное соглашение по проекту расширения производственных мощностей Шымкентского нефтеперерабатывающего завода компании ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» с нынешних 6 до 12 млн тонн в год к 2030 году. Инициатива направлена на укрепление топливной безопасности и развитие нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана. Объем инвестиций оценивается в диапазоне от \$3,5 до \$5,8 млрд и зависит от выбранной конфигурации модернизированного завода. Стороны приступили к разработке технико-экономического обоснования проекта.

Источник: по материалам КазМунайГаз, kursiv.media

Экологический штраф для НКОК

В августе 2025 года оператору нефтяного месторождения Кашаган (НКОК) назначили штраф в размере 2,3 трлн тенге за экологические нарушения. Еще в 2023 году Министерство экологии и природных ресурсов РК подало иск к NCOC на сумму около 2,3 триллиона тенге в виде штрафов за нарушения в сфере охраны окружающей среды (хранение больших объемов серы сверх предусмотренных объемов). 1 августа 2025 года судебная коллегия по административным делам суда города Астаны отменила предписание ведомства по процедурным нарушениям, допущенным при его вынесении. Однако данное решение не освобождает НКОК от ответственности за нарушения экологического законодательства и после устранения Минэкологии замечаний суда, НКОК привлечена к административной ответственности.

Источник: по материалам KazInform

Экспортный маршрут Баку - Супса

В рамках диверсификации экспортных маршрутов Министерством энергетики РК проведен ряд мер, том числе рассматриваются вопросы развития дополнительных направлений транспортировки казахстанской нефти. В том числе речь идет о поставке сырья по нефтепроводу Баку (Азербайджан) – Супса (Грузия). В министерстве добавили, что использование данного маршрута пути будет зависеть от экономической привлекательности и эффективности для казахстанских грузоотправителей.

Источник: по материалам LS

Активная фаза ББШ-2

С целью обеспечения южных регионов Казахстана стабильным и бесперебойным газоснабжением, строительство второй линии магистрального газопровода «Бейнеу – Бозай – Шымкент» перешло в активную фазу. Данный проект — это важнейшая инфраструктурная инициатива, направленная на укрепление энергетической безопасности страны и обеспечение бесперебойной подачи голубого топлива в регионы с высоким уровнем потребления газа.

В первом полугодии 2025 года национальная компания «QazaqGaz» перевыполнила план по транспортировке газа, доставив 13,3 миллиарда кубометров. Объем экспорта газа в Китай также вырос на 6 % и достиг 2,4 миллиарда кубометров, в прошлом отопительном сезоне загрузка существующего газопровода превысила 100%.

Источник: по материалам Министерства энергетики РК, kursiv.media

В Аналитической платформе EXia реализован модуль «Новостной фон», в рамках которого осуществляется автоматический сбор, анализ и категоризация новостных сообщений из разных источников (новостные агрегаторы и ленты, подписки, телеграм каналы, посты в соцсетях) с использованием алгоритмов машинного обучения. Модуль позволяет собирать по ключевым словам публикуемые в сети материалы, проводить их первоначальный анализ, в том числе определять тональность сообщений (негатив/позитив/нейтрально), формировать облако слов и выделять тренды через частоту упоминаний. Проведенный анализ позволяет осуществлять мониторинг новостных материалов и комментариев в целом по отрасли, а также оперативно реагировать на негативные материалы и поддерживать позитивные.

Раздел 2. ГЛОБАЛЬНАЯ ДИНАМИКА ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

Нефть и природный газ остаются жизненно важным компонентом мировой энергетической безопасности, даже несмотря на то, что возобновляемые источники энергии неуклонно набирают силу. Энергетические рынки обусловлены сложной взаимосвязью геополитических событий, экономической политики и технологических достижений, и все это требует пристального внимания со стороны бизнеса, государства и общества.

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- Спрос на энергию в мировом топливно-энергетическом балансе в 2024 году вырос на 1,8% по сравнению с 2023 годом до 592 эксаджоулей, при этом Азиатско-тихоокеанский регион является лидером как по итогу потребляемой энергии (47%), так и по темпам роста (2,6%). Доля ископаемых видов топлива (нефть, уголь, природный газ) в мире составляет 87% (на уровне 2023 года). Доля Казахстана в мировом энергетическом балансе 2024 года составила 0,5% (3 эксаджоуля из общего объёма предложения).
- В последние годы мировой спрос на нефть отличался беспрецедентной нестабильностью. В апреле 2020 года пандемия COVID-19 спровоцировала рекордное падение мирового спроса на 20%, до 80,6 млн баррелей в сутки - самое резкое сокращение с 1980 года. Тем не менее восстановление оказалось удивительно быстрым: к четвёртому кварталу 2020 года потребление выросло до 94,7 млн баррелей в сутки и уже в 2022 году превзошло допандемийные уровни. Такая устойчивость создала основу для новых рекордных показателей в 2023–2024 годах. Однако рост спроса начал замедляться, в 2024 году темпы прироста снизились более чем вдвое - до 830 тыс. баррелей в сутки, по сравнению с 2,3 млн баррелей в сутки в 2023 году. Прогнозируется дальнейшее замедление в 2025–2026 годах: до 730 тыс. баррелей в сутки в 2025 году и 690 тыс. баррелей в сутки в 2026 году.
- Мировой спрос на природный газ в 2024 году показал рост на 2,7%, или на 115 миллиардов кубометров. Рост потребления газа во многом связан с замедлением роста спроса на нефть. Всё больше стран переходят с нефти на природный газ, стремясь сократить выбросы углекислого газа. Основную долю повышенного мирового спроса на газ формируют развивающиеся и быстрорастущие экономики. Рост потребления пришёлся в основном на промышленность и электроэнергетику - на них пришлось около 75% прироста.
- Центр тяжести энергетического сектора смещается в сторону стран, не входящих в ОПЕК+, при этом Соединенные Штаты Америки, Гайана, Бразилия и Канада обеспечивают около 80% прироста мирового предложения до 2026 года. Активное расширение производственных мощностей этими четырьмя игроками меняет глобальный ландшафт поставок нефти. Доля ОПЕК+ в мировых поставках нефти снизилась

примерно с 53% в 2016 году до примерно 46% в 2026 году, и с появлением новых игроков эта тенденция, вероятно, сохранится.

- Ожидается, что глобальные инвестиции в разведку и добычу нефти и газа сократятся на 6% в 2025 году, до примерно 900 млрд долларов США, после 953 млрд долларов США и 960 млрд долларов США в 2023 и 2024 годах соответственно. Прогнозируемое снижение связано с падением цен на нефть и сохраняющейся неопределенностью на рынке, в результате чего ряд компаний решил сократить вложения в сектор Разведка и Добыча в 2025 году. Затраты также выросли, однако их влияние на освоение ресурсов было частично компенсировано технологическим прогрессом и повышением эффективности капитала. Около 40% инвестиций в разведку и добычу приходится на национальные нефтяные компании Ближнего Востока и Азии. Инвестиции независимых производителей (в первую очередь в секторе сланцевой нефти США) сократятся из-за снижения цен на нефть и роста затрат, несмотря на недавние сделки по слиянию и поглощению, позволившие сократить расходы за счет консолидации.
- В 2023 году впервые совокупные инвестиции в возобновляемую генерацию и электросети превысили затраты на ископаемые источники энергии. Это знаменует собой важный сдвиг в глобальной структуре инвестиций: лидерами роста стали солнечные фотоэлектрические установки и другие ВИЭ. Тем не менее, нефть и газ по-прежнему играют ключевую роль в удовлетворении мирового спроса на энергию, особенно в развивающихся экономиках и регионах, сталкивающихся с проблемами энергетической безопасности. Устойчивые инвестиции в инфраструктуру нефти и газа по-прежнему необходимы для обеспечения энергетической безопасности и поддержки экономического роста, даже несмотря на глобальный переход к более чистым источникам энергии.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС 2024 В МИРЕ И КАЗАХСТАНЕ

Материал впервые опубликован 20 августа 2025 года на www.exia.kz

Введение

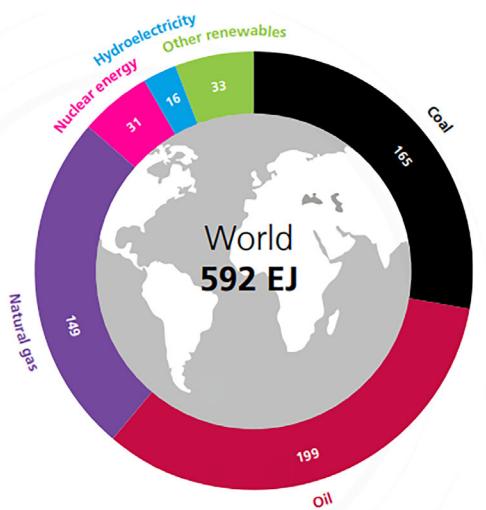
По мере роста численности населения и продолжения экономического развития спрос на энергию достиг небывалых уровней, создавая колоссальное давление на существующие энергетические системы и ресурсы. Очередной выпуск Statistical Review of World Energy от Института энергии [Energy Institute] дает наглядную картину текущего момента, подчеркивая парадокс, лежащий в основе энергетического перехода: несмотря на рекордные темпы ввода мощностей возобновляемой энергетики, потребление ископаемого топлива остается стабильно высоким, что приводит к новым рекордам по уровню выбросов парниковых газов.

Данная статья рассматривает сложную динамику, формирующую мировой энергетический баланс в 2024 году, с особым вниманием к различиям в траекториях развитых и развивающихся экономик, изменению роли основных источников энергии, а также месту Казахстана в этой меняющейся ситуации.

Растущая роль ВИЭ в глобальном энергобалансе

Подпитываемая неослабевающим импульсом экономического роста и насущными потребностями растущего мирового населения, глобальная энергетическая система адаптируется. Очередной, уже 74-й выпуск [Statistical Review of World Energy от Energy Institute](#), который является ключевым документом для мировой энергетической отрасли, раскрывает глубокий и тревожный парадокс. 2024 год ознаменовался рекордным ростом мощностей и объемов выработки возобновляемой энергии. Однако эти «зеленые» мощности были сопоставимы, а в некоторых аспектах и превышены, одновременным рекордным потреблением ископаемого топлива.

Энергетический баланс мира за 2024 год служит наглядным свидетельством масштабов глобального «энергетического аппетита». Впервые с 2006 года спрос вырос по всем основным видам первичной энергии: нефти, природному газу, углю, ядерной и гидроэнергетике, а также прочим возобновляемым источникам. Этот повсеместный рост - важный сигнал того, насколько глубоко ископаемое топливо остается вплетенным в саму ткань мировой экономики, даже несмотря на беспрецедентные темпы внедрения чистых источников энергии. Прямым и неизбежным следствием этой динамики стало дальнейшее нарастание эмиссии парниковых газов. Связанные с энергетикой выбросы в мире достигли ошеломляющих [40,8 гигатонн CO₂-эквивалента](#), что стало уже четвертым подряд годом обновления опасного рекорда. Мечта о «пиковых выбросах» пока остается упрямо недосягаемой.



Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

Однако данный рост нельзя рассматривать как единый глобальный процесс. Всё более отчетливо проявляется резкое и усиливающееся расхождение в энергетических траекториях развитых и развивающихся экономик. Подавляющую часть увеличения мирового спроса на энергию обеспечили страны вне ОЭСР, которые теперьочно закрепились в качестве центра тяжести как по абсолютному потреблению, так и по темпам годового роста. Здесь индустриализация, урбанизация и расширяющийся средний класс подпитывают колоссальную потребность в энергии.

Регион	Спрос на энергию 2024, ЭДж	Спрос на энергию 2024, %	Темп роста в 2024
Азиатско-тихоокеанский регион	279	47%	2,6%
Северная Америка	112	19%	0,4%
Европа	72	12%	0,7%
СНГ	41	7%	2,5%
Ближний Восток	41	7%	2,0%
Южная и Центральная Америка	26	4%	1,2%
Африка	21	4%	1,1%
Весь мир	592	100%	1,8%

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics по материалам "Statistical Review of World Energy 2025" от Energy Institute [Июнь 2025]

Особенно выделяется Азиатско-Тихоокеанский регион. Возглавляемый экономическими гигантами Китаем и Индией, он превратился в бесспорный эпицентр мирового энергетического спроса. Однако эта лидерская роль имеет высокую цену для экологии: в 2024 году лишь эти две страны обеспечили колossalные 62% общего прироста глобальных выбросов. В то же время, спрос на энергию в странах ОЭСР [группа экономически развитых государств] остался относительно стабильным.

Глобальный энергобаланс по видам топлива

В 2024 году совокупное энергоснабжение продемонстрировало рост по всем видам топлива. Нефть сохранила позицию ведущего источника энергии, обеспечив 34% мирового энергоснабжения и показав рост выработки на 1,0% за год. Уголь также вырос, почти догнав нефть по темпам увеличения, на 1,2%, и уверенно удержал место второго по значимости источника, составляя 28% в глобальном энергетическом балансе. Темп роста природного газа опередил и нефть, и уголь, показав рост на 2,1% в 2024 году, оставаясь третьим по объему источником энергии в мире. Источники чистой энергии (ядерная, гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии), продемонстрировали еще более высокие темпы роста. Однако их совокупная доля в мировом энергобалансе по-прежнему остается ниже 15%.

Вид топлива	Предложение энергии 2024, ЭДж	Предложение энергии 2024, %	Темп роста в 2024
Нефть	199	34%	1,0%
Уголь	165	28%	1,2%
Природный газ	148	25%	2,1%
Атомная энергия	31	5%	3,3%
Гидроэнергетика	16	3%	6,7%
Возобновляемые источники	33	6%	10,0%
Итого предложение	592	100%	2,1%

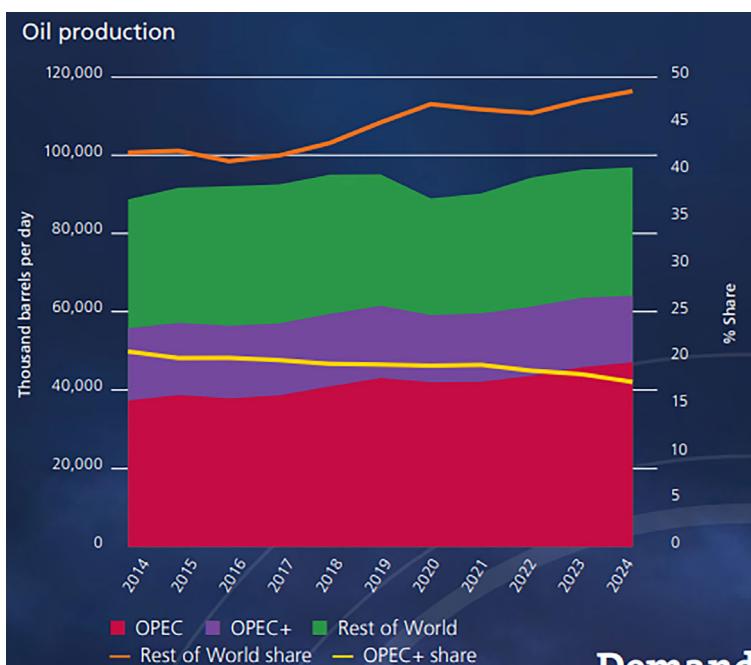
Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics по материалам "Statistical Review of World Energy 2025" от Energy Institute [Июнь 2025]

Несмотря на десятилетия усилий по диверсификации, нефть сохранила свой статус доминирующего вида топлива в мире. Глобальное потребление, хотя и замедлившее темпы роста, всё же увеличилось на 0,7%, превысив прошлогодний рекорд и [впервые достигло 101,8 миллионов баррелей в день \[Мб/д\]](#). Однако структура производства претерпела фундаментальные изменения. США, опираясь на выдающийся прогресс в технологиях добычи сланцевой нефти и повышение операционной эффективности, нарастили объем добычи до рекордного уровня, превысив отметку [в 20 млн Мб/д](#). Это создало новую реальность в мировой энергетической политике, при котором добыча США теперь сопоставима с совокупным производством исторических лидеров - Саудовской Аравии и Российской Федерации. Этот рост со стороны производителей вне ОПЕК компенсировал квоты на добычу в других регионах и изменил баланс сил на мировых нефтяных рынках¹. Регионально, если в странах ОЭСР спрос стабилизировался, то в странах вне ОЭСР он продолжил расти, при этом Африка и Ближний Восток показали самые высокие темпы роста.

¹ О странах с растущей нефтедобычей в статье ENERGY Insights & Analytics [«Рост Нефтедобычи – Страны-лидеры и их Влияние»](#)

Добыча нефти в мире

- 96,9 Мб/д - общий мировой объем добычи в 2024 году
- Доля ОПЕК снизилась с 37,4 Мб/д в 2014 году до 32,0 Мб/д в 2024 году
- Добыча вне ОПЕК выросла до 65,0 Мб/д, главным образом за счет роста в США
- США достигли уровня 20,1 Мб/д в 2024 году, что почти вдвое превышает показатели 2014 года

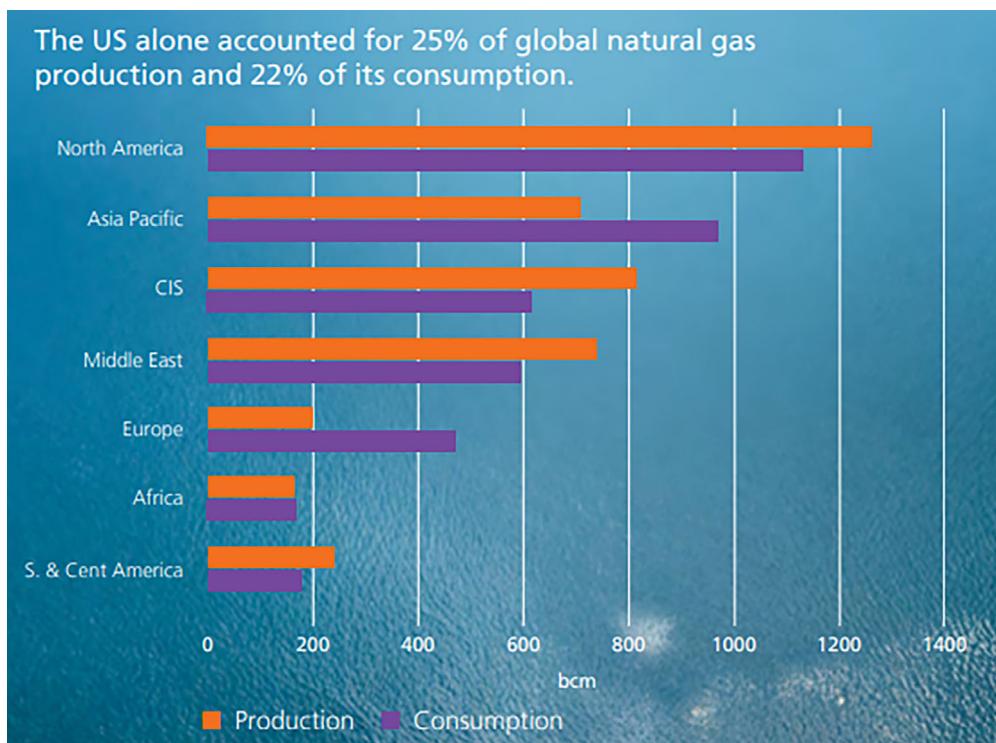


Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

После периода резкой волатильности, вызванной энергетическим кризисом 2022 года, природный газ в 2024 году продемонстрировал мощное восстановление. Мировой спрос вырос на солидные 2,5%, вновь подтвердив свою роль важнейшего элемента энергетического баланса, обеспечивающего четверть всех энергетических потребностей планеты, в том числе и бума ИИ². Более половины этого прироста пришлась на Азиатско-Тихоокеанский регион, где ключевыми драйверами выступили промышленные и бытовые потребности Китая. Европа также зафиксировала умеренное восстановление спроса на газ (впервые с 2021 года), хотя его уровень всё ещё значительно ниже докризисного. Глобальная торговля природным газом находится в состоянии динамичных изменений. США закрепили позиции крупнейшего в мире экспортёра сжиженного природного газа [СПГ], увеличив поставки [до 115 млрд кубических метров](#). Важным изменением стало то, что значительная часть поставок СПГ, направлявшихся в Европу в 2023 году, была переориентирована на удовлетворение растущего спроса в Азии, что отражает новые ценовые дифференциалы и условия долгосрочных контрактов.

² О ключевой роли природного газа в текущей революции внедрения ИИ в статье ENERGY Insights & Analytics «[Энергия для цифровой эпохи](#)»

Это подчёркивает гибкость и глобальный характер рынка СПГ. Одновременно выросла и торговля трубопроводным газом, причём особенно заметно увеличились поставки из России в Европу, соседние страны СНГ и, стратегически наиболее значимо, в Китай.

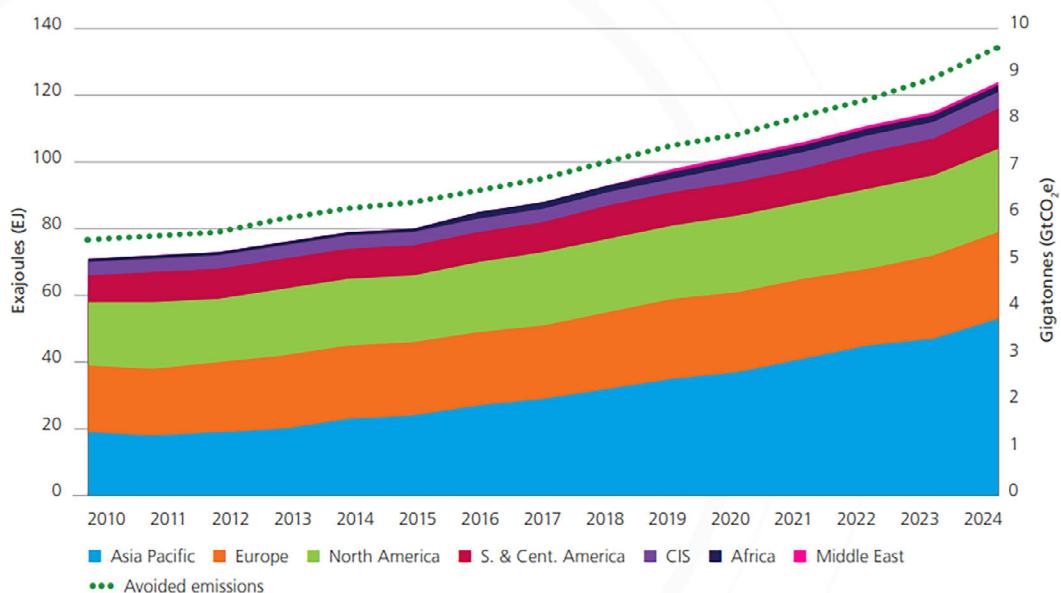


Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

Неоспоримым достижением стало стремительное и ускоряющееся развитие ветровой и солнечной энергетики. В 2024 году совокупная выработка электроэнергии из этих двух источников выросла на впечатляющие 16%: темп, почти в девять раз превышающий рост общего мирового спроса на энергию. Солнечная энергетика уверенно возглавляет этот рост: ввод новых мощностей в четыре раза превысил аналогичный показатель для ветровой энергии. Такое быстрое развертывание вывело солнечную и ветровую энергетику на значимое место в глобальной энергосистеме: вместе они обеспечивают 17% всей вырабатываемой в мире электроэнергии.

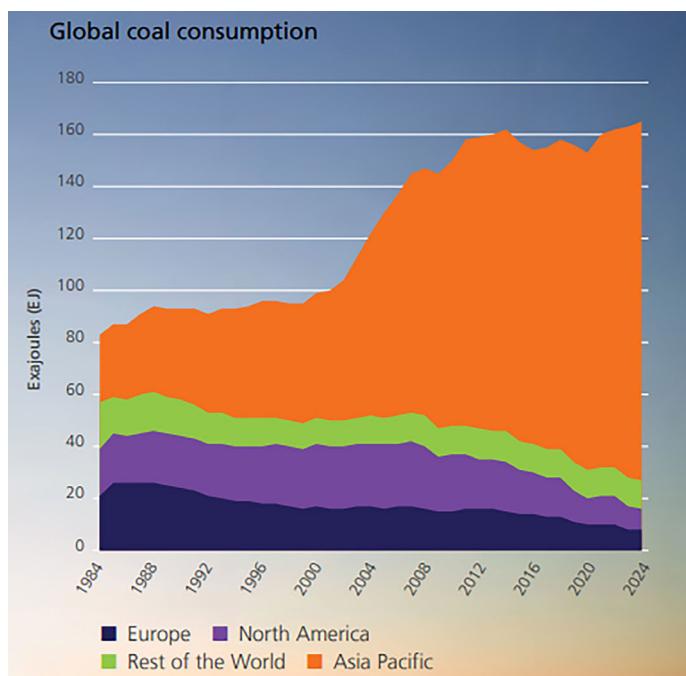
Китай находится в самом центре этой эволюции. В 2024 году на его долю пришлось колоссальные 57% всех мировых вводов новых мощностей возобновляемой энергетики, и теперь он располагает 47% всей установленной в мире мощности солнечных и ветровых электростанций, что почти вдвое больше, чем суммарно США и Европа. В других регионах также были достигнуты важные вехи. В Европейском союзе ветровая и солнечная энергетика совместно обеспечили 28% всей электроэнергии блока, а производство солнечной энергии впервые в истории превысило выработку на угольных станциях. С 2010 года развитие возобновляемых источников и атомной энергетики в совокупности позволило избежать выброса примерно 109 гигатонн парниковых газов. Для понимания масштаба: это почти в 2,5 раза больше общего объёма парниковых газов, выброшенных в атмосферу всем миром за 2024 год.

Avoided emissions and fossil fuel use by region



Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

Несмотря на то, что уголь является наиболее углеродоёмким из всех видов ископаемого топлива, мировой спрос на него в 2024 году продолжил расти, увеличившись на 1,2% и достигнув нового рекордного уровня. Этот рост почти полностью обеспечен неутолимыми энергетическими потребностями Азиатско-Тихоокеанского региона. На долю Китая сейчас приходится 67% мирового потребления угля, что превышает



Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

совокупное потребление остального мира. Этот факт демонстрирует центральный парадокс китайской энергетической системы: страна одновременно является бесспорным мировым лидером по вводу новых мощностей возобновляемой энергетики и крупнейшим потребителем угля. Несмотря на «зелёный» энергетический бум, уголь по-прежнему обеспечивает 58% всей вырабатываемой в стране электроэнергии.

Эта ситуация резко контрастирует с тенденциями в других регионах. В Европе спрос на уголь снизился ещё на 7%. В США падение оказалось ещё более резким: добыча угля достигла минимального уровня за последние 44 года.

В 2024 году атомная энергетика продемонстрировала заметное восстановление, увеличившись на 3% и обеспечив чуть более 5% общего мирового спроса на энергию. Этот рост был в основном обусловлен Францией и Японией, где несколько атомных электростанций вернулись в эксплуатацию после длительных простоев. Наряду с возобновляемыми источниками, атомная энергетика сыграла ключевую роль в повышении эффективности глобальной энергетической системы и снижении выбросов парниковых газов. Примечательно, что впервые вклад атомной энергетики в общий спрос на энергию в Европе превысил долю угля, что стало важной вехой в энергетическом переходе региона.

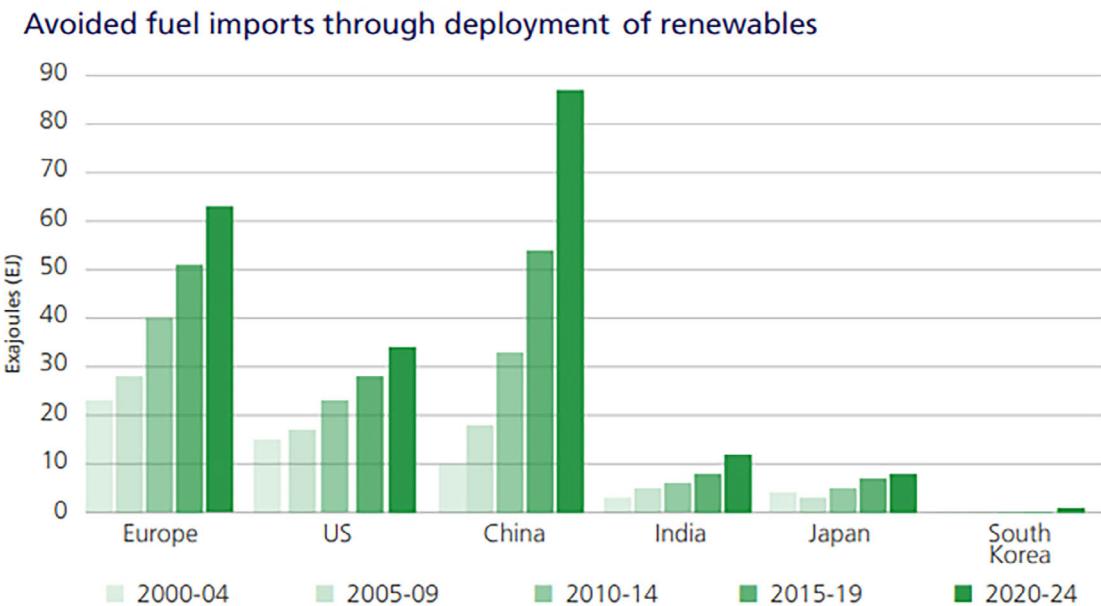
Влияние геополитики

Мировой энергетический ландшафт 2024 года невозможно рассматривать вне контекста острой геополитической напряжённости. Потрясения последних пяти лет (от перебоев в цепочках поставок в период пандемии COVID-19 до продолжающегося конфликта на Украине и последовавшего энергетического кризиса) в корне изменили расчёты, лежащие в основе энергетического перехода. Как метко отмечается во вступительном слове компании Kearney к отчету Statistical Review of World Energy 2025, «национальные приоритеты - такие как энергетическая безопасность и технологический суверенитет - всё чаще затмеваются климатические цели». В результате рушится представление о едином глобальном подходе, и на смену ему приходит мозаика разрозненных и зачастую расходящихся стратегий, в которых страны ставят во главу угла собственную безопасность и экономическую стабильность.

В рамках этой новой парадигмы возобновляемая энергетика всё чаще воспринимается не только как инструмент смягчения климатических изменений, но и как краеугольный камень национальной энергетической безопасности. Используя внутренние ресурсы, такие как солнечная и ветровая энергия, страны могут защитить свои экономики от ценовой волатильности и геополитического давления, присущих мировым рынкам ископаемого топлива. Например, масштабное развитие ВИЭ в Китае позволило ему за последние пять лет избежать импорта примерно 87 эксаджоулей [ЭДж] энергии: объёма, превышающего весь энергетический спрос Европы в 2024 году. Европа и США также смогли сократить значительные объёмы импорта. Это резко контрастирует с такими экономиками, как Япония и Южная Корея, которые по-прежнему более чем на 90% зависят от импорта энергии.

Но следует помнить, что глубокая интеграция ВИЭ, характеризующиеся непостоянным объемом выработки энергии, требует коренной модернизации электрических сетей. Для обеспечения круглогодичной надёжности, необходимой современным экономикам, этот переход предполагает масштабные одновременные инвестиции в сопутствующие

технологии такие как аккумуляторные системы хранения энергии промышленного масштаба, передовые интеллектуальные (энерго)сети, расширенные трансграничные соединения и усовершенствованные программы управления спросом.

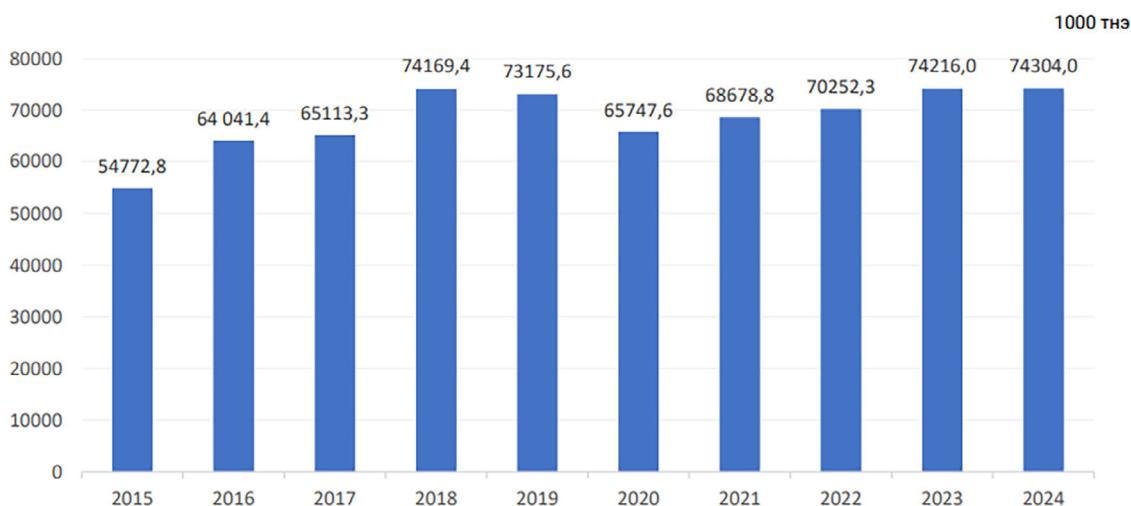


Источник: Energy Institute, "Statistical Review of World Energy 2025" [Июнь 2025]

Энергобаланс Казахстана в 2024 году

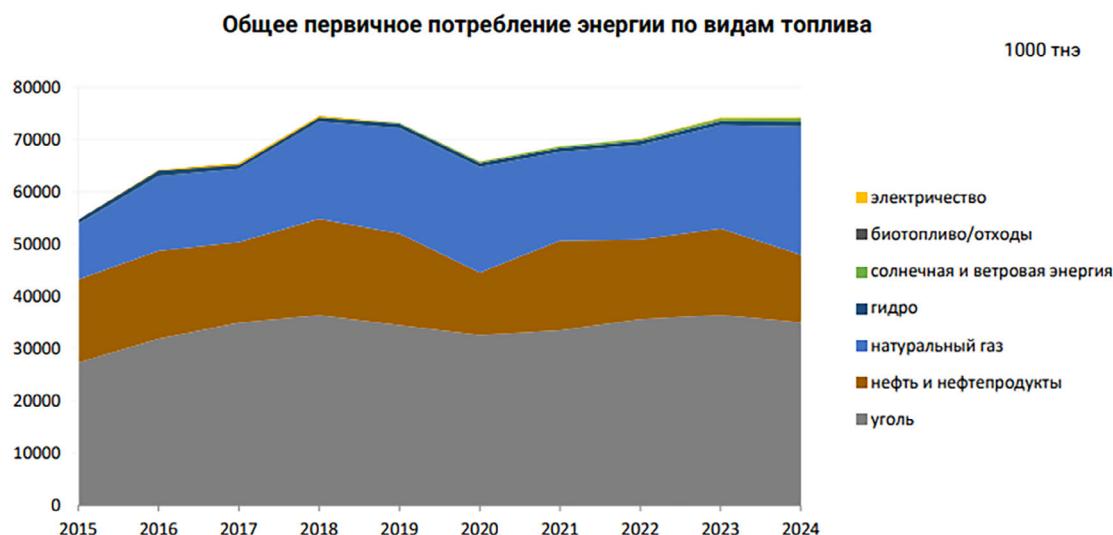
Согласно [Топливно-энергетическому балансу 2024 года, опубликованному Бюро национальной статистики Казахстана](#) [БНС], структура и объёмы первичного энергопотребления в стране отражают как структуру располагаемой ресурсной базы, так и сохраняющиеся вызовы энергетического перехода. Доля Казахстана в мировом энергетическом балансе 2024 года составила 0,5% [3 ЭДж из общего объёма в 592 ЭДж].

Общее первичное потребление энергии



Источник: БНС, Топливно-энергетический баланс РК за 2024 год [Август 2025]

В 2024 году совокупное первичное энергопотребление Казахстана достигло 74,3 млн тонн нефтяного эквивалента [Mtoe], что примерно соответствует 3,13 ЭДж [при пересчёте 1 Mtoe ≈ 0,042 ЭДж]. Этот показатель отражает незначительный рост на 0,1% по сравнению с 2023 годом, что свидетельствует об относительной стабильности общего спроса.



Источник: БНС, Топливно-энергетический баланс РК за 2024 год [Август 2025]

Структура первичного энергопотребления Казахстана по-прежнему в значительной степени определяется ископаемыми видами топлива. Такой профиль заметно отличается от мирового среднего уровня, где доля угля ниже, а возобновляемые источники энергии растут более быстрыми темпами. Зависимость Казахстана от угля - одна из самых высоких в мире, что отражает как обилие внутренних запасов, так и особенности структуры национальной электроэнергетики.

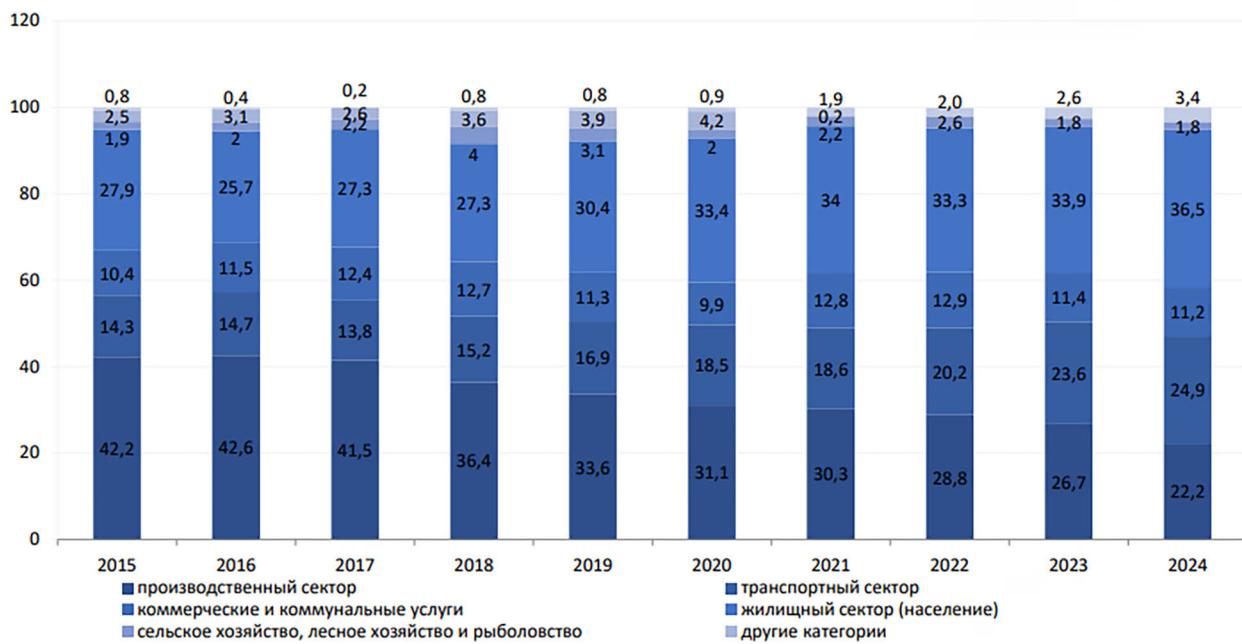
Потребление энергии 2024			
Вид топлива	Казахстан	СНГ (без РК)	Весь мир
Уголь	47%	11%	28%
Природный газ	33%	56%	25%
Нефть	17%	24%	34%
Прочие виды топлива	3%	9%	13%
Итого	100%	100%	100%

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics по материалам БНС и Energy Institute

В 2024 году конечное энергопотребление составило 44,6 Мтое, или примерно 1,87 ЭДж. Примечательно, что доля жилого сектора продолжает расти, тогда как доли промышленного и коммерческого секторов снижаются. Внутри промышленности крупнейшими потребителями энергии остаются чёрная металлургия, горнодобывающая отрасль и цветная металлургия.

Конечное потребление энергии по секторам экономики

в процентах



Источник: БНС, Топливно-энергетический баланс РК за 2024 год [Август 2025]

Энергоёмкость экономики Казахстана [потребление энергии на единицу ВВП] в 2024 году составила 0,3 тонны нефтяного эквивалента на тысячу долларов США [в ценах 2015 года], что на 6,3% ниже уровня 2015 года. Это указывает на постепенное повышение энергоэффективности, хотя страна по-прежнему остаётся более энергоёмкой, чем мировой средний показатель. Доля электроэнергии, вырабатываемой из возобновляемых источников [за исключением крупных гидроэлектростанций], достигла 6,2% в 2024 году, продолжая устойчивый рост.

При населении около 20 миллионов человек и относительно небольшом внутреннем рынке доля Казахстана в мировом первичном энергопотреблении составляет чуть более 0,5%. Однако страна является крупным экспортёром нефти, угля и урана, что делает её значимым игроком на глобальных энергетических рынках, особенно в Евразии.

Несмотря на продолжающееся доминирование ископаемых видов топлива, наблюдается явный политический курс на повышение энергоэффективности и расширение использования возобновляемых источников энергии в соответствии с национальными интересами и (в некоторой степени) международными климатическими обязательствами. Постепенное снижение энергоёмкости и растущая, хотя пока скромная, доля ВИЭ свидетельствуют о начале структурных изменений. Однако высокая доля угля и медленные темпы изменения структуры баланса подчёркивают масштаб предстоящей работы.

ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ НА МИРОВОЙ СПРОС НА НЕФТЬ И ГАЗ

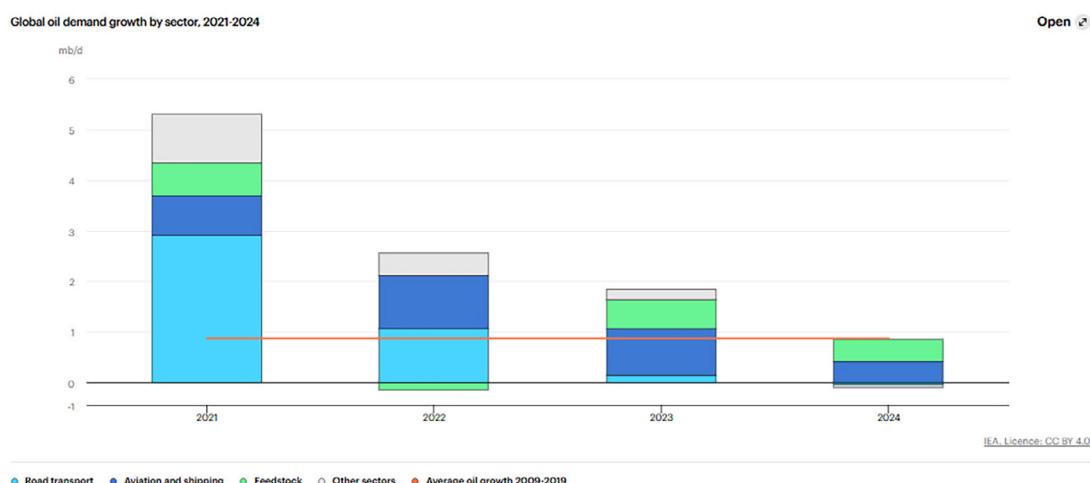
Материал впервые опубликован 19 мая 2025 года на www.exia.kz

Введение

Мировой энергетический рынок постоянно меняется и сейчас переживает непростой этап, связанный с серьёзными изменениями в спросе на нефть и газ. Если сразу после пандемии COVID-19 спрос на нефть уверенно восстановился, то последние данные говорят о замедлении темпов роста. Причины разнообразны: от стабилизации транспортной активности после пандемии до активного перехода на электромобили и возобновляемые источники энергии. В то же время спрос на природный газ остаётся устойчивым, чему способствует постепенный отказ от более углеродоемких видов топлива. В данном разделе рассматриваются ключевые факторы, формирующие такие тенденции: геополитические события, ускорение глобального энергетического перехода и влияние новых технологий. Также анализируются последствия для мирового рынка и вызовы, с которыми сталкивается Казахстан.

Актуальные тенденции мирового спроса

В последние годы мировой спрос на нефть отличался беспрецедентной нестабильностью. В апреле 2020 года пандемия COVID-19 спровоцировала рекордное падение мирового спроса на 20%, до 80,6 млн баррелей в сутки - самое резкое сокращение с 1980 года. Тем не менее восстановление оказалось удивительно быстрым: к четвёртому кварталу 2020 года потребление выросло до 94,7 млн баррелей в сутки и уже в 2022 году превзошло допандемийные уровни. Такая устойчивость создала основу для новых рекордных показателей в 2023–2024 годах. Однако рост спроса начал замедляться. Согласно последнему отчёту Международного энергетического агентства [МЭА], в 2024 году темпы прироста снизились более чем вдвое - до 830 тыс. баррелей в сутки, по сравнению с 2,3 млн баррелей в сутки в 2023 году. В том же докладе МЭА прогнозирует дальнейшее замедление в 2025–2026 годах: до 730 тыс. баррелей в сутки в 2025 году и 690 тыс. баррелей в сутки в 2026 году.



Источник: МЭА, Глобальный энергетический обзор [апрель 2025]

Замедление роста спроса на нефть связано с завершением периода восстановления транспортной активности после пандемии, а также с развитием электротранспорта и возобновляемых источников энергии. Особенно это заметно в сегменте автотранспорта, доля которого в общем потреблении нефти начала сокращаться с 2022 года. Всё больше людей пользуются электромобилями и находятся в формате удалённой работы, что снизило спрос на автомобильное топливо. Основным драйвером роста спроса на нефть в 2024 году оставалось производство нефтехимического сырья, что обусловлено с активным развитием химической промышленности в Китае. В то же время в США, странах ЕС и Японии наблюдалось замедление спроса в секторах, не связанных с нефтехимией, на фоне роста остатков готовой нефтехимической продукции. В отличие от них, в Индии и странах Юго-Восточной Азии спрос на углеводороды продолжал расти и помимо нефтехимического сектора.

Согласно [Ежемесячному отчёту о состоянии нефтяного рынка](#) за сентябрь 2025 года [Monthly Oil Market Report, MOMR] ОПЕК, в 2025 году мировой спрос на нефть, как ожидается, вырастет на 1,29 млн баррелей в сутки, что соответствует прогнозу прошлого месяца. Также в ОПЕК прогнозируют увеличение спроса на 1,38 млн баррелей в сутки и в 2026 году. Эта оценка также осталась без изменений по сравнению с предыдущим месяцем. Хотя прогнозы ОПЕК и МЭА заметно различаются, авторитет обеих организаций позволяет использовать усреднённое значение как наиболее взвешенную оценку. Поэтому в данном анализе принимается среднее значение в размере примерно 1,0 млн баррелей в сутки как наиболее реалистичный ориентир.

Table 4 - 1: World oil demand in 2025*, mb/d

World oil demand	2024	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	2025	Change 2025/24 Growth	%
Americas	24.94	24.77	24.89	25.32	25.20	25.05	0.10	0.41
of which US	20.42	20.23	20.40	20.67	20.72	20.51	0.09	0.43
Europe	13.51	12.80	13.62	14.06	13.50	13.49	-0.01	-0.09
Asia Pacific	7.21	7.58	6.98	6.93	7.39	7.22	0.02	0.21
Total OECD	45.66	45.16	45.48	46.31	46.08	45.76	0.10	0.23
China	16.65	16.86	16.68	17.03	17.04	16.90	0.25	1.50
India	5.55	5.70	5.84	5.50	5.91	5.74	0.19	3.39
Other Asia	9.66	9.90	10.28	9.75	9.75	9.92	0.26	2.72
Latin America	6.78	6.81	6.92	6.99	6.94	6.92	0.13	1.98
Middle East	8.78	8.75	8.66	9.21	9.08	8.93	0.14	1.65
Africa	4.57	4.78	4.41	4.61	4.99	4.70	0.12	2.71
Russia	3.98	4.02	3.85	4.04	4.19	4.03	0.05	1.13
Other Eurasia	1.26	1.37	1.29	1.18	1.32	1.29	0.03	2.51
Other Europe	0.80	0.79	0.83	0.77	0.87	0.82	0.01	1.40
Total Non-OECD	58.05	58.98	58.77	59.08	60.10	59.24	1.19	2.05
Total World	103.70	104.14	104.26	105.39	106.19	105.00	1.30	1.25
Previous Estimate	103.75	104.16	104.25	105.35	106.41	105.05	1.30	1.25
Revision	-0.05	-0.02	0.01	0.05	-0.22	-0.05	0.00	0.00

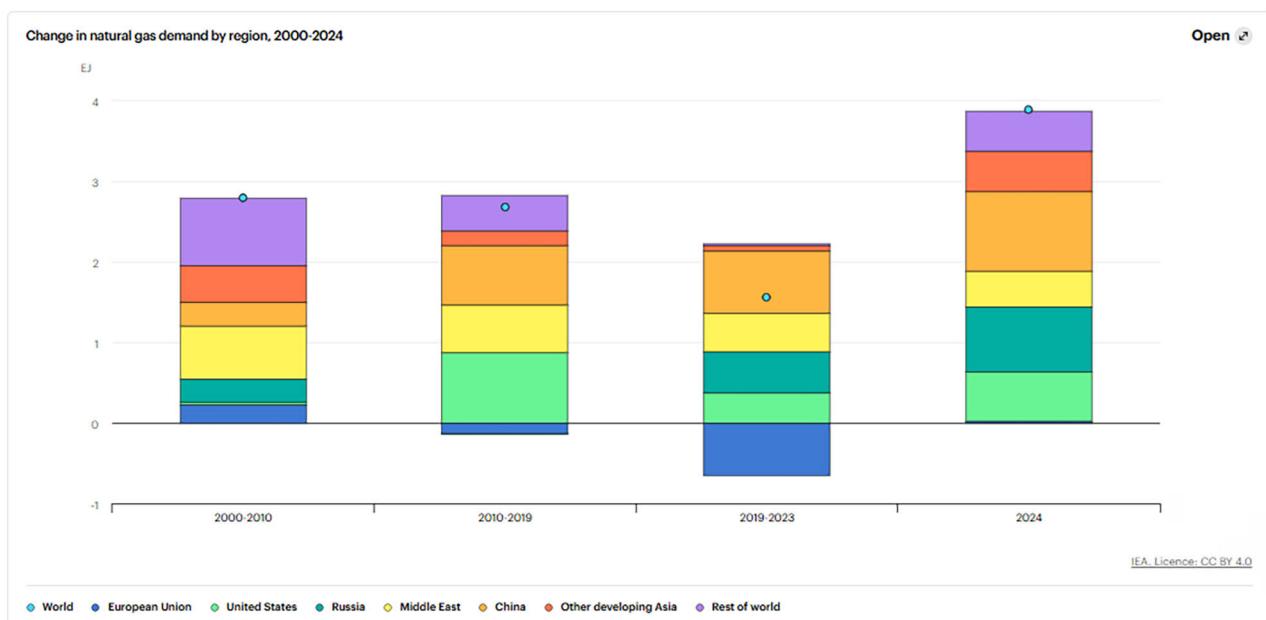
Note: * 2025 = Forecast. Totals may not add up due to independent rounding.

Source: OPEC.

Источник: MOMR ОПЕК [сентябрь 2025]

В отличие от нефти, [мировой спрос на природный газ](#) в 2024 году показал рост, достигнув 115 миллиардов кубометров. Интересно, что рост потребления газа во многом связан с замедлением роста спроса на нефть. Всё больше стран переходят

с нефти на природный газ, стремясь сократить выбросы углекислого газа. Основную долю повышенного мирового спроса на газ формируют развивающиеся и быстро-растущие экономики. Рост потребления пришёлся в основном на промышленность и электроэнергетику - на них пришлось около 75% прироста. Экстремальные погодные условия также способствовали росту спроса. В 2024 году в густонаселённых регионах Китая, Индии и США наблюдалась аномальная жара, что увеличило потребление электроэнергии, вырабатываемой с помощью газа. В то же время в ЕС спрос на газ для выработки электроэнергии сократился на 5% за счёт растущей доли возобновляемых источников. Однако в промышленном секторе Европы потребление газа продолжило расти благодаря относительно низким ценам. По прогнозам МЭА, в 2025 году темпы роста мирового спроса на газ снизятся на 1,5%. В странах Азии прирост сократится с 5,5% до 2%, хотя регион останется главным драйвером роста мирового потребления природного газа.

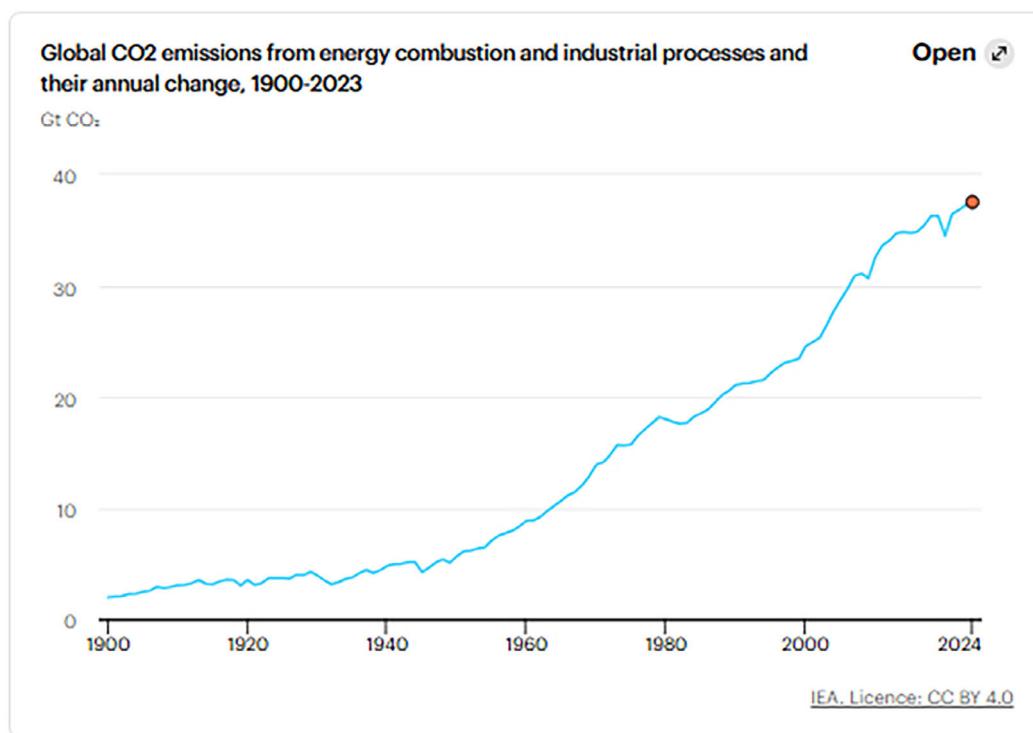


Источник: МЭА, Глобальный энергетический обзор [апрель 2025]

На глобальные изменения в спросе на нефть и газ влияет ряд факторов, среди которых важную роль играет геополитическая обстановка. Выборы в США в 2024 году - стране, которая является крупнейшим производителем и потребителем нефти и газа, - оказали заметное влияние на мировую энергетику. Новая администрация во главе с президентом Трампом сделала ставку на наращивание добычи ископаемых энергоресурсов. Для ускорения производства были упрошены процедуры согласования экологических норм для нефтегазовых компаний. Также сняты ограничения, введённые при президенте Байдене, на выдачу экспортных лицензий на сжиженный природный газ. При этом Трамп стремится удерживать цены на нефть на уровне, который обеспечит высокий внутренний спрос в США, но в то же время будет достаточно высоким, чтобы стимулировать рост добычи американскими компаниями. Кроме того, в этом году США ввели торговые пошлины в отношении ряда стран, включая Китай - второго по величине потребителя энергоресурсов в мире.

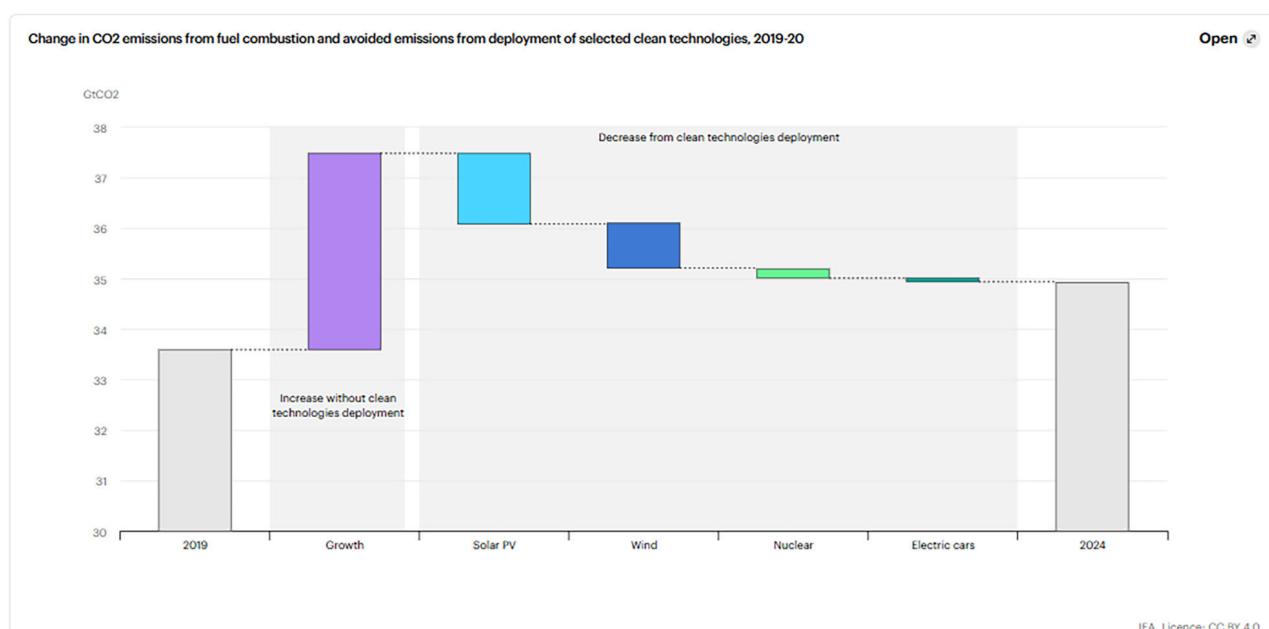
Влияние энергетического перехода

Ещё одним важным фактором, влияющим на изменения мирового спроса на нефть и газ, является глобальный энергетический переход. Всё больше стран переходят от использования ископаемых источников энергии к низкоуглеродным и возобновляемым источникам, чтобы снизить риски, связанные с изменением климата. Этот процесс в первую очередь негативно сказывается на спросе на нефть, так как именно она является наиболее углеродоемким топливом по сравнению с природным газом.



Источник: МЭА, Глобальный энергетический обзор [апрель 2025]

Чистая энергия в основном производится за счёт солнечной, ветровой и ядерной энергии, гидроэнергетики и биотоплива. Хотя текущие объёмы их использования ещё недостаточны, чтобы остановить глобальное потепление, они позволяют ежегодно предотвращать выбросы около [2,6 млрд тонн CO₂](#). В 2024 году на долю чистой энергии пришлось более [80%](#) прироста мирового производства электроэнергии. МЭА прогнозирует, что к 2030 году доля возобновляемых источников в мировом энергопотреблении вырастет до 60%. Особенно активно энергетический переход проходит в странах ЕС. К 2030 году они планируют довести долю [возобновляемых источников энергии в общем энергопотреблении](#) до 42,5%, а долю возобновляемого топлива - до 5,5%. Для поддержки перехода Великобритания собирается снять ограничения на строительство морских ветровых электростанций, одновременно повысив налоги на добычу ископаемых ресурсов в Северном море. Переход к возобновляемым источникам также активно осуществляется в Китае и Индии. Правительство Китая существенно увеличило субсидии на покупку электромобилей, что должно привести к их росту до 50% в структуре внутреннего авторынка.



Источник: МЭА, Глобальный энергетический обзор [апрель 2025]

По мере роста доли возобновляемых источников энергии ожидается, что инвестиции в ископаемое топливо в ближайшие десятилетия будут сокращаться, а государственное регулирование станет жёстче. Чтобы сохранить свою позицию в энергетической отрасли, нефтегазовым компаниям необходимо адаптироваться к новым условиям. Один из путей - вложения в разработку энергоэффективных и низкоуглеродных технологий с их интеграцией в производственные процессы. Особое значение имеет внедрение технологий улавливания и хранения углерода [CCS], которые позволяют значительно снижать выбросы CO₂ на промышленных объектах. Примером эффективной реализации таких проектов является Норвегия. Норвежская энергетическая компания Equinor реализует проект Sleipner CCS, в рамках которого углекислый газ, выделяющийся при добыве природного газа в Северном море, закачивается в соляной водоносный горизонт Utsira Sand. С 1996 года таким образом было захвачено около 23 миллионов тонн углерода. Кроме того, интеграция принципов ESG [экологическое, социальное, и корпоративное управление] и развитие практик устойчивого развития также помогают смягчить негативные последствия энергетического перехода. Инвесторы гораздо охотнее вкладывают средства в компании, придерживающиеся стандартов устойчивого развития. ESG-стратегии активно внедряются у ведущих европейских нефтегазовых компаний, таких как Shell, BP, Total, ENI и Repsol. Хотя эти меры вряд ли смогут кардинально изменить общий тренд снижения спроса на нефть и газ, они играют ключевую роль в сохранении отрасли как важного элемента глобальной энергетической системы.

Тем не менее глобальный энергетический переход не происходит мгновенно. Важно отметить, что, несмотря на то что этот процесс начался ещё несколько десятилетий назад, нефть по-прежнему остаётся доминирующим источником в мировом энергобалансе. Таким образом, смещение нефти с её ведущих позиций в структуре мирового энергопотребления, скорее всего, займёт ещё не одно десятилетие. Более того, согласно

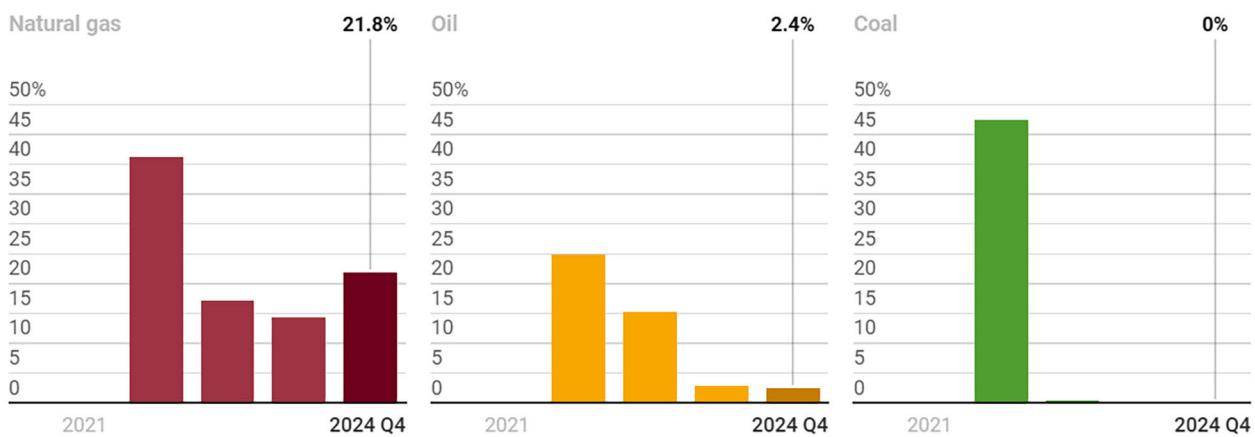
последним событиям, некоторые крупные нефтяные компании даже сокращают инвестиции в возобновляемую энергетику и в ближайшей перспективе возвращают фокус на традиционные проекты в области нефти и газа.

Неопределённые перспективы спроса в краткосрочной перспективе

Краткосрочные прогнозы мирового спроса на нефть и газ остаются крайне неопределёнными из-за сочетания геополитических и технологических факторов. Продолжающийся уже четвёртый год военный конфликт в Европе [Россия–Украина] продолжает дестабилизировать энергетические рынки и цепочки поставок, вызывая колебания цен и рост волатильности. ЕС резко сократил свою зависимость от российских энергоресурсов: с 2022 года импорт российского газа упал на 75%, а закупки российской нефти практически полностью запрещены. Это вынудило Европу срочно искать альтернативные источники энергии и активно инвестировать в инфраструктуру для приёма сжиженного природного газа [СПГ].

Однако резкое прекращение поставок российского газа через Украину в начале 2025 года привело к острому дефициту в отдельных регионах, особенно в Словакии, Чехии, Молдове, что наглядно показало уязвимость глобальных цепочек поставок перед геополитическими потрясениями. Дополнительную неопределённость добавляют новые или ужесточённые торговые пошлины, в первую очередь со стороны США, а также продолжающиеся санкции в отношении России и Ирана, что усиливает нестабильность и давление на мировой рынок нефти.

Figure 1. Russia's share of European imports of natural gas, oil and coal, 2021-24



Источник: Королевский институт Элькано [апрель 2025]

Кроме того, ситуацию усугубил новый военный конфликт между двумя другими крупными странами. Недавняя эскалация между Индией и Пакистаном увеличила риск полномасштабного конфликта, угрожая региональной стабильности и потенциально влияя на энергетическую инфраструктуру. По данным Forbes, Индия является одним из крупнейших потребителей нефти в мире - в среднем 5,4 млн баррелей в сутки - причём

около 90% этого объёма приходится на импорт. Ожидается, что в 2025 году Индия обеспечит около 25% прироста мирового спроса на нефть. Когда столь крупный потребитель энергии оказывается вовлечённым в военный конфликт, это неизбежно создаёт дополнительную неопределенность и риски для глобальных энергетических рынков.

Не стоит забывать и о том, что две крупнейшие экономики мира – США и Китай – сейчас находятся в состоянии торговой войны, сопровождаемой введением взаимных пошлин. По последним сообщениям, в этом направлении наметились положительные сдвиги: недавно было объявлено о достижении [«торгового соглашения»](#). Однако важно понимать, что на данный момент речь идёт лишь о временном снижении взаимных тарифов сроком на 90 дней. Хотя это безусловно позитивный сигнал для глобальной торговли между двумя сверхдержавами, нет никаких гарантий, что договорённость будет продлена. Этот фактор требует особого внимания, так как возобновление торговой конфронтации между США и Китаем, несомненно, окажет негативное влияние на мировой спрос на энергоресурсы.

С положительной стороны стоит отметить стремительное внедрение технологий искусственного интеллекта в различных отраслях. В статье ENERGY Insight & Analytics [«Энергия для цифровой эпохи»](#) отмечено, что растущая популярность ИИ становится важным фактором, способным стимулировать рост мирового энергопотребления. Существуют различные прогнозы относительно того, как центры обработки данных, работающие на базе ИИ, повлияют на спрос на энергию, но общее направление очевидно: увеличение вычислительных мощностей неизбежно приведёт к росту потребления энергии. В то же время это долгосрочный структурный сдвиг, который будет оказывать влияние на энергопотребление на протяжении десятилетий, тогда как в краткосрочной перспективе доминирующее значение сохраняют геополитические события.

В условиях преобладания рисков и неопределенности в краткосрочной перспективе ведущие аналитики отрасли заняли крайне осторожную позицию, что выразилось в серии недавних понижений прогнозов цен на нефть марки Brent. В последние недели осторожные прогнозы на 2025–2026 годы представили такие банки, как [JP Morgan](#), [Morgan Stanley](#), [Goldman Sachs](#) и [UBS](#). JP Morgan и UBS понизили свои прогнозы на 2025 год на 7% – до \$66 за баррель, а Morgan Stanley сократил прогноз на 5%, до \$62 за баррель. В Goldman Sachs ожидают дальнейшего снижения цен в 2026 году – до \$58 за баррель. Кроме того, в ходе отчёта [Exxon Mobil за первый квартал](#) 2025 года руководство компании особо отметило наличие «существенного давления на цены и прибыльность».

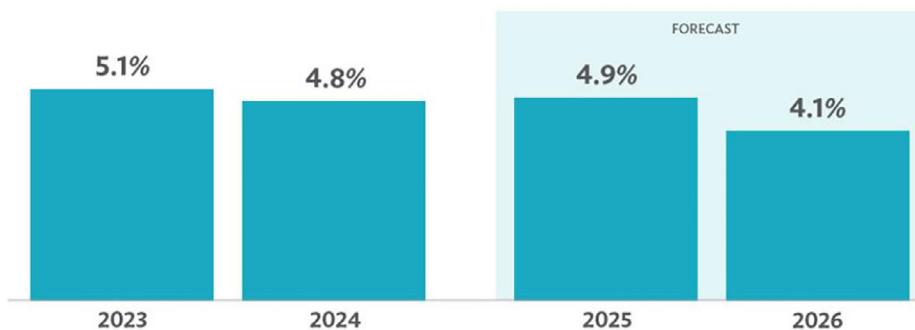
Казахстан: адаптация к сложной конъюнктуре

Глобальная неопределенность в отношении краткосрочного спроса на энергоресурсы является негативным фактором для экономики Казахстана, поскольку значительная часть государственного бюджета формируется за счёт налогов и доходов от экспорта углеводородов. Экономика Казахстана, [по прогнозам Азиатского Банка Развития, вырастет на 4,9% в 2025 году и на 4,1% в 2026 году](#), однако это в значительной степени обусловлено ростом добычи на месторождении Тенгиз. Согласно данным [Forbes](#), нефтегазовые поступления составляют более 30% ВВП страны и свыше 75% её экспортной выручки. Снижение мирового спроса на нефть или падение цен может серьёзно повлиять на финансовую устойчивость Казахстана.



KAZAKHSTAN

GDP GROWTH FORECAST



ASIAN DEVELOPMENT OUTLOOK APRIL 2025
www.adb.org/outlook

#ADO2025

Источник: Азиатский Банк Развития

Всемирный банк также достаточно оптимистично оценивает перспективы роста ВВП Казахстана в 2025-2026 годах. Однако его аналитики выделяют сокращение мирового спроса на нефть как один из ключевых рисков для экономики страны. В более долгосрочной перспективе МВФ указывает на возможные негативные последствия экологической трансформации и перехода к «зелёной» экономике, особенно для наиболее уязвимых слоёв населения Казахстана. Кроме того, важно помнить, что около 70% казахстанской нефти экспортируется в Европу - регион, серьёзно пострадавший из-за упомянутого ранее военного конфликта между Россией и Украиной. Как видно из приведённой ниже диаграммы, основными потребителями казахстанской нефти являются страны Европейского союза. Ситуация для Казахстана выглядит не слишком благоприятно, поскольку в последнее время ведущие финансовые организации снизили прогнозы экономического роста для еврозоны. Так, UBS пересмотрел прогноз роста ВВП на 2025 год с 0,9% до 0,5%, ОЭСР - с 1,3% до 1%, а МВФ - с 1% до 0,8%. Это может стать серьёзным вызовом для Казахстана, поскольку замедление экономического роста у основных покупателей казахстанской нефти повлияет не только на цены, но и, скорее всего, негативно скажется на объёмах поставок.

Направления экспорта нефти в 2024 году
Итого: 42,9 млрд долларов США



Источник: составлено на основе данных Комитета государственных доходов Республики Казахстан [kgd.gov.kz].

В отношении природного газа ситуация несколько иная, поскольку Казахстан экспортирует его в гораздо меньших объёмах по сравнению с нефтью. В разделе «Газовая отрасль Казахстана» отмечено, в среднем за последние четыре года [2021–2024 гг.] экспорт природного газа составлял скромные 11% от общего объёма добычи. Это говорит о том, что газовая отрасль Казахстана в гораздо меньшей степени подвержена влиянию внешних макроэкономических факторов. Таким образом, основные вызовы для сектора остаются практически неизменными вне зависимости от общей экономической конъюнктуры. Главный приоритет – это повышение мощностей по переработке (сырого) природного газа, чтобы максимально увеличить его вклад в национальную экономику.

Чтобы эффективно справляться с такими сложными условиями, нефтегазовая отрасль Казахстана должна быстро адаптироваться. Без устойчивости и готовности противостоять внешним шокам экономика страны может столкнуться с быстрыми и ощутимыми негативными последствиями. Адаптация требует комплексного подхода: вложений в технологические инновации для повышения эффективности и снижения издержек, диверсификации экспортных маршрутов с целью уменьшения зависимости от одного транзитного направления, увеличение мощностей переработки углеводородов внутри страны, а также обеспечение привлекательного и стабильного налогового режима для привлечения долгосрочных инвестиций в отрасль. В долгосрочной перспективе отрасли также необходимо сделать приоритетом экологическую устойчивость, чтобы соответствовать глобальным тенденциям декарбонизации и сохранить доступ к международным рынкам.

РОСТ НЕФТЕДОБЫЧИ – СТРАНЫ-ЛИДЕРЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ

Материал впервые опубликован 18 апреля 2025 года на www.exia.kz

Введение

Обстановка на глобальном энергетическом рынке претерпевает изменения под влиянием нефтедобывающих стран с растущей добычей нефти, в первую очередь Соединенных Штатов Америки, Гайаны, Бразилии и Канады, которые, по прогнозам, обеспечат 80% прироста мирового предложения до 2026 года. Этот всплеск добычи вне ОПЕК+ размывает долю рынка ОПЕК+ и оказывает давление на цены на нефть. Для Казахстана это создает как возможности, так и серьезные вызовы. В то время как расширение месторождения Тенгиз обещает увеличить добычу почти на 25%, превышение квот ОПЕК+ может привести к напряжению в отношениях с лидерами ОПЕК+ и дальнейшей дестабилизации цен. Чтобы извлечь выгоду из увеличения добычи, смягчая при этом геополитические риски, Казахстан должен уделять приоритетное внимание диверсификации экспортных маршрутов, особенно расширению мощностей Транскаспийского международного транспортного маршрута [Срединный коридор], и стратегически инвестировать в стимулирование внутреннего спроса посредством новых передовых перерабатывающих мощностей и методов увеличения нефтеотдачи [МУН], чтобы максимизировать ценность своих существующих запасов. Неспособность адаптироваться сделает Казахстан уязвимым к волатильности цен и ограничит его способность оказывать региональное влияние.

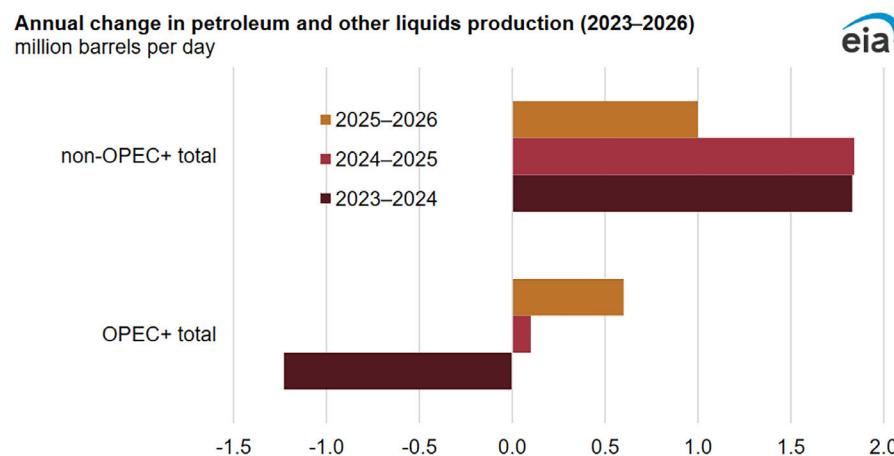
Так как спрос на нефть все еще растет, хотя и более медленными темпами, чем прогнозировалось ранее, остается вопрос: кто будет удовлетворять растущий спрос? Ожидается, что добыча вне ОПЕК+ будет играть значительную роль, при этом Соединенные Штаты Америки, Бразилия, Гайана и Канада будут основными драйверами роста предложения. Однако геополитические факторы, квоты на добычу и технологические достижения будут влиять на баланс между спросом и предложением в ближайшие годы.

Страны-лидеры по росту добычи нефти и их влияние на цены

Центр тяжести энергетического сектора смещается в сторону стран, не входящих в ОПЕК+, при этом Соединенные Штаты Америки, Гайана, Бразилия и Канада обеспечивают около 80% прироста мирового предложения до 2026 года. Эти страны используют новейшие технологические достижения и стратегические инвестиции.

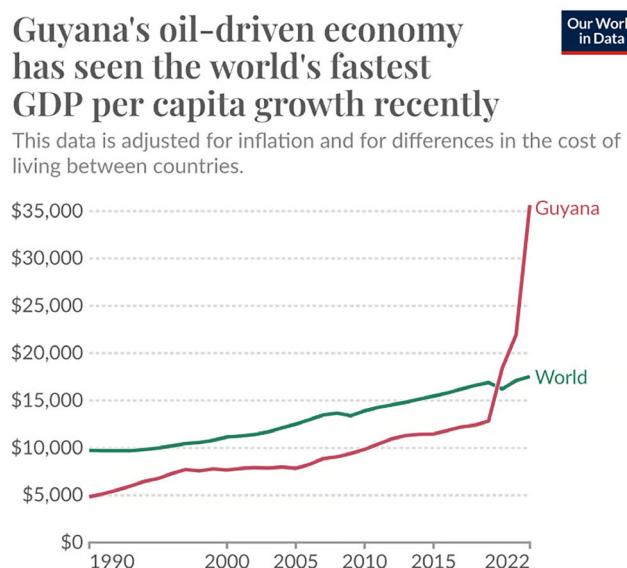
Соединенные Штаты Америки укрепили свои позиции в качестве крупнейшего в мире производителя нефти, при этом Пермский бассейн является краеугольным камнем энергетического возрождения страны. К 2026 году на Пермский бассейн, по прогнозам, будет приходиться 50% от общего объема добычи сырой нефти в Америке, который, как ожидается, достигнет 13,7 миллионов баррелей в сутки. Этот рост был подкреплен стратегическими инвестициями в инфраструктуру, такими как расширение трубопроводов, которые обеспечивают эффективную транспортировку сырой нефти к экспортным маршрутам. Способность США быстро реагировать на рыночные требования и увеличивать добычу в короткие сроки сделала их ключевым производителем, определяющим ситуацию на мировых рынках, снижая зависимость от стран ОПЕК+.

Petroleum liquids supply growth driven by non-OPEC+ countries in 2025 and 2026



Источник: Управление энергетической информации США

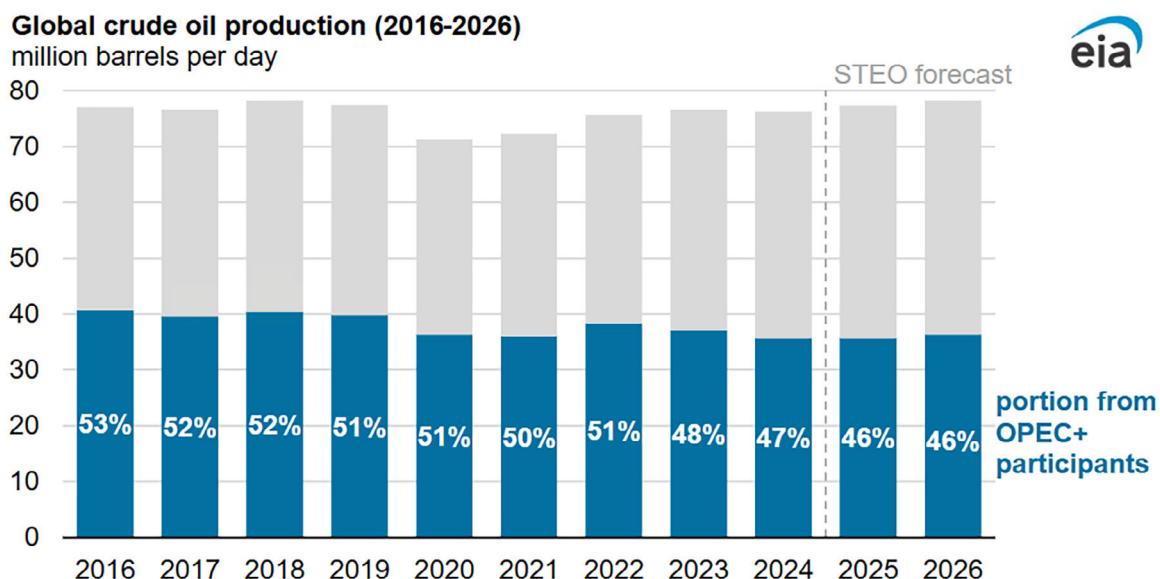
Кроме того, Гайана стремительно стала одним из самых перспективных новых производителей нефти в мире. Обладая огромными шельфовыми запасами в блоке Стабрук [Stabroek], управляемом консорциумом во главе с ExxonMobil, Гайана находится на пути к добыче 1,2 миллионов баррелей в сутки к 2027 году, что является выдающимся достижением для страны, которая начала коммерческую добычу только в 2019 году. Такое скорое развитие сподвигло Гайану в качестве крупного игрока в Атлантическом бассейне и конкурента традиционным южноамериканским производителям, таким как Бразилия, Колумбия, Венесуэла, Аргентина и Эквадор. Ее легкая малосернистая нефть пользуется большим спросом на международных рынках, особенно в Азии и Европе, что еще больше диверсифицирует мировые источники поставок.



Источник: Our World In Data

Бразилия продолжает укреплять свою роль в качестве ведущего производителя нефти, используя свои огромные запасы нефти в подсолевых отложениях бассейна Сантус [Santos]. Ожидается, что к 2026 году страна добавит 300 тысяч баррелей в сутки новой добычи благодаря крупномасштабным проектам, таким как месторождения Меро [Mero] и Бузиус [Búzios]. Государственная компания Petrobras сосредоточилась на максимизации добычи на этих глубоководных месторождениях, которые являются одними из самых эффективных в мире. Этот рост укрепляет позиции Бразилии в качестве ведущего поставщика высококачественной нефти на рынки Европы и Азии.

Канада остается важнейшим поставщиком тяжелой нефти, и ожидается, что в ближайшие несколько лет добыча будет неуклонно расти. Завершение крупных трубопроводных проектов, таких как расширение Trans Mountain, позволит Канаде увеличить экспорт на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, снизив свою зависимость от покупателей из США. Ожидается, что к 2026 году объем добычи в Канаде достигнет 6,5 миллионов баррелей в сутки, что еще больше укрепит ее роль в качестве надежного поставщика на все более географически диверсифицированном рынке.



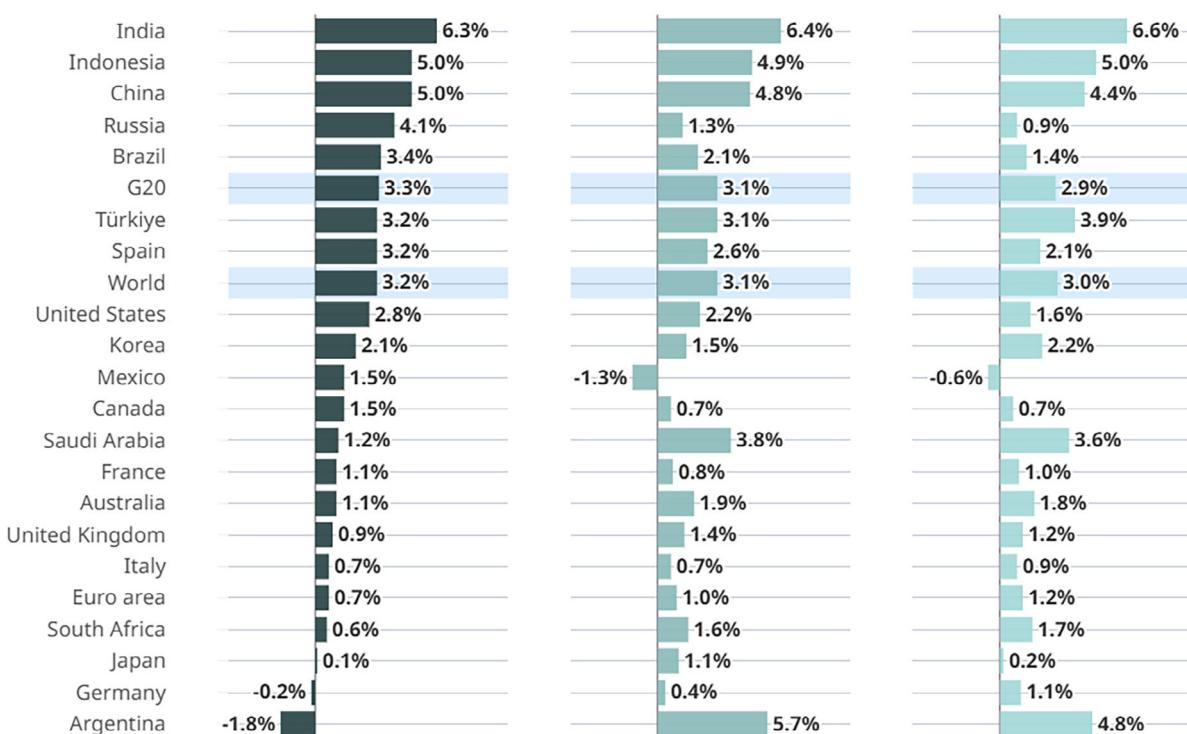
Источник: Управление энергетической информации США

Такое агрессивное расширение производственных мощностей этими четырьмя игроками меняет глобальный ландшафт поставок нефти. Доля ОПЕК+ в мировых поставках нефти снизилась примерно с 53% в 2016 году до примерно 46% в 2026 году, и с появлением новых игроков эта тенденция, вероятно, сохранится. Прогнозируется, что это увеличение предложения приведет к росту мировых запасов нефти в среднем на 600 тысяч баррелей в сутки во втором квартале 2025 года и на 700 тысяч баррелей в сутки во второй половине года, что окажет давление на цены.

Теперь рассмотрим и сторону спроса. Согласно промежуточному экономическому прогнозу ОЭСР от марта 2025 года, экономический рост 20 крупнейших экономик мира, как ожидается, замедлится на существенные 20 базисных пунктов ежегодно как в 2025, так и в 2026 годах. Важно также отметить, что отчет ОЭСР был опубликован

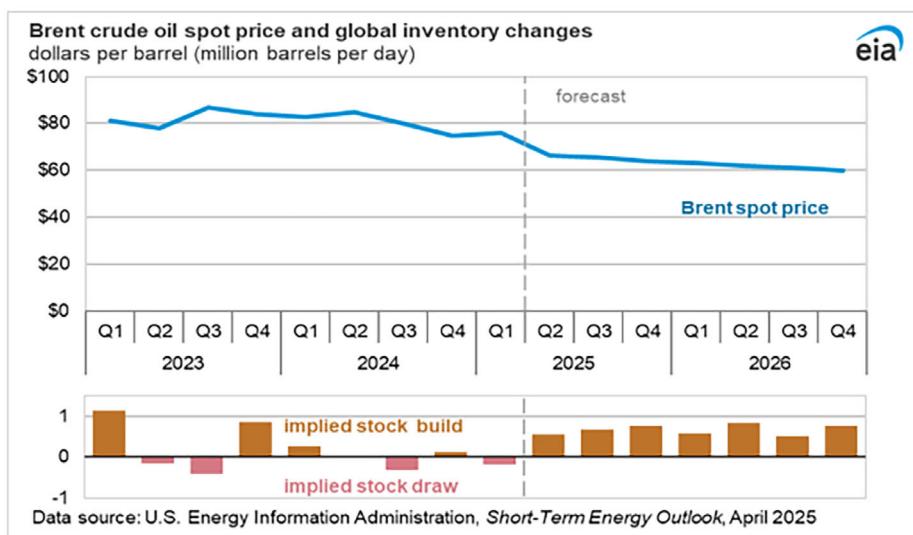
Real GDP growth projections for 2024, 2025 and 2026

%, year-on-year



Источник: ОЭСР

в середине марта, за пару недель до так называемого «Дня освобождения», когда администрация президента Трампа ввела взаимные пошлины [тарифы]. Это, вероятно, станет заметным препятствием для международной торговли, даже несмотря на временную 90-дневную приостановку действия новых пошлин для большинства стран, за исключением Китая.



Источник: Управление энергетической информации США

Важно также подчеркнуть, что изменение запасов нефти в нефтехранилищах также оказывает заметное влияние на цены на нефть. Повышенные остатки добытой нефти сигнализируют об избытке предложения на рынке, когда количество доступной нефти превышает текущий спрос. Этот дисбаланс оказывает понижающее давление на цены, поскольку поставщики конкурируют за продажу своих излишков.

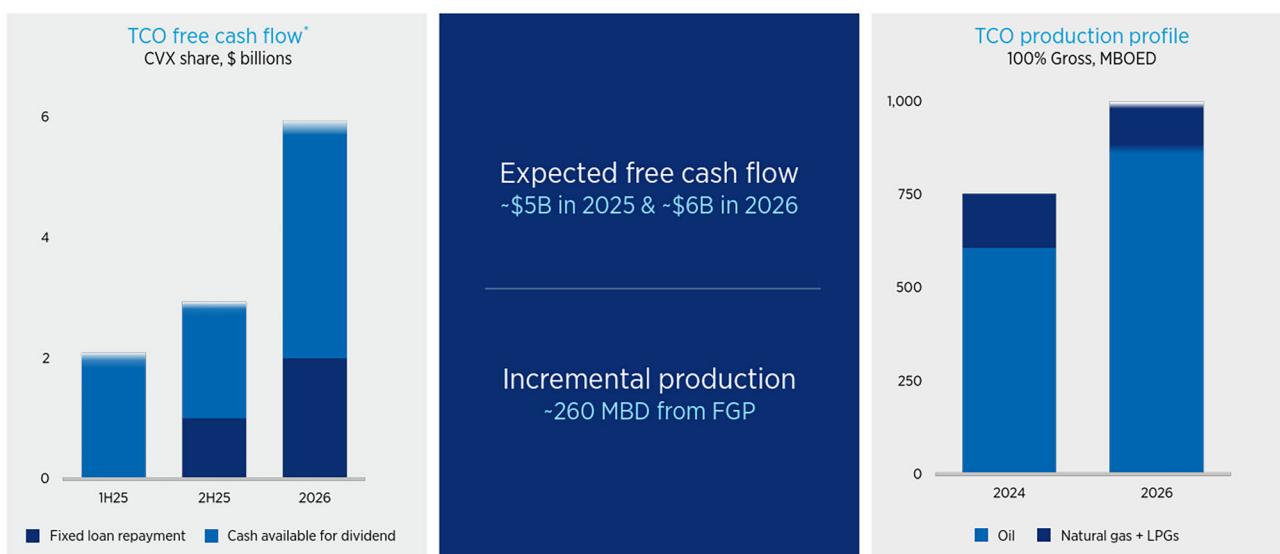
Таким образом, весьма вероятно, что будут новые пересмотры прогнозов в сторону снижения от видных аналитиков относительно роста мирового ВВП, как только эффект от новых тарифов США будет возможно надежно оценить в количественном выражении. Однако на данный момент видно, что глобальные брокерские компании значительно повысили свои оценки вероятности наступления рецессии в США, что, очевидно, является неблагоприятным сценарием для цен на нефть. Соединенные Штаты Америки являются крупнейшей экономикой и потребителем нефти в мире, а это означает, что рецессия в США может вызвать резкое падение цен на нефть.

Рост добычи нефти в Казахстане

Негативный прогноз для глобального экономического роста и равновесия спроса и предложения нефти, безусловно, является препятствием и для экономики нашей страны. Однако Казахстан потенциально может компенсировать неблагоприятную динамику цен на нефть за счет заметного увеличения мощности добычи сырой нефти.

Месторождение Тенгиз, одно из крупнейших нефтяных месторождений в Казахстане и в мире, является важнейшим элементом в стратегии роста добычи страны. Завершение Проекта будущего расширения [Future Growth Project / FGP] и Проекта управления устьевым давлением [Wellhead Pressure Management Project / WPMP] добавило значительные добывающие мощности. Ожидается, что сделанные инвестиции в размере 48 миллиардов долларов США увеличат производственную мощность Тенгиза с 700 тысяч баррелей в сутки до примерно 960 тысяч баррелей в сутки к середине 2025 года,

TCO projects deliver shareholder value



Источник: презентация Chevron по итогам IV квартала 2024 года [31 января 2025 года]

что представляет собой увеличение на 24,8% в годовом исчислении. Прогнозируется, что только Тенгиз принесет Chevron (владелец 50% в компании Тенгизшевройл - оператора месторождения Тенгиз) 5 миллиардов долларов США свободного денежного потока в 2025 году при средней цене Brent в 70 долларов США за баррель, что подчеркивает его прибыльность даже в условиях снижения цен. Для Казахстана это расширение внесет значительный вклад в государственные доходы за счет налогов и роялти, одновременно увеличивая объемы экспорта.

В текущей ситуации есть и благоприятные факторы для Казахстана, поскольку слабые цены на нефть могут быть компенсированы увеличением добычи нефти и укреплением доли Казахстана на мировом рынке. Однако есть и другие важные факторы, которые следует тщательно учитывать для разработки стратегии устойчивого роста и регионального влияния.

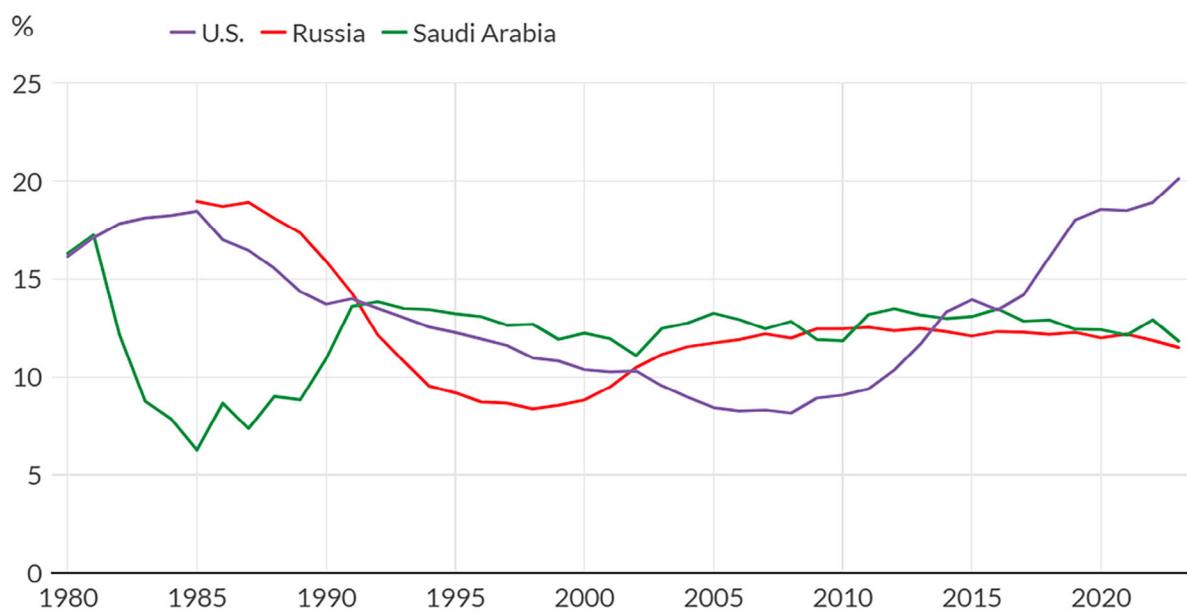
Например, важно помнить, что Казахстан является частью ОПЕК+, и страна привержена квотам организации на добычу. В начале 2025 года [страна превысила свою квоту ОПЕК+](#) в 1,468 миллиона баррелей в сутки, добыв рекордные 2,12 миллиона баррелей в сутки. [Сообщается](#), что этот факт не очень обрадовал Саудовскую Аравию, бесспорного лидера ОПЕК+, поскольку организация в конечном итоге приняла [неожиданное решение об увеличении добычи нефти](#). Это еще один сдерживающий фактор для мировых цен на нефть. ENERGY Insights & Analytics совместно с Rystad Energy подробно освещали этот вопрос [в статье «Соблюдать или не соблюдать – дилемма Казахстана»](#).

Географическое положение Казахстана представляет собой "палку о двух концах". Очевидным преимуществом является близость к Китаю, второй по величине экономике и производителю нефти в мире. Более того, [группа аналитиков из Goldman Sachs ожидает](#), что Китай заменит США в роли крупнейшей экономики мира к 2035 году. Однако, существует Россия с ее огромными запасами нефти и добычей. После начала полномасштабной войны с Украиной и западных санкций Россия перенаправила свой экспорт углеводородов в Китай и стала его крупнейшим поставщиком нефти. Учитывая огромный разрыв в масштабах добычи нефти между Россией и Казахстаном, будет чрезвычайно трудно конкурировать с точки зрения ценообразования. Более того, Россия уже располагает обширной инфраструктурой, позволяющей нашему северному соседу транспортировать нефть достаточно экономичным способом.

С другой стороны, санкции против российской энергетики со стороны большинства западных стран создают возможности для Казахстана. Например, Казахстан резко [увеличил поставки нефти в Германию на 50%](#) до 1,5 млн тонн по трубопроводу «Дружба» за счет диверсификации. Кроме того, бывший министр энергетики Алмасадам Саткалиев заявил, что поставки могут быть увеличены до 2 млн тонн.

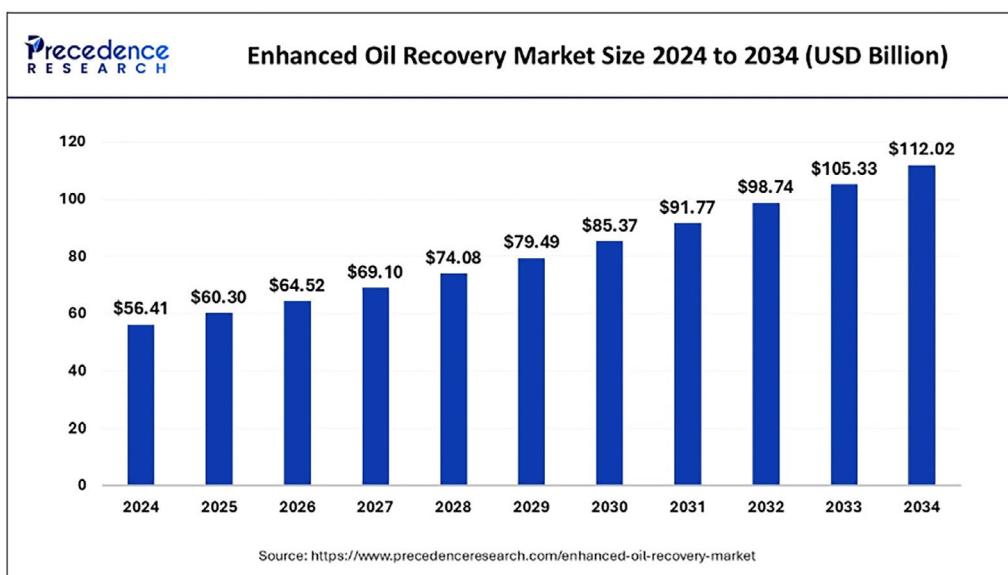
Как было упомянуто ENERGY Insights & Analytics в статье [«Маршруты реализации нефти – Рынки и Нетбэк»](#), экспортный потенциал Казахстана в значительной степени зависит от Каспийского трубопроводного консорциума и трубопровода Атырау-Самара. Оба эти маршрута зависят от России, что довольно рискованно в нынешней неопределенной геополитической обстановке. Поэтому [планы по значительному расширению пропускной способности](#) маршрута Баку-Тбилиси-Джейхан, а также [увеличению пропускной способности порта Курьк](#), безусловно, являются разумными стратегическими шагами по диверсификации через Срединный коридор.

Global oil market share



Источник: Energy Institute

Помимо геополитических событий и диверсификации пропускной способности экспортных маршрутов, крайне важно также вкладывать значительные средства в НИОКР и новые технологии. Фактор инноваций не следует недооценивать, поскольку он может реально «перевернуть игру». На примере Соединенных Штатов Америки видно, как технологическая революция превратила эту страну из крупнейшего импортера нефти в нетто-экспортера менее чем за десятилетие. В результате доля США в мировой добыче нефти взлетела с примерно 12% в 2015 году до внушительных 20%



Источник: Precedence Research

к концу 2024 года. В частности, Казахстан должен уделять приоритетное внимание инвестициям в такие технологии, как методы увеличения нефтеотдачи, и использовать возможности искусственного интеллекта [ИИ] для максимизации ценности своих существующих запасов и продления срока службы своих нефтяных месторождений. Значительная важность использования передовых технологий для увеличения экономической ценности зрелых нефтяных месторождений была подробно освещена ENERGY Insights & Analytics в статье [«Зрелые нефтяные месторождения Казахстана»](#).

Методы увеличения нефтеотдачи, такие как закачка CO₂ и химическое заводнение, могут значительно увеличить коэффициенты извлечения нефти из эксплуатируемых месторождений, часто открывая запасы, которые в противном случае были бы экономически невыгодными для разработки. Кроме того, интеграция искусственного интеллекта [может оптимизировать буровые операции](#), прогнозировать отказы оборудования и улучшать разработкой пласта, что приведет к существенной экономии затрат и повышению эффективности добычи. Аналитика на основе ИИ также может повысить точность геологических исследований, позволяя более точно определять точки заложения новых скважин и снижать риски разведки.

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ЭПОХИ

Материал впервые опубликован 30 апреля 2025 года на www.exia.kz

Введение

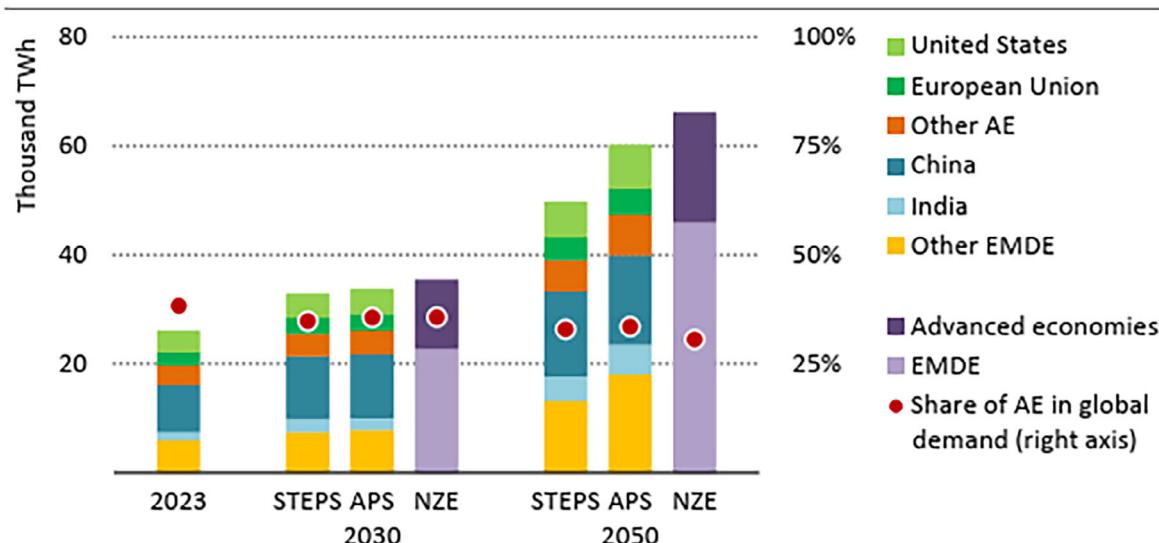
Подпитываемые стремительным ростом объёмов данных и развитием ИИ, центры обработки данных [ЦОД] стремительно превращаются в одних из крупнейших потребителей энергии: в 2024 году на их долю пришлось около 1,5% мирового потребления электроэнергии. Этот спрос обусловлен необходимостью в значительных вычислительных мощностях и системах охлаждения, которые формируют основную часть потребности ЦОД в электроэнергии. Поскольку ИИ приложения требуют специализированного, энергоёмкого оборудования, такого как графические процессоры [GPU] и тензорные процессоры [TPU], ожидается, что энергопотребление центрами обработки данных, ориентированных на ИИ, будет расти со среднегодовым темпом 44,7% вплоть до 2027 года.

В статье ENERGY Insights & Analytics, посвящённой обзору мероприятия CERAWeek 2025, ведущие представители отрасли отметили устойчивость и масштабность тренда на развитие ИИ. В частности, компания NextEra (один из крупнейших поставщиков электроэнергии в США) прогнозирует, что использование технологий искусственного интеллекта обеспечат около одной трети общего прироста спроса на электроэнергию. На фоне ускоряющегося мирового спроса на энергию и структурных изменений в энергетическом секторе, Казахстан нацелен на извлечения для себя выгод из революции ИИ в долгосрочном периоде, используя собственные энергетические ресурсы и выгодное географическое положение для того, чтобы стать заметным игроком на рынке центров обработки данных.

Мировой энергетический баланс

Мировой спрос на электроэнергию продемонстрировал уверенный рост более чем на 2,5% в 2023 году, что соответствует среднему темпу роста за последнее десятилетие. На Китай пришлось две трети этого подъёма, что было обусловлено электрификацией промышленности и ростом потребления бытовой техникой и системами охлаждения. Индия, Ближний Восток и некоторые регионы Юго-Восточной Азии также зафиксировали стремительный рост, особенно в секторе жилищно-коммунального хозяйства. Согласно прогнозам МЭА, в перспективе среднегодовые темпы роста спроса на электроэнергию ускорятся и будут варьироваться от 2,4% до 4,5% в различных сценариях [STEPS, APS и NZE] в период с 2023 по 2050 годы. Ожидается, что на развивающиеся рынки и страны с формирующейся экономикой будет приходиться около 70% дополнительного спроса на электроэнергию до 2050 года, при этом ключевая роль останется за Китаем и Индией.

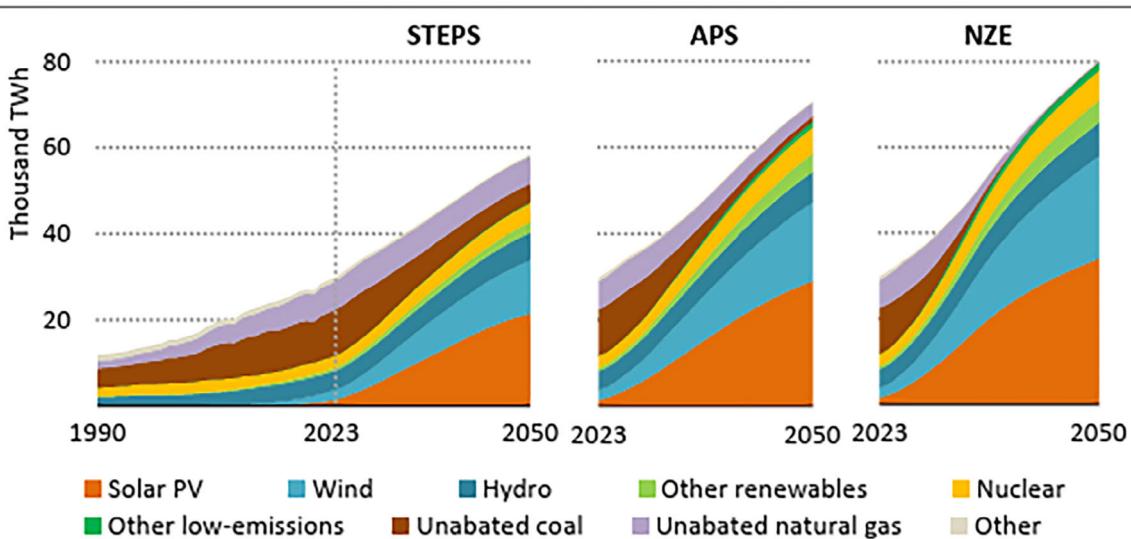
Figure 3.18 ▷ Electricity demand by country/region and scenario, 2023, 2030 and 2050



Источник: МЭА, Мировой энергетический обзор 2024 [октябрь 2024]

В то время как на развитые экономики в настоящее время приходится около 40% мирового спроса на электроэнергию, ожидается, что их доля со временем будет снижаться. Доля электроэнергии в общем конечном потреблении должна вырасти, достигнув 23% в сценарии STEPS к 2030 году и ещё более высоких значений в более амбициозных сценариях. Этот рост стимулируется такими факторами, как широкое внедрение электромобилей, тепловых насосов, а также увеличением энергопотребления, связанного с развитием ИИ и увеличения количества ЦОД.

Figure 3.21 ▷ Global electricity generation by source and scenario, 1990-2050



Источник: МЭА, Мировой энергетический обзор 2024 [октябрь 2024]

С точки зрения электроснабжения, в 2023 году на ископаемые виды топлива приходилось 60% мирового производства электроэнергии, что является самым низким показателем за последние 50 лет. Доля возобновляемых источников энергии, лидерами среди которых стали солнечная энергетика и ветроэнергетика, достигла 30% мирового производства электроэнергии. Ожидается, что в будущем энергетический баланс существенно сместится в сторону возобновляемых источников: солнечная и ветровая энергетика будут играть еще более важную роль. Производство электроэнергии на угольных электростанциях, как предполагается, достигнет пика около 2025 года и в дальнейшем начнёт снижаться, в то время как атомная энергетика будет постепенно увеличивать свою долю. Многие правительства уже внедряют политику, направленную на поддержку перехода к чистой энергии в энергетической отрасли, включая установление целевых показателей по развитию возобновляемой энергетики и поэтапный отказ от угольной генерации без систем улавливания выбросов. Всё большую политическую поддержку получают также решения в области накопления энергии, особенно аккумуляторные системы хранения.

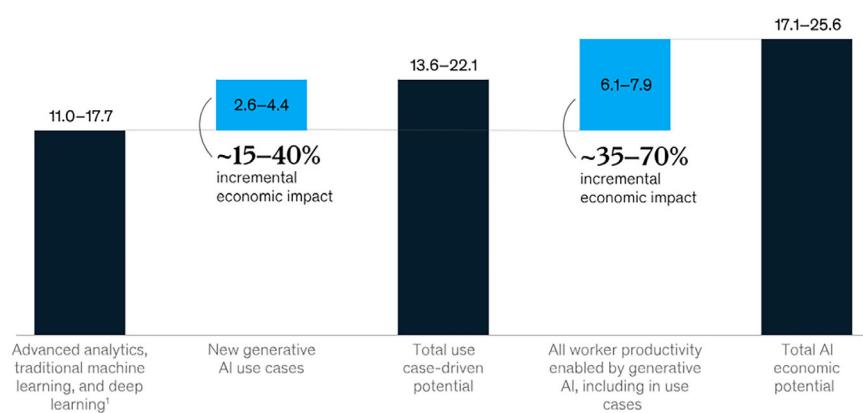
ЦОД, ИИ и энергетический баланс

Центры обработки данных стремительно превращаются в одних из крупнейших потребителей энергии в мире: [в 2024 году на их долю приходится около 1,5% мирового потребления электроэнергии](#). Основными факторами этого роста энергопотребления являются необходимость в значительных вычислительных мощностях и функционирование систем охлаждения, поддерживающих оптимальные рабочие температуры. Именно эти два элемента формируют основную часть энергетического следа центров обработки данных.

ЦОД не являются новым явлением для мировой экономики, [их история восходит к 1940-м годам](#). Однако в современную цифровую эпоху всплеск строительства центров обработки данных был связан с массовым внедрением облачных технологий. Новая волна цифровой революции, обусловленная развитием ИИ, подняла спрос на ЦОД на качественно новый уровень.

Generative AI could create additional value potential above what could be unlocked by other AI and analytics.

AI's potential impact on the global economy, \$ trillion

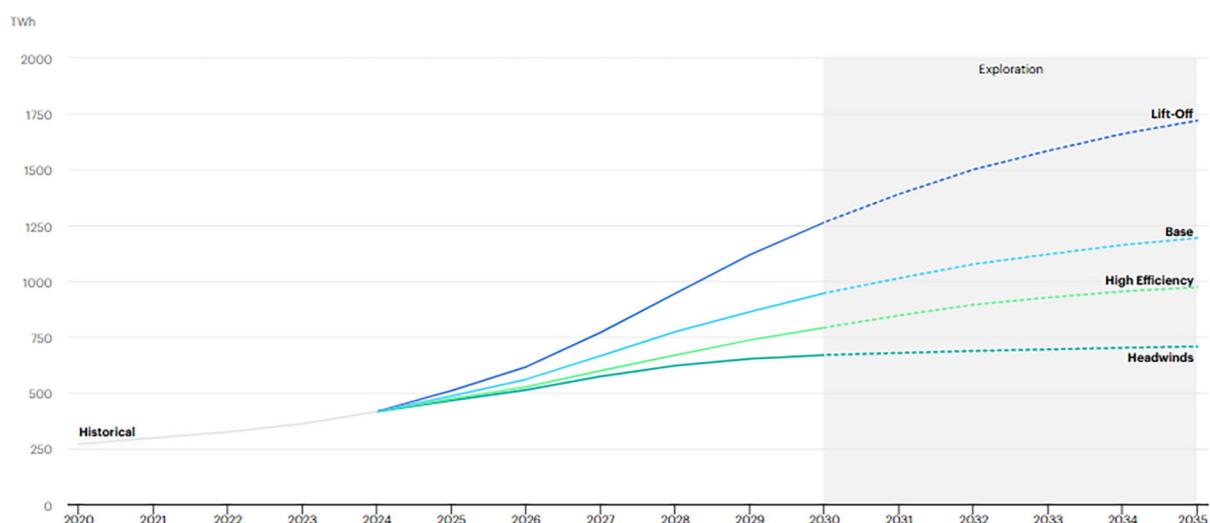


Источник: McKinsey Digital, [Экономический потенциал генеративного ИИ](#) [июнь 2023]

Например, крупнейшие технологические компании США планируют инвестировать более 300 миллиардов долларов только в 2025 году в развитие высокопроизводительных центров обработки данных. Масштабный проект стоимостью 500 миллиардов долларов под названием «Project Stargate», ставший одним из первых объявлений президента Трампа на его инаугурации, также направлен на расширение ИИ инфраструктуры в США. В результате столь масштабных инвестиций в сферу ИИ спрос на электроэнергию со стороны ЦОД в ближайшие годы ожидает значительный рост.

Этот сдвиг в энергетической картине мира является неизбежным, поскольку использование технологий искусственного интеллекта требует специализированное оборудование, таких как GPU и TPU, которые потребляют значительно больше энергии по сравнению с традиционными вычислительными задачами. По данным исследования IDC, ожидается, что энергопотребление ЦОД, ориентированных на ИИ, будет расти среднегодовыми темпами [CAGR] 44,7% вплоть до 2027 года, что значительно превышает и без того высокий темп роста общего энергопотребления ЦОД. Такой стремительный рост подчёркивает трансформационный эффект, который ИИ оказывает на инфраструктурные потребности. МЭА в недавнем отчёте представило различные сценарии энергопотребления центров обработки данных. В сценарии "Lift-Off", обусловленном активным внедрением ИИ, ЦОД могут потреблять до 1 700 тераватт·час [ТВт·ч] к 2035 году, что будет соответствовать 4,4% мирового спроса на электроэнергию. В альтернативном сценарии "High Efficiency", предполагающем значительные достижения в области повышения энергоэффективности ЦОД, прогнозируется более скромное потребление на уровне 970 ТВт·ч или 2,6% мирового спроса. Наконец, в сценарии "Headwinds", характеризующемся замедленным внедрением ИИ и инфраструктурными ограничениями, ожидается стабилизация потребления на уровне около 700 ТВт·ч, что определит долю ЦОД в менее чем 2% мирового потребления электроэнергии.

Global data centre electricity consumption by sensitivity case, 2020-2035

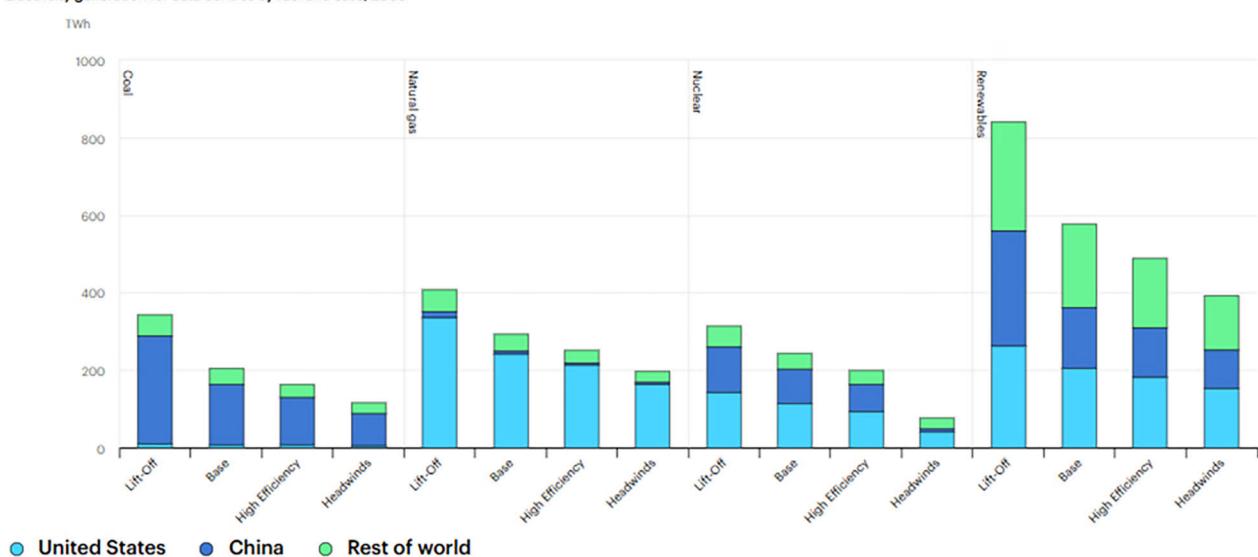


Источник: МЭА, Энергия и ИИ [апрель 2025]

На сегодняшний день расходы на электроэнергию стали крупнейшей статьёй операционных затрат для операторов ЦОД: [они составляют](#) 46% всех расходов для собственных объектов компаний и 60% для центров обработки данных (облачных) сервис-провайдеров. Эта экономическая реальность делает энергоэффективность не просто вопросом экологии, а ключевым фактором конкурентного преимущества в отрасли. ЦОД всё чаще выбирают места размещения, ориентируясь на доступ к дешёвой и надёжной электроэнергии, что превращает наличие энергетических ресурсов в ключевой фактор выбора площадки.

Глобальная траектория роста энергопотребления центров обработки данных однозначно направлена вверх: [ожидается](#), что общее потребление электроэнергии достигнет 857 ТВт·ч к 2028 году, более чем удвоившись по сравнению с уровнем 2023 года. При этом рост распределяется неравномерно по регионам: в ряде стран спрос особенно сильно концентрируется благодаря технологическим инновациям, экономическому развитию и политическим стимулам. В настоящее время крупнейшие рынки ЦОД по установленной мощности находятся в Вирджинии (США), Пекине (Китай) и Лондоне (Великобритания), [совокупно обеспечивая более 5,4 гигаватт мощности](#). США, Китай и Европейский союз лидируют по уровню энергопотребления ЦОД, совместно обеспечивая около 500 ТВт·ч в 2022 году. Эти регионы выигрывают благодаря развитой инфраструктуре, благоприятной регуляторной среде и высокому спросу на цифровые услуги.

Electricity generation for data centres by fuel and case, 2035



Источник: МЭА, Энергия и ИИ [апрель 2025]

С точки зрения предложения электроэнергии, [МЭА ожидает](#), что возобновляемые источники энергии станут основным мировым источником электроэнергии, который сможет покрыть потенциально стремительный рост спроса со стороны ЦОД. Ожидается, что к 2030 году возобновляемые источники удовлетворят почти половину дополнительного спроса, в первую очередь благодаря развитию энергетики ветра и солнца. Тем не менее, ископаемые виды топлива, особенно природный газ и уголь, в краткосрочной перспективе сохранят важную роль, обеспечивая более 40% прироста потреб-

ности в электроэнергии до 2030 года, особенно в США и Китае. После 2030 года возрастающее значение будет приобретать атомная энергетика, в частности за счёт внедрения малых модульных реакторов [SMR], что может привести к сокращению производства электроэнергии на угольных станциях к 2035 году. Этот переход приведёт к пику выбросов CO₂ от генерации электроэнергии для центров обработки данных примерно к 2030 году, после чего ожидается небольшое снижение, что подчёркивает необходимость дальнейшего развития устойчивых энергетических решений для минимизации экологического воздействия революции ИИ.

Казахстан в эпоху революции ИИ

На фоне стремительного роста мирового спроса Казахстан нацелен на извлечения для себя выгод из революции ИИ. Страна поставлена цель по развитию инфраструктуры цифрового будущего, важной задачей которой стало подписание соглашения с сингапурской компанией GK Hyperscale Ltd о строительстве двух гиперскайл центров обработки данных общей мощностью 200 мегаватт. Термин “гиперскайл” [hyperscale] относится к способности технологической архитектуры или системы масштабироваться по мере увеличения запросов на конкретный бизнес-процесс. Обычно гиперскайлеры представляют собой крупную сеть ЦОД по всему миру, которые стремятся к большему охвату клиентов/пользователей и используются в целях проведения масштабных вычислений. [Инвестиции в объёме 1,5 миллиарда долларов США](#) позволят создать объекты, соответствующие стандарту Tier III, что укрепит позиции Казахстана как конкурентоспособного игрока на региональном рынке цифровых услуг.

Рынок ЦОД Казахстана демонстрирует устойчивую динамику роста: [согласно данным BBC](#), ожидается, что объём выручки достигнет примерно 417 миллионов долларов США к 2028 году. Этому росту способствуют активные международные проекты, в том числе партнёрство с ОАЭ. Ключевым шагом стало [сотрудничество нашей страны с компанией Presight](#) по созданию суперкомпьютера и центра обработки данных, что значительно усилит национальную вычислительную инфраструктуру. Эта инициатива направлена на развитие возможностей ИИ в различных секторах, включая государственные услуги, финансы, здравоохранение и образование. Более того, проект имеет важное значение для привлечения передовых технологий, профессиональной экспертизы и новых инвестиций.

В Казахстане активно развиваются крупные частные проекты в сфере центров обработки данных. Например, Freedom Telecom Holding [планирует строительство](#) волоконно-оптической гипермагистрали «Запад-Восток», а также ЦОД [уровня Tier III или выше]. По имеющимся данным, стоимость строительства гипермагистрали оценивается примерно в 33,3 миллиона долларов США, тогда как два центра обработки данных в G4 City [около г. Конаев, Алматинская область] и в Актау обойдутся примерно в 175,5 миллионов долларов США. Ещё одним значимым проектом является [ЦОД Akashi в Астане](#), который может стать крупнейшим ЦОД в Казахстане с уровнем надёжности Tier IV. Центр обработки данных Akashi отличается рекордной для нашего региона вместимостью (4096 стоек) и мощностью 43 мегаватта.

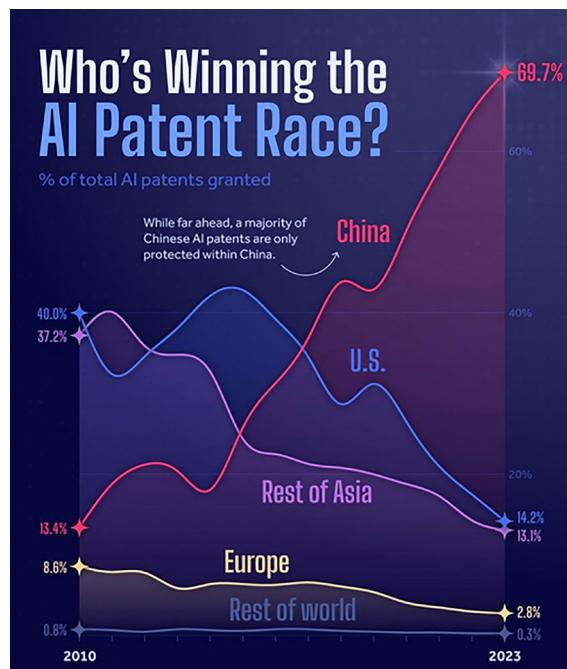
Расширение цифровой инфраструктуры создаст высокий спрос на специализированные кадры: только проект GK Hyperscale Ltd по строительству гиперскайл центров обработки данных предполагает создание [более 360 рабочих мест для высококвалифицированных специалистов](#). Развитие такой рабочей силы представляет собой как вызов,

так и возможность для казахстанских образовательных и профессиональных учреждений. Инвестиции в STEM-образование, профессиональную подготовку и партнёрства с международными университетами являются важными условиями для формирования квалифицированных кадров, способных поддерживать развитие индустрии ЦОД.

Проект GK Hyperscale Ltd по строительству гиперскайл ЦОД направлен на максимизацию локального экономического эффекта: [не менее 1,2 миллиарда долларов США](#) планируется направить на закупки у казахстанских компаний. Такой подход открывает возможности для развития отечественной технологической цепочки поставок и обеспечивает более широкие экономические выгоды от инвестиций в цифровую инфраструктуру.

Стратегические инвестиции в инфраструктуру центров обработки данных соответствуют более широкой цели Казахстана [стать цифровым хабом Центральной Азии](#). Предполагается, что такая позиция будет способствовать привлечению международных технологических компаний. Министр цифрового развития, инноваций и аэрокосмической промышленности Республики Казахстан Жаслан Мадиев особо отметил потенциал привлечения таких мировых гигантов, как Microsoft, Google и Amazon. Ключевыми факторами, способствующими привлечению инвестиций, являются стабильная политическая ситуация в стране, стратегическое географическое положение и государственная поддержка.

Кроме того, правительство Казахстана [активно входит в стремительно развивающуюся сферу искусственного интеллекта](#), что соответствует глобальной тенденции вовлечения государственных структур в развитие ИИ. Это подтверждается законодательными инициативами по созданию правовой базы для ИИ, инвестициями в технологическую инфраструктуру, включая суперкомпьютеры, а также проектами, такими как Национальная платформа ИИ, "Industrial AI Accelerator" и Международный центр ИИ alem.ai.



Источник: Visual Capitalist

С начала 1980-х годов Соединённые Штаты Америки безусловно доминировали в сфере информационных технологий. Однако революция в области искусственного интеллекта сформировала напряженную технологическую конкуренцию между США и Китаем. В январе 2025 года технологический сектор США был потрясен выходом LLM [большая языковая модель, large language model, LLM] R1 от китайской компании DeepSeek, которая, как сообщается, [оказалась значительно дешевле](#) в создании и использовании, но при этом технологически сопоставимой с ChatGPT от OpenAI.

Китайские технологические гиганты, такие как [Alibaba](#) и [ByteDance](#) [TikTok], осуществляют масштабные инвестиции в ЦОД и развитие ИИ, активно рассматривая новые локации для расширения цифровой инфраструктуры. Энергетические ресурсы и стратегическое расположение Казахстана делают его привлекательным направлением для этих компаний. С учётом географической близости к Китаю и традиционно крепких экономических связей, Казахстан имеет уникальную возможность занять выгодное место в быстро меняющемся технологическом ландшафте.

Дефицит электроэнергии как сдерживающий фактор

Теперь следует упомянуть и о существующих ограничениях, так как очень важно уравновесить энтузиазм реалистичной оценкой энергетической ситуации в Казахстане. Развитие искусственного интеллекта, требующего огромных вычислительных ресурсов, в значительной степени зависит от стабильного, доступного и диверсифициированного энергоснабжения. В настоящее время прогнозы указывают на возможный дефицит электроэнергии в Казахстане, что вызывает обеспокоенность в отношении устойчивости энергозатратных инициатив, таких как масштабное внедрение ИИ и строительство ЦОД. Согласно данным [Министерства энергетики](#), Казахстан столкнётся с дефицитом электроэнергии как в 2025, так и в 2026 году.

Прогнозный баланс электрической энергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан на период с 2025 по 2031 годы

#	Item	TВт·ч (млрд. кВт·ч)						
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1.	Потребление электроэнергии	122,8	127,7	133,0	138,9	144,9	151,2	157,5
2.	Производство электроэнергии	117,1	125,2	134,2	142,1	149,9	150,6	150,6
3.	Существующие станции	116,1	113,6	113,4	112,6	113,0	113,0	113,0
4.	Планируемые	1,0	11,5	20,8	29,5	36,9	37,6	37,6
5.	в том числе ВИЭ	7,7	9,2	10,5	10,5	16,9	16,9	16,9
6.	Дефицит (+), избыток (-)	5,7	2,6	-1,1	-3,2	-5,0	0,5	6,9

Источник: Министерство энергетики Республики Казахстан

[Как отмечает KEGOC](#), в результате, Казахстан вынужден компенсировать существующие дефициты электроэнергии за счёт импорта из России, что подчёркивает уязвимость страны в вопросах энергетической безопасности. Ожидаемая стагнация производства электроэнергии на существующих электростанциях является серьёзным предупреждающим сигналом: при задержках в запуске планируемых новых мощностей, в том числе генерации на атомных станциях с середины следующего десятилетия, дефицит

электроэнергии может усугубиться. С учётом присущих таким проектам рисков превышения бюджетов и срыва сроков строительства существует значительная вероятность увеличения объёмов импорта электроэнергии из Российской Федерации, что ещё больше ослабит энергетическую независимость Казахстана.

Криптовалютный бум 2021 года выявил уязвимость национальной энергосистемы. Резкий рост спроса на электроэнергию со стороны энергоёмких майнинговых проектов привёл к возникновению энергетических «узких мест», о чём [сообщал Forbes.kz](#). Этот опыт служит важным предостережением, наглядно показывая, как внезапный рост спроса на электроэнергию может дестабилизировать систему в целом, повысить стоимость электроэнергии и снизить её доступность, особенно для энерго-чувствительных потребителей, таких как центры обработки данных.

Хотя потенциал Казахстана весьма значителен, для полной реализации амбиций необходимо решить ряд ключевых задач. Одной из серьёзных проблем для сектора возобновляемой энергетики Казахстана является развитие подходящих систем накопления энергии, [как отмечается в статье The Astana Times](#). Эта проблема особенно актуальна для ЦОД, которые требуют бесперебойного электроснабжения и, соответственно, зависят от устойчивости энергетической инфраструктуры. Инвестиции в аккумулирующие системы хранения энергии, гидроаккумулирующие электростанции и другие технологии накопления энергии имеют решающее значение для обеспечения надёжности функционирования ЦОД.

В то же время Казахстан, являясь одним из крупнейших производителей нефти и газа и находясь в процессе перехода к более диверсифицированному энергетическому портфелю, сталкивается с задачей балансирования инвестиций между традиционной энергетикой и растущими потребностями цифровой экономики. Эта сложная задача требует разработки продуманного регулирования и инвестиционных стратегий, учитывающих взаимосвязанность энергетических систем. Диверсификация энергетического баланса, повышение энергоэффективности и активное развитие возобновляемых источников энергии являются необходимыми условиями для удовлетворения потребностей как традиционных отраслей, так и цифровой экономики.

КЛЮЧЕВЫЕ АСПЕКТЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА

Материал впервые опубликован 09 июня 2025 года на www.exia.kz

Введение

За последние два десятилетия глобальный инвестиционная среда претерпела фундаментальные изменения. Стремительный рост сектора информационных технологий, основанного на относительно малозатратных бизнес-моделях и обладающего потенциалом экспоненциального масштабирования, открыло перед инвесторами возможности для получения сверхвысокой доходности. Сегодня такие компании, как Apple, Microsoft и Nvidia, доминируют на мировых фондовых рынках. Напротив, позиции традиционных энергетических гигантов заметно ослабли. В 2008 году ExxonMobil была крупнейшей компанией в мире по рыночной капитализации, а Chevron входила в десятку лидеров. Сегодня Exxon едва удерживается в числе 20 крупнейших компаний, а Chevron и вовсе не входит даже в топ-30.

№	По состоянию на конец 1 кв. 2008	
	Компания	Капитализация, \$ млрд
1	Exxon Mobil	456
2	General Electric	366
3	Microsoft	260
4	AT&T	227
5	Procter & Gamble	214
6	Walmart	209
7	Berkshire Hathaway	207
8	Johnson & Johnson	182
9	Chevron	176
10	Bank of America	169
20		
40		

По состоянию на конец мая 2025	
Компания	Капитализация, \$ млрд
Microsoft	3346
Nvidia	3202
Apple	2917
Amazon	2134
Alphabet [Google]	2051
Meta	1577
Tesla	1092
Berkshire Hathaway	1086
Broadcom	1075
Taiwan Semiconductor	996
Exxon Mobil	444
Chevron	239

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе открытых данных

Этот сдвиг подчеркивает более широкую проблему, с которой сталкивается глобальная нефтегазовая отрасль: привлечение нового капитала в условиях, когда внимание инвесторов все чаще сосредоточено на других секторах. На первый взгляд, нефтегазовые инвестиции могут казаться менее привлекательными из-за более низких ожидаемых доходов по сравнению с технологиями и длительных сроков окупаемости капиталоемких проектов. Тем не менее, этот сектор по-прежнему остается краеугольным камнем глобальной энергетической безопасности и предлагает инвесторам ряд весомых преимуществ.

Нефтегазовая отрасль - зрелый, интегрированный в мировую экономику сектор, который десятилетиями демонстрировал способность приносить устойчивую прибыль. В отличие от быстрорастущих секторов, подверженных высокой волатильности, энергетические компании предлагают более стабильную и предсказуемую доходность. Одной из ключевых характеристик отрасли являются дивидендные выплаты - часто крупные и регулярные. В то время как технологические компании, как правило, реинвестируют прибыль в рискованные проекты для дальнейшего роста, крупнейшие нефтяные корпорации отдают приоритет интересам акционеров через выплаты дивидендов и обратный выкуп акций.

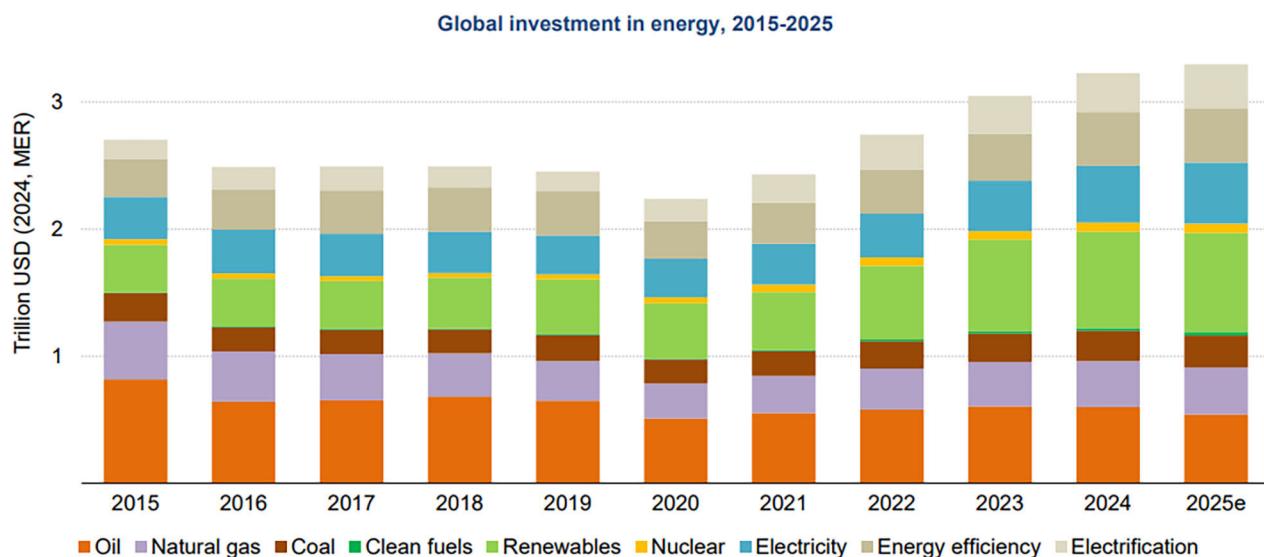
Поскольку нефтегазовая отрасль остается основой экономики, крайне важно адаптироваться к меняющимся условиям на глобальных финансовых рынках. Многие из крупнейших нефтегазовых проектов в нашей стране сегодня находятся в стадии эксплуатации, что означает ограниченный потенциал дальнейшего прироста ценности для национальной экономики. Эта ситуация подчеркивает необходимость запуска новых масштабных нефтегазовых проектов, которые невозможно реализовать без значительных объемов капитала и передовых технологий со стороны ведущих международных игроков. Несмотря на наличие серьезных стратегических преимуществ, Казахстану есть над чем работать. Наша страна должна продемонстрировать миру, что извлекли уроки из прошлого опыта - в том числе из случаев, которые нанесли стране финансовый и репутационный ущерб. У Казахстана есть огромный потенциал, однако он может остаться нереализованным, если не будет активно сформирована и обеспечена привлекательная и стабильная среда для инвестиций.

Кроме того, энергетический сектор предлагает уровень устойчивости, который приобретает все большую ценность на фоне макроэкономической неопределенности, геополитических потрясений и инфляционного давления. Для крупнейших инвесторов - включая глобальные нефтегазовые корпорации, институциональных инвесторов с долгосрочным горизонтом [пенсионные фонды, суверенные фонды, страховые компании] - профиль риска и доходности в нефтегазовой отрасли по-прежнему остается привлекательным, особенно при условии стабильного налогово-бюджетного режима и благоприятной экономической модели проектов.

Глобальные тренды инвестиций в энергетику

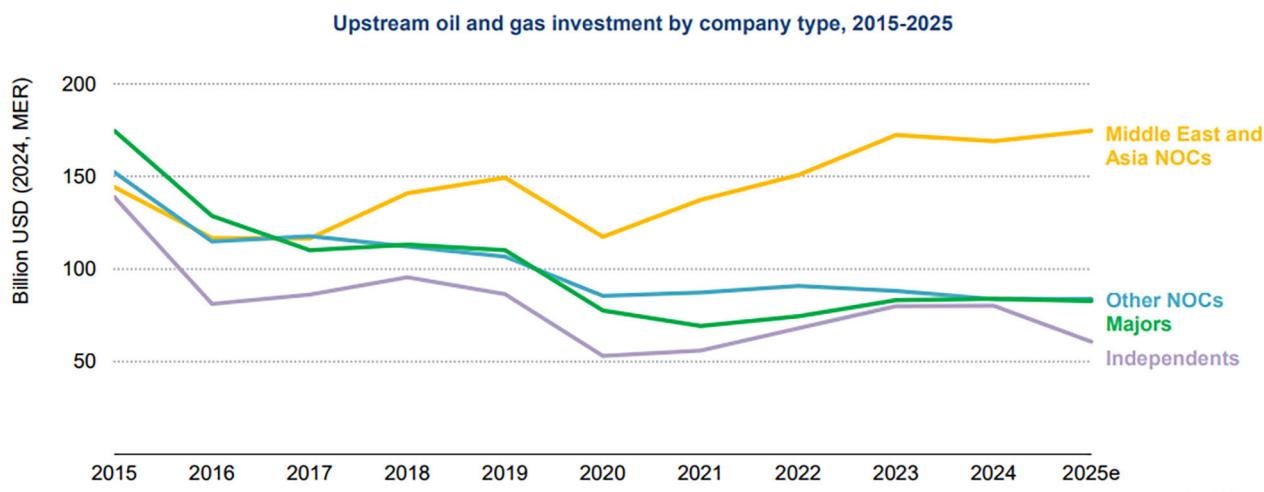
Инвестиции в нефть и газ продолжают составлять значительную часть общего финансирования энергетического сектора, хотя их доля постепенно меняется на фоне ускоряющегося перехода к чистой энергетике. Согласно отчету [World Energy Investment 2025](#) МЭА, общий объем глобальных инвестиций в энергетику в 2025 году впервые превысит 3,3 трлн долларов США. Из этой суммы около 2,2 трлн долларов США будет направлено на технологии и инфраструктуру в области чистой энергии, что в два раза больше, чем объем инвестиций в ископаемое топливо.

Ожидается, что инвестиции в разведку и добычу нефти и газа сократятся на 6% в 2025 году, до примерно 900 млрд долларов США, после 953 млрд долларов США и 960 млрд долларов США в 2023 и 2024 годах соответственно. Прогнозируемое снижение связано с падением цен на нефть и сохраняющейся неопределенностью на рынке, в результате чего ряд компаний решил сократить вложения в сектор Разведка и Добыча в 2025 году. Затраты также выросли, однако их влияние на освоение ресурсов было частично компенсировано технологическим прогрессом и повышением эффективности



Источник: МЭА, World Energy Investment 2025 [июнь 2025]

капитала. Около 40% инвестиций в разведку и добычу приходится на национальные нефтяные компании Ближнего Востока и Азии. Инвестиции независимых производителей (в первую очередь в секторе сланцевой нефти США) сократятся из-за снижения цен на нефть и роста затрат, несмотря на недавние сделки по слиянию и поглощению, позволившие сократить расходы за счёт консолидации.



IEA. CC BY 4.0.

Источник: МЭА, World Energy Investment 2025 [июнь 2025]

МЭА также отмечает, что в 2023 году впервые совокупные инвестиции в возобновляемую генерацию и электросети превысили затраты на ископаемые источники энергии. Это знаменует собой важный сдвиг в глобальной структуре инвестиций: лидерами роста стали солнечные фотоэлектрические установки [PV] и другие ВИЭ. Тем не менее, нефть и газ по-прежнему играют ключевую роль в удовлетворении мирового спроса на энергию, особенно в развивающихся экономиках и регионах, сталкивающихся с проблемами энергетической безопасности. МЭА подчеркивает, что устойчивые инвестиции в инфраструктуру нефти и газа по-прежнему необходимы для обеспечения

энергетической безопасности и поддержки экономического роста, даже несмотря на глобальный переход к более чистым источникам энергии.

Итог, хотя абсолютные объемы инвестиций в нефть и газ остаются значительными, их доля в общем энергетическом инвестиционном портфеле постепенно снижается по мере того, как технологии чистой энергии привлекают все больше капитала. Такая динамика отражает одновременно сохраняющееся значение углеводородов в мировой энергетике и нарастающий импульс от энергетического перехода.

Преимущества Казахстана в привлечении инвестиций

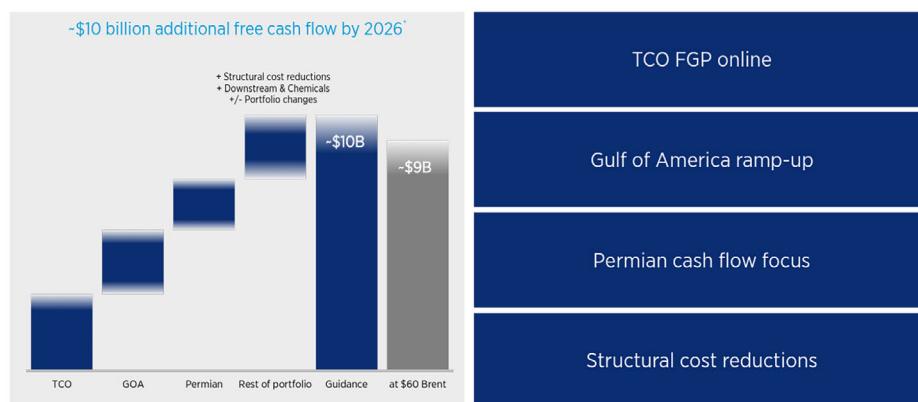
Казахстан является ведущим направлением для прямых иностранных инвестиций [ПИИ] в Центральной Азии - с момента обретения независимости в 1991 году страна привлекла сотни миллиардов долларов США инвестиций. Кроме того, [поставлена амбициозная цель привлечь еще 150 млрд долларов США к 2029 году](#). Тем не менее, по данным Национального банка Республики Казахстан [НБРК], [приток ПИИ значительно замедлился](#). В 2024 году общий объем прямых иностранных инвестиций составил 17,2 млрд долларов США, что существенно ниже показателей предыдущих лет и далеко от рекорда в 28,8 млрд долларов США, зафиксированного в 2012 году. Особенно заметна негативная динамика в нефтегазовом секторе, который традиционно был основным двигателем ПИИ в экономике страны. В 2024 году объем валовых инвестиций в добывчу сырой нефти и природного газа составил [всего 3,1 млрд долларов США](#) - резкое снижение по сравнению с 5,8 млрд долларов США в 2023 году.



Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе данных НБРК

Замедление притока ПИИ характерно не только для Казахстана, однако в нашем случае это особенно тревожный сигнал, учитывая зависимость экономики от крупных, капиталоемких проектов. Большинство масштабных инициатив, которые в прошлом привлекали миллиарды инвестиций, сегодня либо находятся в стадии эксплуатации, либо завершили свои основные инвестиционные циклы. Несмотря на то, что эти проекты обеспечили Казахстану значительные экономические выгоды, включая трансфер технологий, создание рабочих мест и общее развитие инфраструктуры, опыт последнего десятилетия показывает, что текущая инвестиционная модель страны в значительной степени опирается на постоянный запуск новых масштабных проектов. Без новой волны таких проектов Казахстан рискует столкнуться с затяжным периодом стагнации в поступлении прямых иностранных инвестиций.

Industry-leading growth



Источник: презентация результатов Chevron за 1 квартал 2025 года

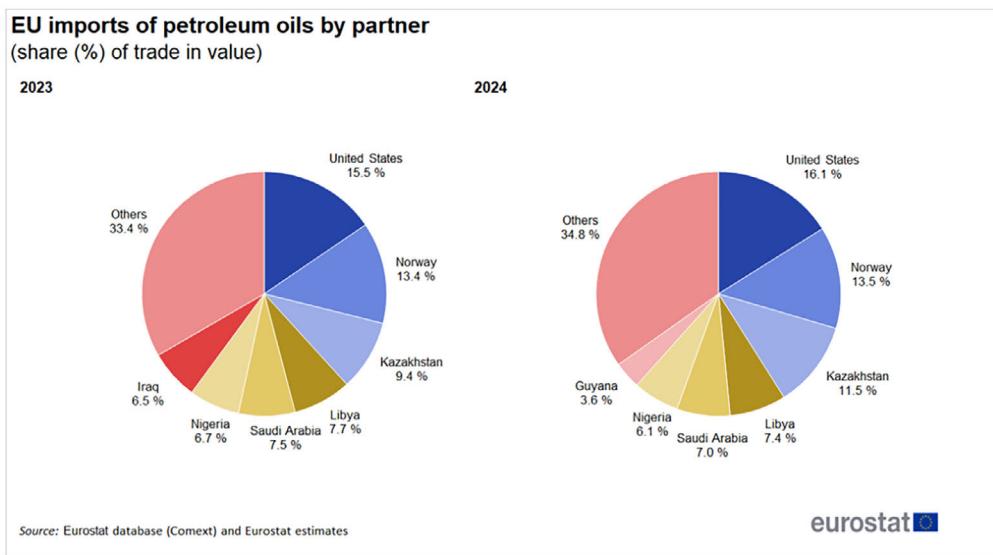
Несмотря на текущую стагнацию в привлечении ПИИ в Казахстан, существует ряд устойчивых положительных факторов, способных существенно усилить приток иностранных инвестиций в Казахстан и поддержать запуск новых масштабных проектов - при условии, что проблемные аспекты, изложенные в данном материале, будут решены. Ключевым положительным фактором, безусловно, выступает доказанная эффективность Казахстана в привлечении и развитии партнерских отношений с иностранными инвесторами. Ярким примером служит совместное предприятие [Тенгизшевройл](#) [ТШО], возглавляемое компанией Chevron. Действующее с начала 1990-х годов, ТШО не только обеспечило своим акционерам значительную доходность, но и стало катализатором экономического роста в стране, создало тысячи рабочих мест и способствовало заимствованию современных технологий и управлеченческих практик. Более того, проект продолжает демонстрировать стабильный успех: [согласно последнему финансовому отчету Chevron](#), ТШО остается главным драйвером роста свободного денежного потока американского нефтяного гиганта. ТШО не единственный масштабный и успешный проект, реализованный консорциумами иностранных инвесторов. Примеры [Кашагана](#) и [Карачаганака](#) также подтверждают, что Казахстан способен быть платформой для долгосрочной реализации многомиллиардных, технологически сложных проектов. Эти примеры служат мощным сигналом для потенциальных инвесторов: Казахстан располагает возможностями и политической волей для поддержки крупномасштабных международных проектов в течение длительного периода.

Кроме того, в Казахстане реализуются масштабные проекты с участием иностранных инвесторов. Страна активно расширяет сотрудничество с государствами Ближнего Востока, что является важным шагом к географической диверсификации стратегических партнерств. В 2024 году между [Казахстаном и Катаром были достигнуты важные соглашения](#), которые открывают путь к строительству двух крупных газоперерабатывающих заводов в партнерстве с катарской компанией UCC Holding. Мощности этих предприятий составят 1 и 2,5 млрд кубометров в год соответственно. Проекты входят в более широкую инициативу, включающую также строительство новой компрессорной станции [КС-14], магистрального газопровода Актобе-Костанай и второй нитки газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент. Реализация этих инициатив направлена на увели-

чение газоперерабатывающих мощностей Казахстана, обеспечение энергетической безопасности южных, центральных и северных регионов страны, а также сохранение стабильного объема экспорта.

Объединенные Арабские Эмираты [ОАЭ] - еще один ключевой партнер Казахстана на Ближнем Востоке, [активно наращивающий инвестиции в возобновляемую энергетику и высокотехнологичные секторы экономики](#). Особенno стоит отметить совместные проекты по строительству трех ветровых электростанций общей установленной мощностью 3 ГВт при участии ОАЭ, Total Energies и China Power International Holding. Эти инициативы являются частью более широкой стратегии Казахстана по диверсификации энергетического баланса и ускоренному внедрению возобновляемых источников энергии. Кроме того, ОАЭ проявляют растущий интерес к развитию искусственного интеллекта и цифровых технологий в Казахстане, что открывает новые направления сотрудничества в области инноваций и устойчивого развития.

Помимо репутации Казахстана как надежного партнера, страна выигрывает от благоприятной политической и геополитической конъюнктуры. Многовекторная внешняя политика Казахстана, основанная на сбалансированных отношениях с Россией, Китаем, Европейским союзом и США, укрепляет его имидж стабильного и предсказуемого партнера в условиях усиливающейся глобальной фрагментации. Членство в международных организациях и приверженность глобальным инвестиционным стандартам также способствуют повышению доверия со стороны зарубежных инвесторов. На фоне геополитических напряженностей, которые отодвинули на второй план некоторых крупнейших экспортёров энергоресурсов [таких как Иран и Россия], Казахстан стал рассматриваться как стабильная и нейтральная альтернатива. Россия, несмотря на обладание одними из крупнейших в мире запасов нефти и газа, в настоящее время находится под жесткими санкциями и практически отрезана для западного капитала и технологий. Дополнительным позитивным геополитическим фактором для Казахстана является растущий [отток иностранных инвесторов из американских активов](#) на фоне спорной риторики администрации президента Трампа по вопросам глобальной торговли и тарифов.



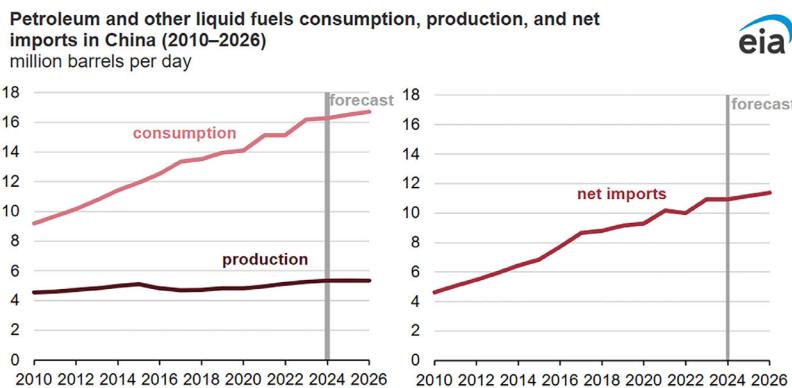
Источник: Eurostat

Согласно [недавнему отчету Всемирного экономического форума](#) [WEF], крупнейшие европейские нефтегазовые концерны, вероятнее всего, будут продолжать оптимизацию своих инвестиционных портфелей в течение 2025 года, включая продажу непрофильных активов, с целью подготовки ресурсов для инвестиций в рост в 2026 году. Это открывает окно возможностей для Казахстана по привлечению новых иностранных инвесторов. Как видно из сводных данных ниже, совокупные капитальные расходы за последние двенадцать месяцев [TTM, trailing twelve months] пяти крупнейших европейских нефтегазовых компаний составили 64 млрд долларов США, что указывает на значительный объем потенциального рынка, к которому могут быть адресованы перспективные проекты Казахстана в нефтегазовой сфере. Здесь следует акцентировать внимание именно на возможных инвестициях со стороны европейских компаний, поскольку Казахстан имеет прочные связи с Европейским союзом в энергетическом секторе: наша страна является третьим крупнейшим поставщиком нефти в ЕС, уступая только США и Норвегии.

Компания	Нетто ТТМ КВП, млрд долларов США
Shell plc	17,5
BP plc	14,4
Total Energies SE	13,6
Equinor ASA	11,2
Eni Sp.A	7,3
Итого	64,0

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе открытых данных

Во многих регионах Казахстана огромные запасы углеводородов по-прежнему остаются слабо освоенными. Несмотря на наличие значительных финансовых ресурсов у государства - в том числе через национальный фонд - масштаб и сложность современных проектов в сегментах upstream, midstream и downstream требуют не только капитала, но и технической экспертизы, которая выходит за рамки внутреннего потенциала. Иностранные инвесторы привносят не только финансирование, но и способствуют снижению рисков за счет совместных форм собственности и распределения ответственности. Не менее важно и привлечение специализированных знаний: глобальные нефтяные корпорации обладают десятилетиями опыта работы в условиях высокого давления и сложных геологических условий. Их участие снижает технологические риски проектов и способствует повышению операционной эффективности.



Источник: Управление энергетической информации США

Близость Казахстана к Китаю, второй по величине экономике мира и крупнейшему импортеру углеводородов, представляет собой значительное логистическое преимущество. В то время как большая часть казахстанской нефти в настоящее время транспортируется на запад через российскую территорию, расширение восточного экспортного направления выглядит логичным шагом в реализации стратегии долгосрочного роста. На сегодняшний день [Россия является крупнейшим поставщиком нефти в Китай](#), что объясняется как исторически тесными связями, так и наличием развитой транспортной инфраструктуры. В то же время среди меньших по объему поставщиков нефти в Китай присутствуют несколько географически удаленных африканских стран, таких как Ангола и Конго. Это создает основу для вывода о высоком потенциале привлечения китайских инвесторов не только в upstream проекты, но и в midstream: трубопроводы, хранилища и перегрузочные терминалы.

Здесь Казахстан отнюдь не начинает с нуля. Страна имеет долгую историю в нефтегазовой отрасли, уходящую корнями в советский период. За годы независимости сформировалась национальная экосистема: опытные частные нефтяные компании, сервисные подрядчики и инжиниринговые фирмы, хорошо понимающие местные условия и регулирующую среду. Важно отметить, что Казахстан располагает высококвалифицированной рабочей силой: уровень грамотности составляет 100%, а [почти 20% выпускников вузов обучаются по программам в области инженерного дела, промышленности и строительства](#). По мере того, как отрасль все активнее внедряет цифровые технологии, автоматизацию и практики декарбонизации, наличие обучаемого и профессионального человеческого капитала становится особенно критичным.

Еще одним важным фактором, повышающим инвестиционную привлекательность Казахстана, является переход к более сбалансированной политической системе. В последние годы страна предприняла конкретные шаги в направлении политической модернизации. С 2022 года Казахстан перешел от суперпрезидентской модели к президентско-парламентской системе. Этот переход был закреплен на общенациональном референдуме, в результате которого были внесены изменения в [33 статьи Конституции](#) с существенным сокращением полномочий президента и усилением роли Парламента и местных представительных органов. Введение смешанной избирательной системы для Мажилиса [нижней палаты парламента] и региональных маслихатов повысило уровень политического плюрализма и представительства. Казахстан также добился заметного прогресса в сфере судебной реформы. [С июля 2025 года](#) в стране будут учреждены три независимых кассационных суда по гражданским, административным и уголовным делам, что усилит принцип разделения властей и обеспечит гражданам более эффективные механизмы правовой защиты от неправомерных действий. Возрождение Конституционного суда в 2023 году уже привело к тысячам обращений и вынесенных решений, направленных на улучшение качества законодательства и защиту конституционных прав. Благодаря этим реформам Казахстан демонстрирует улучшения в ряде авторитетных международных рейтингов. Так, по данным Индекса верховенства права за 2024 год от [World Justice Project](#), Казахстан поднялся в рейтинге, заняв 65-е место среди 142 стран мира и 5-е место среди 15 стран Восточной Европы и Центральной Азии. В то время как глобальные показатели верховенства права снижаются, Казахстан входит в число немногих государств, демонстрирующих положительную динамику, особенно в сферах гражданского правосудия и правоприменения.

Казахстану важно избегать ошибок прошлого и сохранять баланс при расстановке приоритетов

Несмотря на многочисленные преимущества, существует и немалый задел для улучшений. Стране необходимо учитывать прежние ошибки, которые могут негативно сказываться на доверии иностранных инвесторов. Казахстану следует избегать резонансных историй, которые могут вызвать сомнения иностранных инвесторов в приверженности страны защите прав инвесторов и соблюдению международных юридических стандартов.

EASTERN EUROPE AND CENTRAL ASIA

Share how your country is doing [Twitter](#) [Facebook](#) [Email](#)

KAZAKHSTAN

Score

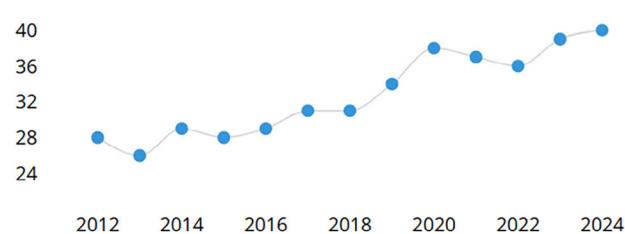
40/100 [What does the CPI score mean?](#)

Rank

Score change

88/180  +1 since 2023

Score changes 2012 - 2024

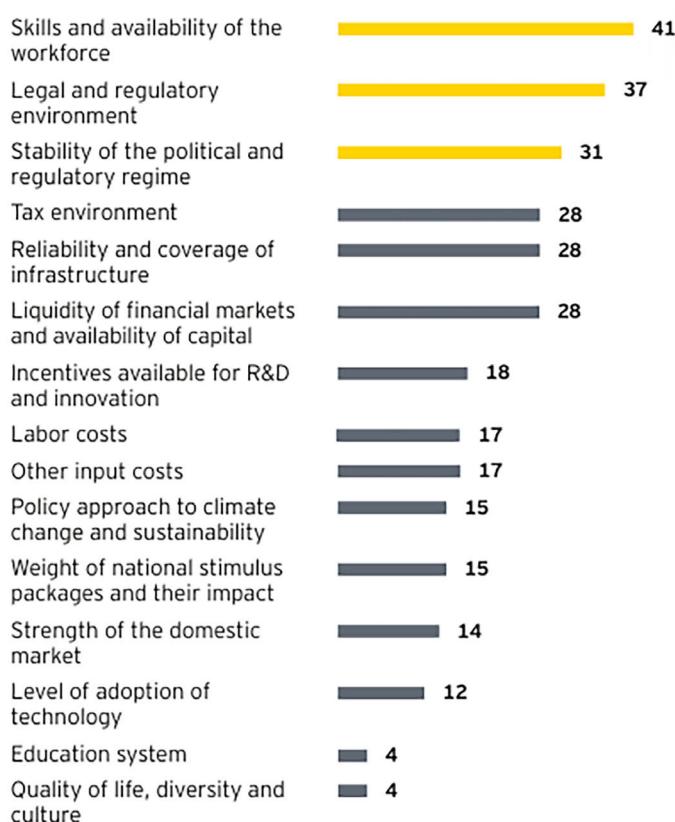


Источник: Transparency International

Коррупция остается проблемой во многих развивающихся странах, и Казахстан не является исключением. В последние годы был достигнут определенный прогресс: позиции Казахстана в [Индексе восприятия коррупции Transparency International](#) немного улучшились. По баллу страна входит в число лучших среди постсоветских государств, однако общий рейтинг все еще остается достаточно низким - 88-е место из 180. Следовательно, в этом направлении еще многое предстоит сделать, чтобы процессы лицензирования, государственных закупок и исполнения контрактов были надежно защищены от необоснованного давления. Важно отметить, что лидеры данного рейтинга, как правило, страны с самым высоким уровнем ВВП на душу населения, что подчеркивает: борьба с коррупцией является не просто этической или политической задачей, а прямой экономической необходимостью. Высокий уровень воспринимаемой коррупции увеличивает инвестиционный риск-премиум и тем самым ограничивает способность Казахстана привлекать капитал на конкурентных условиях. Еще одним фактором риска остается непредсказуемость политики, особенно в вопросах [налогообложения](#), прав недропользования и требований к локализации. Хотя вполне разумно, что любая принимающая страна может адаптировать фискальные условия к меняющейся экономической среде, резкие или обратные по времени изменения создают атмосферу неопределенности. Стабильная, прозрачная и ориентированная на инвесторов регуляторная среда критически важна для долгосрочного проектного планирования. Это подтверждается рядом крупных исследований. Так, согласно [Исследованию инвестиционной привлекательности Казахстана 2024 года от ЕУ](#), регуляторная и налоговая стабильность входит в число ключевых приоритетов для международных инвесторов. Опрос, охвативший более 100 международных инвесторов,

показал, что при выборе юрисдикции для вложений наибольшее значение имеют: квалификация и доступность рабочей силы, прозрачность и стабильность правовой и налоговой среды, политическая стабильность и предсказуемость регуляторной политики. Респонденты также указали на ряд направлений для улучшения, включая необходимость упрощения административных процедур [особенно при получении инвестиционных льгот], повышения предсказуемости налогового и таможенного законодательства, улучшения коммуникации между инвесторами и государственными органами. Особо отмечено, что цифровизация должна снижать, а не увеличивать административную нагрузку на инвесторов. Эти выводы подчеркивают необходимость продолжения реформ, направленных на устранение существующих барьеров и дальнейшее улучшение инвестиционного климата в Казахстане.

Which three factors are most important when choosing a country to invest in?



Источник: EY Kazakhstan, Инвестиции в сердце Евразии [февраль 2025]

Кроме того, авторитетные аналитики из S&P Global Commodity Insights в докладе Kazakhstan Energy Outlook 2024 от ENERGY Insights & Analytics прямо указали, что многомиллиардные арбитражные разбирательства, инициированные Казахстаном в 2023 году против консорциумов Кашаган и Караганак, с высокой вероятностью окажут негативное влияние на интерес крупных международных инвесторов к новым вложениям в разведку и добчу в стране. Подобные споры вносят значительную степень неопределенности в инвестиционную среду и серьезно ухудшают восприятие отрасли с точки зрения рисков для инвесторов.

Другой ключевой вызов - необходимость нахождения справедливого баланса между доходностью инвестора и национальными интересами. Казахстан должен обеспечить, чтобы его природные ресурсы приносили ощутимую и долгосрочную пользу населению. Это касается не только налоговых поступлений, но и развития инфраструктуры, создания рабочих мест и формирования потенциала на будущее. Для достижения такого баланса налоговый режим и режим недропользования должны быть не только конкурентоспособными и предсказуемыми, но и обеспечивать достаточную долю создания добавленной стоимости внутри страны. Это также включает выравнивание фискальных стимулов с целями устойчивого развития и экологическими стандартами. Построение проектов вокруг принципов безопасности и устойчивости - не просто регуляторное требование, а репутационная необходимость. Долгосрочная инвестиционная привлекательность Казахстана зависит от его способности восприниматься как ответственный распорядитель как инвестиционного капитала, так и природных ресурсов.

Общие выводы

- **Мировой топливно-энергетический баланс.** Мировая энергетическая система 2024 года определяется не заменой, а приращением: возобновляемые источники быстро расширяются, но ископаемое топливо остается основой для обеспечения энергетических потребностей мира. Такое сосуществование привело к рекордно высоким выбросам и подчёркивает колossalный масштаб задачи, стоящей перед политиками, промышленностью и обществом в целом. Разрыв между развитыми и развивающимися странами, меняющаяся геополитика энергетики и сохраняющееся доминирование угля в ключевых регионах указывают на то, что переход к новой энергетической модели остаётся неравномерным и крайне сложным. Опыт Казахстана отражает эти мировые тенденции: страна балансирует между ролью крупного экспортёра энергии и необходимостью модернизации и декарбонизации своей внутренней энергетической системы.
- **Баланс спроса и предложения нефти и газа.** Долгосрочная перспектива глобального энергетического перехода однозначно указывает на сокращение доли ископаемых видов топлива. Однако в краткосрочной перспективе спрос остаётся волатильным из-за геополитических рисков, торговых споров и даже новыми энергоёмкими технологиями, такими как искусственный интеллект. Казахстану требуется высокая гибкость и способность адаптироваться, чтобы сохранить устойчивые позиции на стремительно меняющемся мировом энергетическом рынке. Этот процесс сопряжён с серьёзными вызовами, поскольку требует реализации масштабных и сложных проектов: повышения эффективности уже работающих мощностей, развития новых производственных и перерабатывающих направлений, а также диверсификации экспортных маршрутов.
- **Рост предложения нефти.** Ожидаемое в ближайшем будущем увеличение добычи сырой нефти создает возможности для укрепления места Казахстана на мировой энергетической карте, но также создает значительные риски. Чтобы воспользоваться этими возможностями и смягчить риски, Казахстан должен уделять приоритетное внимание диверсификации экспортных маршрутов, ускоряя расширение Срединного коридора, чтобы снизить зависимость от маршрутов, контролируемых Россией. Одновременно стратегические инвестиции в МУН и ИИ имеют решающее значение для максимизации выгод от имеющихся запасов углеводородов. Казахстан должен

также вести активный диалог с Саудовской Аравией и другими членами ОПЕК+, чтобы обеспечить управление увеличением добычи таким образом, чтобы это не дестабилизировало мировые цены на нефть, одновременно укрепляя двусторонние связи с Китаем для расширения экспортного потенциала нефти, тщательно управляя geopolитическими рисками. Неспособность предпринять эти шаги сделает Казахстан уязвимым к волатильности цен, geopolитическому давлению и, в итоге, ограничит его способность отстаивать свою позицию в качестве важного игрока на мировом энергетическом рынке. Казахстан должен действовать решительно, чтобы обеспечить свое будущее в нынешней крайне динамичной обстановке.

- **Растущее влияние ИИ на энергетику.** Казахстан обладает потенциалом стать значимым игроком на мировом рынке центров обработки данных, используя свои обширные энергетические ресурсы и стратегическое расположение для привлечения инвестиций и стимулирования экономического роста. Однако для реализации этого потенциала необходимо учитывать ключевые вызовы, связанные с развитием систем накопления энергии, подготовкой кадров, повышением доли локального содержания и балансированием спроса между традиционной и цифровой энергетикой. Прогноз энергетического баланса страны указывает на то, что успешное удовлетворение растущего спроса будет зависеть от своевременного и эффективного ввода новых генерирующих мощностей. Учитывая высокие риски исполнения, присущие проектам по наращиванию мощностей, крайне важно обеспечить жёсткий контроль за их реализацией для сохранения энергетической безопасности страны. Проактивно решая обозначенные задачи и эффективно используя открывающиеся возможности, Казахстан сможет стать одним из энергетических драйверов цифровой эпохи и закрепить свои позиции на глобальной технологической арене.
- **Инвестиционная привлекательность.** Казахстан обладает уникальной возможностью закрепить за собой статус одного из предпочтительных направлений для иностранного капитала в нефтегазовой отрасли. Страна предлагает инвесторам убедительное сочетание преимуществ: успешный опыт реализации крупных проектов, доступ к неосвоенным запасам углеводородов, квалифицированную рабочую силу, улучшающееся государственное управление и стратегически выгодное географическое положение. Текущая geopolитическая обстановка делает Казахстан особенно привлекательным для западных инвесторов, ищащих надежные альтернативы юрисдикциям, находящимся под санкциями. Однако одних возможностей недостаточно - необходимы последовательные реформы. Юридическая определенность, прозрачность и экологическая ответственность должны быть в центре стратегии Казахстана по привлечению инвестиций в энергетику. Устранение проблем прошлого и укрепление институционального доверия будут иметь решающее значение для привлечения следующей волны капитала на реализацию новых крупных проектов. Если Казахстан сможет сохранить курс на реформы, эффективно продвигать свои конкурентные преимущества и устранять уязвимости, энергетический сектор страны может превратиться в мощный двигатель экономического роста, инноваций и стратегического партнерства на десятилетия вперед.
- **Баланс интересов.** Для актуальна необходимость нахождения справедливого баланса между доходностью инвестора и национальными интересами. Казахстан должен обеспечить, чтобы его природные ресурсы приносили ощутимую и долгосрочную пользу населению. Это касается не только налоговых поступлений, но и развития

инфраструктуры, создания рабочих мест и формирования потенциала на будущее. Для достижения такого баланса налоговый режим и режим недропользования должны быть не только конкурентоспособными и предсказуемыми, но и обеспечивать достаточную долю создания добавленной стоимости внутри страны. Это также включает выравнивание фискальных стимулов с целями устойчивого развития и экологическими стандартами. Построение проектов вокруг принципов безопасности и устойчивости - не просто регуляторное требование, а репутационная необходимость. Долгосрочная инвестиционная привлекательность Казахстана зависит от его способности восприниматься как ответственный распорядитель как инвестиционного капитала, так и природных ресурсов.

Ключевым инструментом и продуктом ENERGY Insight & Analytics является программное обеспечение собственной разработки – Аналитическая платформа EXia, предназначенная для идентификации, локализации, формирования и наиболее эффективного представления данных для конкретных случаев использования.

Платформа позволяет анализировать и прогнозировать влияние нефтегазовой отрасли на социально-экономическое развитие Казахстана с учетом технологических трендов и сценариев развития мировой и отечественной экономики.

Раздел 3. НЕФТИНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Нефть во многом определяет экономическую и энергетическую безопасность Казахстана. Огромные инвестиции в мегапроекты уже возвращаются в виде прибыли для акционеров, но новых сопоставимых проектов на горизонте не видно. Что ждёт нефтяную промышленность в ближайшее десятилетие: локальный «пик нефти» и затем постепенный спад или возможен новый инвестиционный цикл в мегапроекты современной формации?

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- В ближайшие десятилетия нефтяная отрасль Казахстана сталкивается с целым рядом структурных вызовов, способных радикально изменить привычную динамику рынка. Крупнейшие проекты, на которых сегодня держится основная часть добычи, постепенно приближаются к пику своих возможностей, и без новых вложений в поддержание и развитие инфраструктуры страна рискует столкнуться с затяжным спадом производства. Одновременно с этим, на зрелых месторождениях уже наблюдается устойчивая тенденция к снижению объемов добычи, что подчеркивает необходимость поиска новых технологических решений и повышения эффективности эксплуатации.
- Ситуация усугубляется недостаточной активностью в сфере геологоразведки: ограниченные инвестиции и отсутствие крупных открытий в последние годы сужают перспективы пополнения ресурсной базы. Это создает дополнительные риски для долгосрочной устойчивости отрасли и требует пересмотра подходов к стимулированию разведочных работ.
- Внутренний рынок испытывает давление: обеспечение отечественных НПЗ сырьем становится все более сложной задачей на фоне ориентированности добычи на экспорт и сокращения доступных для разработки запасов. В перспективе это может привести к необходимости импорта нефти и нефтепродуктов, что поставит под угрозу энергетическую независимость страны.
- Ценовой дисбаланс между экспортом и внутренним рынком из-за более высокой доходности внешних поставок формирует у компаний стимулы отдавать приоритет экспорту, что может негативно сказаться на стабильности внутреннего снабжения и инвестиционной привлекательности переработки.
- Экспортная транспортная инфраструктура, несмотря на усилия по диверсификации, по-прежнему остается чрезмерно сконцентрированной на одном направлении — системе КТК. Зависимость от ограниченного числа маршрутов увеличивает уязвимость отрасли к внешним шокам и политическим рискам.
- Вектор развития нефтеперерабатывающей отрасли требует переосмысления: растущий спрос на светлые нефтепродукты диктует необходимость модернизации НПЗ

и смещения акцента в сторону производства более качественных и востребованных видов топлива. Без этого Казахстан рискует столкнуться с дефицитом ключевых нефтепродуктов и усилением зависимости от импорта.

- Устойчивый рост потребления дизельного топлива и других нефтепродуктов, обусловленный развитием транспорта и логистики, ставит перед страной задачу своевременного расширения и обновления перерабатывающих мощностей. Только так можно будет обеспечить внутренний рынок и сохранить конкурентоспособность казахстанской нефтяной отрасли в условиях меняющейся глобальной конъюнктуры.

Обзор динамики нефтяного баланса и структуры собственности в отрасли

В настоящем разделе приводятся обобщенные сведения об основных изменениях в нефтяном балансе Казахстана в 2023-24 гг., а также прогноз ENERGY Insights & Analytics динамики нефтяного баланса на 2025-50 гг. Здесь также представлен обзор географического распределения основных активов и структуры собственности в нефтяной отрасли.

Несмотря на восстановление казахстанской нефтяной промышленности от негативных последствий COVID-19, некоторые показатели все еще показывали волатильность в 2024 году. Например, в 2024 году показатели экспорта оказались рекордными,

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

Добыча	Изменение (%)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024-23
Добыча	86,2	90,4	90,6	85,7	85,9	84,2	90,0	87,6	-2,7
Экспорт, всего	69,6	70,2	70,0	70,6	65,7	65,2	70,7	71,0	0,5
Экспорт за пределы постсоветского пространства	69,2	69,4	69,8	70,0	65,6	65,0	70,5	70,7	0,4
Экспорт в страны постсоветского пространства	0,4	0,8	0,2	0,5	0,1	0,2	0,2	0,3	38,9
Российская Федерация	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,0	--	--	--
Украина	0,0	0,0	--	--	--	--	--	--	--
Азербайджан	0,1	0,1	--	--	--	0,1	0,1	0,2	58,1
Кыргызстан	0,0	0,0	--	0,0	--	--	--	--	--
Узбекистан	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	-8,1
Беларусь	0,1	0,0	0,0	0,0	--	--	--	--	--
Импорт, всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Из России*	10,1	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,1	10,2	0,7
Из других стран	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Чистый экспорт	69,5	70,2	70,0	70,6	65,7	65,2	70,7	71,0	0,5
Видимое потребление	16,7	20,2	20,6	15,1	20,2	19,0	19,3	16,5	-14,3
Объем переработки на НПЗ	14,9	16,4	17,0	15,8	17,0	17,9	17,6	17,5	-0,8
Павлодарский НХЗ	4,7	5,3	5,3	5,0	5,4	5,5	5,4	5,5	0,4
Шымкентский НПЗ	4,7	4,7	5,4	4,8	5,2	6,2	5,7	5,7	0,1
Атырауский НПЗ	4,7	5,3	5,4	5,0	5,5	5,2	5,4	5,5	1,7
Другие объекты	0,7	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	-24,9
Прочее потребление**	1,8	3,8	3,6	-0,7	3,1	1,1	1,7	-1,0	-157,6

*Официально считается транзитом в Китай или Узбекистан с 2014 г.

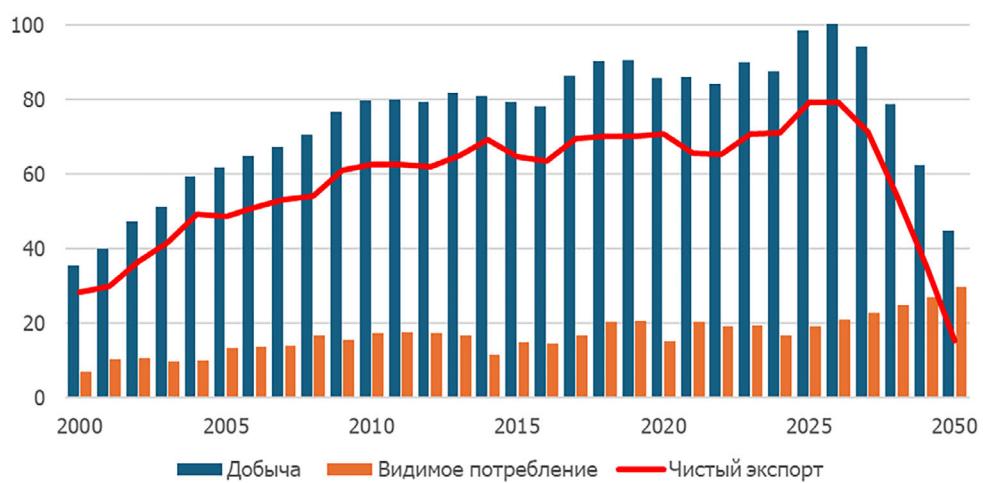
**Балансирующая строка (остаток): включает объем переработки на других (мини) НПЗ, потери на промысле (месторождении) и при транспортировке (в т.ч. при стабилизации конденсата), изменения в запасах, прямое использование сырой нефти и др.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, данные государственной статистики по торговле, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

однако не за счет роста добычи, а за счет падения видимого внутреннего потребления экспорта (см. Таблицу 3.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане»). Добыча нефти³ в стране в 2024 году сократилась на 2,7% до 87,6 млн т (1,75 млн барр. в сутки), экспорт нефти вырос на 0,5% до 71,0 млн т (1,42 млн барр. в сутки), видимое потребление сырой нефти уменьшилось на 14,3% до 16,5 млн т (0,33 млн барр. в сутки), тогда как объем переработки на НПЗ снизился на 0,8% до 17,5 млн т (0,35 млн барр. в сутки).

Судя по основным индикаторам за 2025 год, добыча нефти, ее экспорт и внутренний спрос на нефтепродукты в Казахстане в текущем году вырастут в годовом исчислении – тем самым показав ощутимый рост по сравнению со всеми предыдущими годами – тогда как переработка на НПЗ продолжит демонстрировать несколько вялую динамику. Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics, добыча нефти в Казахстане продолжит расти как в 2026 году, так и в 2027 году, достигнув пиковых значений в диапазоне 100-101 млн т и удержится в нем до 2032 года после чего перейдет в фазу медленного, но неуклонного спада, в результате чего объем добычи жидких углеводородов в стране в 2050 году снизится примерно на 49% по сравнению с 2024 годом. Львиная доля добываемой нефти по-прежнему будет уходить на экспортные рынки, однако в более долгосрочной перспективе объемы чистого экспорта сократятся (параллельно со снижением совокупной нефтедобычи), упав на 80%, тогда как видимый внутреннее потребление нефти повысится на 80%. В результате доля совокупного объема добычи, направляемая на экспортные рынки, снизится с 81,1% в 2024 году примерно до 33,8% в 2050 году (см. Рисунок 3.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз до 2050 г.»).

Рисунок 3.1 Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане: прогноз до 2050 г. (млн т)

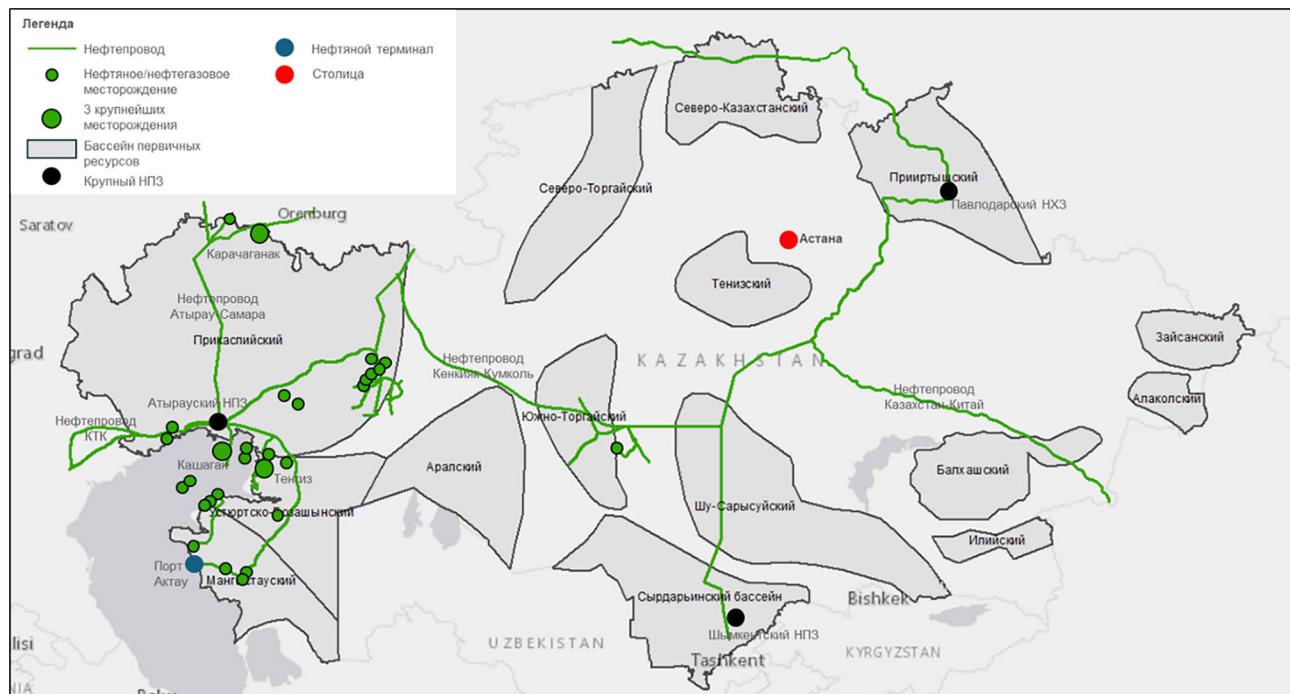


Источник: ENERGY Insights & Analytics, данные государственной статистики по торговле, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

³ Здесь и далее в настоящей Главе термин «нефть» используется в качестве сокращенного обозначения всего объема жидких углеводородов, включая сырую нефть и газовый конденсат. В дополнение к (метрическим) тоннам информация в отношении объемов нефти (добыча, переработка, потребления и экспорта) для справки дается в баррелях в сутках с использованием среднего коэффициента пересчета в баррели 7,3 барреля на тонну и количества календарных дней в соответствующем году.

Около 96% казахстанских запасов нефти/конденсата сосредоточены на западе страны в трех нефтегазоносных бассейнах – Прикаспийском, Мангистауском и Устюртско-Бозашынском. Основной нефтедобывающий регион Казахстана приходится на северо-запад страны: два крупнейших действующих месторождения – Тенгиз и Кашаган – расположены в Атырауской области (точнее, Кашаган находится на шельфе Каспийского моря примерно в 80 км от берега), а третье по величине месторождение – Караганак – в Западно-Казахстанской области вблизи границы с Россией. В 2024 году эта «большая тройка» месторождений в совокупности обеспечила 65,4% от всего объема казахстанской добычи. Менее крупные месторождения на западе и в других регионах страны экспортируют некоторую долю добываемых ими объемов, а также снабжают сырьем казахстанские нефтеперерабатывающие предприятия. В Казахстане имеются три крупных НПЗ и 21 мини-НПЗ, которые расположены в разных частях страны. В 2024 г. 91,4% от совокупного объема переработки нефти в Казахстане пришлось на три основных завода – Атырауский, Павлодарский и Шымкентский – которые расположены соответственно на северо-западе (Атырауская область), северо-востоке (Павлодарская область) и юге (Южно-Казахстанская область) (См. Рисунок 3.2 «Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)»). Корпоративная структура казахстанской нефтяной промышленности существенно отличается в зависимости от сегмента (имеются в виду сегменты разведки и добычи, хранения и транспортировки, а также переработки и сбыта). В том, что касается динамики добычи и экспортных поставок нефти, доминирующие позиции принадлежат консорциумам под руководством МНК [Международных Нефтяных Компаний], ведущим разработку месторождений Тенгиз (ТОО «Тенгизшевройл» [ТШО]), Кашаган («Норт Каспиан Оперейтинг Компани» [НКОК]) и Караганак («Караганак Петролиум Оперейтинг Компани Б.В.» [КПО]).

Рисунок 3.2 Нефтяная промышленность Казахстана (отдельные ключевые элементы)



Источник: по материалам в Аналитической платформе EXia от ENERGY Insights & Analytics

В свою очередь, крупнейшим единичным игроком нефтяной промышленности среди компаний в Казахстане является национальная нефтегазовая компания «КазМунайГаз» [КМГ] – владелец большинства ключевых активов по всей цепочке создания стоимости в данной отрасли. КМГ принадлежат значительные миноритарные доли в каждом из «большой тройки» проектов, но основная часть добываемой компанией нефти приходится на полностью принадлежащие КМГ дочерние структуры, которые ведут добычу главным образом на зрелых месторождениях на суше⁴.

В ведении одной из дочерних структур КМГ – АО «КазТрансОйл» (КТО) – находится значительная часть транспортировки сырой нефти в Казахстане. Помимо этого, КМГ владеет контрольным пакетом акций Павлодарского НХЗ и Атырауского НПЗ, а также долей в размере 49,72% в ПКОП [Шымкентский НПЗ], мажоритарным собственником которого является Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC). По имеющимся оценкам, в 2024 году на долю КМГ пришлось 27% от совокупного объема добычи нефти, 52% от совокупного объема транспортировки нефти (включая как магистральные нефтепроводы, так и морские перевозки) и 81% от совокупного объема переработки нефти в Казахстане (см. Таблицу 3.2 «КМГ: активы и результаты деятельности за 2024 г. в нефтяной отрасли (основные примеры)»).

Таблица 3.2 КМГ: активы и результаты деятельности за 2024 г. в нефтяной отрасли (основные примеры)

Добывающая компания	Добыча		Транспортировка			Переработка		
	Доля участия КМГ, %	Добыча в 2024 г., млн т (доля КМГ)	Актив	Доля участия КМГ, %	Транспортировка в 2024 г., млн т (доля КМГ)	НПЗ	Доля участия КМГ, %	переработки в 2024 г., млн т (доля КМГ)
			Нефтепровод	Морской флот	Каспийское море			
Производственные активы						Основные НПЗ		
Озенмунайгаз	100	5,1	КТО	90	44,9	Атырауский НПЗ	100	5,5
Эмбамунайгаз	100	2,8	ККТ	50	9,4	Павлодарский НХЗ	100	5,5
Мангистаумунайгаз	50	3,1	МунайТас	51	3,0	ПКОП	49,72	2,9
Каэгермунай	50	0,5	КТК	21	13,1	Мини-НПЗ		
Каражанбасмунай	50	1,1	Морской флот			Caspi Bitum	50	0,3
ПетроКазахстан	33	0,5	Казмортрансфлот	100				
Казахойл Актобе	50	0,2			2,1			
Казахтуркмунай	100	0,4						
Урихтау Оперейтинг	100	0,08						
Дунга	60	0,4						
Урал Ойл энд Газ	50	0,11						
Мега-проекты								
Тенгизшевройл	20	5,6						
КМГ Кашаган	17	2,9						
КМГ Карагачанак	10	1,1						

Сокращения: КТО = КазТрансОйл, ККТ = Казахстанско-Китайский Трубопровод, КТК = Каспийский Трубопроводный Консорциум, ПКОП = ПетроКазахстан Ойл Продактс (Шымкентский НПЗ).

Указан консолидированный объем транспортировки нефти (т.е. включающий объемы каждой отдельной трубопроводной компании). Транспортировка части объемов нефти может осуществляться двумя или тремя трубопроводными компаниями, и эти объемы соответственно учитываются более одного раза.

К другим ключевым активам КМГ, деятельность на которых ведется за пределами Казахстана, относятся Батумский нефтяной терминал в Грузии (доля участия 100%), НПЗ Petromidia и Vega в Румынии (контрольные пакеты акций), а также флот Казмортрансфлота в Чёрном море.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, НК КазМунайГаз.

⁴ Подробный анализ деятельности КМГ в статье ENERGY Insights & Analytics «[КазМунайГаз и сравнимые \(национальные\) компании: масштаб и результаты деятельности](#)»

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

Динамика ресурсной базы (запасов)

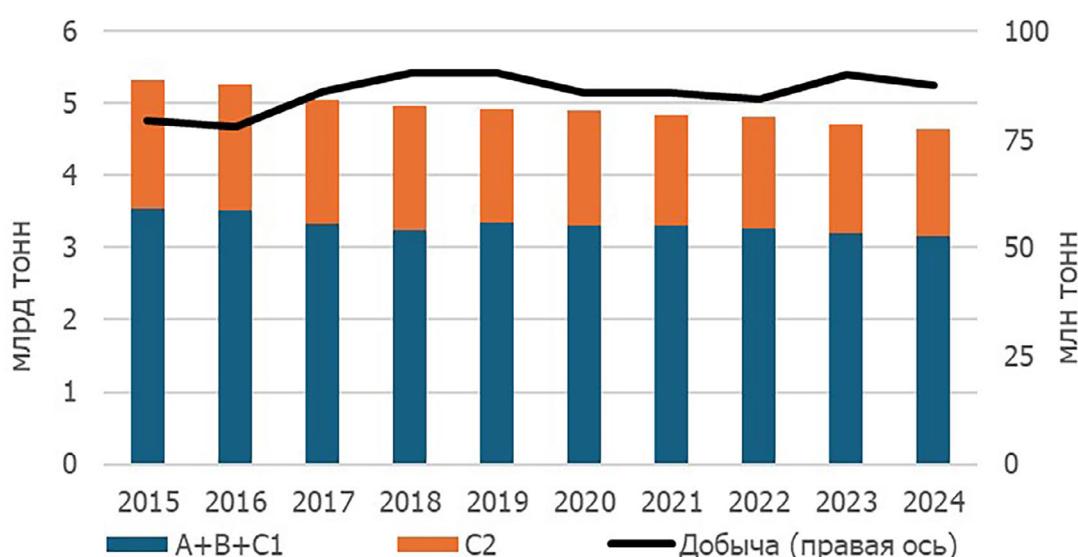
Казахстан располагает богатыми ресурсами нефти, включая несколько крупных открытых месторождений и перспективы обнаружения значительных запасов в будущем – особенно на каспийском шельфе страны. По состоянию на 1 января 2025 года официально заявленный объем извлекаемых запасов нефти и конденсата в Казахстане по категории A+B+C1 (которая считается примерно соответствующей категории доказанных и вероятных запасов согласно международной классификации) составлял около 3,26 млрд т (см. Таблицу 3.3 «Запасы нефти и конденсата в Казахстане по категориям А, В, С1 и С2 по состоянию на 01 января 2025 г. (млн т)»). Это на 1,4% меньше по сравнению с объемом запасов по категории A+B+C1, зарегистрированным в начале 2024 г. (см. Рисунок 3.3 «Динамика запасов и добычи нефти и конденсата в Казахстане по категориям А, В, С1 и С2»).

Таблица 3.3 Запасы нефти и конденсата в Казахстане по категориям А, В, С1 и С2 по состоянию на 01 января 2025 г. (млн т)

	A+B+C1	C2	A+B+C1+C2
Извлекаемые запасы			
Сырая нефть	2 850	1 412	4 263
Конденсат	299	91	391
Всего	3 150	1 503	4 653

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Национальная Геологическая служба.

Рисунок 3.3 Динамика извлекаемых запасов и добычи нефти и конденсата в Казахстане по категориям А, В, С1 и С2)



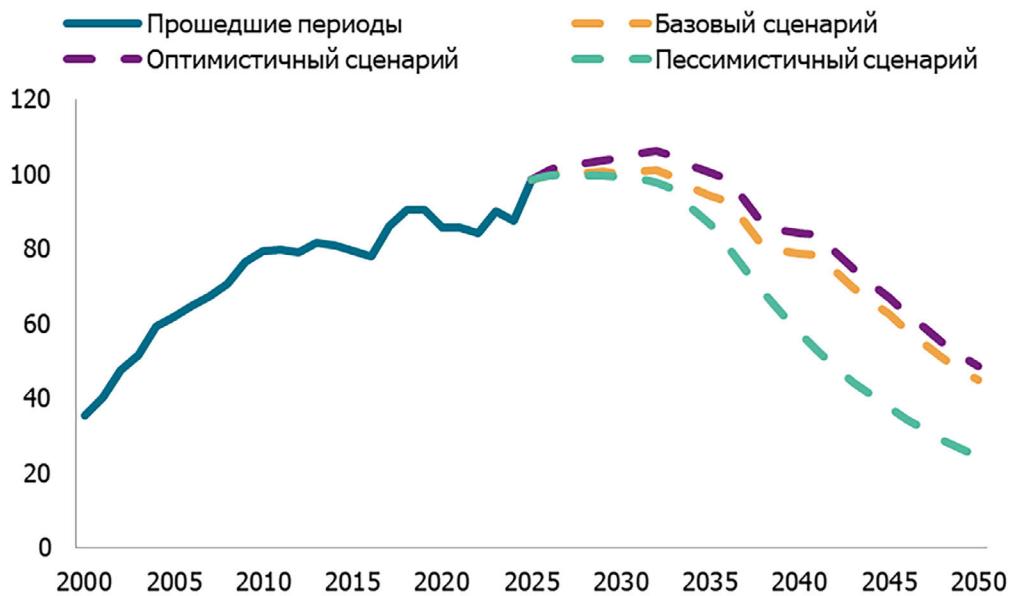
Источник: ENERGY Insights & Analytics, Национальная Геологическая служба.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Национальная Геологическая служба.

Текущие тенденции и прогноз добычи

Объем добычи нефти в Казахстане в 2022 году составил 84,2 млн т (1,68 млн барр. в сутки), в 2023 году – 90,0 млн т (1,80 млн барр. в сутки), а в 2024 году – 87,6 млн т (1,75 млн барр. в сутки). В соответствии с нашим базовым сценарием, в 2025 году добыча в стране возвращается на траекторию роста в годовом исчислении 98,4 млн. т (1,97 млн барр. в сутки), в основном, благодаря существенному увеличению добычи на месторождении Тенгиз. Ожидается, что добыча нефти в Казахстане достигнет отметку в 101 млн т (2,02 млн барр. в сутки) уже в 2027 году, после чего пробудет в районе диапазона 100-101 млн т до 2032 года, и после будет снижаться – до 44,9 млн т (0,90 млн барр. в сутки) в 2050 году. В соответствии с нашим альтернативным (оптимистичным) сценарием объем добычи в стране достигнет максимума на отметке 106,0 млн т (2,12 млн барр. в сутки) в 2032 году, а затем снизится до 48,7 млн т (0,97 млн барр. в сутки) в 2050 году; тогда как при пессимистичном сценарии максимум составит всего 100,2 млн т (2,0 млн барр. в сутки) в 2027 году, а спад произойдет до 24,5 млн т (0,49 млн барр. в сутки) в 2050 году (см. Рисунок 3.4 «Прогноз добычи нефти в Казахстане при разных сценариях»). Основные предположения оптимистичного сценария включают относительно активную разработку месторождений менее крупными производителями, в совокупности располагающими на данный момент значительной ресурсной базой запасов и существенным добывающим потенциалом, которые могут дополнительно увеличиваться, благодаря «новой» добыче за счет деятельности новых производителей и открытия новых месторождений. Основное различие между пессимистичным и базовым сценариями заключается в отсутствии реализации программы расширения в рамках второй фазы проекта Кашаган.

Рисунок 3.4 Прогноз добычи нефти в Казахстане при разных сценариях (млн т)

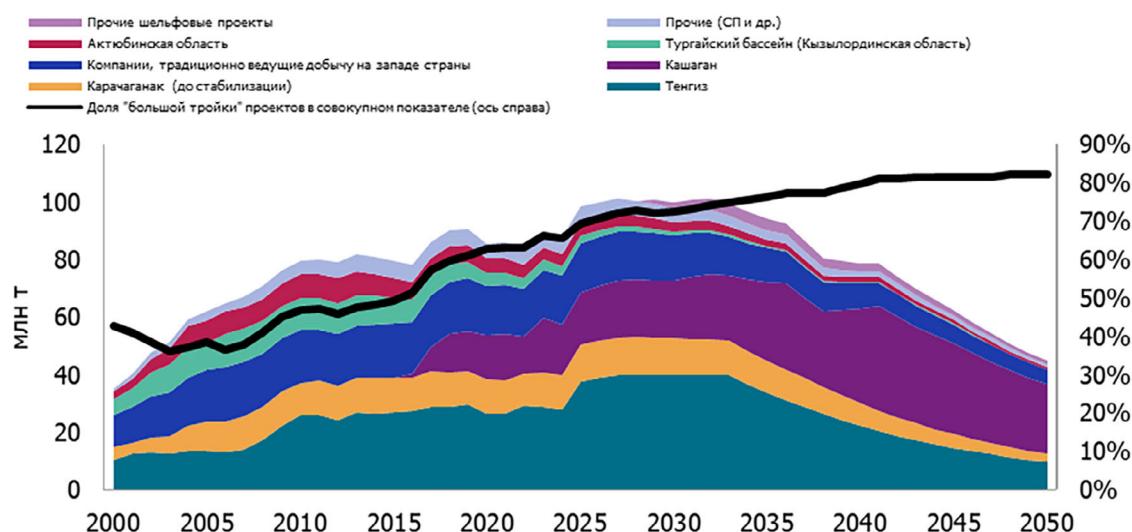


Источник: ENERGY Insights & Analytics.

Основными драйверами динамики добычи в стране, особенно в краткосрочной и среднесрочной перспективах, остаются три мегапроекта. Согласно базовому сценарию, доля «большой тройки» проектов в казахстанской нефтедобыче вырастет с 65,4%

в 2024 году до максимального уровня на отметке 82,1% в 2050 году – в основном за счет расширения ТШО и НКОК и частичной стабилизации добычи КПО (см. Рисунок 3.5 «Перспективы добычи нефти в Казахстане по крупным проектам/регионам в период до 2050 г. согласно базовому сценарию»). Ожидается, что доля «большой тройки» будет уверенно увеличиваться в том числе за счет снижения добычи зрелых месторождений⁵. Свой вклад в нефтедобывающую деятельность в Казахстане – хотя и менее существенный – продолжит вносить целый ряд менее крупных проектов. При этом ENERGY Insights & Analytics также предполагает относительно медленный спад добычи на более старых действующих месторождениях (особенно на западе Казахстана) за счет растущего применения новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи (интенсификации добычи), которые могут значительно повысить общий показатель коэффициента извлечения нефти по стране в целом.

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



Источник: ENERGY Insights & Analytics.

ENERGY Insights & Analytics прогнозирует, что членство Казахстана в альянсе ОПЕК+ (см. Рисунок 3.6 «Добыча нефти (сырая нефть + конденсат) по месяцам и добыча сырой нефти в процентах от квоты ОПЕК+ в Казахстане») вряд ли станет значимым сдерживающим фактором по следующим причинам⁶. Во-первых, поступления в государственный бюджет страны в значительной степени зависят от объемов добычи и экспорта нефти. Во-вторых, доля КМГ в крупнейших нефтедобывающих компаниях Казахстана не является контрольной, что ограничивает возможности влияния на операционную деятельность таких предприятий, как ТШО (доля КМГ 20%) и НКОК (доля КМГ 16,877%). Например, объем инвестиций в проект будущего расширения ТШО составил порядка 49 млрд долларов США, что делает сценарий сокращения добычи на этом предприятии

⁵ Риски существенного снижения добычи зрелых месторождений были детально рассмотрены ENERGY Insights & Analytics в статье [«Зрелые нефтяные месторождения Казахстана»](#).

⁶ Обзор группы ОПЕК+ и роль Казахстана в группе изложены в совместной статье Rystad Energy и ENERGY Insights & Analytics [«Соблюдать или не соблюдать – дилемма Казахстана»](#)

крайне маловероятным. В-третьих, сама группа ОПЕК+ в ответ на геополитические вызовы рассматривает сворачивание ограничений на добычу, которые ранее должны были действовать и в 2026 году.

Рисунок 3.6 Добыча нефти (сырая нефть + конденсат) по месяцам и добыча сырой нефти в процентах от квоты ОПЕК+ в Казахстане



Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

В следующих разделах представлен обобщенный обзор ключевых текущих тенденций для основных источников добычи нефти в Казахстане, а также прогноз в отношении их перспектив.

Консорциум по проекту Тенгиз (ТШО)

Проект разработки месторождения Тенгиз⁷ остается крупнейшим нефтедобывающим проектом Казахстана с точки зрения объемов – в 2024 году на его долю пришлось 31,7% от совокупного объема добычи нефти в стране. Максимальный годовой показатель добычи в рамках проекта Тенгиз до 2024 года, 29,8 млн т (0,65 млн барр. в сутки), был зарегистрирован в 2019 году. В 2020 году добыча сократилась до 26,5 млн т (0,58 млн барр. в сутки) в результате влияния пандемии COVID-19 на мировой спрос. Затем, в 2021 году, произошло частичное восстановление добычи, за которым последовал более значительный рост в 2022 году – до 29,2 млн т (0,64 млн барр. в сутки). В 2023 году произошло незначительное снижение добычи по проекту ТШО до 28,9 млн т (0,63 млн барр. в сутки). По мере финализации Проекта будущего расширения (ПБР) в 2024 году, произошло дальнейшее снижение добычи до 27,8 млн т (0,61 млн барр. в сутки). Однако, в результате введение дополнительных мощностей в рамках ПБР, в 2025 году ожидается увеличение добычи в рамках проекта ТШО до 37,7 млн т (0,83 млн. барр. в сутки). Предполагается, что реализация ПБР позволит увеличить совокупный добывающий потенциал месторождения на 12 млн т в год (0,26 млн барр. в сутки) по сравнению с уровнем добычи в 2024 году.

⁷ Детальный анализ значимости месторождения Тенгиз для экономики Казахстана рассмотрены Energy Insights & Analytics в статье [«Эффект Тенгиза – 2033 год и далее»](#).

После быстрого наращивания добычи за счет новых мощностей до очередной максимальной отметки – 40,0 млн т (0,87 млн барр. в сутки) в 2027 году – Тенгиз перейдет на траекторию стагнации и последующего спада, в результате которого, согласно базовому сценарию, добыча на месторождении в 2050 году будет составлять 9,7 млн т (0,21 млн барр. в сутки).

ENERGY Insights & Analytics полагает, что за стабилизацией добычи в рамках проекта Тенгиз на максимальном уровне последует ее длительный и существенный спад, если участники проекта не инвестируют дополнительные средства в торможение данного процесса. При этом одним из принципиально значимых факторов станет решение Правительства Казахстана по поводу реализации проекта после 2033 года, когда истечет срок действия текущего контракта с консорциумом.

Консорциум по проекту Караганак (КПО)

Годовой валовой объем добычи жидкых углеводородов в рамках проекта Караганак с 2007 года остается практически неизменным, варьируясь в диапазоне от 11,3 млн т до 12,2 млн т (0,24-0,27 млн барр. в сутки): в 2021 году он составил 11,5 млн т (0,25 млн барр. в сутки), после чего в 2022 году снизился до 11,3 млн т (0,24 млн барр. в сутки), однако затем два года подряд показал рост, вначале до 12,1 млн т (0,260 млн барр. в сутки) в 2023 году и 12,2 млн т (0,262 млн барр. в сутки) в 2024 году. При добыче жидких углеводородов на месторождении Караганак получают в основном газовый конденсат, поэтому ограничения в рамках договоренности ОПЕК+ не распространяются на его работу.

Важным событием стало заключение мирового соглашения между КПО и ТОО «КазРосГаз» по урегулированию арбитражного спора, что позволило сохранить долгосрочный контракт на поставку товарного газа и предотвратить рост расходов Казахстана на сумму порядка 5,5 млрд долларов США. Согласно условиям соглашения, объем поставок газа для собственных нужд КПО будет ежегодно увеличиваться, достигнув 300 млн кубометров к 2028 году. Это решение способствует стабильности добычи жидких углеводородов, бесперебойным поставкам газа на внутренний рынок и укреплению партнерства между Казахстаном и международными участниками консорциума.

Развитие проекта реализуется в рамках исполнения Проекта расширения Караганака [ПРК], который включает в себя два этапа: ПРК-1А и ПРК-1Б. Следует отметить, что на месторождении Караганак по мере извлечения углеводородов и падения пластового давления увеличивается газовый фактор, то есть содержание газа в добываемых жидких углеводородах будет расти. Оба этапа направлены на увеличение мощностей по подготовке и закачке сырого газа обратно в пласт, что позволит поддержать полку добычи на месторождении Караганак на достигнутом уровне.

Этап ПРК-1А, включая строительство пятого компрессора обратной закачки газа, был успешно завершен и торжественно запущен в сентябре 2024 года. Этот этап, начатый в 2020 году, реализован несмотря на сложности из-за пандемии COVID-19 и геополитической нестабильности, и был завершен в рамках запланированного графика. Завершение ПРК-1А является важным шагом для поддержания уровня добычи нефти, эффективным управлением газовым фактором и увеличения прибыли для всех участников Консорциума.

ПРК-1Б, санкционированный в 2022 году, является второй фазой ПРК и включает в себя строительство шестого компрессора для обратной закачки сырого газа. Этот проект находится на стадии строительных работ и так же, как и ПРК-1А, направлен на поддержание уровня добычи жидких углеводородов на месторождении Караганак.

Завершение проекта ПРК-1Б открывает перспективы дальнейшего развития месторождения Караганак за счет увеличения его газового фактора. Текущая ограниченность казахстанских перерабатывающих мощностей для газа с Караганака, а также периодические ограничения на прием газа на Оренбургский ГПЗ, мешает увеличению объемов добычи и реализации газа, что делает строительство нового газоперерабатывающего завода [ГПЗ] стратегически важным шагом.

Однако сохраняется неопределенность относительно реализации проекта строительства ГПЗ на Караганаке. Несмотря на готовность проектных решений, акционеры консорциума продолжают обсуждение возможных экономических моделей и механизмов реализации, включая альтернативные варианты с участием национальных компаний. Власти Казахстана инициировали переговоры о передаче контроля над проектом ГПЗ в пользу КМГ, однако окончательное решение по данному вопросу пока не принято.

Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics, валовая добыча на месторождении Караганак будет находиться на плато до 2035 года, а затем выйдет на траекторию долгосрочного спада и будет постепенно снижаться, составив 2,8 млн т (0,06 млн барр. в сутки) в 2050 г. Переговоры между Казахстаном и инвесторами относительно условий новой концессии, которая вступит в силу после 2037 года, являются важной стратегической темой для Казахстана с существенными экономическими последствиями на следующие десятилетия⁸.

Консорциум по проекту Кашаган (НКОК)

В 2024 году добыча на Кашагане снизилась на 7,2% до 17,4 млн т (0,38 млн барр. в сутки). Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics, добыча на Кашагане в 2025 году составит 18,0 млн т (0,39 млн барр. в сутки). Текущая программа консорциума по реализации 2-й фазы расширения состоит из двух отдельных проектов: фазы 2A, предполагающей увеличение добычи нефти до 500 тыс. барр. в сутки, и фазы 2B, которая позволит еще более существенно нарастить добычу – в целом до уровня около 700 тыс. барр. в сутки.

В начале июля 2025 года компания НКОК достигла важной вехи. С момента запуска месторождения Кашаган в 2016 году совокупный объем добычи нефти превысил один миллиард баррелей. Это событие совпало с 25-летием открытия месторождения и стало значимым этапом в истории проекта, отражая вклад всех участников консорциума, правительства и партнеров.

В настоящее время консорциум реализует программу по увеличению производительности, предусматривающую поэтапное расширение добычи. В частности, представлен проект по наращиванию добычи с 370 до 450 тыс. барр. в сутки, который планируется реализовать в 2025–2026 годах за счет оптимизации и модернизации технологических объектов морского комплекса, увеличения объемов обратной закачки сырого газа,

⁸ Влияние месторождения Караганак на экономику Казахстана рассмотрено подробно в статье Energy Insights & Analytics [«Караганак – от хорошего к великому»](#).

а также строительства новых газоперерабатывающих объектов. Важно подчеркнуть, что дальнейшее устойчивое увеличение добычи нефти на Кашагане напрямую зависит от реализации проектов по строительству двух ГПЗ мощностью 1 и 2,5 млрд кубометров соответственно. Эти проекты являются критически важными для эффективного освоения месторождения и обеспечения роста добычи в долгосрочной перспективе.

В 2025 году также началось строительство ГПЗ по фракционированию сжиженного углеводородного газа (СУГ) с месторождения Кашаган, что должно способствовать дальнейшему развитию инфраструктуры и увеличению добавленной стоимости продукции.

Кашаган является вторым по величине производителем нефти в Казахстане с самыми большими запасами, что делает его жизненно важным активом для экономики нашей страны⁹. Несмотря на все положительные моменты, важно отметить, что между Правительством Казахстана и Консорциумом существуют крупные арбитражные разбирательства. У Правительства есть претензии к международным компаниям, участвующим в разработке месторождения, на общую сумму более 160 миллиардов долларов США. Эти претензии включают в себя оспариваемые возмещаемые затраты в размере 15 миллиардов долларов США и дополнительные 138 миллиардов долларов США за упущенную выгоду из-за невыполнения плановых показателей по добыче нефти. Министерство энергетики заявило, что детали этих арбитражных споров являются конфиденциальными. Кроме того, Министерство экологии и природных ресурсов добивается выплаты штрафов в размере 5,1 миллиарда долларов США за экологические нарушения.

Будущая траектория добычи на месторождении Кашаган в наших сценариях существенно различается в зависимости от того, как будет складываться реализация 2-й фазы проекта, что в свою очередь зависит от исхода арбитражных разбирательств. Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что постепенное расширение добычи будет продвигаться в целом в соответствии с планом, в результате чего в 2041 году добыча на месторождении выйдет на максимальный уровень на отметке 36,1 млн т в год (0,79 млн барр. в сутки), а в 2050 году предположительно составит 24,3 млн т (0,53 млн барр. в сутки). При пессимистичном сценарии 2-я и 3-я фазы расширения так и не получат одобрения, и добыча увеличится к 2031 году до уровня всего около 19,3 млн т (0,42 млн барр. в сутки), продержится на данном плато до 2035 года, а затем будет снижаться вплоть до 3,9 млн т (0,09 млн барр. в сутки) в 2050 году.

Обзор динамики и прогноз по другим существующим источникам добычи

Компании, традиционно ведущие добычу на западе Казахстана. В эту категорию источников добычи входят объемы пяти нефтедобывающих предприятий, являющихся наследниками советской эпохи, включая полностью принадлежащие КМГ дочерние компании АО «Озенмунайгаз» и АО «Эмбамунайгаз». На протяжении оставшейся части прогнозного периода на этой зрелой группе активов продолжится начавшееся в 2006-07 гг. общее снижение объемов добычи (которое, однако, будет медленным). Хотя в 2024 году данная группа активов показала рост добычи до рекордных за пять лет 17,3 млн т (0,34 млн барр. в сутки) – базовый сценарий предполагает, что с 2025 году

⁹ Влияние месторождения Кашаган на экономику Казахстана рассмотрено подробно в статье Energy Insights & Analytics [«Месторождение Кашаган – Условия и Планы на будущее»](#).

совокупный объем добычи на данной группе объектов снова начнет постепенно снижаться и в 2050 году составит 5,0 млн т (0,1 млн барр. в сутки). Несмотря на прогнозируемый спад добычи, зрелые нефтяные месторождения Казахстана остаются важнейшим активом для обеспечения энергетической безопасности и экономической стабильности страны. Эти месторождения содержат значительные запасы, необходимые для удовлетворения внутренних потребностей в энергии и поддержки местных экономик. Однако для полного раскрытия их потенциала необходимо преодолеть серьезные препятствия, включая фискальные ограничения, регуляторную неопределенность и проблемы, связанные с ценообразованием и обязательствами по поставкам на внутренний рынок.

Актюбинская область. Начиная с 2013 года, добыча в области в целом снижалась и в 2024 году составила 4,1 млн т (0,08 млн барр. в сутки); ожидается дальнейшее сокращение добычи по сравнению с текущими показателями, в результате чего в 2050 году она составит 900 тыс. т (0,02 млн барр. в сутки).

Тургайский бассейн (Кызылординская область). Добыча в данном регионе с 2007 года медленно падала до уровня 3,0 млн т (0,05 млн барр. в сутки) в 2024 году; прогнозируется полное прекращение добычи к 2048 году.

Прочие (СП и др.). Сырая нефть, добываемая на объектах данной категории, включает все объемы добычи нефти на суще всеми другими производителями. Сюда входят проекты, реализуемые в основном небольшими совместными предприятиями и другими международными независимыми компаниями. В 2024 году к данной категории относилось более 50 добывающих предприятий. Такие проекты расположены преимущественно на западе Казахстана (в основном в Атырауской и Мангистауской областях, но один из них находится в Западно-Казахстанской области и еще один – в Восточно-Казахстанской области), и объем их добычи в последние пять лет варьировался в диапазоне около 5,3–6,0 млн т (0,11–0,12 млн барр. в сутки). Хотя добыча на данной категории активов в 2020–24 гг. преимущественно росла, в результате чего в 2024 году она составила 6,0 млн т (0,12 млн барр. в сутки), в дальнейшем ожидается постепенное снижение добычи. Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что объем добычи этих производителей в долгосрочной будущности будет ежегодно снижаться, с прогнозным объемом добычи в 2050 году на уровне 1,0 млн т (0,02 млн барр. в сутки).

Разработка шельфовых (морских) месторождений помимо Кашагана

В течение рассматриваемого периода можно ожидать появления новых морских проектов по добыче нефти помимо Кашагана, чему способствуют недавние изменения в регулировании отрасли. В частности, отмена экспортных пошлин на нефть с новых шельфовых месторождений и внедрение в 2023 году обновленной законодательной и налоговой базы для сложных проектов с использованием Улучшенного модельного контракта (УМК) создают более благоприятные условия для инвесторов. Тем не менее, несмотря на эти шаги, сохраняется ряд существенных фискальных и иных негеологических рисков, которые продолжают сдерживать интерес зарубежных компаний к освоению новых морских активов. Перспективы добычи на таких объектах будут определяться как геологическими особенностями, так и инвестиционным климатом, а возможные сценарии развития остаются весьма разнообразными. В прогнозе ENERGY Insights & Analytics допускается определенный прогресс в разведке, однако открытие месторождений, сопоставимых по масштабам с Кашаганом, маловероятно.

В соответствии с базовым сценарием, добыча на данной категории объектов начнется с 2029 года, а среди ее ключевых источников будет пересмотренный проект Каламкас-море/Хазар, который в настоящее время продвигается по пути к реализации в рамках совместного предприятия КМГ и ЛУКОЙЛ на условиях УМК. Месторождения Каламкас-море расположено в центральной части северо-восточного сектора казахстанского сектора Каспийского моря, в 64 км от берега. Запасы нефти там оцениваются в 81 млн т, запасы газа – в 22 млрд кубометров, а инвестиции составят порядка 6,4 миллиарда долларов США. Ожидается, что окончательное инвестиционное решение (FID) по проекту Каламкас-море/Хазар будет принято до конца 2025 года.

В целом ожидается, что дальнейшая разведка и добыча на казахстанском шельфе будет идти довольно медленно. Об этом, в частности, свидетельствует ситуация с другим СП между КМГ и ЛУКОЙлом – на структуре Женис – бурение первой разведочной скважины, в рамках которого в 2023 году не увенчалось успехом; впоследствии партнеры объявили, что закрывают проект и возвращают лицензионный участок государству. Соответственно, базовый сценарий предполагает ограниченный совокупный рост добычи на морских объектах помимо Кашагана: в 2050 году она составит лишь 1,2 млн т (0,02 млн барр. в сутки) с пиком в добычи в 2032-36 годах на уровне 4,0 млн т (0,08 млн барр. в сутки).

РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В СФЕРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ

Улучшенный модельный контракт (УМК)

В начале 2023 года в законодательство Республики Казахстан были внесены изменения, связанные с внедрением Улучшенного модельного контракта (УМК) — нового инструмента регулирования недропользования. Основная цель УМК — повысить конкурентоспособность отрасли и создать условия для привлечения инвестиций в геологоразведку и освоение сложных месторождений, включая морские и газовые проекты, а также сложные объекты на суше. Механизм предусматривает ряд стимулов, отражающих понимание государством специфики разработки таких активов: гарантии стабильности фискальных и регуляторных условий, сниженные ставки альтернативного налога на недропользование [АНН] для морских проектов (см. Рисунок 3.7 «Ставки АНН для сложных морских проектов в сравнении с другими проектами»), специальные нормы амортизации затрат, понесённых до начала добычи, возможность защиты прав в международном арбитраже и более гибкие требования по поставкам нефти на внутренний рынок.

Рисунок 3.7 Ставки АНН для сложных морских проектов в сравнении с другими проектами



Источник: ENERGY Insights & Analytics, Налоговый кодекс РК (Статья 768).

Однако эффективность и привлекательность УМК для инвесторов ещё предстоит доказать. Несмотря на наличие определённых преференций, сохраняются проблемы, характерные для прежних контрактов: недостаточная прозрачность и ясность формулировок (например, по требованиям к местному содержанию), нестабильность налоговых и экологических условий, обременительные требования к локализации рабочей силы, оборудования и услуг, а также высокие административные барьеры и обязательства по социальным расходам и подписным бонусам. В условиях инфляционного давления и geopolитической неопределенности эти факторы могут сдерживать приток новых инвестиций в разведку и добычу.

Международный опыт показывает, что качество регулирования напрямую влияет на инвестиционную привлекательность нефтегазовой отрасли. Например, либерализация рынка и прозрачная нормативно-правовая база в Бразилии позволили привлечь крупнейшие международные компании и обеспечить рост добычи, тогда как непоследовательная политика и доминирование национальных компаний в Мексике привели к снижению интереса иностранных инвесторов. В Норвегии стабильная и предсказуемая фискальная система, а также возможность зачёта расходов на геологоразведку способствуют постоянному притоку инвестиций и развитию новых проектов.

Для Казахстана важно ориентироваться на лучшие международные практики и проводить бенчмаркинг своих механизмов регулирования с учётом специфики национальной отрасли. Эффективная регуляторная среда способна обеспечить устойчивый рост, поддерживать инвестиционную активность и способствовать долгосрочному развитию сектора¹⁰.

Электронные аукционы

Начиная с 2020 года в Казахстане проводятся электронные (онлайн) аукционы на предоставление прав недропользования для осуществления разведки и добычи – после внесения изменений и дополнений в Кодекс «О недрах и недропользовании», разрешающих эту процедуру – на которые выставляются участки в основных нефтегазоносных бассейнах страны. Основные общие результаты электронных аукционов, состоявшихся на сегодняшний день предоставлены в Таблице 3.4 «Сравнение электронных аукционов Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи в 2020-25 гг. (ключевые показатели)»

Таблица 3.4 Сравнение электронных аукционов Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи в 2020-25 гг. (ключевые показатели)

Показатель	Дек. 2020	Апр. 2021	Нояб. 2021	Июль 2022	Дек. 2022	Июль 2023	Окт. 2023	Дек. 2023	Май 2024	Нояб. 2024	Май 2025	Суммарные и средние значения (все аукционы)
Количество завершенных аукционов*	5	8	14	13	20	9	5	6	8	6	4	98
Количество контрактов по бассейну												
Прикаспийский	5	7	6	4	14	7	4	3	5	5	4	60
Тургайский		1	4									5
Северо-Устюртский		1	1	2								4
Манышлакский		1	2	2	2	1	2	3				13
Сырдарынский		1										1
Западно-Сибирский		1										1
Устюрт-Бузашинский			2	1							1	4
Южно-Тургайский			4				1			1		6
Волго-Уральский					1							1
Шу-Сарысуйский										2		2
Илийский											1	1
Средняя контрактная площадь лицензионного участка, км ²	3 014	280	906	756	992	482	288	538	1 210	1 523	2 829	1 165
Примерные суммы контрактов**												
Средняя сумма финальных контрактов (по объявленным результатам аукционов), млн долл.	6	4	11	3	3	5	49	3	7	6	11	10
Общая сумма финальных контрактов (по объявленным результатам аукционов), млн долл.	28	19	146	27	60	24	196	11	39	38	43	630

* Аукционы, которые были проведены в соответствии с планом и результаты которых не были впоследствии отменены из-за неуплаты участником предусмотренного бонуса в установленный срок или по иным причинам.

** Заявленные суммы по контрактам без отговорок о возможном изменении общей суммы с учетом работ по проекту, произвести расчёт по которым на момент проведения аукциона не представляется возможным; один контракт (в рамках аукциона, состоявшегося в апреле 2021 года) включал такую отговорку.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК.

¹⁰ Подробнее о влиянии госрегулирования отрасли на инвестиционную привлекательность в совместной статье Rystad Energy и ENERGY Insights & Analytics «Регулирование в нефтегазовой отрасли – Казахстан и опыт других стран»

На данный момент через аукцион в электронном формате реализовано около 98 месторождений / участков недр, однако количество отмен – в основном из-за недостаточного количества участников – было еще больше. Например, из 56 месторождений углеводородов, первоначально предложенных Министерством энергетики перед июльским аукционом 2023 года, инвесторы в итоге подали заявления только на 9.

61% участков недр / месторождений, на которые были предоставлены права недропользования, расположены в Прикаспийском бассейне. На данный момент на Прикаспийский бассейн приходится 60 объектов, по которым были получены такие права; следующие позиции по данному показателю на сегодняшний день занимают Манышлакский бассейн (13), Южно-Тургайский бассейн (6) и Тургайский бассейн (5).

Средняя площадь участков недр / месторождений, которые выставлялись на аукцион, составляет около 1 165 км². На текущий момент самым крупным по площади среди объектов, на которые были предоставлены права недропользования, является участок «Устюртский 2» в Устюрт-Бузашинском бассейне (выставленный на аукцион в мае 2025 года) – его территория составляет почти 5,5 тыс. км², а самым небольшим – месторождение Алашказган в Прикаспийском бассейне (выставленное на аукцион в ноябре 2021 года) площадью всего 0,31 км² (на территории Актюбинской области).

Совокупная стоимость объектов, на которые были предоставлены права по результатам аукционов, составляет 630 млн долларов США (здесь учитываются случаи, когда сумма контрактов раскрывалась), а средняя сумма контракта составляет 10 млн долларов США. Самый крупный по сумме контракт, по имеющимся на данный момент сведениям, был заключен на участок Сайгак в Прикаспийском бассейне (Атырауская область) на сумму около 180 млн долларов США, права на который получило ТОО «Сарайшык Петролеум» в ноябре 2021 года.

Результаты крайнего электронного аукциона представлены в Таблице 3.5 «Результаты электронного аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи от 28 мая 2025 г.». Его результаты в целом соответствуют накопленной статистике электронных аукционов: из 11 объектов только по 4 (36%) было предоставлено право недропользования, все 4 объекта находятся в Прикаспийском бассейне, средняя оценочная стоимость объектов 10,6 млн долларов США, с средней площадью объектов 2 829 км².

Таблица 3.5 Результаты электронного аукциона Министерства энергетики Республики Казахстан по участкам недр для разведки и добычи от 28 мая 2025 г.

№ Наименование участка недр (месторождения)	Бассейн	Область	Площадь, км ²	Финальный подписной бонус, долл.	Отличие от стартового подписного бонуса, %	Требования по объемам и видам работ	Оценочная стоимость, долл.	Победитель
1 Участок Сарысу	Шу-Сарысуйский	Кызылординская, Туркестанская	1 998	157 091	145%	1) Бурение – 2 скважины 2) Сейсморазведка 2 Д – 700 пог.км	9 500 000 ТОО «EARTH OIL & GAS»;	
2 Участок Кокой	Шу-Сарысуйский	Жамбылская	1 302	233 672	311%	1) Бурение – 1 скважина 2) Сейсморазведка 2 Д – 500 пог.км.	6 000 000 ТОО «Taraz Petroleum»	
3 Устюртский участок 2	Устюрт- Бузашинский	Мангистауская	5 457	294 545	885%	1) Бурение – 3 скважины 2) Сейсморазведка 2 Д – 1500 пог.км.	15 000 000 ЧК Kazakhstan Dinghua Energy Co., Ltd.	
4 Участок Жаркент	Илийский	Жетысуская, Алматинская	2 560	1 588 580	377%	1) Бурение – 2 скважины 2) Сейсморазведка 2 Д – 1500 пог.км.	12 000 000 ТОО «Almaty Oil Ventures»	

Первоначально Министерство энергетики выставило 11 объектов, но аукционы по 7 объектам были отменены.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК

Условия налогообложения деятельности по разведке и добыче

В новом Налоговом кодексе Казахстана, который был подписан Президентом Казахстана 18 июля 2025 года со вступлением в силу с 1 января 2026 года, закреплены значительные изменения в отношении налогообложения недропользователей.

Так будет осуществлена постепенная замена налога на добычу полезных ископаемых [НДПИ] на роялти. Роялти – это право пользования недрами в процессе добычи полезных ископаемых и переработки техногенных образований. Платить налог будут недропользователи, которые получат лицензию после 31 декабря 2026 года. Также с 2027 года ставки НДПИ/роялти будут зависеть от объёмов добычи и от мировых цен на нефть: стоимость товарных углеводородов, добытых недропользователем в рамках каждого отдельного контракта на недропользование за налоговый период, будет определяться как произведение объёма добытых товарных углеводородов и мировой цены за единицу продукции.

Для компаний, которые ведут сложные проекты по разведке и добыче нефти и газа, предусмотрен особый налоговый режим. При расчёте корпоративного подоходного налога [КПН] учитываются особенности: повышенные вычеты на геологоразведку и амортизацию, особый порядок учёта имущества и признание дохода по упрощённой схеме.

Для компаний, эксплуатирующие низкорентабельные месторождения, вводятся налоговые стимулы. Для таких компаний ставка НДПИ будет равна 0% в течение 60 месяцев с начала работы при соблюдении следующих условий: промышленная добыча минерального сырья на месторождении была начата после 31 декабря 2022 года; уровень внутренней нормы рентабельности по месторождению не превышает 15%. При этом относится месторождение к низкорентабельному или нет, определяет Правительство Казахстана.

Ключевые изменения в условия налогообложения операций по разведке и добычи начнут действовать с 2027 года, для 2025 и 2026 годов являются актуальными виды налогов и их ставки, представленные в Таблице 3.6. «Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2025 г.»¹¹.

Таблица 3.6. Налогообложение недропользователей в Казахстане в 2025 г.

Наименование налога	Ставка / налоговая база
Подписной бонус	Переменная
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	5–18% для нефти и 10% для газа
Налог на сверхприбыль (НСП)	0–60%
Рентный налог на экспорт*	0–32%
Платеж по возмещению исторических затрат	Переменная
Акциз на сырую нефть и газовый конденсат	0 тенге за тонну
Альтернативный налог на недропользование (АНН)	0–42%
Налог на добавленную стоимость (НДС)	12%
Экспортная таможенная пошлина (ЭТП) на сырую нефть	Переменная; взимается за тонну по ставкам, привязанным к мировым ценам на нефть
Земельный налог	Обычно несущественная для нефтегазодобывающих компаний
Налог на имущество	1,5%
Экологические платежи и сборы	Переменная
Прочие сборы (в т.ч. плата за использование радиочастотного спектра, плата за пользование судоходными водными путями)	Переменная
Прочие налоги и платежи	Переменная

Примечания: При мировых ценах на нефть ниже 50 долл./барр. применяется нулевая ставка налога.

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Налоговый кодекс РК, Kazakh Invest.

¹¹ Виды налогов на недропользование, а также сравнительный анализ компаний по налоговой нагрузке, представлены в аналитической статье ENERGY Insights & Analytics [«Налоговая нагрузка – Доска почёта 2023»](#)

ТРАНСПОРТИРОВКА И МАРКЕТИНГ СЫРОЙ НЕФТИ

Существующие мощности экспортной инфраструктуры

Совокупная годовая мощность казахстанской системы по наземным нефтепроводам составляет примерно 109,5 млн т (2,19 млн барр. в сутки). В эту цифру входят мощности Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) — 72,5 млн т (1,45 млн барр. в сутки). Также сюда относятся нефтепровод Атырау–Самара (17 млн т или 0,34 млн барр. в сутки) и Казахстанско-Китайский трубопровод (ККТ) с пропускной способностью 20 млн т (0,4 млн барр. в сутки), при этом около половины его мощности зарезервировано для транзита российской нефти. Кроме того, для экспорта нефти в небольших объемах (до 3 млн т или 0,06 млн барр. в сутки) используется железнодорожный транспорт — в основном для поставок в Узбекистан или российские порты на Черном и Балтийском морях. Казахстан также располагает возможностью экспорта нефти через азербайджанский нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД), номинальная мощность которого составляет 60 млн т (1,2 млн барр. в сутки), однако в последние годы он используется не в полной мере: 1,4 млн т (28 тыс. барр. в сутки) в 2024 году с ожидаемым увеличением до 1,7 млн. т (34 тыс. барр. в сутки) в 2025 году. Для отправки нефти по этому маршруту требуется транспортировка через Каспийское море, что осложняется нехваткой танкеров и ограниченными возможностями порта Актау. Среди других вариантов экспорта через Азербайджан — доставка нефти к черноморским терминалам Грузии по железной дороге Баку–Батуми или по нефтепроводу Баку–Супса. Поскольку Казахстан не имеет выхода к морю и находится в центре Евразии, вопрос обеспечения экспортных маршрутов всегда был одной из ключевых задач для нефтяной отрасли страны. Основной объем казахстанской нефти традиционно экспортируется через территорию России, поскольку альтернативные направления — через Каспий и Кавказ или в Китай — связаны с рядом рыночных, экономических и логистических сложностей. Главный маршрут экспорта проходит по КТК до черноморского терминала Южная Озереевка, а также через российскую систему «Транснефти», куда нефть поступает по нефтепроводу Атырау–Самара.

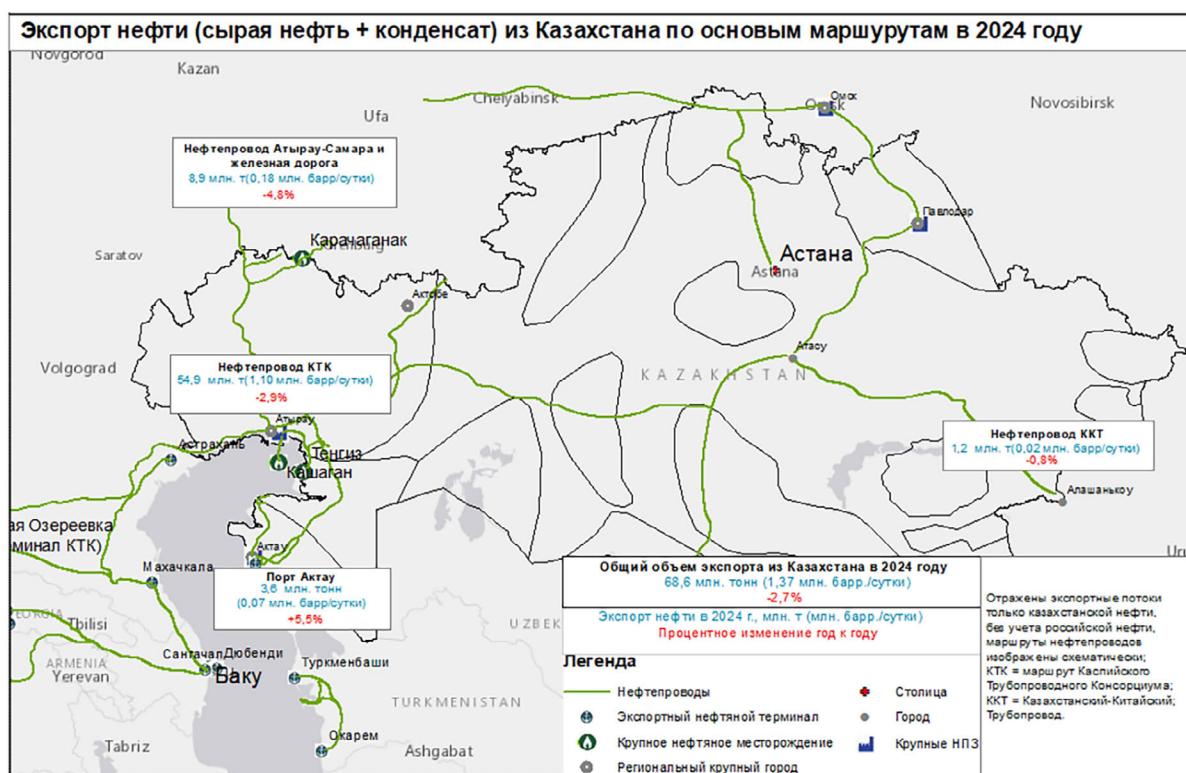
Поскольку большинство экспортных маршрутов Казахстана пролегают через другие страны, в первую очередь через Россию, и учитывая риски, связанные с их надежностью, Казахстан давно придерживается политики диверсификации, используя различные направления — на север, юг, восток и запад. С февраля 2022 года страна активизировала усилия по расширению альтернативных маршрутов, чтобы снизить зависимость от российских путей, особенно на фоне угроз ограничения доступа к КТК и «Транснефти» со стороны России, а также нередких атак украинских дронов на российскую энергетическую инфраструктуру.

Основное внимание Казахстан уделяет развитию транскаспийских маршрутов, однако из-за множества логистических и транспортных проблем объемы экспорта нефти по альтернативным маршрутам остаются ограниченными. В ближайшей перспективе такие альтернативные поставки будут составлять лишь небольшую часть от общего объема казахстанского нефтяного экспорта.

Текущие тенденции и прогноз транспортировки на экспорт

В 2024 году транспорт казахстанской нефти на экспорт в целом снизился на 2,7% до 68,6 млн т (1,37 млн барр. в сутки)¹². На российские маршруты в 2024 году в совокупности пришлось 93% всего объема экспортных поставок нефти из Казахстана – в основном, по нефтепроводу КТК, а также по маршруту Атырау–Самара через систему «Транснефти» (см. Рисунок 3.7 «Карта нефтепроводов Республики Казахстан»).

Рисунок 3.7 Карта нефтепроводов Республики Казахстан

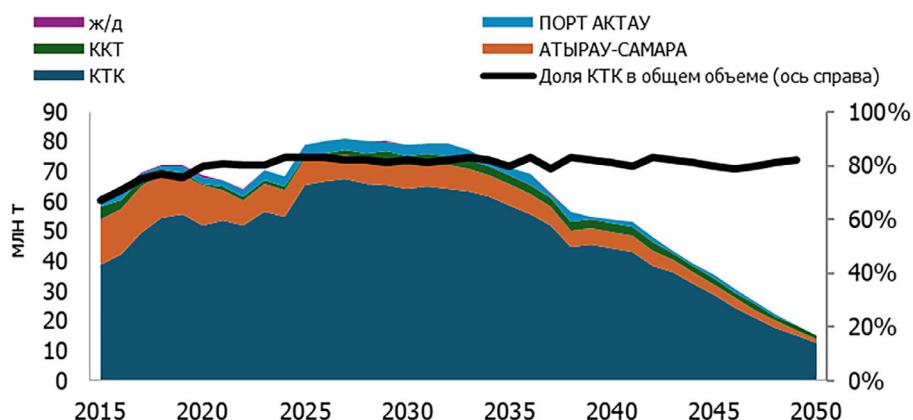


Источник: по материалам в Аналитической платформе EXia от ENERGY Insights & Analytics

Экспортные тенденции, вероятно, будут и далее во многом повторять динамику добычи нефти в стране согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics: в 2025 году экспорт заметно вырастет до 79,2 млн т (1,58 млн барр. в сутки), в 2027 году достигнет максимума на отметке 81,2 млн т (1,62 млн барр. в сутки), после чего снизится примерно до 15,2 млн т (303 тыс барр. в сутки) в 2050 году. Доля экспорта казахстанской нефти, следующего транзитом через Россию, в течение прогнозного периода сохраниться на уровне выше 90% от совокупного объема (см. Рисунок 3.8 «Перспективы экспорта казахстанской сырой нефти до 2050 г. с разбивкой по маршрутам»). Европейские рынки, которые традиционно являются основным направлением экспортных поставок нефти из Казахстана, предположительно сохранят свою значимость в течение прогнозного периода.

¹² Разница между объемом экспорта 71,0 млн т из Таблицы 3.1 «Баланс сырой нефти и газового конденсата в Казахстане» и объемом транспорта казахстанской нефти на экспорт 68,6 млн т в данном разделе объясняется различием в учете: первое формируется на базе таможенных деклараций, второе – фактическое движение нефти. Со временем переходящие разницы поглощаются.

Рисунок 3.8 Перспективы экспорта казахстанской сырой нефти до 2050 г. с разбивкой по маршрутам



Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК)

В 2024 году экспорт из Казахстана по системе КТК снизился на 2,9% до 54,9 млн т (1,10 млн барр. в сутки), что составило 80,0% от совокупного объема экспорта казахстанской нефти в указанном году. На КТК продолжит приходиться львиная доля нефтяного экспорта Казахстана на протяжении всего периода прогнозного сценария. При этом предполагается, что начиная с 2025 года поставки по этой системе заметно увеличатся по мере наращивания добычи и экспорта в рамках проекта Тенгиз – отчасти благодаря реализации программы увеличения пропускной способности КТК (устранения узких мест) стоимостью 600 млн долларов США, которая была завершена в 2022 г.

Несколько инцидентов, имевших место в системе КТК в 2022 и 2024 году, указывают на то, что основной экспортный маршрут Казахстана теперь, возможно, будет вовлечен в (гео)политику. Во-первых, в марте 2022 года на морском терминале из-за неблагоприятных погодных условий произошло повреждение шлангов для отгрузки нефти. Во-вторых, в июне 2022 года работа терминала КТК была остановлена в связи с обследованием близлежащей акватории для поиска и уничтожения боеприпасов времен Второй мировой войны. В-третьих, в июле 2022 года одним из российских судов было вынесено решение о приостановке работы терминала КТК – как заявлялось, на основании выявленных в ходе проверки нарушений «по плану ликвидации разливов нефти» – которой с трудом удалось избежать (краевой суд удовлетворил поданную апелляцию и в качестве замены назначил административный штраф). Кроме того, в марте 2024 года украинские дроны ударили по нефтеперекачивающей станции КТК.

Однако если исключить возможность длительного прерывания доступа казахстанских экспортёров нефти к системе КТК (а в настоящее время этого не ожидается), данный маршрут по-прежнему обладает целым рядом явных и весомых преимуществ, включая банк качества сырой нефти, конкурентоспособный и предсказуемый тариф, а также наличие некоторого объема свободных мощностей. Одним словом, КТК в целом служит одним из лучших и надежных маршрутов. Казахстанские поставщики продолжают отдавать ему предпочтение, учитывая приоритетные права на поставку и выгоду с экономической точки зрения. Как следствие, КТК должен сохранить свою

привлекательность в качестве маршрута для экспорта казахстанской нефти, несмотря на потенциально отрицательное воздействие новых геополитических рисков.

Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytic ожидается, что в 2027 году объем транспорта нефти на экспорт по КТК достигнет максимума в размере 67,4 млн т (1,35 млн барр. в сутки), а затем будет медленно сокращаться до уровня около 12,5 млн т (250 тыс. барр. в сутки) в 2050 году (примерно 23% от показателя 2024 года), но, по имеющимся оценкам, это все же составит 82% от совокупного объема экспортных поставок казахстанской нефти в 2050 году.

Атырау-Самара

Транспорт нефти на экспорт по системе нефтепроводов Атырау-Самара в 2024 году снизился на 4,7% до 8,8 млн т (0,18 млн барр. в сутки) и составил 12,8% от суммарного объема транспорта на экспорт.

Переименование Казахстаном своей нефти на KEBCO в июне 2022 года позволило провести разграничение экспортных потоков казахстанской нефти, поставляемой по нефтепроводу «Транснефти», от российской Urals Blend, что способствовало укреплению цен на экспорт из Казахстана, тогда как Urals продолжала продаваться с относительно существенным дисконтом к Brent. Однако на цене казахстанской нефти, экспортируемой по маршрутам «Транснефти», негативно отражается более настороженное отношение потенциальных импортеров к поставкам с территории России (независимо от того, какая страна является их изначальным источником), а нежелание некоторых судоходных компаний производить отгрузку в российских портах приводит к увеличению расходов на страхование и фрахт для казахстанских экспортёров, отправляющих нефть с этих терминалов.

В 2023 году Казахстан начал экспорттировать нефть в Германию по другому маршруту, доступ к которому осуществляется через систему «Транснефти» – нефтепроводу «Дружба». Поставки казахстанской нефти в Германию по северному сегменту нефтепровода стартовали в феврале 2023 года после достижения договоренности с Россией об условиях транзита – при этом Казахстан задействовал экспортный маршрут «Дружба» впервые с 2013 года. Всего по этому маршруту в 2024 году было поставлено 1,5 млн т (30 тыс. барр. в сутки) казахстанской нефти. Прогнозируется, что в 2025 году по маршруту «Дружба» будет поставлен таковой же объем казахстанской нефти, то есть 1,5 млн т.

Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что до 2033 года объем транспорта нефти на экспорт по системе Атырау-Самара будет оставаться на текущем уровне 8-9 млн т (160-180 тыс. барр. в сутки), а затем будет медленно сокращаться до уровня около 1,5 млн т (30 тыс. барр. в сутки) в 2050 году.

Порт Актау

Объемы транспорта нефти на экспорт из Казахстана в 2024 году через порт Актау увеличился на 5,5% до 3,6 млн т (72 тыс. барр. в сутки) по сравнению с 2023 годом и составил 5,3% от суммарного объема транспорта на экспорт.

При текущей мощности перевалки нефти в 7,5 млн т (150 тыс. барр. в сутки), порт Актау довести за несколько лет перевалку нефти до 20 млн т (400 тыс. барр. в сутки) за счет

строительства выносных причальных устройств (ВПУ) по аналогии с ВПУ в Южной Озереевке (конечный пункт КТК) и при вводе в эксплуатацию новых танкеров. Но даже текущая мощность остается незадействованной из-за следующих факторов. Во-первых, Азербайджан готов принимать ежегодно не более 2,2 млн т (44 тыс. барр. в сутки) казахстанской нефти для прокачки по маршруту БТД, так как основным товаром в этом трубопроводе является азербайджанская легкая нефть и при увеличении доли казахстанской нефти полученная на выходе смесь будет менее качественной, что снизит выручку Азербайджана. Во-вторых, стоимость перевалки нефти через порт Актау выше по сравнению с системой КТК, поэтому «большая» нефть мегапроектов предпочитает статус-кво.

Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics, объемы поставок нефти из Казахстана через порт Актау в периоде до 2032 года будут варьироваться в коридоре от 3,3 до 4,4 млн т (66-88 тыс. барр. в сутки), после чего будут постепенно снижаться – до 0,2 млн т (4 тыс. барр. в сутки) в 2050 году.

Казахстанско-Китайский Трубопровод (ККТ)

В 2024 году транспорт казахстанской нефти на экспорт через ККТ практически не изменился по сравнению с 2023 годом и остался на уровне 1,2 млн т (24 тыс. барр. в сутки), что составляет 1,7% от суммарного объема транспорта на экспорт.

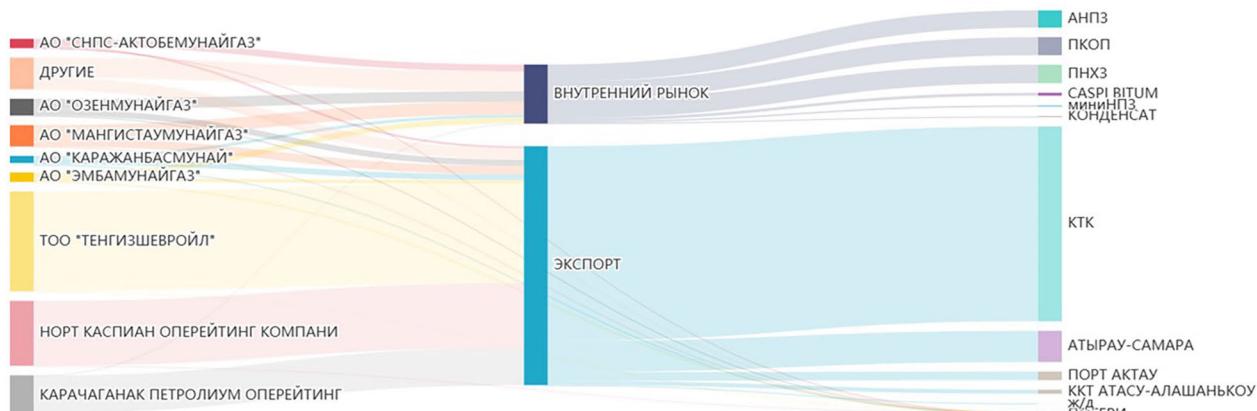
В 2023 году рассматривалась возможность увеличения поставок казахстанской нефти в Китай, вплоть до максимальной мощности ККТ в 20 млн т в год (0,4 млн. барр. в сутки). Однако в 2024 году было решено, что дополнительные объемы казахстанской нефти вместо направления её на экспорт в Китай будут предназначены для расширенных мощностей Шымкентского НПЗ с текущих 6 до 12 млн. т переработки нефти в год. С этой целью осуществляется расширение трубопроводов Атырау-Кенкияк и Кенкияк-Кумколь, которое в полном объеме позволит обеспечить инфраструктурой для поставки необходимых объемов нефти из западных регионов в Шымкент. Помимо обеспечения будущих потребностей Шымкентского НПЗ, сдерживающим фактором наращивания казахстанских поставок по ККТ, являются относительно высокие тарифы на транспортировку и сравнительно низкая цена реализации на границе с Китаем.

Базовый прогноз ENERGY Insights & Analytics предполагает, что транспорт нефти из Казахстана на экспорт через ККТ будет оставаться значительно ниже уровня его мощности: он достигнет максимума на отметке 3 млн т (60 тыс. барр. в сутки) в 2030-х годах, а затем упадет до 1,0 млн т (6 тыс. барр. в сутки) в 2050 году. Ожидается, что мощности ККТ в основном будут заняты под транзит российской нефти в Китай.

Структура транспорта нефти в 2024 год

Согласно Рисунку 3.9 «Направления реализации нефти в 2024 году», компании, являющиеся операторами «большой тройки» месторождений, являются главными клиентами КТК. Их совокупная доля составила 97% от общего объема транспорта нефти по КТК в 2024 году. Оставшиеся 3% были отнесены к различным компаниям, каждая из которых представляла собой незначительную долю в отдельности. Основными нефтедобывающими компаниями, использующими маршрут Атырау-Самара, в 2024 году были «Каражанбасмунай» и «Мангистаумунайгаз». Крупнейшими поставщиками на внутренний рынок в 2024 году были «Мангистаумунайгаз», «Эмбамунайгаз» и «Озенмунайгаз».

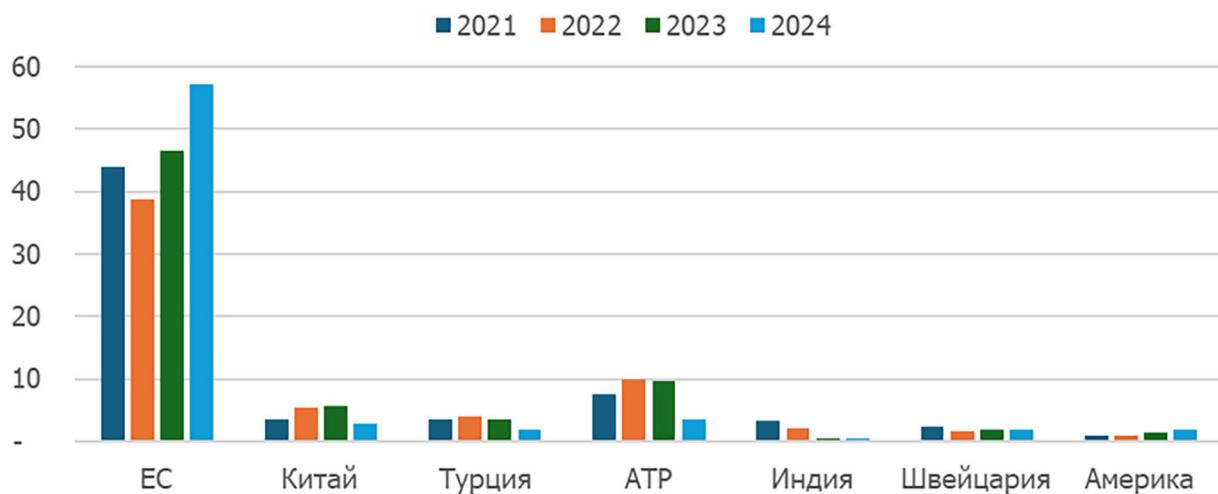
Рисунок 3.9 Направления реализации нефти в 2024 году



Источник: по материалам в Аналитической платформе EXia от ENERGY Insights & Analytics

С точки зрения структуры экспорта нефти, страны Европейского Союза (ЕС) по-прежнему остаются основными потребителями казахстанской нефти. На них пришлось около 80% от общего объема экспорта нефти в 2024 году. Объем экспорта в страны ЕС вырос в 2024 году до 57 млн т, или на 23% по сравнению с 2023 годом (см. Рисунок 3.10 «Распределение казахстанского экспорта нефти по регионам в 2021-24 гг.»). Остальные направления показали разнонаправленную динамику в 2024 году. Так как общий объем экспорта в 2024 году вырос незначительно, существенное увеличение экспорта нефти в страны ЕС произошло на фоне существенного падения экспорта в Китай, Турцию и страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Рисунок 3.10 Распределение казахстанского экспорта нефти по регионам в 2021-24 гг. (млн т)

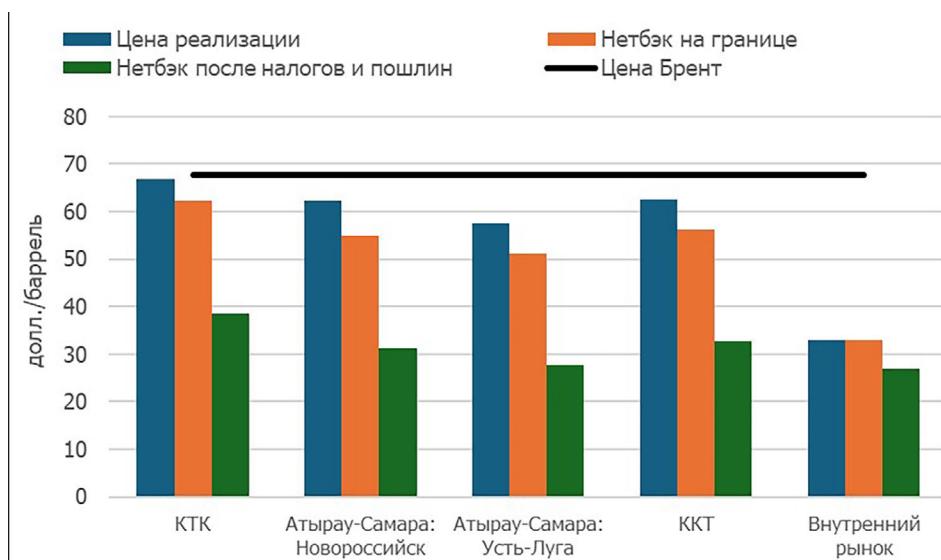


Источник: ENERGY Insights & Analytics, данные государственной статистики по торговле.

Нетбэк — это ключевой показатель в нефтедобывающей отрасли, который измеряет прибыльность добычи нефти, рассчитывая выручку, остающуюся после вычета всех затрат, связанных с выводом нефти на рынок. Эти затраты включают транспортные сборы, роялти и налоги, зависящие от цены на нефть. Политика правительства, включая контроль цен на внутреннем рынке и экспортные регулирования, оказывает значительное влияние на расчеты нетбэка для нефтяных компаний, работающих в стране. На внутреннем рынке правительства страны устанавливает потолки цен, чтобы обеспечить доступную энергию для своих граждан и местных предприятий. Хотя эта политика выгодна для потребителей, она ограничивает прибыльность продаж нефти внутри страны. Регулируемая ценовая структура ограничивает потенциальную выручку для производителей нефти, что приводит к снижению прибыльности от продаж на внутренний рынок. И наоборот, экспортный рынок предлагает более экономически привлекательные возможности для казахстанских производителей нефти. Несмотря на более высокие налоги, пошлины и транспортные расходы, связанные с международными продажами, нетбэк от экспорта складывается значительно выше, чем на внутреннем рынке. Это несоответствие в первую очередь объясняется возможностью продавать нефть по ценам мирового рынка, которые, как правило, выше регулируемых внутренних цен.

Рисунок 3.11 «Расчетные показатели «нетбэк» для экспорта казахстанской сырой нефти из Атырау по отдельным маршрутам в августе 2025 г.» демонстрирует этот резкий контраст. По экспортным маршрутам нетбэк даже после уплаты налогов и пошлин составляет более 30 долларов США за баррель (при цене Brent 68 доллара США за баррель), а в случае высокомаржинального КТК достигает почти 40 долларов США за баррель. В то же время, нетбэк на внутренний рынок при тех же условиях составляет только 27 долларов США за баррель. Разница в расчете на баррель между нетбэком на экспорт и внутренний рынок значительна, и это является существенным стимулом для производителей нефти отдавать предпочтение экспорту, а не продажам на внутреннем рынке.

Рисунок 3.11 Расчетные показатели «нетбэк» для экспорта казахстанской сырой нефти из Атырау по отдельным маршрутам в августе 2025 г.



Источник: ENERGY Insights & Analytics.

ДИНАМИКА ПЕРЕРАБОТКИ И РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Недавние изменения в казахстанском балансе нефтепродуктов

В 2024 году объем переработки на крупных НПЗ в Казахстане снизился на 0,8% до 17,5 млн т (0,35 млн барр. в сутки) при росте внутреннего спроса на нефтепродукты, видимое потребление которых повысилось на 1,6% до 13,2 млн т (0,26 млн барр. в сутки); при этом совокупный экспорт нефтепродуктов снизился на 16,8% до 2,1 млн т (41 тыс. барр. в сутки), а импорт – снизился на 40,6% до 0,5 млн т (11 тыс. барр. в сутки) (см. Таблицу 3.7 «Баланс нефтепродуктов в Казахстане»).

В 2024 году производство всех основных видов нефтепродуктов продемонстрировало рост, за исключением производства мазута. При этом видимое потребление нефтепродуктов в 2024 году было самым высоким с момента обретения Казахстаном независимости. Рост в основном был сконцентрирован в сегменте бензина, керосина, и мазута.

Таблица 3.7 Баланс нефтепродуктов в Казахстане (млн т)

	Изменение (%)										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2023-24
Объем переработки	14,5	14,5	14,9	16,4	17,0	15,8	17,0	17,9	17,6	17,5	-0,8
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)	13,5	12,9	13,0	13,4	14,0	12,6	13,8	14,9	14,6	14,7	1,1
Дизельное топливо	4,6	4,7	4,4	4,7	5,0	4,7	5,0	5,4	5,3	5,5	3,3
Бензин	2,9	3,0	3,1	4,0	4,5	4,5	4,8	5,0	5,3	5,5	2,8
Керосин	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	0,4	0,6	0,7	0,6	0,7	16,4
Мазут	4,1	3,2	3,4	3,2	3,1	2,4	2,8	3,3	2,8	2,5	-11,1
Другие	1,7	1,8	1,9	1,1	0,8	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	9,3
Видимое потребление											
Нефтепродукты, всего	10,6	10,9	11,0	11,7	11,7	11,2	12,0	13,0	13,0	13,2	1,6
Дизельное топливо	4,6	5,1	4,7	4,9	5,2	5,2	5,1	5,5	5,7	5,5	-2,4
Бензин	4,3	4,1	4,1	4,5	4,5	4,0	4,7	5,0	5,3	5,4	2,3
Керосин	0,3	0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,6	0,8	0,9	0,9	5,7
Мазут	0,1	-0,2	-0,4	0,3	0,5	0,9	0,7	0,9	0,6	0,6	8,1
Другие	1,3	1,6	2,1	1,4	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,7	21,3
Экспорт											
Нефтепродукты, всего	4,9	3,9	4,0	3,4	2,8	2,3	2,6	2,6	2,5	2,1	-16,8
Дизельное топливо	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	-23,3
Бензин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	n/a
Керосин	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1
Мазут	4,0	3,4	3,8	3,0	2,6	1,6	2,1	2,4	2,2	1,9	-16,1
Другие	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	-49,0
Импорт											
Нефтепродукты, всего	1,9	1,9	2,0	1,7	0,5	1,0	0,7	0,7	0,9	0,5	-40,6
Дизельное топливо	0,2	0,4	0,5	0,5	0,2	0,7	0,3	0,2	0,4	0,1	-84,1
Бензин	1,4	1,1	1,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	113,7
Керосин	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	-23,8
Мазут	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	n/a
Другие	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,1

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Бюро национальной статистики АСПИР РК.

Согласно динамике за первые пять месяцев 2025 года, рост видимого потребления наблюдается по бензину, дизельному топливу и (авиа)керосину, тогда как потребление мазута снизилось год к году. (см. Таблицу 3.8 «Ключевые тенденции для основных видов нефтепродуктов в Казахстане за первое полугодие 2025 г.»)

Таблица 3.8 Ключевые тенденции для основных видов нефтепродуктов в Казахстане за первое полугодие 2025 г. (тыс. т)

	<u>Янв-июнь</u> <u>2024</u>	<u>Янв-июнь</u> <u>2025</u>	Изменение (%)
Объем произведенной продукции (согласно отчетным данным)			
Дизельное топливо	2 639	3 074	16
Бензин	2 561	2 994	17
Керосин	369	379	3
Мазут	1 187	1 111	-6
Видимое потребление			
Дизельное топливо	2 629	3 160	20
Бензин	2 561	2 875	12
Керосин	454	510	12
Мазут	283	274	-3
Чистый экспорт			
Дизельное топливо	10	-87	-969
Бензин	-1	119	-22 344
Керосин	-86	-131	52
Мазут	903	838	-7
Экспорт			
Дизельное топливо	22	24	11
Бензин	0	119	-100
Керосин	8	4	-53
Мазут	903	838	-7
Импорт			
Дизельное топливо	12	111	825
Бензин	1	1	20
Керосин	94	134	43
Мазут	0	0	-70

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Бюро национальной статистики АСПИР РК.

Обзор основных тенденций для трех главных НПЗ

Три главных казахстанских НПЗ – Шымкентский, Павлодарский и Атырауский – в совокупности обеспечили 91,4% объема нефтепереработки в Казахстане в 2024 году. Они являются основными источниками светлых нефтепродуктов в стране. Шымкентский НПЗ – крупнейшее нефтеперерабатывающее предприятие на данный момент – нарастил объем переработки на 0,1% до 5,7 млн т (115 тыс. барр. в сутки) и был крупнейшим производителем бензина в Казахстане в 2024 году. Объем переработки на Павлодарском НХЗ в 2024 году также увеличился, на 1,2% до 5,5 млн т (110 тыс. барр. в сутки), данный завод является лидером по производству дизельного топлива. Примерно такую же динамику показал Атырауский НПЗ, где объем переработки увеличился на 1,3% до же 5,55 млн т (111 тыс. барр. в сутки), с заметным увеличением производства керосина и снижением производимого мазута (см. Таблицу 3.9 «Объем производства основных видов нефтепродуктов на главных НПЗ Казахстана»).

Таблица 3.9 Объем производства основных видов нефтепродуктов на главных НПЗ Казахстана (млн т)

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	Изменение (%) <u>2023-24</u>
Шымкентский НПЗ								
Объем нефтепереработки	4,7	5,4	4,8	5,2	6,2	5,7	5,7	0,1
Автомобильный бензин	1,9	1,9	2,0	1,9	2,1	2,0	2,1	2,3
Дизельное топливо	1,5	1,5	1,4	1,6	1,9	1,7	1,8	5,2
Авиационное топливо (керосин)	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	1,1
Мазут	0,8	0,8	0,4	0,7	1,0	0,8	0,8	-6,7
Павлодарский НХЗ								
Объем нефтепереработки	5,3	5,3	5,0	5,4	5,5	5,4	5,5	1,2
Автомобильный бензин	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	1,5	1,6	4,9
Дизельное топливо	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	8,0
Авиационное топливо (керосин)	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	19,7
Мазут	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	-19,4
Атырауский НПЗ								
Объем нефтепереработки	5,3	5,4	5,0	5,5	5,2	5,5	5,5	1,3
Автомобильный бензин	1,2	1,2	1,0	1,4	1,3	1,7	1,6	-0,9
Дизельное топливо	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,6	1,7	6,2
Авиационное топливо (керосин)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	52,6
Мазут	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	0,9	0,8	-17,2

Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

В 2024 году продолжился рост глубины переработки нефти на всех трех заводах. На Атырауском НПЗ показатель увеличился до 85,06 % (+3,6 п.п. к 2023 году), на Павлодарском НХЗ — до 91,50 % (+1,9 п.п.), на Шымкентском НПЗ — до 85,77 % (+0,9 п.п.). Улучшение показателей связано с оптимизацией технологических процессов и повышением эффективности оборудования.

В апреле 2024 года стало известно, что Россия, столкнувшись с перебоями в работе собственных НПЗ из-за атак дронов и паводков, обратилась к Казахстану с просьбой создать резерв в 100 тыс. т бензина для возможных поставок в случае дефицита на российском рынке. Правительством Казахстана в июле 2025 года было заявлено, что, в отличие от прошлых лет, дефицита топлива и бензина в стране не ожидается. Внутренний рынок полностью обеспечен, а либерализация ценовой политики и меры по борьбе с нелегальным вывозом ГСМ уже дают положительный эффект. Все казахстанские авиакомпании обеспечиваются внутренним авиакеросином. С 19 мая 2025 года в Казахстане действует запрет на экспорт бензина и дизельного топлива, введенный с целью обеспечения внутреннего рынка. Запрет распространяется на вывоз нефтепродуктов автомобильным и железнодорожным транспортом, за некоторыми исключениями, и действует на период в шесть месяцев.

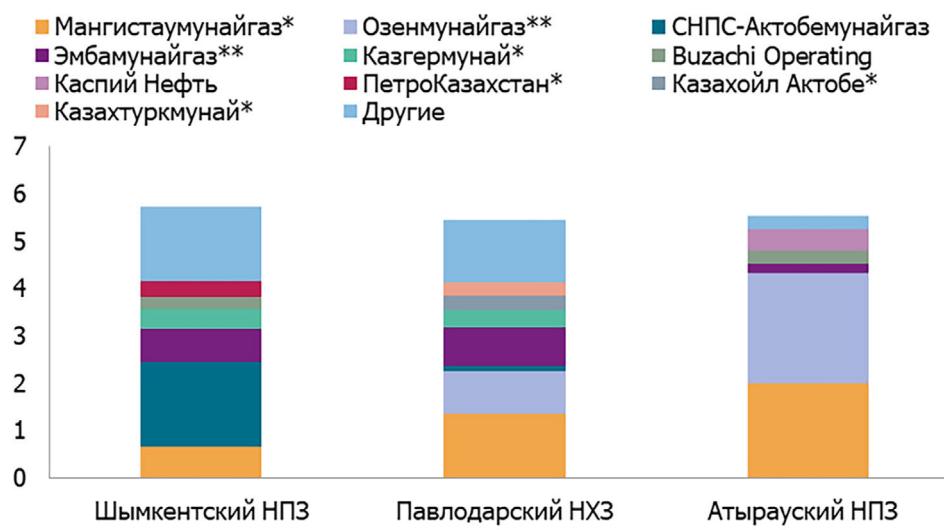
В марте 2025 года обсуждался вопрос о приватизации Атырауского НПЗ и Павлодарского НХЗ: Агентство по защите и развитию конкуренции РК предложило передать 50% доли госучастия в этих активах частным инвесторам, ссылаясь на успешный опыт частного управления на Шымкентском НПЗ, где отмечается более эффективная эксплуатация и меньшее количество аварий и технологических сбоев. В правительстве Казахстана

предварительно поддержали эту инициативу, однако окончательное решение будет принято после завершения государственных программ и реформирования регуляторной базы.

Все три завода нацелены на расширение и/или модернизацию существующих мощностей нефтепереработки. Центральное место в планах властей Казахстана по расширению мощностей переработки нефти в стране принадлежит Шымкентскому НПЗ, поскольку рост внутреннего спроса сконцентрирован на юге страны: в мае 2023 года Президент Касым-Жомарт Токаев объявил, что мощность Шымкентского НПЗ будет увеличена вдвое – до 12 млн т в год. В 2024 году завершена корректировка предпроектной технико-экономической документации по увеличению мощности завода до 12 млн т к 2030 году. В 2025 году планируется переход к этапу разработки технико-экономического обоснования. На Павлодарском НХЗ реализуется два проекта развития. Первый, очистка сжиженного углеводородного газа, в рамках которого завершено строительство установки для очистки СУГ с целью снижения содержания меркаптановой серы. Второй, модернизация производства дизельного топлива, где реализуется проект реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива с интеграцией блока депарафинизации, который планируется завершить до конца 2025 года. Проект комплексной модернизации Атырауского НПЗ направлен на повышение эффективности завода с целью увеличения производства светлых нефтепродуктов и модернизации ключевых установок в срок до 2027 года.

Павлодарский НХЗ и Атырауский НПЗ в настоящее время относительно хорошо обеспечены сырой нефтью, добываемой КМГ, хотя на Павлодарский НХЗ фактически поступает российская сырая нефть в рамках схемы встречных (своповых) поставок с участием «Роснефти» и CNPC, согласно которой КМГ поставляет CNPC эквивалентный объем казахстанской сырой нефти через Казахстанско-Китайский Трубопровод. Нефть, перерабатываемая на Шымкентском НПЗ, в основном поступает с объектов, не принадлежащих КМГ – главным образом от совместных предприятий и независимых

Рисунок 3.12 Поставки сырой нефти на главные НПЗ Казахстана с разбивкой по производителям в 2024г. (млн т)



Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

производителей Актюбинской и Кызылординской областей, а крупнейшим поставщиком на протяжении последних лет является АО «СНПС-Актобемунайгаз», на долю которого в 2024 году пришлось около трети от совокупного объема поставок сырой нефти на этот завод (см. Рисунок 3.12 «Поставки сырой нефти на главные НПЗ Казахстана с разбивкой по производителям в 2024 г.»).

Вопрос стабильного сырьевого обеспечения остается актуальным для всех крупных НПЗ Казахстана на протяжении всего прогнозного периода, поскольку добыча нефти на основных месторождениях, традиционно снабжающих заводы, продолжает снижаться. Это требует от государственных органов поиска новых подходов к обеспечению бесперебойных поставок нефти, особенно учитывая, что распределение объемов сырья между заводами по-прежнему регулируется Министерством энергетики.

Наиболее уязвимым в этом отношении является Шымкентский НПЗ, который не располагает альтернативными источниками сырья, способными оперативно заменить традиционных поставщиков, и особенно чувствителен к перебоям в деятельности независимых добывающих компаний. Для таких компаний доставка нефти на Шымкентский НПЗ, несмотря на внутренние льготные цены, может быть экономически обременительной. Поскольку значительная часть сырья на Шымкентский НПЗ поступает именно от независимых производителей, любые негативные последствия от искусственно заниженных внутренних цен могут косвенно отразиться на стабильности работы завода. В отличие от КМГ, который способен компенсировать убытки на внутреннем рынке за счет экспортных доходов, независимые компании имеют ограниченный доступ к экспортным каналам. Это увеличивает риск того, что при недостаточной рентабельности внутреннего рынка они будут вынуждены сокращать инвестиции в добычу, что приведет к снижению объемов поставок на внутренний рынок¹³.

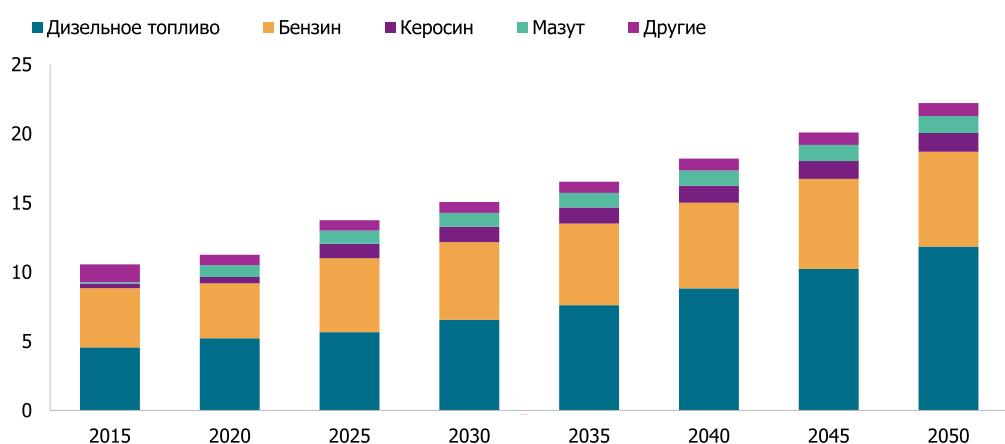
В настоящее время все три завода продолжают работать по процессинговой схеме, внедренной для финансирования масштабной модернизации, реализованной в 2014–2018 годах и стоившей 6 млрд долларов США. Однако в долгосрочной перспективе такая модель может оказаться не самой эффективной, учитывая возрастающую потребность НПЗ в стабильных поставках сырья. В рамках процессинга поставщики нефти оплачивают услуги по переработке, сохраняя за собой право собственности на произведенные нефтепродукты, которые затем реализуют самостоятельно. В 2025 году тариф на процессинг составляет 47 000 тенге/т для Атырауского НПЗ, 35 400 тенге/т для Павлодарского НХЗ и 35 336 тенге/т для Шымкентского НПЗ. В ближайшие годы казахстанские НПЗ вряд ли будут заинтересованы в отказе от действующей процессинговой схемы, поскольку им предстоит обслуживать значительные долговые обязательства, возникшие в результате реализации масштабных проектов модернизации. Однако такая система фактически отгораживает заводы от влияния рыночных механизмов, что может снижать их заинтересованность в дальнейшем повышении операционной эффективности. По мере сокращения долговой нагрузки и завершения выплат по займам для Казахстана становится все более актуальным переход к рыночной модели, при которой НПЗ выступают как самостоятельные коммерческие субъекты: они закупают сырую нефть и самостоятельно реализуют произведенные нефтепродукты, как это принято в большинстве стран ЕАЭС и на мировом рынке.

¹³ О ресурсной базе для нефтеперерабатывающих заводах Казахстана в статье ENERGY Insights & Analytics «[Зрелые нефтяные месторождения Казахстана](#)».

Прогноз баланса нефтепродуктов в Казахстане

Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что в период до 2050 года объем переработки нефти на НПЗ будет расти (в совокупности увеличившись примерно на 68% по сравнению с 2024 годом до 29,4 млн т), чтобы удовлетворить основную часть видимого внутреннего спроса на нефтепродукты, который продолжит повышаться и, согласно прогнозам, вырастет приблизительно на 67,8% до 22,2 млн т – причем существенная доля этого роста спроса придется на дизельное топливо (см. Рисунок 3.13 «Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане»). Согласно базовому сценарию, Казахстан будет оставаться нетто-экспортером нефтепродуктов в течение всего прогнозируемого периода.

Рисунок 3.13 Перспективы видимого потребления нефтепродуктов в Казахстане (млн т)

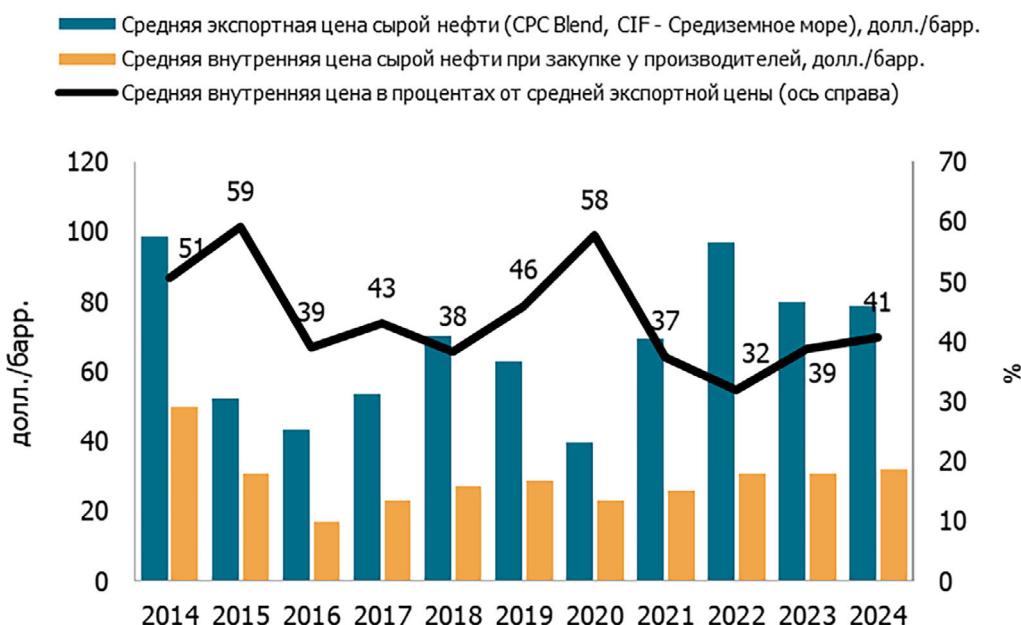


Источник: ENERGY Insights & Analytics.

Ожидается, что главным драйвером увеличения спроса на нефтепродукты в Казахстане останется транспортный сектор, где доминирующее положение по-прежнему будут занимать автомобили с дизельными и бензиновыми двигателями. Такая структура автопарка определяет необходимость существенного наращивания мощностей нефтеперерабатывающих заводов. Долгосрочный прогноз видимого потребления нефтепродуктов до 2050 года показывает, что уже в будущем потребуется заметно увеличить годовой объем переработки на всех трех нефтеперерабатывающих заводах Казахстана. Помимо расширения мощностей, актуальной задачей остается повышение качества выпускаемых нефтепродуктов: если сейчас казахстанские НПЗ в основном соответствуют стандартам К-4 (Евро-4) и К-5 (Евро-5), то в будущем весь объем моторного топлива должен будет соответствовать стандарту К-5, что позволит значительно снизить уровень выбросов серы.

Как было упомянуто выше, существует диспаритет цены нефти на экспорт и внутренний рынок РК (см. Рисунок 3.14 Сравнение цен на сырую нефть при реализации на внутреннем рынке Казахстана и на экспорт). Такое неравенство в нетбэке имеет далеко идущие последствия для нефтедобывающей отрасли Казахстана и экономики в целом. Нефтяные компании, работающие в Казахстане, заинтересованы в максимизации объемов своего экспорта, чтобы извлечь выгоду из более высокого нетбэка, что потенциально может привести к ограничению поставок на внутренний рынок из-за регулируемых (низких) цен на бензин и дизельное топливо.

Рисунок 3.14 Сравнение цен на сырую нефть при реализации на внутреннем рынке Казахстана и на экспорт



Источник: ENERGY Insights & Analytics.

Начавшееся в Казахстане дерегулирование цен на бензин и дизельное топливо происходит в канве Указа Президента Республики Казахстан от 8 мая 2024 года «О мерах по либерализации экономики», в частности пункта об отмене нормативно-правовых актов РК, которые прямо или косвенно ограничивают свободу формирования цен и тарифов.

Доведение цен на нефтепродукты до рыночного уровня – давно ожидаемая мера, которая позволит повысить инвестиционную привлекательность нефтедобывающей отрасли за счет выравнивая нетбэка на экспорт и внутренний рынок. В свою очередь, повышение инвестиционной привлекательности позволит привлечь новые инвестиции в разведку и добычу нефти, а дополнительно добытая нефть повысит экономическую (налоги и другие обязательные платежи) и энергетическую (самообеспеченность нефтью и нефтепродуктами) безопасность Казахстана.

В июле 2025 года Правительство Казахстана утвердило долгосрочную Концепцию развития нефтеперерабатывающей отрасли на 2025–2040 годы, направленную на повышение конкурентоспособности сектора в условиях глобального энергетического перехода. Центральным элементом Концепции является план по увеличению перерабатывающих мощностей более чем вдвое — с 17,5 до 39 млн т в год. Это будет достигнуто за счет расширения действующих НПЗ и строительства нового нефтехимического комплекса. Поставлена цель кардинально изменить структуру отрасли, улучшив соотношение добытой и переработанной нефти и повысить глубину переработки до 94%. Также Концепция предусматривает полное обеспечение внутреннего рынка качественными нефтепродуктами с прогнозом роста потребления на 1,5–2% в год, а также усиление экспорта, ориентированного на азиатские рынки с целью увеличить долю экспорта в общем объеме производства нефтепродуктов до 30% к 2040 году.

Для реализации утвержденной Концепции Правительству Казахстана необходимо будет найти решение по текущим проблемным вопросам: ресурсная база для НПЗ, экономически оправданные цены и акцизы на нефтепродукты, и привлечение инвестиций в расширение перерабатывающих мощностей.

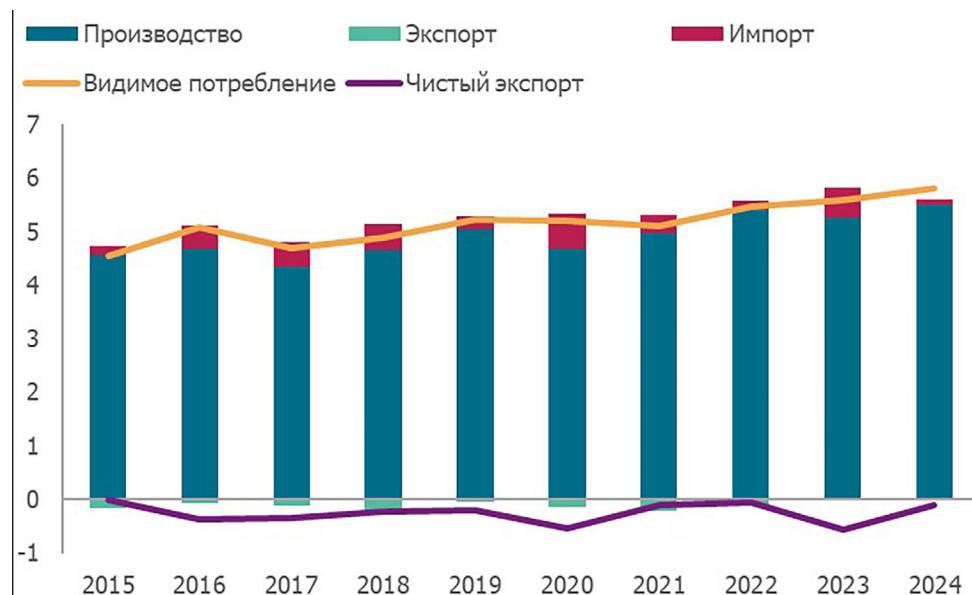
Ключевые тенденции для отдельных нефтепродуктов

В настоящем разделе более подробно рассматриваются тенденции баланса основных нефтепродуктов, потребляемых в Казахстане, начиная с дизельного топлива и керосина – двух ключевых продуктов, относительный дефицит которых наблюдался на внутреннем рынке в прошлом – и заканчивая бензином и мазутом.

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). Главными поставщиками дизельного топлива на внутренний рынок являются КС Energy Group и КМГ, выступающие в роли дистрибуторов. Спрос в основном удовлетворяется за счет внутреннего производства, однако в течение 2016-24 гг. Казахстан ежегодно оставался нетто-импортером дизельного топлива в относительно небольших объемах.

В 2024 году производство дизельного топлива выросло на 4,5% до 5,5 млн т, видимый спрос на него повысился на 4,0% до 5,8 млн т, тогда как импорт сократился на 80,6% до 110 тыс. т, а экспорт остался на нулевой отметке как и в 2023 году (см. Рисунок 3.15 «Баланс дизельного топлива в Казахстане в 2015-24 гг.»). Увеличение внутреннего спроса на дизельное топливо в 2024 году, очевидно, объясняется ростом экономики страны и увеличением объемов трансграничных перевозок. В первом полугодии 2025 года объем производства дизельного топлива в Казахстане вырос на 16% до 3,1 млн т, что позволило во многом удовлетворить рост видимого потребления на 20%.

Рисунок 3.15 Баланс дизельного топлива в Казахстане в 2015-24 гг. (млн т)

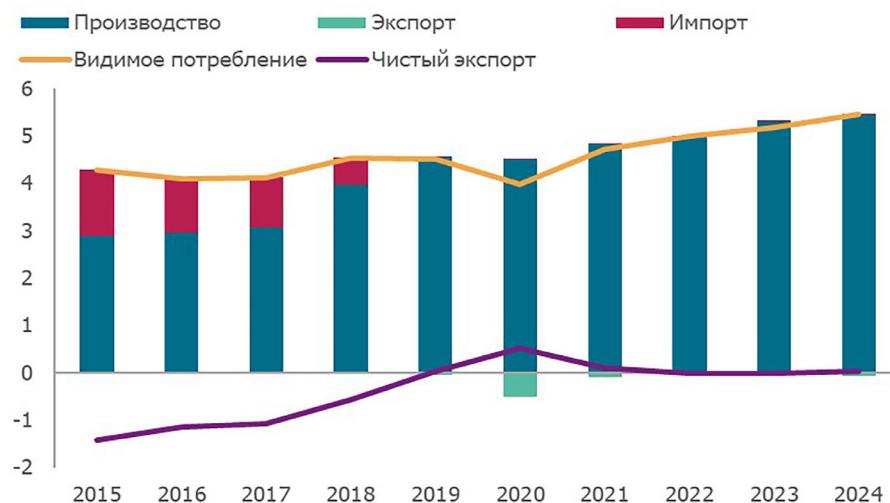


Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что в 2025-50 гг. производство дизельного топлива довольно сильно возрастет, увеличившись на 115% от уровня 2024 года до 11,9 млн т в 2050 году, что позволит полностью покрыть рост потребления за аналогичный период. Такая динамика позволит исключить зависимость от импорта дизельного топлива. Согласно оценкам ENERGY Insights & Analytics, ключевым фактором роста внутреннего потребления дизельного топлива станет развитие автомобильных грузоперевозок, включая транзитные потоки, что напрямую связано с общим увеличением ВВП и расширением товарооборота. В то же время, такие сектора, как сельское хозяйство и промышленность, будут увеличивать спрос на дизельное топливо более умеренными темпами.

Бензин занимает второе место среди нефтепродуктов по объему производства и потребления в Казахстане. Крупнейшим производителем бензина в стране является Шымкентский НПЗ. Каждый из нефтеперерабатывающих заводов главным образом обеспечивает бензином определенный регион страны. В 2024 году производство бензина выросло на 2,7% до 5,4 млн т, видимое потребление бензина повысился на 5,5% до 5,5 млн т (см. Рисунок 3.16 «Баланс бензина в Казахстане в 2015-24 гг.»). В первом полугодии 2025 года объем производства бензина в Казахстане вырос на 17% до 3,0 млн т, тогда как видимое потребление бензина увеличилось на 12% до 2,9 млн т, а разница между производством и потреблением была направлена на экспорт.

Рисунок 3.16 Баланс бензина в Казахстане в 2015-24 гг. (млн т)



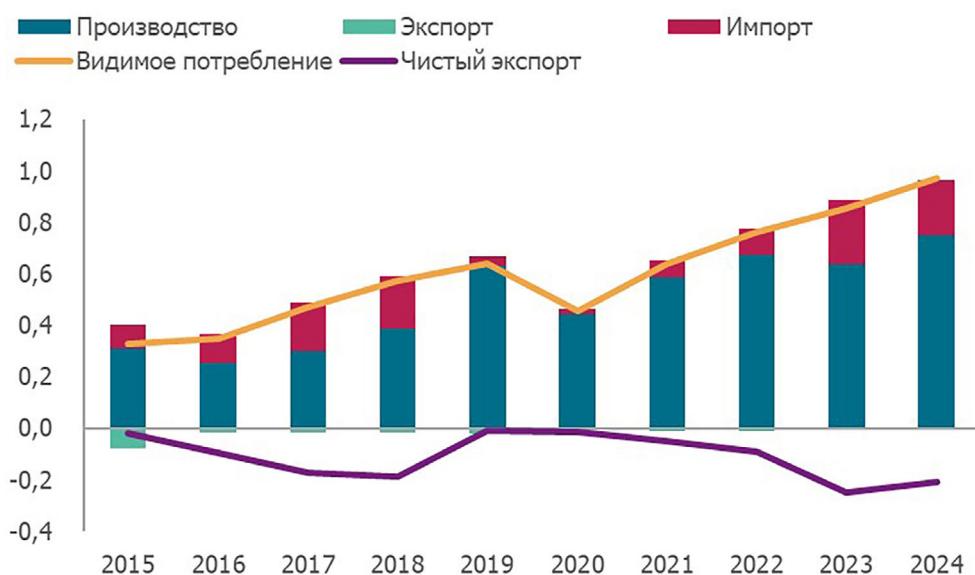
Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

Согласно базовому сценарию ENERGY Insights & Analytics, в 2050 году внутреннее производство бензина вырастет на 26% до 6,8 млн т, полностью покрывая видимый спрос. В долгосрочной перспективе основным фактором увеличения спроса на бензин станет рост числа личных автомобилей, что будет обусловлено повышением доходов населения и экономическим развитием страны. При этом до 2050 года ожидается, что альтернативные виды транспорта — электромобили, а также автомобили на компримированном или сжиженном газе — получат лишь ограниченное распространение. Одновременно с этим, одним из главных сдерживающих факторов для дальнейшего роста потребления бензина станет постепенное повышение топливной эффективности автотранспорта.

Традиционно являясь нетто-импортером **керосина** (в основном авиационного), Казахстан временами приближался к выходу на самообеспечение после модернизации НПЗ: в 2022 году более 85% потребления было покрыто за счет внутреннего производства, тогда как в 2016 году этот показатель составлял менее 60%. Авиакеросин используется в гражданской и военной авиации, и начиная с 2015 года спрос на него рос быстрыми темпами в связи с широким распространением туризма и увеличением авиаперелетов в Казахстане: в 2016-24 гг. среднегодовые темпы роста составляли 13,6% (даже с учетом падения почти на 30% в 2020 году).

В 2024 году совокупный объем производства керосина в Казахстане вырос на 17,6% и достиг нового исторического максимума на отметке 751 тыс. т; при этом видимый спрос повысился на 13,6% и также обновил рекорд, составив 972 тыс. т; в свою очередь, импорт снизился на 15,0% до 210 тыс. т, а экспорт оставался на нулевой отметке (см. Рисунок 3.17 «Баланс керосина в Казахстане в 2015-24 гг.»). В первом полугодии 2025 года выпуск авиакеросина увеличился на 3% до 379 тыс. т, его потребление выросло на 12% до 510 тыс. т, а импорт подскочил на 43% до 134 тыс. т.

Рисунок 3.17 Баланс керосина в Казахстане в 2015-24 гг. (млн т)



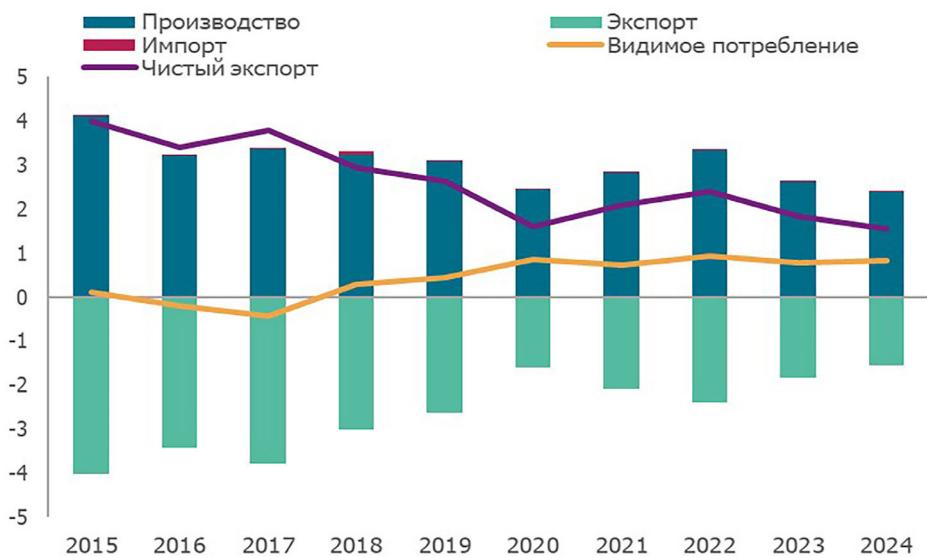
Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

Базовый сценарий ENERGY Insights & Analytics предполагает, что в 2025-50 гг. производство дизельного топлива возрастет на 48% от уровня 2024 года до 1,4 млн т в 2050 году. Ожидается, что к концу 2020-х гг. внутреннего предложения вновь станет достаточно для удовлетворения спроса в стране, однако с 2030-х гг. Казахстан, вероятнее всего – хоть и в незначительной мере – вернется к статусу нетто импортера керосина (в основном из России), но объемы импорта предположительно будут оставаться скромными. Ведущую роль в минимизации зависимости от импорта и связанных с этим рисков в плане национальной безопасности в течение прогнозного периода будут играть расширение и модернизация казахстанских НПЗ наряду с внутренними реформами рынка авиатоплива.

Мазут – темный нефтепродукт с относительно низкой добавленной стоимостью. Поскольку на внутреннем рынке традиционно складывается его избыток, большие объемы мазута экспортируются. В Казахстане мазут в основном потребляется в сфере электроэнергетики/теплоснабжения и в сельском хозяйстве, а внутренние цены на него для социально значимых потребителей регулируются. Лидером по потреблению мазута является северо-центральный регион Казахстана, где наблюдается высокая концентрация предприятий электроэнергетики, теплоснабжения и промышленности, а обеспеченность трубопроводным газом традиционно низкая (поэтому мазут служит вспомогательным или основным видом топлива). Если говорить об экспорте, то мазут обычно находит применение в качестве промежуточного сырья на НПЗ с более сложными технологиями переработки (прежде всего в Европе), а также в качестве судового бункерного топлива. В результате модернизации НПЗ производство и экспорт мазута с 2018 года сокращались, но, тем не менее, в 2022 и 2023 годах производство мазута было несколько выше.

В 2024 году производство мазута снизилось на 8,4% до 2,4 млн т, показав снижение второй год подряд. Как результат, экспорт снизился на 15% до 1,6 млн т, а видимое потребление повысился на 6,6%, превысив отметку в 0,8 млн т (см. Рисунок 3.18 «Баланс мазута в Казахстане в 2015-24 гг.»). В первом полугодии 2025 года производство и видимое потребление мазута сократилось на 6% до 1,1 млн т и 3% до 274 тыс. т соответственно, при этом экспорт также снизился на 7% до 838 тыс. т.

Рисунок 3.18 Баланс мазута в Казахстане в 2015-24 гг. (млн т)



Источник: ENERGY Insights & Analytics, Министерство энергетики РК / САЦ ТЭК РК.

Предполагается, что дальнейшее обновление и технологическое совершенствование нефтеперерабатывающих заводов, а также устранение существующих производственных ограничений приведут к увеличению выпуска светлых нефтепродуктов, тогда как доля темных продуктов, таких как мазут, будет постепенно сокращаться. В долгосрочной перспективе прогнозируется сокращение производства мазута почти вдвое до 1,2 млн т в год к 2050 году, что в целом будет соответствовать потребности Казахстана в мазуте.

Актуальные/проблемные вопросы нефтяной промышленности РК

- **Снижение добычи в будущем на мегапроектах без новых инвестиций.** В долгосрочной перспективе казахстанская нефтяная отрасль сталкивается с риском существенного снижения добычи на крупнейших месторождениях (Тенгиз, Кашаган и Караганда) в случае, если не будут реализованы новые инвестиционные проекты и программы по поддержанию добычи. Уже сейчас прогнозы указывают на пик добычи в 2027–2032 годах, после чего ожидается постепенный, но неуклонный спад. Без своевременного расширения мощностей, внедрения новых технологий и привлечения капитала, давающий потенциал мегапроектов будет исчерпываться, что приведет к снижению экспортных доходов и ослаблению позиций Казахстана на мировом рынке нефти.
- **Снижающаяся добыча на зрелых месторождениях.** Зрелые месторождения уже демонстрируют устойчивую тенденцию к снижению добычи, несмотря на отдельные краткосрочные всплески. Это связано с естественным истощением запасов, низким коэффициентом извлечения нефти и ограниченными возможностями для масштабного внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи. Если не принять дополнительные меры по стимулированию добычи на этих активах, их вклад в общий нефтяной баланс страны будет продолжать сокращаться, что усилит зависимость от нескольких крупных проектов и повысит уязвимость отрасли.
- **Малоактивная геологоразведка.** Инвестиции в геологоразведку в последние годы остаются на низком уровне, что ограничивает возможности открытия новых месторождений и пополнения ресурсной базы. Сокращение расходов на разведку, а также недостаточная привлекательность условий для инвесторов приводят к тому, что открытие крупных новых запасов становится маловероятным. В результате Казахстан рискует столкнуться с дефицитом перспективных проектов в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что негативно скажется на устойчивости нефтяной отрасли.
- **Разница нетбэков на экспорт и внутренний рынок.** Существенный разрыв между нетбэком на экспорт и внутренний рынок формирует стимулы для производителей максимизировать экспортные поставки, зачастую в ущерб внутреннему снабжению. Внутренние цены на нефтепродукты регулируются государством и остаются ниже рыночных, что снижает рентабельность продаж на внутреннем рынке. Это создает долгосрочные риски для инвестиционной привлекательности отрасли и может привести к дефициту нефтепродуктов внутри страны при росте спроса.
- **Концентрация транспорта нефти на системе КТК.** Основная часть казахстанского нефтяного экспорта по-прежнему идет через Каспийский трубопроводный консорциум, что создает критическую зависимость от одного маршрута и (геополитической) ситуации в России. Несмотря на усилия по диверсификации, альтернативные маршруты пока не способны обеспечить сопоставимые объемы и экономическую эффективность. Любые перебои или ограничения на КТК могут привести к существенным потерям для отрасли и бюджета страны, а также к снижению инвестиционной привлекательности казахстанской нефти.
- **Снижение ресурса для поставок на НПЗ.** Снижение добычи на ряде месторождений и высокая экспортная ориентация отрасли создают риски для стабильного обеспечения внутреннего рынка сырьем. Уже сейчас отдельные НПЗ, особенно Шымкентский,

зависят от поставок нефти с удалённых и не всегда стабильных источников. В случае дальнейшего падения добычи и роста внутреннего спроса Казахстан может столкнуться с необходимостью перенаправления нефти мегапроектов и/или импорта нефтепродуктов, что негативно скажется на энергетической безопасности и платежном балансе страны.

- **Будущая «корзина» продуктов НПЗ.** С учетом прогнозируемого роста внутреннего спроса на светлые нефтепродукты (дизель, бензин, авиационное топливо) возникает необходимость адаптации продуктовой корзины НПЗ. Сохранение в номенклатуре НПЗ мазута и других темных продуктов становится все менее актуальным, а модернизация и расширение мощностей по выпуску легких нефтепродуктов становится ключевым условием для удовлетворения спроса и повышения эффективности переработки.

Аналитическая платформа EXia с помощью модулей Upstream позволяет анализировать и прогнозировать производственных, геологических и финансовых данных по нефтедобывающим компаниям Республики Казахстан, в том числе мегапроекты. Модуль «Каталог месторождений» позволяет анализировать историческую динамику изменения запасов углеводородов Казахстана в разрезе недропользователей, месторождений и видов углеводородного сырья.

Раздел 4. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ КАЗАХСТАНА

В отличии от нефти природный газ в Казахстане это в основном местная история. Добываемый на мегапроектах газ в больших объемах закачивается обратно в пласт, внутреннее потребление газа растет, а экспорт снижается. Предпринимаемые в стране меры направлены на выправление баланса газа в долгосрочном периоде за счет новых ГПЗ, повышения коммерческой привлекательности газа и развития транспортной/транзитной инфраструктуры.

Раздел подготовлен на основе статьи «Баланс природного газа 2024 – Факты и Прогнозы», которая впервые была опубликована 20 марта 2025 года на www.exia.kz

КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ

- Природный газ сохраняет ключевую роль в мировой энергетической системе как наиболее экологически чистый и доступный среди ископаемых видов топлива. Он рассматривается как переходный энергоресурс, способный обеспечить баланс между задачами по декарбонизации экономики и потребностями в стабильных энергопоставках. Казахстан активно адаптирует свою энергетическую политику к новым вызовам, включая сокращение углеродного следа и повышение энергоэффективности. Для реализации этой задачи 21 июня 2025 г. Правительство страны утвердило [Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2025-2029 годы](#), в котором национальному оператору в сфере газа и газоснабжения АО «Национальная компания «QazaqGaz» отведена ключевая роль.
- В качестве одного из элементов этой программы предусматривается расширение ресурсной базы газа в стране за счет внедрения эффективных механизмов привлечения частных инвестиций и внедрения современных технологий для разведки и разработки газовых месторождений. В результате к 2019 году ожидается увеличение ресурсной базы товарного газа на 17% (до 34,4 млрд м³) по сравнению с 2024 годом.
- В целях обеспечения существенного прироста объемов газа в соответствии с Комплексным планом развития газовой отрасли на 2025-2029 годы политическое руководство страны, а также национальные энергетические компании АО НК «КазМунайГаз» и АО «НК «QazaqGaz» сфокусировались на четырех подходах: (а) Внедрение мер регулирования цен на товарный газ (поэтапный отказ от перекрестного субсидирования; установление оптовой цены на товарный газ для производителей СПГ в целях его дальнейшей реализации на экспорт на уровне крупных коммерческих потребителей); (б) Внедрение регулирования цен на товарный газ недропользователей, осуществляющих деятельность на газовых и газоконденсатных месторождениях, с применением отдельной методики расчета цены на товарный газ, добытый на газовых и газоконденсатных месторождениях, в целях стимулирования увеличения добычи газа; (в) Пересмотр 10%-го ограничения на повышение цены на сырой и товарный газ, приобретаемый АО «НК «QazaqGaz» в рамках преимущественного права государства; (г) Внедрение действенных стимулов,

направленных на обеспечение возвратности инвестиций в геологоразведку, включая предоставление адекватных тарифов и закупочных цен.

- Улучшенный Модельный Контракт призван стимулировать добычу «нового» газа, но для реализации его полного потенциала и значительного влияния на газовый баланс необходимы дальнейшие реформы и инвестиции. Успех УМК зависит от его способности реально привлекать иностранные инвестиции и стимулировать отечественные компании к реализации более рискованных и капиталоемких проектов по разведке и разработке газа.
- Еще одной из ключевых целей наращивания объемов предложения газа является повышение обеспеченности товарным газом за счет расширения мощностей газопереработки. Однако стоимость таких новых мощностей очень высока, поскольку на них предполагается переработка высокосернистого попутного газа. К 2029 году Казахстан планирует прирост новых перерабатывающих мощностей в объеме 5,9 млрд м³ в год.
- В 2024 году валовая добыча газа в Казахстане, согласно отчетным данным, составила 58,9 млрд м³, немного снизившись по сравнению с 2023 годом. Производство товарного газа (без учета объемов обратной закачки) в 2024 году составило 35,6 млрд м³. В более долгосрочной перспективе складывается напряженная ситуация с предложением товарного газа на фоне значительного внутреннего спроса, особенно в контексте перехода с угля на газ в электроэнергетике. Это связано с тем, что производство товарного газа, вероятнее всего, будет ограничиваться регулярной необходимостью в обратной закачке, которая останется важным и экономически эффективным вариантом утилизации газа для операторов добывающих проектов. Ожидается, что производство товарного газа выйдет на пиковый уровень уже в 2029 на отметке около 41 млрд м³ в год, но без новых инвестиций в разведку, добычу и переработку природного газа производство товарного газа будет снижаться.
- Эксплуатация газотранспортной инфраструктуры Казахстана сталкивается со значительными вызовами из-за высокого уровня износа. При этом многие трубопроводы имеют превышенный проектный срок службы и относительно низкую пропускную способность. Основная инфраструктура, сохранившаяся в основном со времен СССР, имеет средний уровень износа более 70%, что требует масштабных работ по модернизации, включая новые инфраструктурные проекты и устранение дефектов.
- В 2024 году реализация газа на внутреннем рынке составила 21,2 млрд м³, что на 9% больше, чем в 2023 году. Одним из значимых факторов, способствовавших такому существенному росту спроса со стороны конечных потребителей, стала газификация страны. Согласно прогнозам ENERGY Insights & Analytics к 2040 году реализация газа на внутреннем рынке составит около 26 млрд м³. При этом ожидается, что показатель использования газа в экономике будет во многом приходиться на объемы, компенсирующие сокращение потребления угля, а не на чистый прирост потребления первичных энергоресурсов.
- Экспорт природного газа в 2024 году увеличился на 2%, до 6,0 млрд м³, по сравнению с 2023 годом, но все еще далек от уровня 2021 года – 8,7 млрд м³. Несмотря на то, что Казахстан остается газовым нетто-экспортером, он сталкивается с угрозой

дефицита природного газа: реализуемая в стране программа газификации приводит к росту потребления, тогда как объем производства товарного газа остается практически неизменным. ENERGY Insights & Analytics прогнозирует, что без новых инвестиций в разведку, добычу и переработку природного газа Казахстан будет оставаться нетто-экспортером примерно до 2033 года и в дальнейшем при полгаться на импорт газа из Российской Федерации.

- Консервативный сценарий ENERGY Insights & Analytics подчеркивает потенциальные риски для обеспечения газом Казахстана, если новые проекты не будут реализованы. Это напоминание о том, что полагаться исключительно на существующие месторождения нецелесообразно. Казахстану необходимо активно создавать благоприятную среду для инвестиций в разведку и добычу, упрощая нормативные процедуры, предлагая привлекательные налоговые условия и стимулируя технологические инновации. Это включает в себя целевые стимулы для проектов, которые увеличивают производственные мощности и открывают новые ресурсные бассейны.

Введение

Как изложено в статье ENERGY Insights & Analytics [«Природный газ – Большие надежды Казахстана»](#), в мире наблюдается устойчивая тенденция к нарастанию значимости природного газа. И наша страна может извлечь выгоду из этой тенденции благодаря своим огромным запасам природного газа. Существует потенциал для улучшения внутреннего баланса природного газа за счет стимулирования внутреннего спроса и увеличения экспортных доходов при условии принятия надлежащих стратегических мер. Традиционно добыча газа в Казахстане зависела от операций по добыче нефти, осуществляемых в рамках крупных нефтегазовых проектов, таких как Тенгиз, Кашаган и Караганда. Для обеспечения оптимального энергетического баланса нашей страны газовой отрасли необходима собственная целостная стратегия развития. Для осуществления такого масштабного преобразования газовая отрасль нуждается как в значительных финансовых вливаниях, так и в фундаментальном изменении стратегий развития, чтобы стать устойчивым и надежным сектором, выходящим за рамки своей вспомогательной роли в нефтедобыче.

Важность природного газа была отмечена видными спикерами на конференции CERAWeek 2025, организованной S&P Global. Министр энергетики США Крис Райт заявил на открытии пленарного заседания CERAWeek, что [«физически невозможно»](#), чтобы солнечная, ветровая энергия и аккумуляторы заменили «бесчисленное множество» применений природного газа. Патрик Пуянне, генеральный директор французской энергетической компании TotalEnergies, заявил аудитории в Хьюстоне, что газовые электростанции также могут помочь странам отказаться от угля. [«Я убежден, что газ будет ядром энергетического перехода»](#), - сказал Пуянне в своем выступлении. Он также отметил, что газ также может играть роль в поддержке электроэнергии, вырабатываемой такими непостоянными источниками как ветряные и солнечные установки.

КЛЮЧЕВЫЕ ИГРОКИ И ЗАПАСЫ ГАЗА

Казахстан входит [в двадцатку стран мира с крупнейшими запасами газа](#), причем большая часть запасов расположена [в Прикаспийском бассейне](#). [Норт Каспиан Оперейтинг Компани](#) [НКОК], [Карачаганак Петролиум Оперейтинг](#) [КПО] и [Тенгизшевройл](#) [ТШО] отвечают за управление большей частью добычи в рамках своих мегапроектов. CNPC-Актобемунайгаз и другие компании занимаются разработкой небольших газовых месторождений.

Наибольшая доля запасов газа в Казахстане приходится на «большую тройку» месторождений: Кашаган, Тенгиз и Караганак [см. Рис. 1]. Разработка этих месторождений сопряжена с серьезными технологическими и экономическими вызовами, поскольку они характеризуются сложной геологией, глубоким залеганием и высоким содержанием серы. Важно отметить, что высокое содержание серы требует наличия специализированных установок для отделения серы от газа, что требует значительных инвестиций. НКОК, КПО и ТШО доминируют по запасам, что подчеркивает крайне высокую концентрацию газовых ресурсов в рамках этих крупных проектов. Запасы газа, обнаруженные в менее сложных месторождениях, расположенных в других местах, имеют меньшие размеры и остаются важными только в пределах своих локальных районов. Такая концентрация запасов представляет собой как возможность, так и риск. С одной стороны, она позволяет добиться эффекта экономии за счет масштаба производства, а с другой – создает уязвимость к сбоям на этих ключевых месторождениях и ограничивает участие небольших отечественных компаний в газовом секторе.

Рис.1 Извлекаемые запасы газа на конец 2022 года, трлн м³



Источник: ENERGY Insight & Analytics, Национальная Геологическая Служба

Национальная компания QazaqGaz является краеугольным камнем газовой промышленности страны, поскольку она контролирует транспортировку, переработку и сбыт газа. КазМунайГаз [КМГ] играет важную роль в секторе разведки и добычи. Компания Интергаз Центральная Азия эксплуатирует магистральную трубопроводную сеть, принадлежащую QazaqGaz, для обеспечения внутреннего транзита и экспорта газа. Функция переработки газа осуществляется через пять крупных газоперерабатывающих заводов [ГПЗ], а также за счет мощностей Оренбургского ГПЗ в России, который является одним из основных предприятий, перерабатывающих газ с Караганака.

Фактический баланс газа

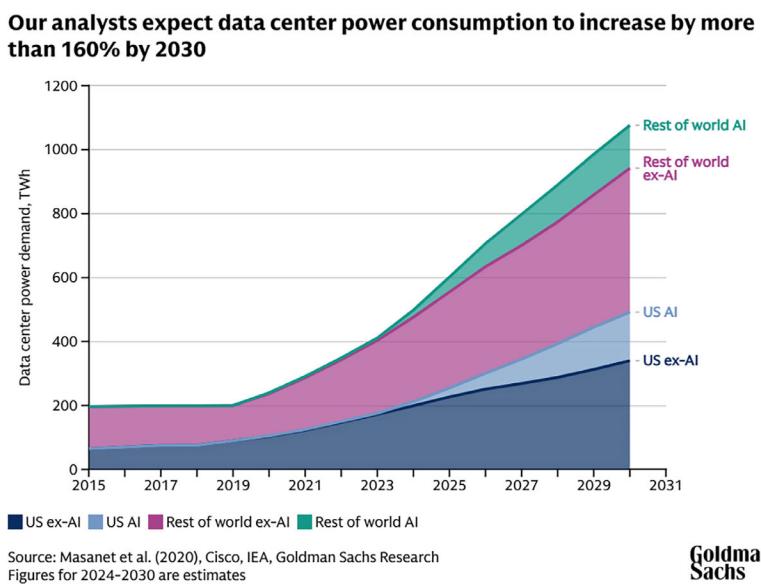
Фактический газовый баланс страны в период с 2021 по 2024 год [см. Таблицу 1] демонстрирует как положительные, так и тревожные тенденции. Валовая добыча газа продемонстрировала явную тенденцию к росту за рассматриваемый период, что указывает на потенциал Казахстана, поскольку продолжаются инвестиции и разработки в области добычи газа. Однако этот рост добычи сопровождается увеличением объемов обратной закачки газа в пласт, что жизненно важно для поддержания добычи жидкого углеводородов. Как видно из таблицы ниже, обратная закачка составляет более трети от общего баланса, что подчеркивает наличие огромного потенциала для повышения эффективности газового баланса. Для понимания контекста: совокупный средний вес переработки [21%] и экспортных продаж [11%] все еще ниже, чем вес обратной закачки. Обратная закачка, хотя и имеет решающее значение для поддержания добычи нефти, представляет собой упущенную возможность для создания более широкой экономической ценности, поскольку приоритетное развитие переработки и экспорта газа могло бы открыть значительные источники дохода, стимулировать развитие перерабатывающих отраслей и повысить общую энергетическую безопасность. Почти двукратное увеличение импорта в период с 2021 по 2024 год является еще одним тревожным сигналом для страны с огромными запасами газа и значительным потенциалом для развития этой отрасли.

Таблица 1. Баланс природного газа, в млрд, куб. м.

Показатели	2021	2022	2023	2024	Удельный вес, в среднем
(+) Импорт	2,3	1,3	0,9	4,4	
(+) Чистое производство, включая:	25,0	23,0	25,0	22,8	
(+ Добыча	53,8	53,2	60,0	58,9	
(-) Обратная закачка	17,3	18,7	22,2	23,3	35%
(-) Переработка	11,5	11,5	12,8	12,8	21%
(-) Общая реализация, включая:	27,3	24,4	25,0	27,2	
(-) Реализация на внутреннем рынке	18,6	19,4	19,4	21,2	33%
(-) Экспортные продажи	8,7	5,0	5,6	6,0	11%

Источник: ENERGY Insight & Analytics, Министерство энергетики РК/ САЦ ТЭК РК

При этом добыча газа в Казахстане в значительной степени является побочным продуктом добычи нефти, особенно на месторождениях «большой тройки». Эта неотъемлемая связь означает, что объемы добычи газа напрямую зависят от планов добычи нефти. Высокий уровень обратной закачки газа, используемый для максимизации извлечения нефти, еще больше влияет на доступность товарного газа. Однако в эпоху, когда природный газ все больше признается [ключевым компонентом мирового энергетического баланса](#), и некоторые видные аналитики считают его [важнейшим источником энергии для обеспечения революции искусственного интеллекта](#), текущий статус природного газа как дополнения от добычи нефти представляет собой стратегическую уязвимость. Заглядывая в будущее, по мере истощения зрелых нефтяных месторождений и потенциального снижения добычи нефти, стратегический сдвиг в сторону разработки ресурсов «бесплатного» газа и оптимизации использования попутного газа будет иметь решающее значение для увеличения объемов производства товарного газа.



Источник: Goldman Sachs

Этот переход требует целенаправленных инвестиций и развития технологий, чтобы отделить добычу газа от ее зависимости от добычи нефти. Это разделение – не просто оперативная корректировка, а стратегический императив, позволяющий Казахстану в полной мере воспользоваться растущим мировым спросом на природный газ и закрепить свои позиции в меняющейся энергетической картине мира. Несспособность осуществить этот переход заблаговременно может привести к значительному снижению добычи газа, усугублению дефицита предложения и вынудить Казахстан в большей степени полагаться на импорт, что может иметь последствия для энергетической безопасности и геополитического влияния в мире, который все больше питается природным газом.

Улучшенный модельный контракт

Исторически Казахстан эффективно использовал свои ресурсы попутного газа, закупая его для внутреннего рынка по очень низким ценам. Часто эти цены были ниже себестоимости для добывающих компаний, поэтому поставки газа фактически перекрестно субсидировались за счет экспорта нефти.

Для стимулирования инвестиций в газовый сектор и разработку новых месторождений был введен Улучшенный Модельный Контракт [УМК]. Этот новый механизм ценообразования для «нового» газа [добываемого из новых проектов или посредством увеличения добычи на существующих] устанавливает цену производителя как средневзвешенное значение цены внутреннего рынка [30%] и экспортной паритетной цены [70%]. Эта мера направлена на повышение инвестиционной привлекательности газовых проектов. Для углубленного анализа механизма УМК мы рекомендуем обратиться к [Национальному энергетическому докладу KAZENERGY за 2023 год](#). Проект [«Каламкас-море – Хазар»](#), совместное предприятие КМГ и Лукойла, является примером проекта, который может выиграть от УМК. Хотя ожидается, что УМК будет стимулировать добычу газа из новых предприятий, для реализации его полного потенциала и значительного влияния на газовый баланс необходимы дальнейшие реформы

и инвестиции. Успех УМК зависит от его способности реально привлекать иностранные инвестиции и стимулировать отечественные компании к реализации более рискованных и капиталоемких проектов по разведке и разработке газа.

УМК – это важный позитивный шаг, поскольку он признает глобальную ценность газа, привязывая цены производителей к экспортному паритету. Он предлагает инвесторам более экономически жизнеспособную структуру по сравнению с потенциально обескураживающими низкими внутренними ценами. Формула 70/30 – это разумная попытка сбалансировать привлечение инвестиций с доступностью для внутреннего рынка.

Однако эффективность УМК не гарантирована. Формула 70/30 все еще может быть недостаточно привлекательной, поскольку компонент внутренней цены может ограничить потенциальную прибыль инвесторов. Фактические детали контракта имеют решающее значение, и невыгодные условия могут свести на нет стимулы. Кроме того, успех УМК в значительной степени зависит от более широкого инвестиционного климата в Казахстане, включая политическую стабильность и эффективность регулирования. Необходим постоянный мониторинг и корректировка формулы 70/30 для адаптации к изменениям рынка и поддержания ее эффективности. Поэтому, будучи долгожданным шагом, УМК является лишь частью более масштабной стратегии, необходимой для оживления газового сектора Казахстана, требующей тщательной реализации и дополнительных реформ.

Прогнозный баланс газа

Существуют различные прогнозные сценарии для газового баланса Казахстана. Например, прогноз S&P Global Commodity Insights для газового баланса Казахстана до 2050 года представляет собой базовый сценарий, указывающий на относительно стабильный прогноз добычи. Прогнозируется, что валовая добыча достигнет пика примерно в 2030–2035 годах, а затем будет постепенно снижаться. Производство товарного газа следует аналогичной тенденции. Примечательно, что прогноз предполагает переход от чистого экспорта к чистому импорту в долгосрочной перспективе, что обусловлено увеличением внутреннего потребления товарного газа.

Таблица 6.5 Баланс природного газа в Казахстане: базовый прогнозный сценарий S&P Global на 2020–50 гг. (млрд м³ в год)

	Прогноз S&P Global										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство (валовое)*	55,4	54,2	53,2	56,7	59,2	68,5	69,3	68,5	63,2	54,6	48,8
Производство (товарный объем)	37,8	36,8	36,0	37,0	36,8	38,9	40,1	41,9	39,2	34,5	31,9
Импорт	4,3	9,3	7,4	6,4	5,5	4,9	5,6	5,5	9,5	10,8	11,6
Экспорт	16,7	14,8	13,0	12,2	11,5	12,7	14,4	14,7	13,6	9,5	6,7
Чистый экспорт	12,4	5,5	5,6	5,8	6,0	7,8	8,8	9,2	4,1	-1,3	-4,9
Видимое потребление (товарного газа)	25,4	31,3	30,4	31,1	30,7	31,1	31,3	32,7	35,1	35,8	36,8
Конечное потребление	17,1	18,6	19,2	20,0	20,1	20,5	22,3	25,4	28,9	31,2	33,2

Примечания: *Включая объемы обратной закачки.
Источник: S&P Global.

© 2023 S&P Global.

Источник: Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2023

Прогноз ENERGY Insights & Analytics [см. Таблицу 2] предлагает более консервативный прогноз, предсказывая снижение добычи природного газа в Казахстане с 2030 по 2040 год. Важно отметить, что этот сценарий не учитывает несколько потенциально значимых проектов, таких как «Каламкас-море - Хазар», «Кашаган Фаза 2В и 3» и новый газовый завод для КПО, из-за отсутствия на сегодняшний день окончательных инвестиционных решений по этим проектам. Кроме того, Министерство энергетики Казахстана на заседании Расширенной коллегии представило планы по некоторым крупным проектам строительства газоперерабатывающих заводов: газоперерабатывающие заводы на месторождении Кашаган мощностью 1 и 2,5 млрд м³ в год, а также расширение КазГПЗ до 0,9 млрд м³ в год. Однако эти проекты имеют историю длительных обсуждений и задержек с реализацией, что добавляет неопределенности в отношении будущей добычи газа. К ним относятся как [совместные проекты с катарской UCC Holding](#) на Кашагане, так и [расширение мощностей КазГПЗ](#).

Таблица 2. Прогнозный баланс природного газа, млрд м³

Показатели	2025	2030	2035	2040
(+) Чистое производство, включая:	25	26	22	15
(+) Добыча	63	64	53	36
(-) Обратная закачка	24	24	19	13
(-) Переработка	13	14	12	8
(-) Реализация на внутреннем рынке	21	23	24	26
(=) Свободный ресурс газа	3,4	2,6	-2,2	-10,4

Источник: ENERGY Insight & Analytics

Таким образом, согласно этому сценарию, ожидается снижение чистой добычи, что приведет к сокращению свободных ресурсов природного газа. К 2035 году прогноз указывает на отрицательные свободные ресурсы, что означает, что внутреннее потребление превысит добычу даже после учета обратной закачки и переработки. Этот консервативный сценарий подчеркивает потенциальные риски для газоснабжения Казахстана, если новые проекты не будут реализованы.

Это напоминание о том, что полагаться исключительно на существующие месторождения нецелесообразно. Казахстану необходимо активно создавать благоприятную среду для инвестиций в разведку и добычу, упрощая нормативные процедуры, предлагая привлекательные налоговые условия и стимулируя технологические инновации. Это включает в себя целевые стимулы для проектов, которые увеличивают производственные мощности и открывают новые ресурсные бассейны.

Прогноз Министерства энергетики Казахстана на 2024–2030 годы имеет более короткий горизонт и представляет собой более оптимистичный взгляд, прогнозируя увеличение как валовой, так и товарной добычи газа. Этот прогноз включает в себя вклад от существующих месторождений и новых проектов, что указывает на потенциал значительного роста в газовом секторе. Прогноз также показывает устойчивый рост внутреннего потребления, но рост производства опережает потребление, что приводит к значительному увеличению свободных газовых ресурсов. Этот сценарий предполагает, что Казахстан имеет потенциал для увеличения экспортных мощностей и поддержания избытка природного газа для внутреннего использования.

ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНС ГАЗА РК на 2024-2030 годы (млн м³)

Наименование	2024г. прогноз	2025г. прогноз	2026г. прогноз	2027г. прогноз	2028г. прогноз	2029г. прогноз	2030г. прогноз
Добыча сырого газа РК	60 456	72 717	74 707	82 220	83 932	86 109	90 725
Добыча газа (действующие месторождения)	60 048	72 109	73 434	80 212	80 721	82 100	86 501
Тенгиз (добыча газа)	15 153	25 385	25 731	27 390	27 991	26 753	29 878
Карачаганак (добыча газа)	24 013	24 976	27 186	29 769	28 572	31 272	31 374
Кашаган (добыча газа)	11 254	12 014	10 257	12 472	13 553	13 516	15 012
Жанажол (добыча газа)	3 757	3 663	3 491	3 504	3 419	3 194	2 948
ПРОЧИЕ (добыча газа)	5 871	6 072	6 770	7 077	7 186	7 366	7 289
НОВЫЕ ПРОЕКТЫ (добыча газа)	408	608	1 273	2 008	3 211	4 008	4 223
Закачка сырого газа РК	24 769	33 219	34 408	40 037	39 962	40 479	43 620
Тенгиз	4 957	12 465	12 969	14 555	15 046	13 479	16 461
Карачаганак	14 025	15 685	17 243	19 765	19 259	21 294	21 398
Кашаган	5 589	4 917	4 048	5 563	5 578	5 563	5 563
ПРОЧИЕ (закачка сырого газа)	198	153	148	154	79	143	199
Производство товарного газа РК	28 054	29 479	29 401	30 783	31 888	33 760	35 189
Тенгиз (производство товарного газа)	8 665	9 541	9 284	9 407	8 967	9 919	10 027
Карачаганак (производство товарного газа)	7 629	7 056	7 590	7 646	7 078	7 627	7 629
Кашаган (производство товарного газа)	4 394	5 469	4 784	5 328	6 160	6 143	7 654
Жанажол (производство товарного газа)	3 264	3 171	3 004	3 018	3 282	3 009	2 708
ПРОЧИЕ (производство товарного газа)	3 776	3 753	3 675	3 719	3 683	3 677	3 610
НОВЫЕ ПРОЕКТЫ (производство товарного газа)	327	488	1 063	1 665	2 717	3 383	3 562
Товарный газ на собственные технологические нужды недропользователей	5 956	6 537	6 939	7 577	8 544	11 080	11 460
Товарный газ для реализации:	22 473	23 837	24 425	26 103	31 255	31 265	34 419
Текущее внутреннее потребление: млн.м ³	20 946	21 451	21 839	22 430	22 768	22 993	23 225
Свободный ресурс газа	1 527	2 386	2 586	3 673	8 486	8 272	11 194

Источник: Министерство энергетики РК

Сравнительный анализ прогнозов газового баланса S&P Global Commodity Insights, ENERGY Insights & Analytics и Министерства энергетики Казахстана выявляет спектр потенциальных вариантов будущего для газовой промышленности Казахстана, каждый из которых имеет свои отчетливые стратегические последствия. Данное выявление расхождений – не просто мысленный эксперимент. Оно несет далекодущие последствия для энергетической безопасности, экономической диверсификации и геополитического позиционирования Казахстана. Мы считаем, что ключевым выводом является необходимость разработки гибкой и многосторонней стратегии. Казахстан должен выйти за рамки единичного прогнозирования и принять сценарное планирование, подвергая стресс-тестированию свою энергетическую политику и инвестиционные стратегии с учетом всего спектра возможных исходов.

Актуальные/проблемные вопросы газовой отрасли Казахстана

- Для обеспечения устойчивого газового баланса, удовлетворения растущего внутреннего спроса и сохранения экспортного потенциала Казахстан должен повысить инвестиционную привлекательность своего газового сектора. Это требует целостного подхода, охватывающего реформы газовой политики, стимулы для разведки и разработки, внедрение передовых технологий добычи и переработки газа, а также реализацию мер по повышению энергоэффективности.

- Утвержденные Правительством Республики Казахстан меры по дальнейшему развитию газовой отрасли заслуживают самой высокой оценки. При этом следующими задачами должны стать контроль и анализ успеха новых положений законодательства и его доработка по мере необходимости. В частности, предстоит понять, способствует ли внедрение механизма Улучшенного модельного контракта привлечению существенного интереса со стороны международных нефтяных компаний (МНК) и заключению с ними соглашений, а также позволяет ли установленная цена на новый газ окупить затраты на его производство. Оценивая успех УМК, важно учитывать более широкий международный контекст, в котором Казахстан конкурирует за инвестиции с другими странами.
- Продолженное Правительством Казахстана повышение цен на газ для конечных потребителей, но их уровень все еще недостаточно высок, чтобы покрыть затраты по всей цепочке создания стоимости. Политический импульс к постепенному повышению цен – пусть и разными темпами для разных групп потребителей – должен позволить ценам быстрее выйти на уровень окупаемости, а затем и на рентабельный уровень, и помочь мотивировать потребителей к более эффективному использованию природного газа.
- Без эффективной и оперативной реализации запланированных Правительством мер Казахстан рискует столкнуться с нехваткой газа и усилением зависимости от импорта, что может поставить под угрозу энергетическую безопасность и экономическое развитие. Например, текущее состояние газового баланса страны создает возможности для России, поскольку один из крупнейших в мире производителей природного газа ищет новые маршруты для экспорта своего газа в связи с геополитическими событиями последних четырех лет.

В Аналитической платформе EXia реализован модуль «Природный газ», в рамках которого формируется фактический и прогнозный баланс природного газа, а также осуществляется финансовый анализ и прогнозирование показателей деятельности национального оператора в сфере газа и газоснабжения.

Раздел 5. ИНСАЙТЫ И АНАЛИТИКА

В настоящем разделе представлены основные, по мнению ENERGY Insights & Analytics, вопросы нефтегазовой отрасли Казахстана. Скорее один единственный вопрос – как вырастить единорога новые мегапроекты? Начатый в прошлом выпуске Energy Outlook с Тенгиза обзор мегапроектов завершается подобными обзорами Кашагана и Карабаганака. Здесь же представлены результаты деятельности национальной нефтегазовой компании КазМунайГаз, которая одновременно владеет долями во всех трех мегапроектах и сталкивается со снижением добычи на зрелых месторождениях. Раздел подытоживает обзор мегапроектов новой формации, которые обусловлены охватившим мир энергетическим прагматизмом.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАШАГАН – УСЛОВИЯ И ПЛАНЫ НА БУДУЩЕЕ

Кашаган справившись с технологическими вызовами на этапе реализации проекта и выйдя на полку добычи теперь стал объектом пристального внимания госорганов арбитражное разбирательство и экологический штраф регулярно и в красках освещается в казахстанской и зарубежной прессе. Реализации огромного потенциала месторождения это отнюдь не помогает, проекты расширения под большим вопросом до улаживания претензий государства.

Материал впервые опубликован 10 декабря 2024 года на www.exia.kz

Введение

Нефтегазовое месторождение Кашаган, расположенное на шельфе Северного Каспия, является одним из наиболее значимых энергетических активов Казахстана и краеугольным камнем его нефтедобычи. Это второй по объему добычи производитель нефти в Казахстане, обладающий самыми большими запасами, на долю которых приходится почти половина извлекаемых запасов нефти в стране.

Оперируемое компанией North Caspian Operating Company [NCOC], месторождение Кашаган значительно способствует увеличению нефтяных запасов и добычи в стране, наряду с другими крупными месторождениями, такими как Тенгиз и Карабаганак. Соглашение о разделе продукции [СРП] на Кашагане, действующее до 2041 года, обеспечивает долгосрочную основу для международного сотрудничества. Однако проект освоения и эксплуатации Кашагана [далее - Проект] сталкивается с трудностями, включая технические сложности, арбитражные споры и необходимость продолжения инвестиций для обеспечения его успеха. В настоящее время Правительство Казахстана ведет арбитражные разбирательства с консорциумом инвесторов Кашагана [Консорциум], подав судебные иски на общую сумму более 160 миллиардов долларов США.

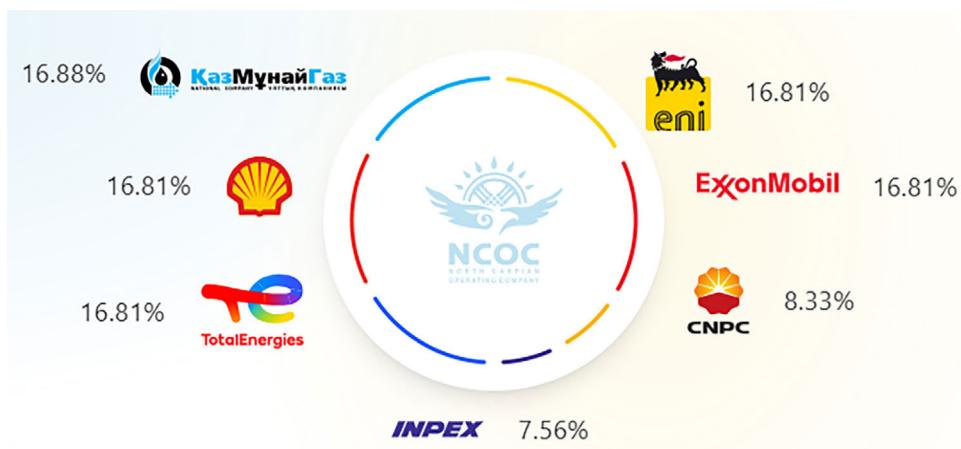
Разработка месторождения Кашаган не только пополняет национальный бюджет, но и играет решающую роль в раскрытии потенциала роста газовой промышленности страны. Таким образом, предстоящие проекты расширения месторождения Кашаган [газоперерабатывающие заводы на 1 и 2,5 миллиарда кубометров товарного газа в год, Фазы 2Б и 3] имеют стратегическое значение для страны как источник природного газа для покрытия увеличения внутреннего спроса со стороны населения и нефтехимии. Однако задержки в принятии решений по этим проектам препятствуют удовлетворению этих потребностей и, учитывая временную ценность денег, негативно влияют на экономическую привлекательность Проекта.

Кроме того, условия СРП часто становятся предметом спекуляций [как в Интернете](#), так и [в стенах Мажилиса Парламента](#), что делает крайне важным для народа Казахстана понимание специфики, преимуществ и потенциала Проекта. Решение этих вопросов имеет решающее значение для сохранения роли Кашагана в экономическом росте и энергетической безопасности Казахстана.

Кашаган и его влияние на Казахстан

Кашаган оперируется через NCOC консорциумом международных нефтяных компаний. Инвесторами Проекта являются НК КазМунайГаз, TotalEnergies, Shell, ExxonMobil, ENI, CNPC и Inpex.

Техническая сложность месторождения, включая мелководные условия и длительный период льдообразования, высокое пластовое давление и высокое содержание H2S и CO2, создает уникальные вызовы. Эти факторы требуют строительства искусственных островов и специализированной инфраструктуры для соответствия суровым экологическим условиям и техническим требованиям. Расположение месторождения в северной части Каспийского моря, где глубина воды не превышает 10 метров, требует сложных инженерных решений. Учитывая, что Каспийское море является замкнутым водоемом, крайне важно с большой осторожностью подходить к строительству инфраструктуры для предотвращения аварий, поскольку Каспий, в отличие от океана, не может очиститься естественным путем. Наличие высокого пластового давления, которое превышает 75 мегапаскаль [11 000 фунт-сила на квадратный дюйм], требует передовых технологий бурения и надежной инфраструктуры для обеспечения



Источник: Официальный сайт NCOC

безопасности и эффективности. Высокие концентрации H₂S и CO₂ в скважинных флюидах создают дополнительные риски, что требует использования коррозионно-стойких материалов и комплексных протоколов безопасности для защиты персонала и оборудования.

NCOC является вторым по величине производителем нефти в Казахстане после «Тенгизшевройл» [ТШО]. Добыча нефти на Кашагане началась 11 сентября 2013 года, что стало важной вехой для одного из крупнейших месторождений в мире. Однако вскоре после начала добычи, в октябре 2013 года, работы были приостановлены из-за серьезных технических неполадок. Основной причиной этого перерыва стало обнаружение утечек газа в трубопроводах, используемых для транспортировки нефти и газа с морского комплекса на береговой.

Масштабная замена трубопровода и необходимость решения других технических проблем задержали возобновление добычи до ноября 2016 года. В течение этого периода Консорциум сосредоточился на совершенствовании инфраструктуры месторождения, чтобы предотвратить подобные проблемы в будущем. Эта задержка также позволила повысить эксплуатационную надежность и безопасность на месторождении, гарантировав, что, когда добыча возобновится, она сможет продолжаться без дальнейших перерывов.

В ноябре 2016 года на месторождении Кашаган была успешно возобновлена добыча, первоначально на четырех скважинах, с постепенным увеличением добычи по мере ввода в эксплуатацию новых скважин. Такой осторожный подход был необходим для того, чтобы новая инфраструктура могла справиться со сложными условиями на месторождении и предотвратить повторение проблем, которые ранее приводили к остановке добычи.

Добыча нефти, млн тонн	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Казахстан	78	86	90	91	86	86	84	90
NCOC	1	8	13	14	15	16	13	19
Доля NCOC, %	1%	10%	15%	16%	18%	19%	15%	21%

Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics.

После возобновления добычи незапланированных сбоев в работе месторождения не было отмечено, и NCOC четко демонстрирует тенденцию к росту объемов производства, а ее доля на рынке среди казахстанских игроков увеличивается. За последний полный финансовый год NCOC добыла почти 19 миллионов тонн сырой нефти, что составило около 21% от общего объема добычи в стране. По состоянию на 31 декабря 2022 года извлекаемые запасы нефти NCOC составляли 2,1 миллиарда тонн [категорий А+Б+С1+С2 по казахстанской классификации]. При уровне добычи 2023 года соотношение запасов к добыче составляет около 111 лет. Месторождение Кашаган на сегодняшний день является крупнейшим в Казахстане по запасам нефти, составляя 47% от общих извлекаемых запасов страны. Для сравнения, извлекаемые запасы крупнейшей нефтедобывающей компании в стране, ТШО, значительно меньше и составляют 936 миллионов тонн. Запасы природного газа NCOC также на сегодняшний день являются крупнейшими в Казахстане и составляют 1,6 триллиона кубических метров

[55,3 триллиона кубических футов] по состоянию на конец 2022 года, что составляет около 42% от итого извлекаемых запасов природного газа Казахстана.

Кашаган является вторым по величине производителем нефти в Казахстане с самыми большими запасами, что делает его жизненно важным активом для экономики нашей страны. Несмотря на все положительные моменты, важно отметить, что между Правительством Казахстана и Консорциумом существуют крупные арбитражные разбирательства. У Правительства есть претензии к международным компаниям, участвующим в разработке месторождения, на [общую сумму более 160 миллиардов долларов США](#). Эти претензии включают в себя оспариваемые возмещаемые затраты в размере 15 миллиардов долларов США и дополнительные 138 миллиардов долларов США за упущенную выгоду из-за невыполнения плановых показателей по добыче нефти. Министерство энергетики заявило, что детали этих арбитражных споров являются конфиденциальными. Кроме того, Министерство экологии и природных ресурсов добивается выплаты штрафов в размере [5,1 миллиарда долларов](#) США за экологические нарушения. Полномочный орган в лице ТОО "PSA" [PSA], как подчеркивалось в интервью с Бекетом Избастыным в [сентябре 2024 года](#), играет решающую роль в этих арбитражных разбирательствах, выступая в качестве уполномоченного органа по защите интересов Казахстана в соглашениях о разделе продукции для таких проектов, как Кашаган. Такое участие подчеркивает важность PSA в разрешении этих сложных споров.

Проекты по расширению мощностей

Несмотря на арбитражные споры между Правительством и Консорциумом, реализация Проекта продолжается, и существуют амбициозные планы расширения мощностей уникального месторождения, которые разделены на несколько фаз. Есть четыре ключевых проекта, и первые два из них связаны со строительством новых газоперерабатывающих заводов, которые, как ожидается, будут реализованы QazaqGaz в партнерстве с катарской компанией UCC Holding.

Первый из этих проектов предполагает строительство современного газоперерабатывающего завода, рассчитанного на производство 1 миллиарда кубометров товарного газа в год [1 bсma], [75% доли в котором принадлежит UCC Holding](#). Ожидается, что этот проект позволит увеличить добычу на дополнительные 0,9 миллиона тонн нефти в год.

Опираясь на достигнутые результаты, на Фазе 2А планируется дальнейшее увеличение добычи. За счет направления дополнительных 4 миллиардов кубометров сырого газа на установку, способную производить 2,5 миллиарда кубометров товарного газа в год, этот проект позволит получать дополнительно 2,3 миллиона тонн нефти в год.

Эти события согласуются с нашими выводами, изложенными в статье ["Природный газ – большие надежды Казахстана"](#), где мы подчеркнули, что строительство таких заводов поможет раскрыть значительный потенциал роста для увеличения добычи газа с учетом уже существующих планов в области нефтехимии и обеспечения роста внутреннего потребления. Без этих изменений единственной жизнеспособной альтернативой было бы увеличение импорта газа из-за рубежа.

Забегая вперед, отметим, что Фаза 2В находится на стадии планирования, QazaqGas и UCC Holding из Катара подписали меморандум о взаимопонимании для совместной работы и на Фазе 2В.

Между тем, Фаза 3 остается на концептуальной стадии, направленной на использование оставшихся неиспользованными запасов нефти и газа, обеспечивая долгосрочную жизнеспособность и продуктивность месторождения Кашаган.

Фискальный режим Кашагана

Дисклеймер: условия СРП по Кашагану не раскрываются его сторонами. Точные суммы инвестиций и другие особенности реализации Проекта доподлинно неизвестны. Информация, представленная в этой аналитической статье о Проекте и его денежных потоках, подготовлена на основе информации из открытых источников, в том числе заявлений официальных лиц, имеющих отношение к Проекту.

СРП [Соглашение о разделе продукции] — это контрактная структура, используемая в нефтегазовой отрасли, при которой международный инвестор финансирует разведку и разработку крупного проекта, такого как месторождение Кашаган. В рамках СРП инвестор возмещает свои затраты за счет доходов, полученных от реализации проекта, а оставшаяся прибыль распределяется между Правительством и инвестором. Данное соглашение направлено на привлечение иностранных инвестиций, предлагая структурированный метод возмещения затрат и распределения прибыли. Напротив, контракт на недропользование обычно предполагает прямую аренду или лицензию на добычу ресурсов, при этом инвестор выплачивает роялти и налоги правительству, но сохраняет право собственности на добываемые ресурсы. СРП, подобные соглашению по Кашагану, часто включают конкретные условия возмещения затрат и распределения прибыли, что делает их более сложными и адаптированными к крупномасштабным проектам. СРП по Кашагану, например, включает в себя положения о роялти, себестоимости нефти, прибыльной нефти и подоходном налоге, а также специальные триггеры, которые со временем корректируют коэффициент распределения прибыли.

Налоговый режим Кашагана представляет собой комплексную структуру, которая определяет, как доходы и прибыли от добычи нефти распределяются между Консорциумом и Правительством Казахстана.

В первую очередь Консорциум выплачивает Правительству роялти [приоритетный платеж], рассчитанные исходя из общего объема добываемой нефти. Размер роялти варьируется в зависимости от цены на нефть и составляет от 3,5% при цене 45 долларов США за баррель до 12,5% при цене 195 долларов США за баррель и выше, исходя из цен 2007 года и ежегодно корректируются с учетом инфляции в долларах США. Например, в 2023 году ставки варьировались от 3,5% при цене 66 долларов США за баррель до 12,5% при цене 286 долларов США за баррель и выше.

После выплаты роялти Консорциум получает 80% оставшейся нефти, известной как Cost Oil, для покрытия операционных и капитальных затрат, включая надбавки (uplift). После окупаемости первоначальных инвестиций эта доля снижается до 55%. Надбавка (uplift) рассчитывается по ставке LIBOR + 2,5% [в диапазоне от 2,8% до 8,0% годовых] и применяется к непогашенному остатку невозмещенных затрат, действуя аналогично сложным процентам при проектном финансировании.

Оставшаяся нефть, называемая Profit Oil, первоначально делится между Казахстаном и Консорциумом в пропорции 10% и 90% соответственно. Однако доля Казахстана увеличивается в зависимости от трех факторов: внутренней нормы доходности [IRR], объема добычи Проекта и R-фактора [номинальной окупаемости проекта]. Например,

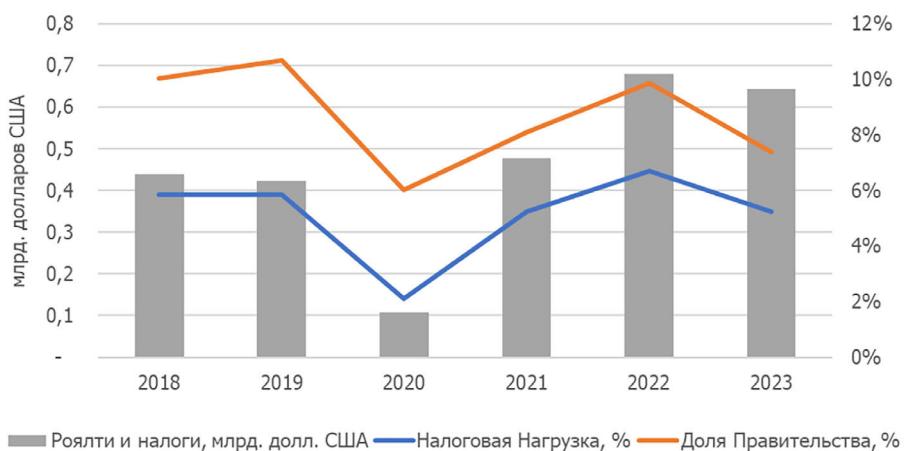
доля Казахстана остается 10%, если IRR составляет 17% или менее, и увеличивается до 90%, когда IRR повышается с 17% до 20%. Если IRR превышает 20%, доля Казахстана остается на уровне 90%. Аналогичным образом, доля Казахстана увеличивается в зависимости от совокупного объема добычи и соотношения денежных потоков при соблюдении определенных условий.

Наконец, Правительство взимает налог на прибыль с доли Консорциума в прибыльной нефти в размере от 30% до 60%, в зависимости от IRR.

Помимо этих механизмов распределения доходов, Правительство также владеет 16,877% акций Проекта через НК КазМунайГаз.

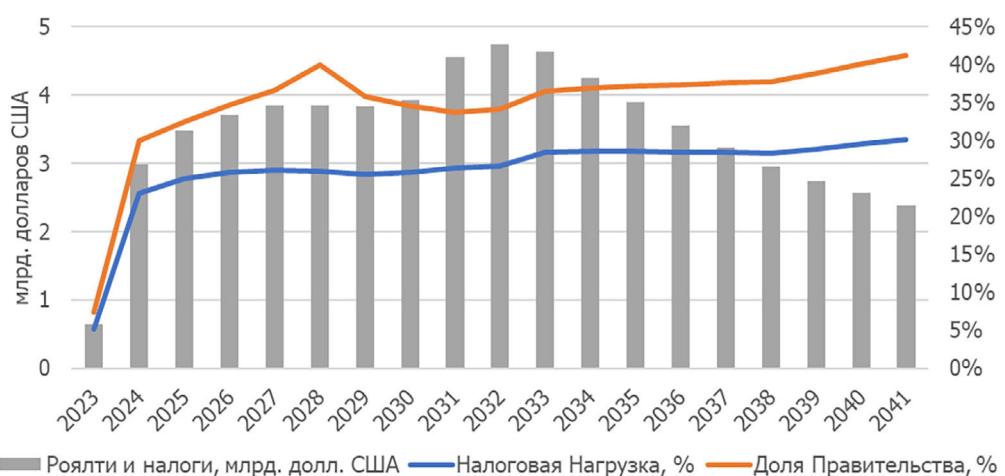
Кашаган и Доля Государства

Как мы отмечали [в одной из наших предыдущих статей](#), Тенгизшевройл и Караганак Петролиум Оперейтинг [КПО] на сегодняшний день являются крупнейшими донорами в бюджет страны. Несмотря на масштаб NCOC и статус компании с крупнейшими запасами нефти и природного газа, Налоговая нагрузка и Доля Государства от Проекта по-прежнему относительно невелики. Показатель «Налоговая нагрузка» рассчитывается как сумма роялти и налогов, деленная на выручку, в то время как показатель «Доля Государства» – это сумма роялти и налогов, деленная на денежный поток к распределению [Выручка - Операционные расходы - Капитальные затраты].



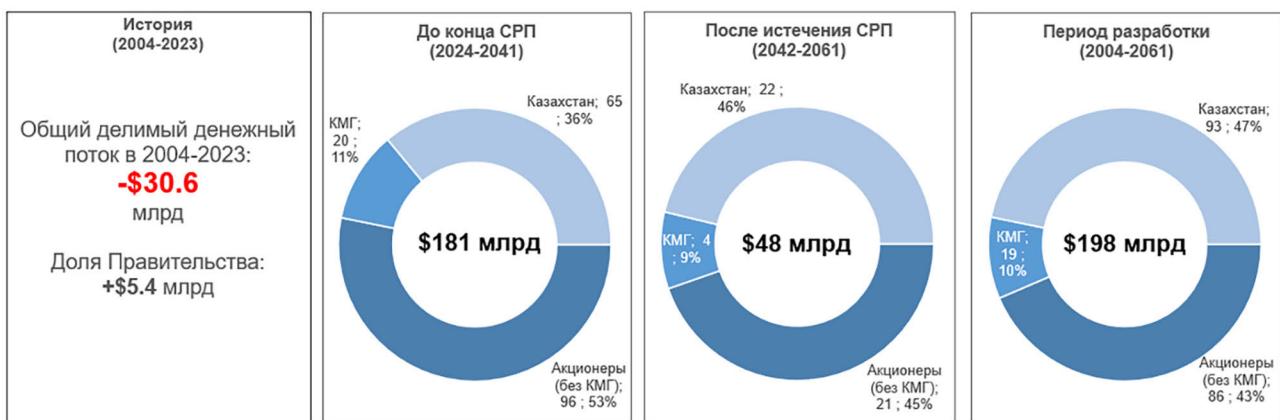
Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics.

Невысокая Налоговая нагрузка по Проекту, составившая около 5% в 2023 году, является времененным явлением. Это связано с тем, что компания еще не достигла показателей, или «триггеров», которые привели бы к повышению Налоговой нагрузки. В 2024 году ожидается резкое повышение налогов в связи с началом действия налога на прибыль, поскольку участники Консорциума не платили его до 2023 года из-за накопленных убытков, которые (согласно нашим расчетам) на данный момент исчерпаны. Ожидается, что после достижения этих показателей Налоговая нагрузка Проекта будет постепенно увеличиваться, достигнув максимума в 30% ближе к 2041 году. Ожидается, что Доля Государства также будет расти в период с 2024 по 2041 год, что должно благоприятно сказаться на государственных финансах.



Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics.

Денежный поток к распределению, поступающий Правительству и инвесторам Проекта, подробно показан на приведенных ниже круговых диаграммах, разбитых по условным этапам Проекта. За исторический период с 2004 по 2023 год выручка от продажи нефти составила 55 миллиардов долларов США, капитальные затраты 58 миллиардов долларов США, а операционные расходы 28 миллиардов долларов США, в результате чего общий объем распределения составил около -30,6 миллиарда долларов США. В пользу Казахстана за это время было выплачено порядка 5,4 миллиарда долларов США. С 2024 по 2041 год, то есть до окончания действия СРП, общий денежный поток к распределению прогнозируется в размере 181 миллиарда долларов США. В период после истечения СРП с 2042 по 2061 год прогнозируемый денежный поток к распределению составит 48 миллиардов долларов США, таким образом, в период развития Проекта с 2004 по 2061 год ожидается, что общий объем денежного потока к распределению составит 198 миллиардов долларов США. Оценочные значения вышеперечисленных показателей действительны в случае успешного завершения проекта 1 встык и Фазы 2А.



Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics.

По нашим оценкам, к 2023 году Казахстан получил от Проекта 5,4 миллиарда долларов США, включая 1,1 миллиарда долларов США от своей доли в Profit Oil, 1,7 миллиарда долларов США в виде роялти/приоритетного платежа, 1,9 миллиарда долларов США в виде бонусов и 0,7 миллиарда долларов США на социальные и инфраструктурные проекты. Следует отметить, что Казахстан не вкладывал финансовые ресурсы в Проект, за исключением денежных взносов через свою долю в НК КазМунайГаз.

Детали произведенных выше расчетов, в том числе прогнозный профиль добычи NCOC, удельные показатели деятельности, а также предположения по основным макропоказателям, представлены в разделе Инвестиционный потенциал нашего аналитического доклада [Kazakhstan Energy Outlook 2024](#).

Выводы

Кашаган является ключевым активом для Казахстана как с экономической, так и со стратегической точки зрения. Чтобы полностью раскрыть его потенциал, крайне важно разрешить существующие споры и привлечь новые инвестиции. Создавая благоприятный инвестиционный климат и решая проблемы заинтересованных сторон, Казахстан может обеспечить дальнейший вклад Кашагана в экономический рост и энергетическую безопасность страны. Успех Проекта зависит от эффективного сотрудничества между Правительством и международными партнерами, обеспечивающего справедливое и устойчивое распределение экономических выгод от Кашагана.

Разрешение арбитражных споров путем активных переговоров и прозрачной коммуникации имеет важное значение для сведения к минимуму сбоев в операционной деятельности NCOC. Улучшение инвестиционного климата за счет стабильности нормативно-правовой базы и стимулов к инновациям привлечет дополнительные иностранные инвестиции и будет способствовать устойчивости их поступления. Продолжение инвестиций в инфраструктуру и поддержание высоких стандартов безопасности позволит разрешить технические проблемы Проекта и обеспечить безопасность операций. Реализуя эти стратегии, Казахстан может максимально использовать преимущества месторождения Кашаган, обеспечивая его долгосрочную жизнеспособность и вклад в экономическую и энергетическую безопасность страны.

КАРАЧАГАНАК – ОТ ХОРОШЕГО К ВЕЛИКОМУ

Мегапроект «Караганак» можно охарактеризовать одним словом – стабильность. Стабильная добыча, стабильная прибыль для инвесторов и платежи в бюджет, стабильная социальная поддержка региона присутствия. Однако статус-кво (как в лучшую, так и худшую сторону) может изменить нерешенный вопрос строительства в Казахстане газоперерабатывающего завода на ресурсной базе Караганака.

Материал впервые опубликован 15 января 2025 года на www.exia.kz

Введение

Нефтегазоконденсатное месторождение Караганак, расположенное в Западно-Казахстанской области, является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире. Караганак является третьим по величине производителем жидких углеводородов (нефть и конденсат) в Казахстане с большими запасами углеводородов, что делает его жизненно важным активом для экономики нашей страны.

Месторождение Караганак оперируется компанией Караганак Петролиум Оперейтинг Б.В. в рамках Окончательного соглашения о разделе продукции, которое действует до января 2038 года. Инвесторами проект освоения и эксплуатации месторождения Караганак [далее – Проект] являются четыре иностранных инвестора и Национальная компания КазМунайГаз [далее – Консорциум]. Несмотря на историю арбитражных споров, Консорциуму и Правительству Казахстана раз за разом удавалось их урегулировать, обеспечивая непрерывную операционную деятельность и развитие месторождения.

После достигнутого выхода на стабильный уровень добычи жидких углеводородов дальнейшее развитие Проекта заключается в увеличении добычи природного газа. Строительство Караганакского газоперерабатывающего завода позволит не только увеличить объем добычи и реализации газа, но и продолжить поддерживать уровень добычи жидких углеводородов. Это, в свою очередь, повысить энергетическую безопасность страны, обеспечит стабильность налоговых поступлений в пользу Казахстана, а также расширит ресурсную базу для отечественной газохимии.

Караганак и его влияние на Казахстан

Караганакское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Западно-Казахстанской области, является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире с геологическими начальными запасами более 1,7 миллиардов тонн жидких углеводородов и более 1,7 триллионов кубических метров природного газа. Месторождение было открыто в 1979 году, опытно-промышленная разработка месторождения началась в 1984 году. Месторождение Караганак расположено на северо-западе Казахстана, вблизи границы с Россией, технологическая схема его разработки предусматривала, что добываемое сырье будет в полном объеме поставляться на переработку на Оренбургский газоперерабатывающий завод [ОГПЗ]. После распада Советского Союза компания Газпром предлагала Правительству Казахстана совместную разработку месторождения, однако казахстанские власти отказались, заявив о намерении привлечь в качестве партнеров иностранные компании.

Начиная с 1992 года в течение 5 лет ведутся переговоры с потенциальными инвесторами и в 1997 году подписывается Окончательное соглашение о разделе продукции [ОСРП] между Правительством Республики Казахстан и консорциумом компаний в лице Бритиш Газ (сейчас Шелл), Аджип (сейчас Эни), Тексако (сейчас Шеврон) и ЛУКОЙЛ. ОСРП было подписано 18 ноября 1997 года сроком на 40 лет и вступило в силу 27 января 1998 года.

Месторождение Караганак оперируется компанией Караганак Петролиум Оперейтинг Б.В. [КПО], текущими инвесторами Проекта являются Эни (29,25%), Шелл (29,25%), Шеврон (18%), ЛУКОЙЛ (13,5%) и НК КазМунайГаз (10%). Компании Эни и Шелл (через 100% аффилированную компанию Би Джи Караганак Лимитед) являются совместными операторами Караганакского месторождения. НК КазМунайГаз приобрела долю к Проекте в результате [урегулирования в 2011 году спора между Казахстаном и Консорциумом](#) о налоговых претензиях и вопроса по уплате экспортной таможенной пошлины.

В настоящее время Проект находится на стадии промыслового обслуживания месторождения для поддержания достигнутой полки добычи углеводородов. С момента подписания ОСРП в освоение месторождения было [инвестировано более 31,3 миллиардов долларов США](#).

Добытый на Караганаке сырой газ транспортируется в российский город Оренбург, где перерабатывается на ОГПЗ. Затем полученный товарный газ доставляется обратно в Казахстан. Для данной операции НК КазМунайГаз и российская компания Газпром создали совместное предприятие КазРосГаз, которая покупает сырой газ у КПО, перерабатывает на ОГПЗ, и продает его обратно республике. Соглашение действует до 2038 года, то есть до конца срока ОСРП.

Основная часть добываемого объема жидкых углеводородов поставляется на экспорт через трубопроводную систему Каспийского трубопроводного консорциума (89%) и магистрального трубопровода «Узень – Атырау – Самара».

КПО является третьим по величине производителем жидкых углеводородов в Казахстане после «Тенгизшевройл» [ТШО] и North Caspian Operating Company [NCOC]. Добыча на Караганаке началась в 1984 году, ниже представлена информация за последние 10 лет.

Добыча, млн тонн	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Казахстан	79	78	86	90	91	86	86	84	90	88
КПО (2024 год - прогноз)	12	12	12	12	11	12	11	11	12	12
Доля КПО, %	15%	15%	15%	13%	12%	14%	13%	13%	13%	14%

Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics

КПО демонстрирует стабильность в объемах производства, как и доля компании на рынке среди казахстанских игроков. За 2024 год ожидается добыча порядка 12 млн тонн жидких (нестабилизованных) углеводородов, что составит 14% от общего объема добычи в стране. По состоянию на 01 января 2023 года извлекаемые запасы жидких углеводородов КПО составляли 307 миллионов тонн [категорий А+Б+С1+С2 по казахстанской классификации] или 6% от итого извлекаемых запасов нефти

и конденсата Казахстана. При уровне добычи 2023 года соотношение запасов к добыче составляет около 25 лет. Запасы природного газа КПО являются вторыми по размеру после NCOC и составляют 833 миллиарда кубических метров по состоянию на конец 2022 года, что равно 22% от итого извлекаемых запасов природного газа Казахстана.

Будучи третьим по величине добывающим предприятием в Казахстане и обладая большими запасами углеводородов, КПО является жизненно важным активом для экономики Республики. Несмотря на все положительные моменты, важно отметить, что у Правительства Казахстана есть претензия в отношении возмещаемых затрат по Проекту к компаниям, участвующим в разработке месторождения, [на сумму 3,5 миллиардов долларов США](#). Министерство энергетики заявило, что детали арбитражного спора являются конфиденциальными. Глава полномочного органа ТОО "PSA" [PSA] Бекет Избастин в [интервью](#) отметил, что претензия Казахстана основана исключительно на фундаментальных процедурах и требованиях ОСРП, права инвесторов полностью соблюdenы, положения о стабильности ОСРП не нарушены, а практика разрешения споров между сторонами в юрисдикцию независимого и нейтрального арбитражного трибунала свидетельствует о приверженности Республики к соблюдению общепринятых в мировом бизнес-сообществе механизмов разрешения спорных ситуаций.

Ранее претензии как с одной стороны, так и с другой, удавалось урегулировать без нарушения планов по разработке и эксплуатации месторождения Караганак. Свежим примером такого урегулирования является [заключение соглашения об урегулировании спора между ТОО «КазРосГаз» и КПО](#), в результате которого будет обеспечена бесперебойные добыча нефти и поставка товарного газа на внутренний рынок страны.

Проекты развития Караганака

Развитие месторождения реализуется в рамках исполнения Проекта расширения Караганака [ПРК], который включает в себя два этапа: ПРК-1А и ПРК-1Б. Следует отметить, что на месторождении Караганак по мере извлечения углеводородов и падения пластового давления увеличивается газовый фактор, то есть содержание газа в добываемых жидких углеводородах будет расти. Оба этапа направлены на увеличение мощностей по подготовке и закачке сырого газа обратно в пласт, что позволит поддержать полку добычи на месторождении Караганак на достигнутом уровне.

Этап ПРК-1А, включая строительство пятого компрессора обратной закачки газа, был успешно завершен и [торжественно запущен в сентябре 2024 года](#). Этот этап, начатый в 2020 году, реализован несмотря на сложности из-за пандемии COVID-19 и геополитической нестабильности, и был завершен в рамках запланированного графика. Завершение ПРК-1А является важным шагом для поддержания уровня добычи нефти, эффективным управлением газовым фактором и увеличения прибыли для всех участников Консорциума.

ПРК-1Б, санкционированный в 2022 году, является второй фазой ПРК и включает в себя строительство шестого компрессора для обратной закачки сырого газа. Этот проект находится на стадии строительных работ и так же, как и ПРК-1А, направлен на поддержание уровня добычи жидких углеводородов на месторождении Караганак.

Завершение проекта ПРК-1Б открывает перспективы дальнейшего развития месторождения Караганак за счет увеличения его газового фактора. Текущая ограниченность казахстанских перерабатывающих мощностей для газа с Караганака, а также

периодические ограничения на прием газа на ОГПЗ, мешает увеличению объемов добычи и реализации газа, что делает строительство нового газоперерабатывающего завода стратегически важным шагом.

Проект строительства Караганакского ГПЗ мощностью 4,5 миллиардов кубических метров сырого газа в год рассматривается, но его экономическая целесообразность зависит от цены товарного газа на выходе с завода. Ожидается, что эта цена должна превышать текущий уровень цен на внутреннем рынке, что усложняет принятие решений по строительству. В июле 2024 года на заседании Правительства министр энергетики Алмасадам Саткалиев сообщил, что реализация проекта строительства ГПЗ «Караганак» будет осуществляться за счет средств КПО, в феврале 2024 года завершился прием документов на участие в тендере ЕРС и в настоящее время идет оценка тендерных заявок потенциальных поставщиков. Предварительная оценка размера инвестиций в строительство Караганакского ГПЗ 3,5 миллиарда долларов США.

Согласно оценке КПО благодаря новому ГПЗ появится возможность увеличить добычу сырого газа с месторождения с 9 до 13 миллиардов метров кубических в год без существенного влияния на добычу нефти до конца ОСРП. КПО совместно с PSA разработана Дорожная карта реализации газовой стратегии, в которой предусматривается ускоренный план реализации проекта строительства Караганакского ГПЗ с запуском завода в 2028 году.

Значительные запасы природного газа могут (и должны) использоваться для развития отечественной газохимии. Kazakh Invest, например, предлагает к реализации инвестиционный проект по строительству газохимического комплекса на базе месторождения Караганак. Построенные комплексы по переработке газов сепарации и стабилизации, содержащих кислый газ ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$), позволит производить в качестве готовой продукции сжиженный углеводородный газ, полиэтилен и бензин.

Фискальный режим Караганака

Дисклеймер: условия СРП по Караганаку не раскрываются его сторонами. Точные суммы инвестиций и другие особенности реализации Проекта доподлинно неизвестны. Информация, представленная в этой аналитической статье о Проекте и его денежных потоках, подготовлена на основе информации из открытых источников, в том числе заявлений официальных лиц, имеющих отношение к Проекту.

СРП [Соглашение о разделе продукции] — это контрактная структура, используемая в нефтегазовой отрасли, при которой международный инвестор финансирует разведку и разработку крупного проекта, такого как месторождение Караганак. В рамках СРП инвестор возмещает свои затраты за счет доходов, полученных от реализации проекта, а оставшаяся прибыль распределяется между правительством и инвестором. Данное соглашение направлено на привлечение иностранных инвестиций, предлагая структурированный метод возмещения затрат и распределения прибыли. Напротив, контракт на недропользование обычно предполагает прямую аренду или лицензию на добычу ресурсов, при этом инвестор выплачивает роялти и налоги правительству, но сохраняет право собственности на добываемые ресурсы. СРП, подобные соглашению по Караганаку, часто включают конкретные условия возмещения затрат и распределения прибыли, что делает их более сложными и адаптированными к крупномасштабным проектам.

Информация об условиях СРП по другому мегапроекту – Кашагану – изложены в нашей статье [«Месторождение Кашаган – Условия и Планы на будущее»](#), а в статье [«Эффект Тенгиза – 2033 год и далее»](#) описаны условия стабилизированного контракта по Тенгизу. ОСРП по Караганаку включает в себя положения о компенсационном и прибыльном нефтегазовом сырье, подоходном налоге, а также специальные триггеры, которые со временем корректируют коэффициент распределения прибыли.

Налоговый режим Караганака представляет собой комплексную структуру, которая определяет, как доходы от реализации углеводородов распределяются между Консорциумом и Правительством Казахстана. Расчет причитающихся долей основан на разделении прибыли на Долю затрат [Компенсационное нефтегазовое сырье] и Долю прибыли [Прибыльное компенсационное сырье].

Доля затрат покрывает затраты, понесенные членами Консорциума в течение текущего периода, и составляет до 60% от чистых денежных поступлений, подлежащих распределению после полной фазы возмещения затрат, достигнутых в 2009 году. На текущий момент доля затрат соответствует фактическим затратам (операционным и капитальным), понесенных Консорциумом на текущий момент.

Доля прибыли представляет собой чистые денежные поступления, доступные для распределения, за вычетом Доли затрат, которая составляет не менее 40% от чистых денежных поступлений, подлежащих распределению. Доля прибыли в дальнейшем делится между Республикой Казахстан, не менее 20%, и всеми членами Консорциума, не более 80%, что зависит от триггера индекса объективности. Индекс объективности, в свою очередь, привязан к окупаемости Проекта через значение внутренней нормы рентабельности [ВНР] по шкале от 0 до 20%. По мере увеличения ВНР Проекта снижается и Доля прибыли Консорциума с 80% до 20%. После превышения уровня ВНР в 20%, Доля прибыли Консорциума становится равной 10% и, следовательно, Доля прибыли Казахстана будет равна 90%.

Также Правительство взымает налог на прибыль с членов Консорциума в размере 30% от налогооблагаемого дохода.

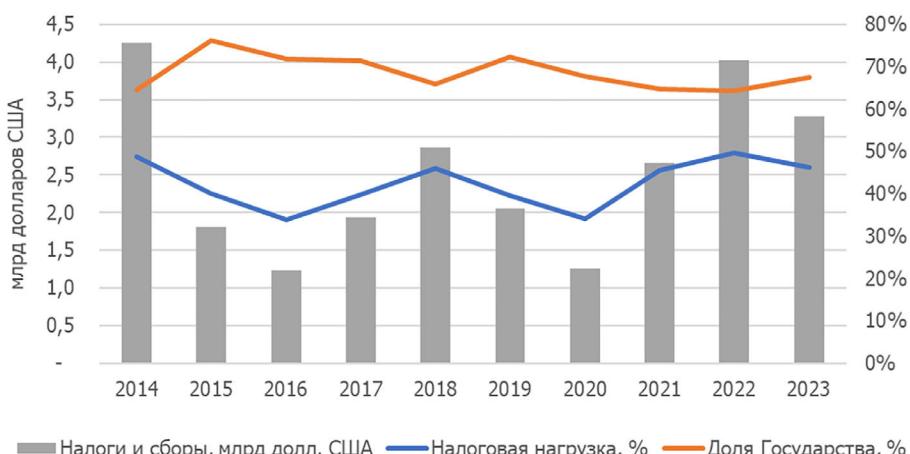
Помимо этих механизмов распределения доходов, Правительство также владеет 10% акций Проекта через НК КазМунайГаз.

Караганак и Доля Государства

Как мы отмечали [в одной из наших предыдущих статей](#), КПО наряду с ТШО на сегодняшний день является не только крупнейшим налогоплательщиком в абсолютных цифрах, но и лидирует по размеру уплаченных налогов на тонну добываемой нефти. Для лучшего понимания контекста рассмотрим тенденцию денежных поступлений Казахстана от КПО за последние десять лет. Здесь полезны следующие два показателя: Налоговая нагрузка и Доля Государства. Показатель «Налоговая нагрузка» рассчитывается как сумма налогов и сборов, деленная на выручку, в то время как показатель «Доля Государства» – это сумма налогов и сборов, деленная на денежный поток к распределению [Выручка - Операционные расходы – Капитальные затраты].

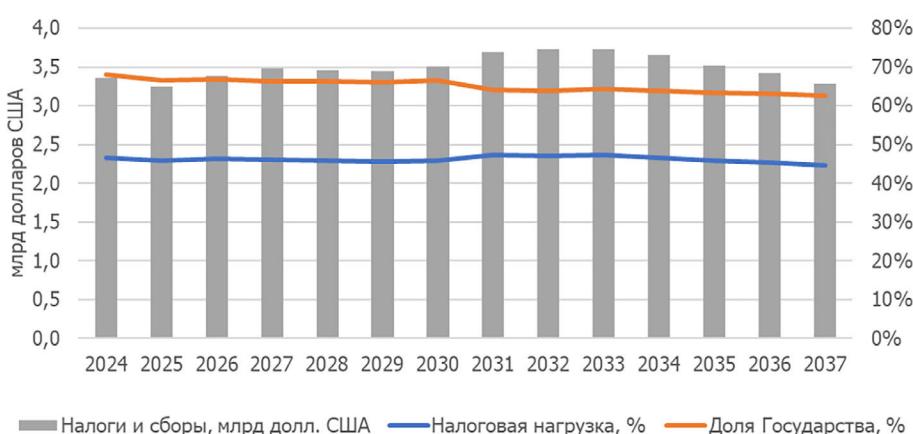
График ниже подчеркивает высокую чувствительность общего объема платежей и налогов к ценам на сырую нефть, при этом наивысшие уровни были зафиксированы

в 2014 и 2022 годах. Период между 2015 и 2021 годами характеризовался гораздо более низкими средними ценами на сырую нефть, что привело к значительно меньшим платежам и налогам. При этом Налоговая нагрузка и Доля Государства демонстрировали относительную стабильность в рассматриваемый период.



Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics

По нашей оценке, при сохранении полки добычи и благоприятных цен на нефть, налоговые поступления, Налоговая нагрузка и Доля Государства также останутся на стабильном уровне обеспечивая выгоды для Республики Казахстан.



Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics

Денежный поток к распределению, поступающий Правительству и инвесторам Проекта, подробно показан на приведенных ниже круговых диаграммах, разбитых по условным этапам Проекта. За исторический период с 1998 по 2023 год к распределению поступило 81 миллиард долларов США, из которых на долю Казахстана пришлось 64% или 52 миллиарда долларов США. С 2024 по 2037 год, то есть до окончания действия ОСРП, общий денежный поток к распределению прогнозируется в размере 75

миллиарда долларов США. В период после истечения ОСРП с 2038 по 2069 год прогнозируемый денежный поток к распределению составит 47 миллиардов долларов США, таким образом, в период развития Проекта с 1998 по 2069 год ожидается, что общий объем денежного потока к распределению составит 204 миллиардов долларов США. Оценочные значения вышеперечисленных показателей действительны в случае успешного поддержания полки добычи за счет проектов ПРК и не учитывают денежные потоки, связанные со строительством и эксплуатацией Караганакского ГПЗ.



Источник: составлено ENERGY Insight & Analytics

Детали произведенных выше расчетов, в том числе прогнозный профиль добычи КПО, удельные показатели деятельности, а также предположения по основным макропоказателям, представлены в разделе Инвестиционный потенциал нашего аналитического доклада [Kazakhstan Energy Outlook 2024](#).

Выводы

Размер и стабильность налоговых поступлений от Проекта подчеркивают важность этой компании для экономики Казахстана. Будучи вторым крупнейшим налогоплательщиком в стране, КПО играет ключевую роль в финансировании государственных программ и услуг. По мере приближения окончания ОСРП крайне важно обеспечить баланс интересов, способствующий как продолжению инвестиций и производственной деятельности КПО, так и обеспечение выгод для Казахстана.

Переговоры между Казахстаном и инвесторами относительно условий новой концессии, которая вступит в силу после 2037 года, являются важной стратегической темой для нашей страны с существенными экономическими последствиями на следующие десятилетия. Вопрос ускорения строительства Караганакского ГПЗ, а также инвестиции в развитие отечественной газохимической отрасли, могут стать частью формулы по нахождению взаимовыгодного и долгосрочного продолжения сотрудничества.

КАЗМУНАЙГАЗ И СРАВНИМЫЕ (НАЦИОНАЛЬНЫЕ) КОМПАНИИ: МАСШТАБ И РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Операционные и финансовые показатели КазМунайГаза привлекают внимание не только владельцев акций этой компании, но и широкой общественности из-за особого статуса КМГ и его значительного влияния на экономику Казахстана. И здесь особенно интересен ответ на вопрос «А как у них?», для чего проведен сравнительный анализ с подобными КазМунайГазу компаниями из других стран. Материал впервые опубликован 2 июля 2025 года на www.exia.kz

Введение

КазМунайГаз [КМГ], национальная нефтегазовая компания Казахстана, уверенно завершил турбулентный 2024 финансовый год, продемонстрировав устойчивость своей операционной деятельности и финансовую дисциплину, выгодно отличающиеся от многих других национальных нефтегазовых компаний. Несмотря на давление со стороны снижающихся цен на нефть и меняющейся конъюнктуры энергетических рынков, КМГ удалось сохранить уровень добычи, укрепить денежную позицию и сократить долговую нагрузку. Это свидетельствует о наличии стратегической гибкости, которая сегодня становится редкостью среди сравнимых государственных нефтегазовых компаний.

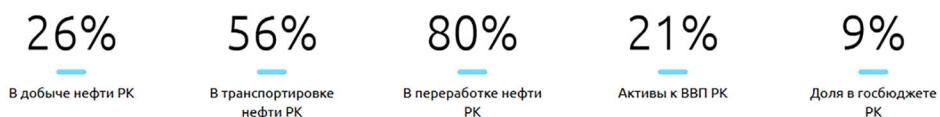
Настоящий анализ направлен на то, чтобы детально осветить недавние результаты КМГ путём сравнения с рядом сопоставимых компаний: аргентинской YPF SA, венгерской MOL Group и ангольской Sonangol. Все эти предприятия находятся под контролем государства, однако их траектории существенно различаются в силу различных геополитических, экономических и операционных факторов. Через анализ финансовых коэффициентов, операционных трендов и стратегических решений, настоящая статья предлагает комплексный взгляд на текущее положение КМГ в глобальной энергетической среде, а также обозначает вызовы и возможности, стоящих перед государственными нефтегазовыми компаниями.

Краткий обзор КМГ и подход к выбору сопоставимых компаний

КазМунайГаз, созданная в [2002](#) году в результате слияния ЗАО «ННК «Казахойл» и ЗАО «НК «Транспорт нефти и газа» стала ключевым звеном нефтегазового сектора Казахстана. Будучи вертикально интегрированной компанией, КМГ охватывает весь производственный цикл в нефтегазовой отрасли - от разведки и добычи до транспортировки, переработки и (оптовой) реализации нефтепродуктов. Структура собственности компании отражает её стратегическое значение для государства: Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» владеет контрольным пакетом в размере 67,42%, Министерству финансов Казахстана принадлежит 20%, а доля Национального банка Казахстана 9,58%. Оставшиеся ~3% находятся в свободном обращении на биржах KASE и AIX.

Ключевые показатели

КМГ является национальным лидером нефтегазовой отрасли Казахстана



Источник: сайт КМГ

При выборе сопоставимых компаний для настоящего сравнительного анализа основное внимание было уделено организациям, схожим с КМГ по масштабу деятельности, структуре бизнеса и форме собственности, а также способным отразить разнообразие реалий, с которыми сталкиваются государственные нефтегазовые предприятия. Роснефть, National Iranian Oil Company и Petróleos de Venezuela были сознательно исключены из выборки, поскольку влияние международных санкций искажает их финансовые и операционные показатели, что делает сравнение некорректным и аналитически необоснованным. Вместо этого основное внимание было уделено компаниям YPF SA, MOL Group и Sonangol.

Дополнительно рассматривался более широкий круг потенциальных аналогов, включая ADNOC [ОАЭ], Saudi Aramco [Саудовская Аравия], PEMEX [Мексика], Petrobras [Бразилия], PetroChina [Китай] и Equinor [Норвегия]. Однако большинство из них были исключены из основной сравнительной выборки по причинам, не связанным с санкциями, таким как значительное отличие по масштабам добычи, особенности политических систем или отсутствие достаточной публичной отчетности. Также была рассмотрена SOCAR - государственная нефтегазовая компания Азербайджана, которая во многом сопоставима с КМГ по масштабу и операционному контексту. Тем не менее, её годовой отчет за 2024 финансовый год ещё не был опубликован.

Следует отметить, что такие крупные отраслевые игроки, как Saudi Aramco, PetroChina, Petrobras и Equinor, рассматриваются отдельно в специальной главе, поскольку их масштаб и глобальное влияние значительно выходят за рамки выборки, применимой к КМГ.

Несмотря на различия в регулирующей среде и рыночных условиях, все рассматриваемые компании сталкиваются с тем же вызовом, что и КМГ - необходимостью находить баланс между государственными интересами и коммерческими целями:

- [YPFSA](#), флагманская нефтегазовая компания Аргентины, находится в преимущественно государственной собственности и функционирует в условиях макроэкономической нестабильности и политического вмешательства.
- [MOLGroup](#), хотя и не является полностью государственной, имеет в лице правительства Венгрии крупнейшего акционера. Компания ведёт деятельность в странах Центральной и Восточной Европы, демонстрируя модель частичной приватизации и региональной интеграции.
- [Sonangol](#), национальная нефтяная компания Анголы, представляет собой контрастный пример – структура с большими активами, сталкивающаяся с последствиями политической нестабильности и экономической неэффективности.

Компания	КМГ	YPF SA	MOL Group	Sonangol
Добыча нефти и газа	✓	✓	✓	✓
Трубопроводы	✓	✓	✓	✓
НПЗ	✓	✓	✓	✓
АЗС	✗	✓	✓	✓
Листинг акций	KASE, AIX	Буэнос-Айрес, NYSE	Будапешт, Варшава	✗
Доля государства	~97%	51%	21%	100%
Добыча нефти и конденсата, 2024*	23,8 млн тонн	12,8 млн тонн	2,19 млн тонн	55,8 млн тонн
Добыча природного газа, 2024*	9,6 млрд м3	14,6 млрд м3	2,2 млрд м3	5,6 млрд м3
Запасы нефти на конец 2024	716 млн тнэ [2P]	75 млн тнэ [1P]	47 млн тнэ [2P]	Не раскрыто

*Значения Sonangol за 2023.

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе открытых данных

В проведенном анализе основной акцент сделан не на абсолютных показателях, а на тенденциях и ключевых финансовых коэффициентах. Такой подход позволяет учитывать различия в операционных условиях, обеспечивая более содержательное и точное сравнение.

КазМунайГаз и сопоставимые компании в 2024 году

2024 финансовый год стал испытанием для КМГ, проверив её способность адаптироваться к глобальному нефтяному рынку, характеризующемуся высокой волатильностью и сниженным спросом. Компания зафиксировала умеренное снижение выручки,

Добыча нефти и газоконденсата, тыс. тонн

Показатель	2022	2023	2024
Объем добычи нефти и газоконденсата	22 012	23 532	23 837
Операционные активы	13 761	13 559	14 294
Озенмунайгаз	5 096	4 877	5 098
Эмбамунайгаз	2 581	2 722	2 790
Мангистаумунайгаз	3 049	3 075	3 085
Казгермунай	651	594	521
Каражанбасмунай	1 071	1 027	1 077
ПетроКазахстан Инк.	554	515	472
Казахойл Актобе	281	253	238
Казахтуркмунай	436	436	440
Урихтау Оперейтинг	43	20	84
Дунга		40	378
Урал Ойл энд Газ		1	111
Мегапроекты	8 251	9 973	9 544
Тенгиз	5 836	5 779	5 562
Кашаган ¹	1 402	3 108	2 885
Карачаганак	1 013	1 086	1 097

Источник: Годовой отчет КМГ за 2024 финансовый год

что отражает общие негативные тенденции, затронувшие большинство нефтяных экспортёров на фоне падения средних цен на нефть. Тем не менее, за этими поверхностными цифрами скрывается история операционной устойчивости и фокусе на стратегических целях. Объём добычи нефти и газового конденсата у КМГ вырос в 2024 году на 1% до 23,8 млн тонн.

Рост добычи нефти и газового конденсата был обеспечен за счёт увеличения объёмов на зрелых месторождениях, разрабатываемых такими ключевыми дочерними и ассоциированными компаниями, как Озенмунайгаз [ОМГ], Эмбамунайгаз [ЭМГ] и Мангистаумунайгаз.

Успешные показатели на зрелых активах позволили частично компенсировать снижение добычи на мегапроектах в 2024 года. Улучшения на зрелых месторождениях стали возможны благодаря ориентации менеджмента на повышение эффективности производственных процессов. В то же время, доли КМГ в мегапроектах [Тенгиз, Кашаган и Карачаганак] не предполагают операционного контроля, что означает ограниченные возможности со стороны КМГ напрямую влиять на их производственные результаты.

Ключевые операционные и финансовые результаты

	2023	2024	% изменение
Операционные	Нефть и газовый конденсат (485 тыс. барр. в сутки)	23,5 млн тонн (490 тыс. барр. в сутки)	23,8 млн тонн +1,3%
	Транспортировка нефти	80,4 млн тонн	83,5 млн тонн +3,9%
	Объемы переработки	19,6 млн тонн	19,2 млн тонн -2,2%
Финансовые	Выручка	\$ 18 236 млн	\$ 17 750 млн -2,7%
	EBITDA	\$ 4 398 млн	\$ 4 264 млн -3,1%
	Свободный денежный поток ¹	\$ 2 157 млн	\$ 2 555 млн +18,4%
	Капитальные вложения (кассовый метод)	\$ 1 498 млн	\$ 1 374 млн -8,3%
	Общий долг	\$ 8 265 млн	\$ 7 555 млн -8,6%
	Чистый долг	\$ 3 620 млн	\$ 2 214 млн -38,8%

Источник: Презентация КМГ по итогам 2024 финансового года

Несмотря на снижение выручки, операционные показатели КМГ сыграли ключевую роль, частично облегчая финансовую нагрузку за счёт увеличения объёмов добычи и повышения эффективности. Сосредоточенность компании на контроле затрат и взвешенном распределении капитала проявилась в способности генерировать устойчивый свободный денежный поток, даже на фоне сохраняющихся рыночных вызовов. Это улучшение в области денежного потока не было случайным - оно стало результатом стратегических мер по оптимизации операционной деятельности, пересмотру условий договоров с поставщиками и управлению оборотным капиталом. Значимость этих

шагов трудно переоценить, поскольку свободный денежный поток является основой жизнеспособности любой капиталоемкой отрасли. Он позволяет финансировать текущую деятельность, поддерживать выплаты дивидендов и сохранять гибкость для реализации будущих инвестиционных проектов.

Сбалансированный долговой портфель

Комфортный уровень долговой нагрузки, млн долл. США¹



Движение долга, млн долл. США

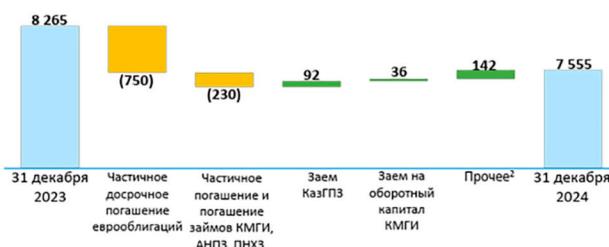
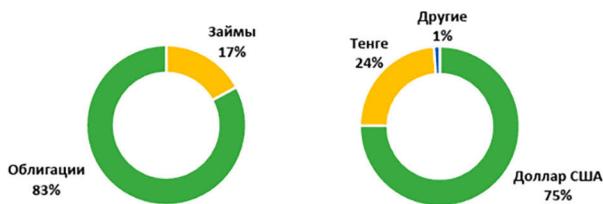


График погашения долга (по номиналу)³, млн долл. США



Структура долга



Источник: Презентация КМГ по итогам 2024 финансового года

Одним из самых впечатляющих достижений КМГ в 2024 финансовом году стал прогресс в снижении долговой нагрузки. В условиях, когда сравнимые компании испытывают трудности из-за накопленных обязательств, курс КМГ на сокращение долговой нагрузки является наглядным примером взвешенного финансового управления.

	КМГ	YPF SA	MOL Group	Sonangol
Выручка, млрд \$	17,8	19,3	25,1	10,5
EBITDA, млрд \$	4,3	4,7	2,9	3,4
EBITDA, %	24%	24%	12%	32%
Свободный денежный поток, млрд \$	2,6	-0,8	0,5	0,4
Свободный денежный поток, %	15%	-4%	2%	3%
CapEx [касса], млрд \$	1,4	5,0	1,7	0,7
CapEx/Выручка	8%	26%	7%	7%
ROACE*	6,5%	10,9%	5,2%	3,6%

* Чистая прибыль / Средневзвешенный капитал (Капитал + Долг)

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе открытых данных

Сокращая процентные расходы и укрепляя баланс, компания не только улучшила свою структуру долга, но и повысила уровень доверия со стороны инвесторов. Такой стратегический акцент на финансовую устойчивость позволил КМГ сохранить прибыльность даже в условиях давления на маржинальность: жёсткий контроль расходов и рост производительности частично компенсировали снижение выручки. Способность компаний поддерживать положительный чистый доход и свободный денежный поток в непростом году подчёркивает её устойчивость и адаптивность - качества, которые особенно ценны в условиях неопределённости будущего.

В сравнении с выбранными для анализа компаниями показатели КМГ за 2024 финансовый год выглядят особенно устойчивыми, что подтверждается ключевыми финансовыми метриками. Несмотря на более низкий объём выручки по сравнению с YPF SA и MOL Group, КМГ достиг того же уровня рентабельности по EBITDA, что и YPF SA - 24%, заметно превзойдя MOL Group [12%] и лишь немногого уступив Sonangol с его выдающимся показателем 32%. Такая высокая операционная рентабельность подкрепляется внушительным объёмом свободного денежного потока КМГ в размере \$2,6 млрд. Этот результат значительно превышает показатели MOL и Sonangol, а также составляет значительные 15% от выручки, в то время как YPF SA продемонстрировала отрицательный свободный денежный поток, что отражает продолжающиеся сложности в генерации денежного потока, несмотря на более высокий уровень выручки.

Особого внимания заслуживает дисциплинированный подход КМГ к капитальным затратам [CapEx]. При CapEx на уровне всего 8% от выручки, компания сохраняет сдержанную инвестиционную стратегию, что позволяет поддерживать ликвидность и укреплять баланс. Для сравнения: интенсивность инвестиций у YPF SA значительно выше - 26% от выручки. MOL Group и Sonangol продемонстрировали по показателю «CapEx/Выручка» на уровне 7%, что говорит о схожей осторожности в расходах, однако ни одна из этих компаний не достигла такого сочетания большого свободного денежного потока и умеренных инвестиций, как у КМГ.

Если рассматривать доходность на средневзвешенный задействованный капитал [ROACE], показатель КМГ составил 6,5%, что является вторым по величине среди рассматриваемых компаний и уступает только YPF SA. Однако при этом стоит учитывать, что отрицательный свободный денежный поток у YPF SA нивелирует её высокий ROACE, поскольку последний отражает бухгалтерскую прибыль, но не реальную способность компании генерировать денежный поток.

В совокупности все эти метрики подчёркивают сбалансированную и устойчивую финансовую модель КМГ на фоне международных аналогов. Эти показатели подчёркивают эффективность управлеченческой стратегии КМГ, основанной на приоритете операционной эффективности и взвешенного распределения капитала. В то время как YPF SA смогла извлечь выгоду из роста цен на нефтепродукты и увеличения экспортных поставок, компании всё же не удалось преобразовать это в положительный денежный поток - отчасти из-за макроэкономической нестабильности в Аргентине и значительных капитальных вложений. MOL Group, работающий в более стабильной европейской среде, показал устойчивые результаты, однако столкнулся с низкой доходностью в переработке и значительными затратами на плановые ремонты, что снизило EBITDA-маржу и ограничило рост свободного денежного потока. Sonangol, несмотря на самую высокую маржу EBITDA, обеспечила лишь умеренный объём свободного

денежного потока и сохранила низкий уровень капитальных расходов, что отражает сохраняющиеся проблемы, связанные с операционной неэффективностью и наследием прошлых неоптимальных решений.

Смотря в будущее, укреплённый денежный поток и сниженный долг КМГ обеспечивают прочную основу для дальнейшего роста. Компания находится в выгодном положении, чтобы воспользоваться возможным восстановлением цен на нефть и/или спроса, а её операционные улучшения должны и дальше приносить дополнительную ценность. Взвешенная финансовая стратегия руководства и фокус на ключевых активах, как ожидается, будут поддерживать устойчивую доходность для акционеров, а также позволят компании быстро реагировать на меняющиеся требования мирового энергетического рынка. Тем не менее, впереди есть и риски. Двойное давление рыночной волатильности и глобального энергетического перехода потребует от КМГ постоянных инноваций и адаптации, чтобы сбалансировать задачи развития национальной экономики с необходимостью сохранять конкурентоспособность.

Результаты национальных нефтегазовых гигантов

Для того чтобы в полной мере оценить финансовое положение и стратегические амбиции КМГ, полезно выйти за рамки его ближайших аналогов и рассмотреть результаты мировых гигантов нефтегазовой отрасли - государственных компаний, чьи масштабы, прибыльность и операционная эффективность задают золотой стандарт для всей индустрии.

Key financial results

All amounts in millions unless otherwise stated	Year ended December 31			
	SAR		USD*	
	2024	2023	2024	2023
Net income	398,422	454,764	106,246	121,271
EBIT ⁶	772,296	865,037	205,946	230,677
Capital expenditures	188,890	158,308	50,371	42,215
Free cash flow ⁶	319,998	379,506	85,333	101,202
Dividends paid	465,918	366,674	124,245	97,780
ROACE ^{6,7}	20.2%	22.5%	20.2%	22.5%
Average realized crude oil price (\$/barrel)	NA	NA	80.2	83.6

Источник: *Saudi Aramco*

Среди всех компаний индустрии Saudi Aramco остаётся безоговорочным лидером, стабильно демонстрируя результаты, вызывающие зависть как у государственных, так и у частных конкурентов. [В 2024 финансовом году](#) компания зафиксировала чистую прибыль в размере \$106,2 млрд - показатель, который, несмотря на снижение на 12% по сравнению с предыдущим годом из-за падения цен на нефть, по-прежнему значительно превосходит прибыль любой другой энергетической компании в мире. Эта выдающаяся прибыль была достигнута при выручке в \$436 млрд, что подчёркивает уникальную способность Арамко генерировать высокую добавленную стоимость даже в условиях слабого ценового фона. Операционный денежный поток составил \$135,7 млрд, а свободный денежный поток - \$85,3 млрд, отражая высокий уровень дисциплины в распределении капитала и управлении затратами.

В 2024 финансовом году крупнейшие государственные нефтегазовые компании мира также столкнулись с неблагоприятной рыночной конъюнктурой, однако их реакция на вызовы была различной, что позволяет выявить важные ориентиры и сравнительные показатели для КМГ.

	КМГ	Saudi Aramco	PetroChina	Equinor	Petrobras
Добыча нефти и конденсата, млн тонн	23,8	514	105	137	110
Добыча природного газа, млрд м3	9,6	120	140	116	32
Выручка, млрд \$	17,8	480	400	104	79
EBITDA, млрд \$	4,3	206	65	32	32
EBITDA, %	24%	43%	16%	31%	40%
Свободный денежный поток, млрд \$	2,6	85	14	8	16
Свободный денежный поток, %	15%	18%	4%	8%	21%
CapEx [касса], млрд \$	1,4	50	36	12	13
CapEx/Выручка, %	8%	10%	9%	12%	16%
ROACE*, %	6,5%	20,2%	7,6%	8,6%	3,9%

* Чистая прибыль / Средневзвешенный капитал (Капитал + Долг)

Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics на основе открытых данных

Несмотря на существенно больший масштаб, мировые государственные нефтегазовые гиганты являются для КМГ ценным ориентиром. Показатели прибыльности КМГ выглядят вполне достойно даже в сравнении с лидерами отрасли, которые пользуются существенным операционным рычагом благодаря своим размерам. Ориентация менеджмента КМГ на повышение эффективности соответствует ключевым приоритетам ведущих мировых государственных нефтегазовых компаний.

В то же время КМГ заметно отстаёт по показателю доходности ROACE, это направление требует первостепенного внимания. Закрыть этот разрыв будет непросто: улучшения чистой прибыли недостаточно - может потребоваться реструктуризация капитала и пересмотр портфеля непрофильных активов. Это - стратегически критическая задача: до тех пор, пока флагманская нефтегазовая компания Казахстана демонстрирует более низкую отдачу на капитал и инвестиции, будет сложно рассчитывать [на приток новых вложений в энергетический сектор страны в целом](#).

Финансовые результаты КМГ за 1 квартал 2025

КазМунайГаз начал 2025 год с уверенных операционных результатов [за первый квартал](#): компания сумела нарастить объёмы добычи нефти и газа в условиях снижения цен на нефть - средняя цена Brent снизилась с \$83,2 до \$75,7 за баррель. В первом квартале компания увеличила добычу нефти и газового конденсата на 5,8% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года - до 6,4 млн тонн. Основным драйвером роста стала добыча на месторождении Тенгиз, где рост составил 24,9% благодаря запуску объектов Проекта Будущего Расширения / Проекта Управления Устьевым Давлением. Добыча природного газа также выросла на 12,7%. В то же время объём транспортировки нефти сократился на 2,9%, что объясняется снижением поставок с месторождения Кашаган

и временными перебоями в морской логистике. Напротив, объёмы переработки нефти увеличились на 11,1%, чему способствовала высокая загрузка НПЗ в Казахстане и Румынии.

В финансовом отношении выручка КМГ в первом квартале 2025 года осталась на стабильном уровне - 2 241 млрд тенге [\$4,39 млрд], увеличившись всего на 0,6% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Это связано с тем, что рост объёмов переработки и трейдинга компенсировал негативное влияние снижения цен на нефть и уменьшения объёмов транспортировки. Показатель EBITDA вырос на 6,2% и составил 582 млрд тенге [\$1,14 млрд]. Рост был обусловлен увеличением доли прибыли от совместных предприятий и ассоциированных компаний, а также снижением затрат на закупку нефти, газа, нефтепродуктов и других материалов. Особенно примечательно, что свободный денежный поток почти удвоился - на 96,4%, достигнув 283 млрд тенге [\$555 млн]. Такой результат стал возможен благодаря увеличению операционного денежного потока и значительному росту дивидендов, полученных от совместных предприятий.

Консолидированный отчёт о совокупном доходе

МЛН ТЕНГЕ	3М 2025	3М 2024	Изменение	Изменение, %
Выручка и прочие доходы				
Выручка по договорам с покупателями	2 241 251	2 227 318	13 933	0,6%
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, нетто	185 393	154 325	31 068	20,1%
Доход от выбытия дочерней организации	-	16 410	(16 410)	-100,0%
Процентный доход, рассчитанный с использованием метода эффективной процентной ставки	43 433	39 817	3 616	9,1%
Прочий финансовый доход	1 102	61 567	(60 465)	-98,2%
Прочий операционный доход	7 391	4 110	3 281	79,8%
Итого выручка и прочие доходы	2 478 570	2 503 547	(24 977)	-1,0%
Расходы и затраты				
Себестоимость покупной нефти, газа, нефтепродуктов и прочих материалов	(1 215 853)	(1 265 810)	49 957	-3,9%
Производственные расходы	(362 146)	(328 271)	(33 875)	10,3%
Налоги кроме подоходного налога	(149 287)	(133 399)	(15 888)	11,9%
Износ, истощение и амортизация	(177 916)	(162 313)	(15 603)	9,6%
Расходы по транспортировке и реализации	(71 393)	(66 509)	(4 884)	7,3%
Общие и административные расходы	(45 480)	(39 005)	(6 475)	16,6%
Финансовые затраты	(81 723)	(74 517)	(7 206)	9,7%
Отрицательная курсовая разница, нетто	(60 928)	(16 521)	(44 407)	268,8%
Обесценение основных средств и расходы по разведке	(22 548)	(96)	(22 452)	23 387,5%
Ожидаемые кредитные убытки	168	(503)	671	-133,4%
Прочие расходы	(6 251)	(8 566)	2 315	-27,0%
Итого расходы и затраты	(2 193 357)	(2 095 510)	(97 847)	4,7%
Прибыль до учёта подоходного налога	285 213	408 037	(122 824)	-30,1%
Расходы по подоходному налогу	(92 695)	(107 597)	14 902	-13,8%
Чистая прибыль за период	192 518	300 440	(107 922)	-35,9%

Источник: Презентация КМГ за I квартал 2025 года

Несмотря на положительные результаты по операционным показателям и денежному потоку, чистая прибыль снизилась на 35,9%, составив 193 млрд тенге [\$377 млн]. Основными причинами стали увеличение амортизационных отчислений, рост операционных и административных расходов, убытки от курсовых разниц, а также разовые обесценения активов, связанные с инфраструктурными проектами. Тем не менее, компания продолжила укреплять свой баланс, сократив чистый долг почти на 20% по сравнению с концом 2024 года и увеличив объём консолидированных денежных средств и их эквивалентов на 6,9%.

В целом, результаты КМГ за первый квартал 2025 года стали логичным продолжением устойчивых показателей за 2024 год, отражая приверженность менеджмента принципам дисциплинированного распределения капитала и контроля затрат. Несмотря на сохраняющуюся нестабильность на рынке - в частности, снижение цен на нефть и макроэкономическую неопределенность - КМГ сделала ставку на операционную эффективность и взвешенные инвестиции, что уже приносит осязаемые результаты. Выручка осталась стабильной, EBITDA выросла, а свободный денежный поток почти удвоился в годовом выражении, благодаря высокой операционной рентабельности и росту дивидендов от совместных предприятий.

Последовательная ориентация на сдерживание затрат и эффективность капитала, несмотря на волатильные рыночные условия, соответствует практике ведущих государственных нефтегазовых компаний мира. Однако, несмотря на усилия менеджмента, компания продолжает сталкиваться с рядом проблем: рост операционных издержек на ОМГ и ЭМГ, ограниченное влияние на крупные отраслевые проекты, арбитражный спор с NCOC, а также слабые результаты дочерней KMG International. В условиях нестабильного рынка стратегия КМГ, судя по всему, направлена на поддержание финансовой устойчивости. Примечательно, что компания зафиксировала размер дивидендных выплат (зависит от цены Brent), что может свидетельствовать о стремлении сформировать резервы ликвидности (за счет текущих инициатив по оптимизации затрат) для основного акционера - государства.

Выводы

В целом, КазМунайГаз продемонстрировал уверенные результаты в 2024 финансовом году, проявив устойчивость на фоне нестабильной и сложной конъюнктуры глобального нефтяного рынка. Фокус менеджмента на операционных улучшениях, дисциплинированном распределении капитала и снижении долговой нагрузки позволила компании достичь показателей, которые выглядят достойно как в сравнении с аналогичными компаниями, так и на фоне крупнейших государственных нефтегазовых корпораций мира.

В то же время КМГ необходимо сохранять приверженность инновациям и программам повышения эффективности, которые способны улучшить ключевые показатели рентабельности. Это особенно важно, поскольку доходность на капитал у КМГ всё ещё уступает мировым лидерам отрасли. Учитывая, что показатели доходности во многом зависят от структуры и объёма используемого капитала, компании следует также сосредоточиться на оптимизации структуры активов и продаже непрофильных или убыточных активов. Такой подход критически важен, поскольку эффективность использования капитала является одним из ключевых показателей успешности бизнеса. Превосходство над глобальными средними значениями в этой области станет важным шагом на пути к привлечению (новых) прямых иностранных инвестиций в энергетический сектор Казахстана.

ЗРЕЛЫЕ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЗАХСТАНА

Добыча мегапроектов практически полностью направляется на экспорт, ресурсной базой отечественных НПЗ является нефть прочих компаний, в основном эксплуатирующие зрелые месторождения. Пик добычи на таких месторождениях пройден, естественное снижение добычи ускоряет рост удельных операционных затрат, а низкая по сравнению с экспортом цена реализации нефти дополнитель но снижает маржу недропользователя. «Второе дыхание» таким месторождениям может дать комплекс из внедрения новых технологий, налоговых стимулов со стороны государства, а также deregulирование внутреннего рынка нефти.

Материал впервые опубликован 25 декабря 2024 года на www.exia.kz

Введение

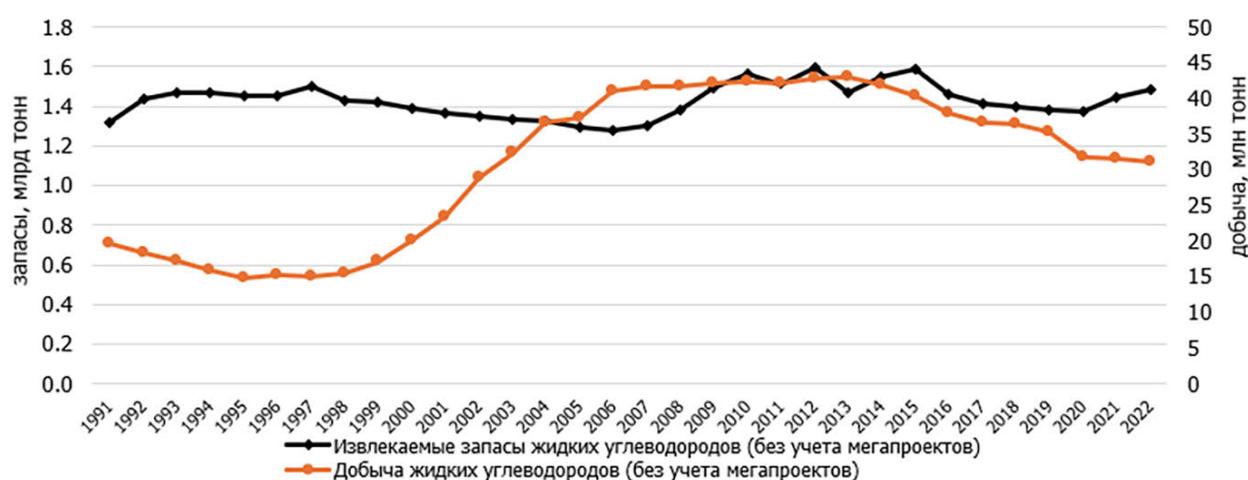
В нефтяной отрасли Казахстана зрелые нефтяные месторождения играют ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности и экономической стабильности страны. Эти месторождения, которые десятилетиями составляли основу нефтедобычи Казахстана, сегодня сталкиваются с естественным падением добычи, что вызывает обеспокоенность относительно устойчивости поставок нефти на внутренний рынок и возможных экономических последствий. Зрелые месторождения обеспечивают практически 100% нефти, перерабатываемой на казахстанских НПЗ [по данным за январь–октябрь 2024 года], что делает их основой для удовлетворения внутреннего рынка. Однако тревожные признаки снижения добычи [ожидаемое падение добычи с 30 млн тонн в 2024 году до 24 млн тонн к 2030 году и всего лишь 17 млн тонн к 2035 году, что ниже текущей мощности переработки нефти] создают риски для энергетической безопасности страны, а также для ее экономической устойчивости, которая в значительной степени зависит от нефтяных доходов. Учитывая, что правительство Казахстана владеет долями в крупнейших операторах зрелых месторождений, становится очевидной необходимость принятия решительных мер для поддержания их жизнеспособности. Без срочных действий Казахстан может столкнуться с нехваткой сырой нефти для своих перерабатывающих заводов уже в ближайшем будущем, что может повлечь за собой серьезные последствия для энергетической независимости и экономической стабильности.

Зрелые месторождения Казахстана

Зрелые нефтяные месторождения [также известные как «brownfields»] обычно определяются как месторождения, которые уже прошли пик добычи и находятся на стадии снижения в своем жизненном цикле. В Казахстане большинство крупнейших зрелых месторождений расположены в трех регионах - в Мангистауской, Актюбинской и Кызылординской областях. К числу крупнейших и наиболее известных зрелых месторождений относятся Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас, Жанажол и Кумколь. Эти и большинство других крупных зрелых месторождений эксплуатируются такими компаниями, как Озенмунайгаз [ОМГ], Эмбамунайгаз, Мангистаумунайгаз [ММГ], Каражанбасмунай, CNPC-Актобемунайгаз [CNPC-АМГ] и PetroKazakhstan Kumkol

Resources. Большинство зрелых месторождений страны в конечном итоге контролируются государством через НК КазМунайГаз. В рамках данной статьи объемы запасов жидких углеводородов [сырой нефти и конденсата] и объемы добычи зрелых месторождений Казахстана оцениваются как общие объемы за вычетом мегапроектов [Тенгиз, Кашаган и Караганак].

График ниже демонстрирует динамику баланса извлекаемых запасов [категории A+B+C1+C2 по казахстанской классификации] и объемов добычи жидких углеводородов с момента обретения Казахстаном независимости. За рассматриваемый период запасы оставались в относительно узком диапазоне 1,3–1,6 млрд тонн, в то время как добыча увеличилась с 15 млн тонн в 1995 году до пика в 43 млн тонн в 2013 году. Однако с 2014 года наблюдается устойчивое снижение добычи. В 2023 году добыча составила 30 млн тонн, что на 30% ниже уровня 2013 года. Отсутствие значительного роста запасов и снижение добычи могут свидетельствовать о снижении рентабельности и, как следствие, недостатке инвестиций.

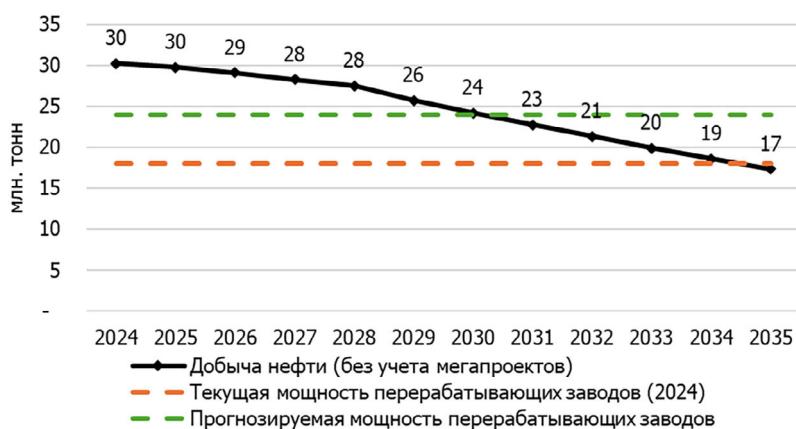


Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics

Согласно прогнозу ENERGY Insights & Analytics, добыча нефти¹⁴ на зрелых месторождениях Казахстана, составляющая 30 млн тонн в 2024 году [34% от общего объема добычи нефти в Казахстане], сократится до 24 млн тонн к 2030 году [26% от общего объема добычи нефти в Казахстане]. Это критический порог, так как он соответствует расширенной мощности НПЗ страны [18 млн тонн в настоящее время, увеличивающейся до 24 млн тонн с ожидаемым расширением Шымкентского НПЗ]. Эта тенденция вызывает тревогу, так как без вмешательства добыча может продолжить снижаться на 6–7% ежегодно, что потребует приобретать нефть с мегапроектов по мировым рыночным ценам для удовлетворения внутреннего спроса.

Зрелые месторождения эксплуатируются уже десятилетиями и обеспечивают занятость значительного числа работников как напрямую, так и через нефтесервисные компании и других подрядчиков. Их экономическое и социальное значение выходит за рамки добычи нефти, так как они обеспечивают средства к существованию для тысяч людей

¹⁴ здесь и далее под нефтью понимаются жидкие углеводороды [нефть и конденсат]

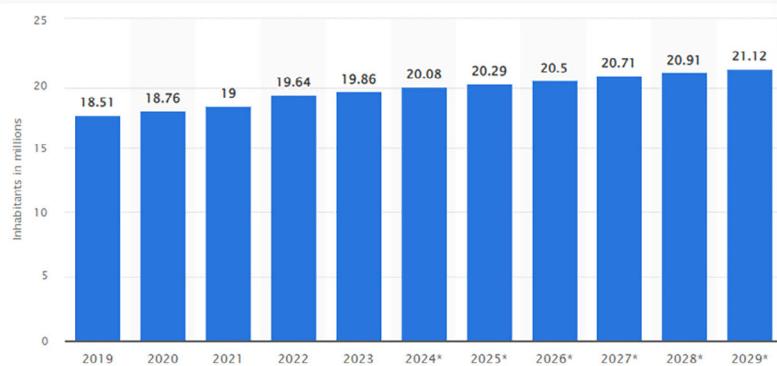


Источник: составлено ENERGY Insights & Analytics

и поддерживают местную экономику. Наиболее ярким примером такой значительной социальной зависимости от одного нефтедобывающего предприятия является ОМГ, градообразующее предприятие Жанаозена. Добыча нефти компании за последнее десятилетие стагнировала и впервые за несколько десятилетий опустилась ниже 5 млн тонн в 2023 году, несмотря на исторически агрессивное бурение. Компания обеспечивает работой [более девяти тысяч человек](#), а несколько других крупных компаний в значительной степени зависят от финансовой стабильности ОМГ. Например, компания «Бургылау», давний подрядчик ОМГ по бурению, предоставляет рабочие места более чем двум тысячам человек.

Кроме того, зрелые месторождения составляют значительную долю сырой нефти, поставляемой на отечественные НПЗ. Их снижение может привести к нехватке сырья для перерабатывающих заводов, что потенциально ставит под угрозу энергетическую безопасность страны. В нашей статье [«Маршруты реализации нефти – Рынки и Нетбэк»](#) мы подчеркивали, что львиная доля нефти, добываемой такими компаниями, как ММГ, ОМГ и CNPC-АМГ, продается на нефтеперерабатывающие заводы, в конечном итоге направляясь на удовлетворение внутреннего спроса на нефтепродукты.

Kazakhstan: Total population from 2019 to 2029
(in million inhabitants)



Источник: Statista

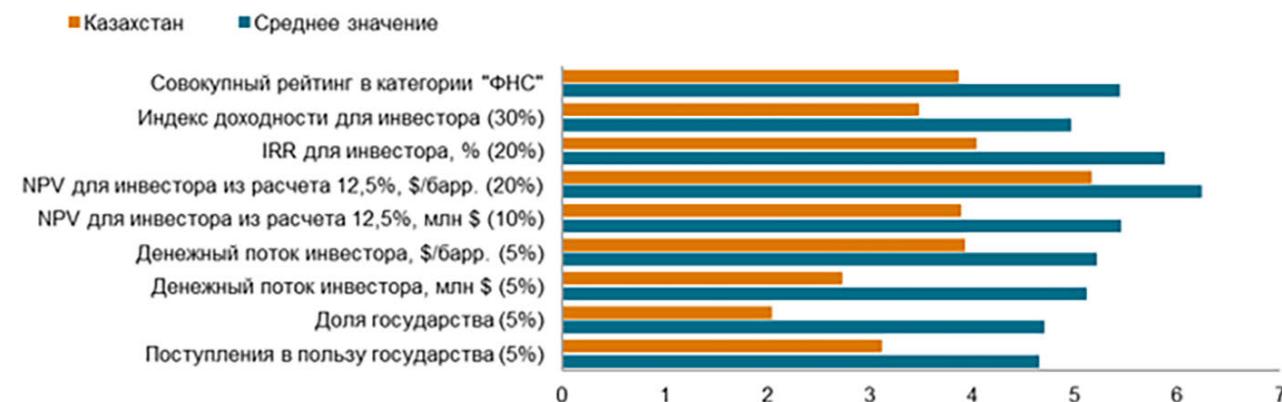
Спрос на различные виды топлива, производимые казахстанскими нефтеперерабатывающими заводами, будет расти по мере увеличения численности населения страны. Более того, перед Правительством поставлена весьма амбициозная цель — удвоить ВВП страны к 2029 году. При таком масштабном макроэкономическом плане внутреннее потребление нефти неизбежно возрастет. В то же время мы наблюдаем стагнацию добычи нефти у основных операторов зрелых месторождений. Эта ситуация подчеркивает острую необходимость реформ и инвестиций в эти месторождения, чтобы продлить их продуктивный срок службы и обеспечить стабильные поставки сырой нефти для внутреннего потребления.

Почему крупные инвестиции в расширение добычи на зрелых месторождениях кажутся непривлекательными?

Несмотря на их важность, зрелые нефтяные месторождения в настоящее время не привлекают инвесторов. Одной из основных причин является их более короткий оставшийся жизненный цикл, что делает их менее привлекательными по сравнению с новыми месторождениями [известные как «greenfields»], обладающими более высоким потенциалом добычи. Кроме того, высокие затраты на поддержание и увеличение добычи на зрелых месторождениях отпугивают инвесторов. Тем не менее, у этих месторождений есть и определенные преимущества, такие как доказанные запасы и предсказуемые профили добычи, что снижает риски, связанные с разведкой и разработкой.

Свежий выпуск *Kazakhstan Energy Outlook 2024* предоставляет ценные данные по этой теме, подготовленные аналитиками международного информационно-аналитического агентства S&P Global Commodity Insights [SPGCI]. Отсутствие убедительных налоговых стимулов является значительным барьером для инвестиций в зрелые месторождения Казахстана. По мнению аналитиков SPGCI, налоговый режим страны накладывает значительное налоговое бремя на нефтедобытчиков, что существенно снижает их прибыльность и отпугивает инвесторов от вложений в зрелые месторождения. Например, налог на добычу полезных ископаемых [НДПИ], экспортные пошлины и другие сборы составляют значительную часть производственных затрат, что затрудняет операторам

Рисунок 4. Показатели Казахстана по основным критериям категории «Финансово-налоговая среда»



Данные составлены в октябре 2024.

Примечание: \$ = доллар США; NPV = чистая приведенная стоимость; IRR = внутренняя норма доходности; ФНС = финансово-налоговая среда.

Источник: S&P Global Commodity Insights

обоснование дальнейших инвестиций в эти месторождения. Решение этих фискальных проблем является ключевым для раскрытия инвестиционного потенциала зрелых месторождений Казахстана.

Несмотря на прогресс в рейтингах SPGCI за последнее десятилетие, которые обновляются ежеквартально, остается значительное пространство для улучшений. По состоянию на четвертый квартал 2024 года общий балл Казахстана составил 5,49 из 10. Хотя это является достойным результатом по сравнению с историческими показателями страны и рядом других крупных нефтедобывающих стран, он все же значительно уступает лидерам рейтинга, таким как Норвегия и Великобритания.

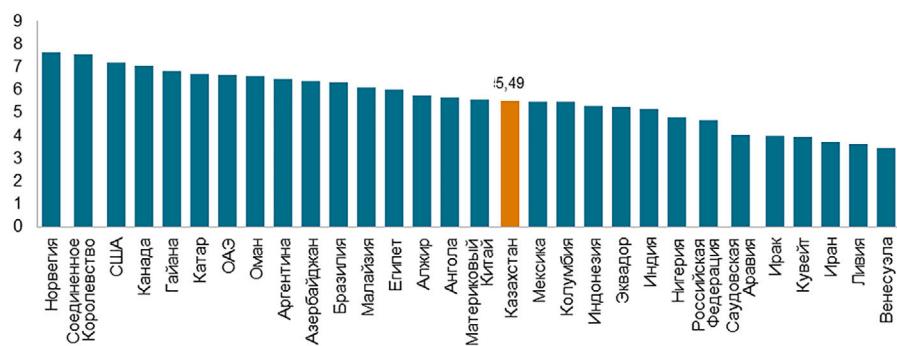
Таблица 1. Изменение балла и уровня привлекательности Казахстана в рейтинге EPAR за 2014-24 гг.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Совокупный рейтинг привлекательности	4,94	4,86	4,84	5,08	4,82	4,78	4,51	5,52	5,37	5,51	5,49
Уровень (место) Казахстана среди всех нефтедобывающих стран, выбранных для сравнения	89	88	90	84	81	82	88	72	79	73	73

Баллы и уровни в рейтинге по состоянию на 4-й квартал каждого года.

Источник: S&P Global Commodity Insights. © 2024 S&P Global

Рисунок 2. Рейтинг S&P Global EPAR для ряда стран-производителей углеводородов по состоянию на 4-й квартал 2024 г.



Данные составлены в октябре 2024 г.
Рейтинг по состоянию на 4-й квартал 2024 г. для 30 крупнейших производителей сырой нефти в 2023 г.

Источник: S&P Global Commodity Insights

Налоговые и регуляторные стимулы могут сыграть преобразующую роль в улучшении инвестиционного климата для зрелых месторождений, в то время как технологические достижения открывают возможности для повышения производительности и снижения затрат. В совокупности эти меры могут помочь оживить зрелые месторождения Казахстана и обеспечить их дальнейший вклад в энергетическую безопасность и экономическую стабильность страны.

Потенциальные налоговые и регуляторные стимулы

В налоговой системе Казахстана есть значительное пространство для улучшений, так как страна получила рейтинг 3,87 по системе оценки фискальных режимов S&P Global Commodity Insights, что на 29% ниже среднего уровня. Согласно отчету, налоговые реформы, направленные на снижение фискальной нагрузки на инвесторов, «должны стать главным приоритетом для политиков». Обновления Налогового кодекса страны, которые мы обсуждали [в одной из наших предыдущих публикаций](#), с высокой

вероятностью повысят привлекательность зрелых месторождений для инвесторов — при условии, что они будут реализованы своевременно и с учетом соответствующих стимулов.

Согласно упомянутой статье [«Маршруты реализации нефти – Рынки и Нетбэк»](#), чистая прибыль от экспортных продаж значительно выше, чем от внутренних продаж. Это несоответствие создает фундаментальную проблему, так как существенно более высокая экспортная прибыль подрывает внутренние поставки нефти. Устранение разрыва между экспортной и внутренней прибылью является ключевым для оценки эффективности потенциальных налоговых и регуляторных стимулов.

Еще одной проблемой является неопределенность в обязательствах по поставкам сырой нефти на внутренний рынок, что часто подрывает рентабельность операций. Нефтедобытчики в Казахстане регулярно сталкиваются с непредсказуемыми требованиями поставлять нефть на внутренний рынок по ценам, которые не только значительно ниже экспортных, но зачастую даже ниже уровня безубыточности. Это делает практически невозможным для операторов зрелых месторождений, которые уже работают с минимальной маржой из-за высоких операционных затрат и снижения добычи, сохранять финансовую устойчивость. Для операторов отсутствие ясности в отношении будущих требований по внутренним поставкам и финансовые потери, связанные с этими обязательствами, значительно снижают привлекательность инвестиций в зрелые месторождения. Эта проблема особенно критична, учитывая значительные капитальные затраты, необходимые для внедрения новых технологий и методов повышения нефтеотдачи. Такая неустойчивая динамика подчеркивает срочную необходимость реформ, в том числе установление четких и предсказуемых правил для внутренних поставок, а также обеспечение как минимум безубыточности поставок нефти на внутренний рынок. Устранение разрыва между внутренними и экспортными ценами также крайне важно для стимулирования инвестиций.

Налоговые стимулы могут сыграть преобразующую роль в оживлении зрелых месторождений Казахстана. Потенциальные меры включают пересмотр Налогового кодекса страны с целью введения более благоприятных условий для зрелых месторождений, таких как снижение ставок НДПИ или освобождение от налогообложения для определенных видов инвестиций. Другим вариантом может стать внедрение альтернативной системы налогообложения добычи полезных ископаемых, которая соответствует экономическим реалиям зрелых месторождений. Например, налоговая система с плавающей шкалой, которая корректируется в зависимости от уровня добычи и цен на нефть, могла бы обеспечить столь необходимую поддержку операторам, одновременно гарантируя стабильный поток доходов для государства.

Кроме того, введение стабилизационных оговорок в контракты могло бы повысить уверенность инвесторов, гаран器уя, что фискальные условия останутся неизменными на протяжении всего срока реализации проекта. Эти меры сделали бы зрелые месторождения более привлекательными для инвесторов и помогли бы поддерживать уровни добычи, тем самым способствуя энергетической безопасности и экономической стабильности Казахстана. Успех аналогичных инициатив в других нефтедобывающих странах, таких как продление соглашений о разделе продукции [СРП] в Азербайджане для его крупных месторождений, демонстрирует потенциальные преимущества внедрения более благоприятного для инвесторов фискального режима.

В дополнение к вышесказанному Правительство могло бы рассмотреть возможность повторного введения элементов соглашений о разделе продукции [СРП] для зрелых месторождений. СРП исторически были эффективным инструментом для привлечения инвестиций, предлагая долгосрочную стабильность и механизмы возмещения затрат. Однако в Казахстане СРП больше не используются, так как они были исключены из законодательства страны. Вместо этого правительство ввело улучшенные модельные контракты [УМК], разработанные специально для сложных месторождений. Хотя УМК предлагают определенные стимулы, они не обеспечивают полной стабильности всех фискальных и регуляторных условий, что ограничивает их общую привлекательность для инвесторов. Детальный анализ текущего состояния УМК и их потенциальное влияние на инвестиционную привлекательность раскрыты в отчете [Kazakhstan Energy Outlook 2024](#).

Еще одной проблемой является отсутствие стабильности в фискальных и регуляторных условиях. Инвесторов часто отпугивает неопределенность, связанная с долгосрочными проектами, так как изменения в налоговой политике или регуляторных требованиях могут существенно повлиять на рентабельность. Это особенно проблематично для зрелых месторождений, у которых относительно низкая маржинальность, и любые дополнительные затраты или неопределенности могут сделать проекты нерентабельными. Например, недавние экологические обсуждения вокруг песков и подземных вод Кокжиде, которые, как утверждается, в случае аварии могут быть загрязнены нефтью, подчеркивают сложность баланса между добычей ресурсов и охраной окружающей среды. Потенциальное загрязнение жизненно важных источников питьевой воды вызвало [предложения о прекращении добычи нефти](#) в этом районе, что [может привести к потере](#) 650 000 тонн нефти ежегодно, сокращению поставок газа, потере рабочих мест для 3 250 человек и снижению бюджетных доходов. Эти регуляторные неопределенности и острые необходимости в безопасных технологиях добычи еще больше усложняют инвестиционный ландшафт. Частые или непредсказуемые изменения в фискальных и регуляторных режимах создают сложную среду для стратегического планирования, затрудняя для компаний принятие решений о крупных инвестициях. Более того, отсутствие четкой долгосрочной политики подрывает доверие инвесторов, так как они не могут точно оценить риски и доходность. Эта неопределенность может привести к недостаточным инвестициям в зрелые месторождения, которые часто требуют значительных реинвестиций для поддержания уровня добычи, что ускоряет их спад и снижает общий объем производства.

Технологические достижения

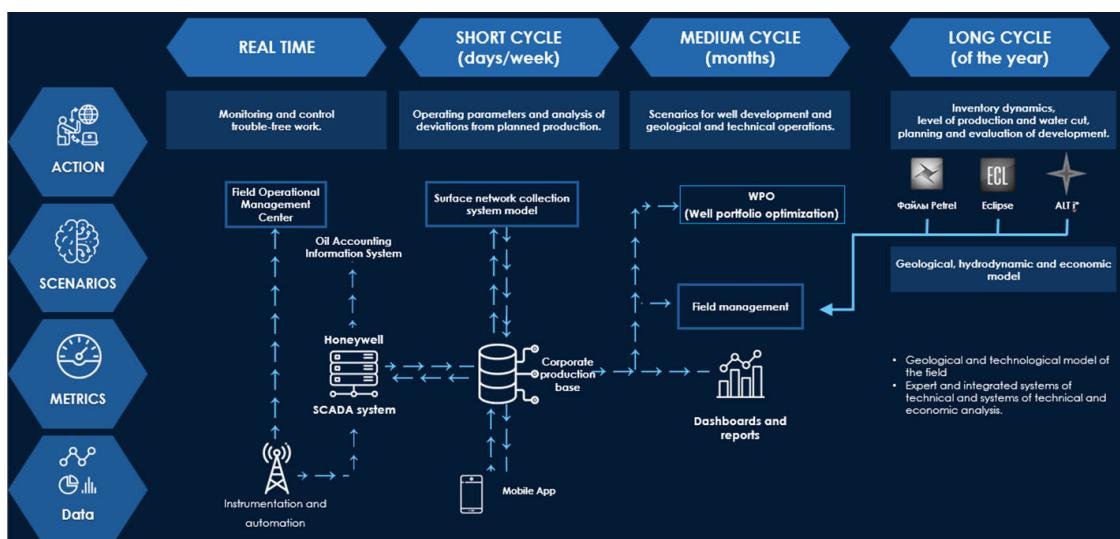
Помимо налоговых стимулов и установления четких, предсказуемых правил для выполнения обязательств по внутренним поставкам, технологические достижения открывают значительные возможности для повышения продуктивности зрелых нефтяных месторождений Казахстана. Внедрение передовых технологий, таких как цифровизация и методы повышения нефтеотдачи [ЕОР], может помочь продлить продуктивный срок службы этих месторождений и увеличить их добычу.

Ярким примером является проект «Умное месторождение Айранколь», реализованный АО «Каспий Нефть» при поддержке казахстанской компании Intelligent Digital Solutions LLP [IDS], специализирующейся на геологическом консалтинге и IT-решениях для нефтегазовой отрасли. Эти решения разрабатываются как внутри компании, так

и в партнерстве с мировыми поставщиками. Так, в рамках форума Digital Almaty 2024 было подписано соглашение о взаимопонимании между IDS и SLB [Schlumberger], что стало важной вехой в технологическом сотрудничестве, направленном на адаптацию интегрированных цифровых решений к специфическим требованиям местного рынка. Это сотрудничество может значительно ускорить развитие казахстанских IT-компаний и способствовать совместной реализации передовых решений для нефтегазовой отрасли страны.

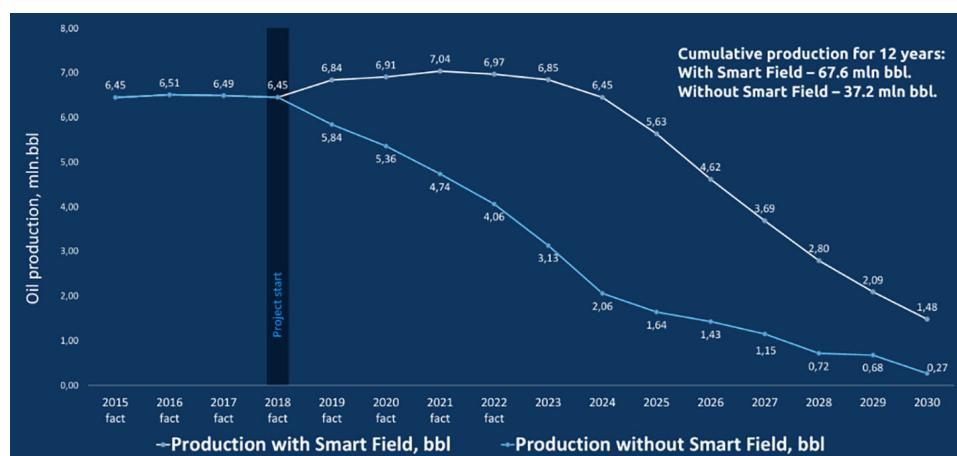
Проект успешно продемонстрировал потенциал цифровых технологий для трансформации зрелых месторождений, используя поэтапный подход к внедрению технологий цифрового месторождения. Этот подход предоставляет воспроизводимую модель для преобразования зрелых месторождений в эффективную, оцифрованную деятельность. Дорожная карта проекта включала следующие этапы: модернизация, автоматизация, телемеханизация, цифровизация и, наконец, создание «умного месторождения».

Архитектура решения для проекта [как показано на рисунке ниже] представляет собой комплексную структуру, разработанную для оптимизации работы месторождений за счет интеграции данных в реальном времени, передовой аналитики и визуализации, моделей оптимизации, а также среднесрочного и долгосрочного планирования.



Источник: ТОО «Intelligent Digital Solutions»

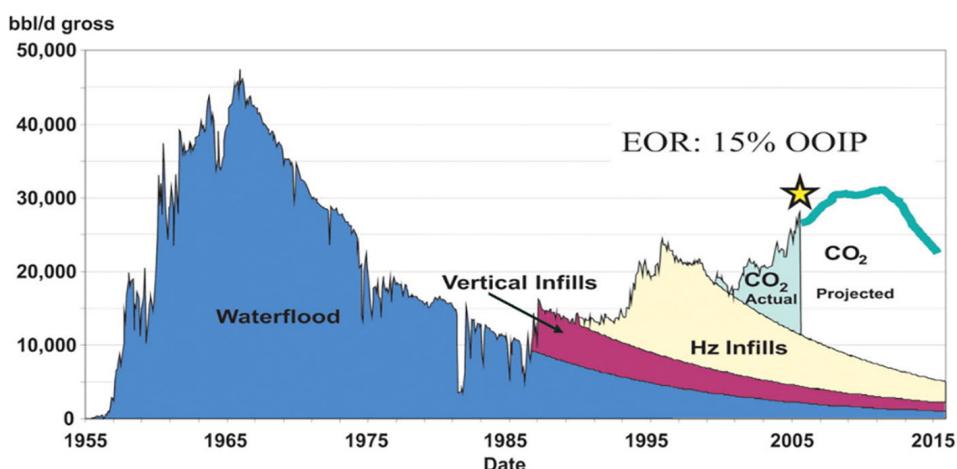
Благодаря интеграции систем автоматического сбора данных, геологического моделирования и оптимизации на основе машинного обучения проект [достиг увеличения добычи нефти на 10%](#), снижения производственных затрат на 30% и уменьшения числа подземных ремонтов скважин на 30%. Даже при постепенном снижении добычи нефти спад был значительно смягчен благодаря проекту [см. рисунок ниже]. К 2030 году совокупная добыча ожидается на уровне 67,6 млн баррелей за 12 лет, что на 30,4 млн баррелей больше, чем без реализации проекта «Умное месторождение». Эти результаты подчеркивают потенциал цифровизации для повышения операционной эффективности и снижения затрат, делая зрелые месторождения более экономически жизнеспособными.



Источник: ТОО «Intelligent Digital Solutions»

Кроме того, передовые методы повышения нефтеотдачи, такие как заводнение, закачка газа и химическая обработка, могут помочь извлечь дополнительные запасы из зрелых месторождений, еще больше увеличивая их ценность. Инвестиции в эти технологии не только увеличивают добычу, но и способствуют развитию квалифицированной рабочей силы, так как операторам и сервисным компаниям требуется специализированное обучение для внедрения и управления этими инновациями.

Например, технология CCUS+CO₂-EOR может быть применена на многих зрелых нефтяных месторождениях Казахстана. Основой этой технологии являются установки для утилизации тепла и системы улавливания углекислого газа, за которыми следует закачка CO₂ в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи. Этот подход широко используется в США и других странах, предлагая решение как для увеличения добычи нефти, так и для сокращения выбросов. Успешные примеры технологии CCUS+CO₂-EOR включают проект Weyburn-Midale в Канаде, где добыча нефти увеличилась на 10–15%, при этом значительные объемы CO₂ остались в пласте [см. рисунок ниже], и Пермский бассейн в США, где CO₂ активно используется для повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях.



Источник: Don White, [2009], "Monitoring CO₂ storage during EOR at the Wehbyrn-Midale Field", The Leading Edge 28: 838-842.

Казахстану также следует сосредоточиться на развитии партнерств между местными и международными компаниями для содействия передаче технологий и опыта. Например, сотрудничество с казахстанскими и глобальными поставщиками технологий, такими как проект «Умное месторождение Айранколь», может помочь отечественным операторам внедрять лучшие практики и модернизировать производство. Кроме того, правительство могло бы стимулировать исследования и разработки в области технологий для нефтяных месторождений, предлагая гранты или налоговые льготы [например, [200% освобождение от налога на прибыль для расходов на НИОКР в проекте нового Налогового кодекса Казахстана](#)] компаниям, которые инвестируют в инновации.

Риск-сервисные контракты

Еще одним инновационным подходом к оживлению зрелых нефтяных месторождений без передачи прав на недропользование может стать потенциальное внедрение риск-сервисных контрактов [известные также как «Value Contracts»]. Хотя эта модель пока не реализована в Казахстане, она представляет собой перспективный способ повышения эффективности зрелых месторождений через партнерства, которые учитывают интересы как государства, так и частных инвесторов.

В рамках риск-сервисных контрактов инвесторы предоставляют передовые технологии и операционную экспертизу для повышения производительности и эффективности. Вознаграждение инвесторов напрямую зависит от измеримых результатов, таких как дополнительная добыча или снижение затрат. Эта модель, основанная на рентабельности, гарантирует, что как государство, так и инвесторы получают выгоду от повышения эффективности, при этом Казахстан сохраняет контроль над правами на недропользование. Такие контракты позволяют обойти длительные и сложные процедуры передачи прав на недропользование, что обеспечивает более быстрое внедрение и снижает регуляторные неопределенности.

Несмотря на отсутствие опыта применения риск-сервисных контрактов в Казахстане, уроки, извлеченные из практики других стран, могут послужить ориентиром. Например, Мексика и Индия успешно использовали аналогичные модели для восстановления добычи на истощенных месторождениях. Эти международные примеры подчеркивают важность четко определенных контрактных рамок, механизмов распределения рисков и надежных систем мониторинга.

Внедрение риск-сервисных контрактов в Казахстане потребует тщательного изучения мирового опыта для разработки модели, которая будет соответствовать нашему регуляторной, фискальной и операционной средам. Потенциал таких контрактов для привлечения инвестиций и повышения технологических возможностей соответствует более широкой цели оживления зрелых месторождений.

Риск-сервисные контракты могут стать преобразующим инструментом для решения актуальных проблем, с которыми сталкиваются зрелые нефтяные месторождения Казахстана. Посредством партнерств между государством, национальными операторами и частными инвесторами эта модель может внедрить передовые технологии, такие как методы повышения нефтеотдачи и цифровизация. Эти инновации способны продлить срок продуктивной эксплуатации зрелых месторождений, увеличить их добычу и обеспечить их дальнейший вклад в энергетическую безопасность Казахстана.

Выводы

Несмотря на существующие трудности, зрелые нефтяные месторождения Казахстана остаются важнейшим активом для обеспечения энергетической безопасности и экономической стабильности страны. Эти месторождения содержат значительные запасы, необходимые для удовлетворения внутренних потребностей в энергии и поддержки местных экономик. Однако для полного раскрытия их потенциала необходимо преодолеть серьезные препятствия, включая фискальные ограничения, регуляторную неопределенность и проблемы, связанные с ценообразованием и обязательствами по поставкам на внутренний рынок.

Одной из наиболее острых проблем является непредсказуемость требований по внутренним поставкам, которые часто обязывают производителей продавать нефть по ценам ниже уровня безубыточности. Это создает неустойчивую динамику, сдерживает инвестиции и затрудняет внедрение необходимых технологических обновлений. Решение этой проблемы через предсказуемую и справедливую политику в области внутренних поставок является ключевым шагом к улучшению инвестиционного климата.

Значительная перспектива за риск-сервисными контрактами, которые позволяют инвесторам внедрять передовые технологии и экспертизу для увеличения добычи, сохраняя при этом контроль государства над недропользованием. Такие контракты учитывают интересы инвесторов и государства, связывая вознаграждение с измеримыми результатами, что создает взаимовыгодный сценарий, стимулирующий эффективность и инновации.

Кроме того, целевые фискальные реформы, такие как пересмотр налоговых режимов и введение стабилизационных оговорок, в сочетании с внедрением передовых технологий, включая цифровизацию и методы повышения нефтеотдачи, могут дополнительно продлить срок продуктивной эксплуатации зрелых месторождений и повысить их экономическую рентабельность.

С правильным сочетанием нормативных реформ, технологических инноваций и стратегических партнерств Казахстан может вдохнуть новую жизнь в свои зрелые месторождения, обеспечив их дальнейший вклад в энергобезопасность страны и экономическую устойчивость. Проблемы значительны, но потенциальные выгоды — надежный и устойчивый энергетический сектор — делают эту задачу достойной незамедлительного решения.

МЕГАПРОЕКТЫ В ЭПОХУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРАГМАТИЗМА И ВЫГОДНЫХ БАРРЕЛЯХ

В Казахстане реализованы и успешно функционируют три нефтегазовых мегапроекта, но в последнее время новые мегапроекты обходят нашу страну стороной. Конкуренция за капитал в мире беспрецедентно высока, за него борются многие страны и отдельные отрасли. Государствам придется адаптироваться к обновленным правилам мирового «конкурса красоты» и прикладывать большие усилия, чтобы занять призовые места.

Материал впервые опубликован 29 августа 2025 года на www.exia.kz

Введение

Мировая нефтегазовая отрасль изменяется из-за необходимости обеспечивать энергетическую безопасность и (ожидаемым) ускорением энергетического перехода. Эпоха одобрения мегапроектов «любой ценой» осталась позади. Ей на смену пришла новая эпоха энергетического pragmatизма, в которой капитальные вложения направляются с предельной точностью в «выгодные» активы, которые отличаются низкими удельными затратами, меньшей углеродной интенсивностью и более короткими инвестиционными циклами. Шоки последних лет (резкое падение спроса из-за пандемии, война в Украине и последующие перебои с поставками) перекроили глобальную энергетический ландшафт и вновь утвердили приоритет непрерывности поставок для государств по всему миру.

Все это стимулировало новую волну мегапроектов, однако они заметно отличаются от своих предшественников. Акцент заметно сместился в сторону освоения глубоководных бассейнов обоих Америк, масштабного наращивания мощностей по производству сжиженного природного газа [СПГ] на Ближнем Востоке и в Соединённых Штатах, а также развития крупных месторождений природного газа, способных (хотя бы отчасти) заменить уголь и поддерживать промышленный рост. По данным Rystad Energy, мировые инвестиции в сегмент разведки и добычи будут расти, причём значительная их часть направляется именно на СПГ и глубоководную разведку и добычу - направления, рассматриваемые как критически важные для удовлетворения долгосрочного спроса.

Настоящая статья представляет собой обзор новой реальности, охватывая ключевые мегапроекты в сегментах Upstream [Разведка и Добыча], Midstream [Транспортировка] и Downstream [Переработка], формирующие глобальную энергетику. В ней будут проанализированы стратегические факторы, стоящие за этими инвестициями, а также рассмотрены ключевые последствия для Казахстана, у которого отличная ресурсная база, но свой собственный уникальный набор геополитических, экономических и логистических проблемных вопросов.

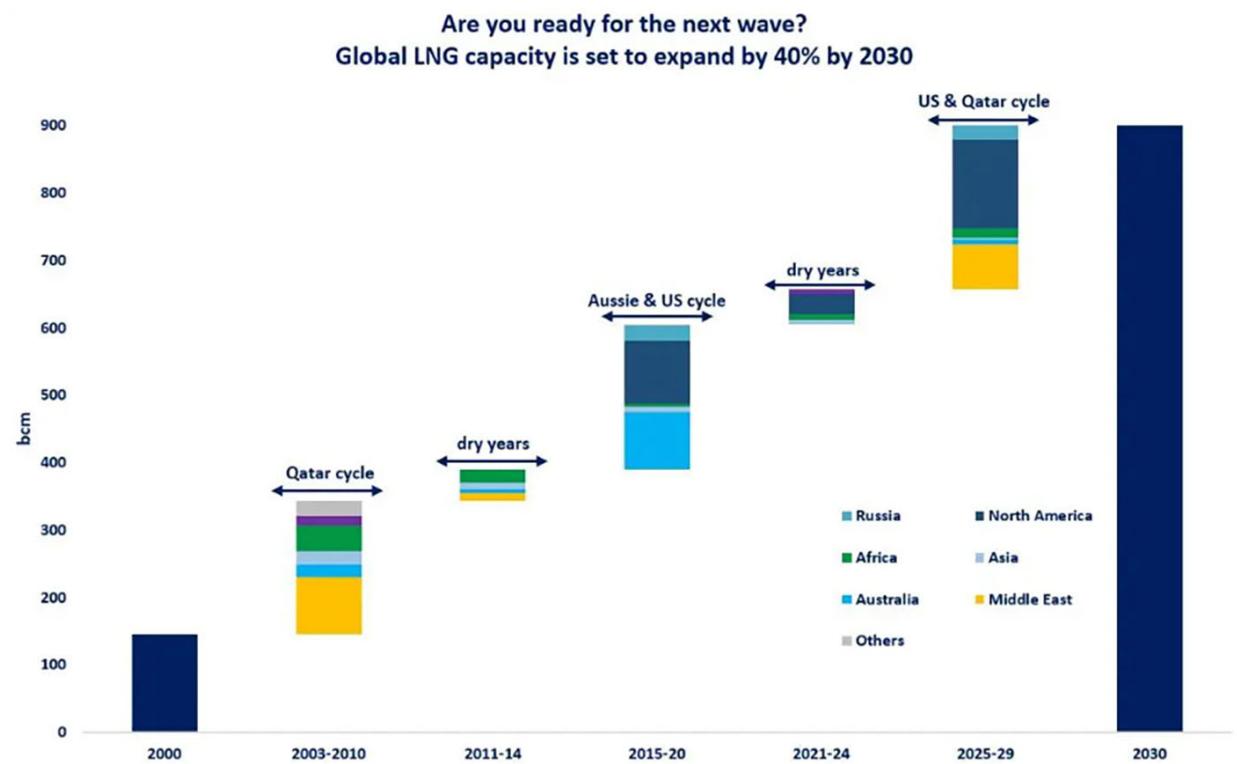
Ключевые тренды нефтегазовых мегапроектов

Прежде чем перейти к обзору конкретных мегапроектов, важно отметить те мощные тенденции, которые определяют инвестиционные решения в настоящее время.

Приоритет энергетической безопасности. Геополитические риски, которые реализовались в феврале 2022 года с началом российско-украинского военного конфликта, стали переломным моментом, превратив энергетическую безопасность в важнейший элемент национальной безопасности для многих государств. Правительства Европы и Азии теперь готовы инвестировать в диверсификацию источников энергии. Именно это стало главным драйвером новой волны СПГ проектов, особенно в США и Катаре.

Фокус на «выгодных баррелях». В мире, в котором отслеживается углеродный след и высокая волатильность цен, далеко не все геологические запасы равнозначны. Компании отдают приоритет «выгодным» запасам, которые находятся в нижней части графика себестоимости и обладают более низкой углеродной интенсивностью. Именно поэтому глубоководные бассейны, такие как блок Stabroek в Гайане, благодаря высокому качеству коллекторов и выдающимся дебитам скважин, привлекают колоссальные инвестиции, в то время как более сложные и углеродоёмкие проекты откладываются.

СПГ - безусловный лидер роста. Природный газ, позиционируемый как переходное топливо и компаньон для (нестабильных) возобновляемых источников энергии, стал главным фокусом роста в Midstream сегменте. Ожидается, что к 2030 году мировой рынок СПГ вырастет более чем на 40%, чему способствуют усилия Европы по замещению российского трубопроводного газа и стремительный рост спроса в Азии, где газ рассматривается как более чистая альтернатива углю. Это вызвало настоящую гонку по созданию новых мощностей по сжижению газа.



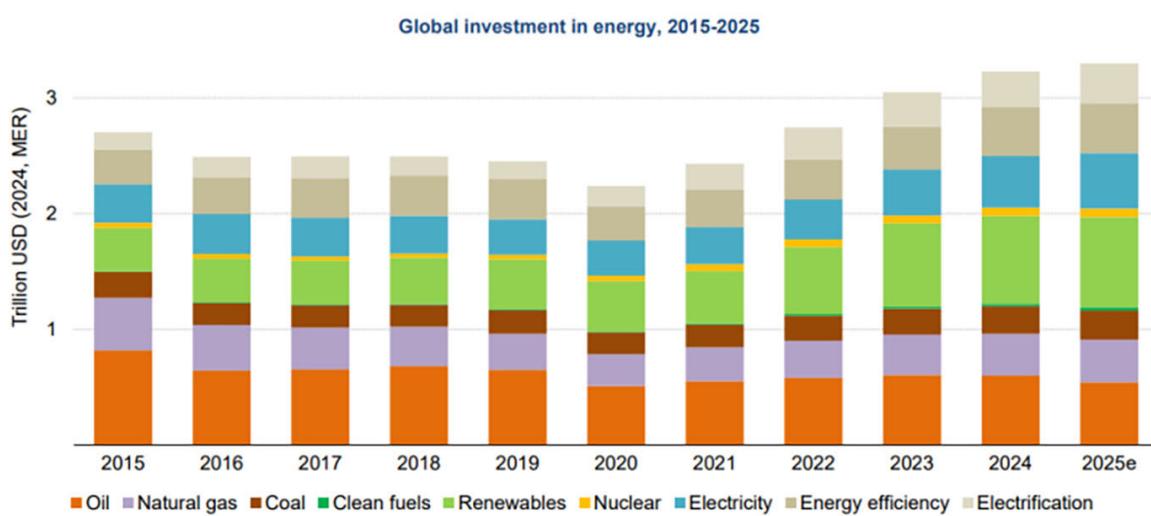
Источник: [Global LNG Hub](#) [Февраль 2024]

Декарбонизация деятельности. Международные нефтяные компании продолжают испытывать давление со стороны инвесторов и регуляторов в части сокращения выбросов Scope 1 и Scope 2, хотя общий импульс «зелёной» повестки ослаб, особенно на фоне недавних политических изменений в США. Тем не менее многие новые проекты по-прежнему проектируются с учётом требований декарбонизации: это электрификация производственных площадок, усовершенствованные системы обнаружения утечек метана, а также интегрированные решения по улавливанию, использованию и хранению углерода [CCUS]. Хотя декарбонизация уже не является единственным приоритетом, она остаётся важным фактором при принятии инвестиционных решений.

Новый фокус Downstream. Сектор переработки всё больше уходит от простой ориентации на производство моторного топлива. Теперь акцент смешается на интеграцию с нефтехимией, которая, по прогнозам, станет крупнейшим драйвером роста спроса на нефть. Современные мегапроекты в этом сегменте часто предполагают строительство нефтеперерабатывающие заводы мирового масштаба, совмещенные с нефтехимическим производством.

Мы подробно рассматривали эти тенденции в наших статьях, посвящённых таким событиям от S&P Global Commodity Insights, как [CERAWeek 2025](#) и [Astana Market Briefing 2025](#).

Ниже будет представлен обзор знаковых нефтегазовых проектов мира, с особым акцентом на наиболее [быстрорастающих производителей нефти](#). Несмотря на (прогнозируемое) [долгосрочное снижение инвестиций в капитальные проекты](#), связанные с ископаемым топливом, и стремительный рост финансирования в сферу «зелёной» энергетики, по всему миру всё ещё реализуются несколько масштабных флагманских проектов.



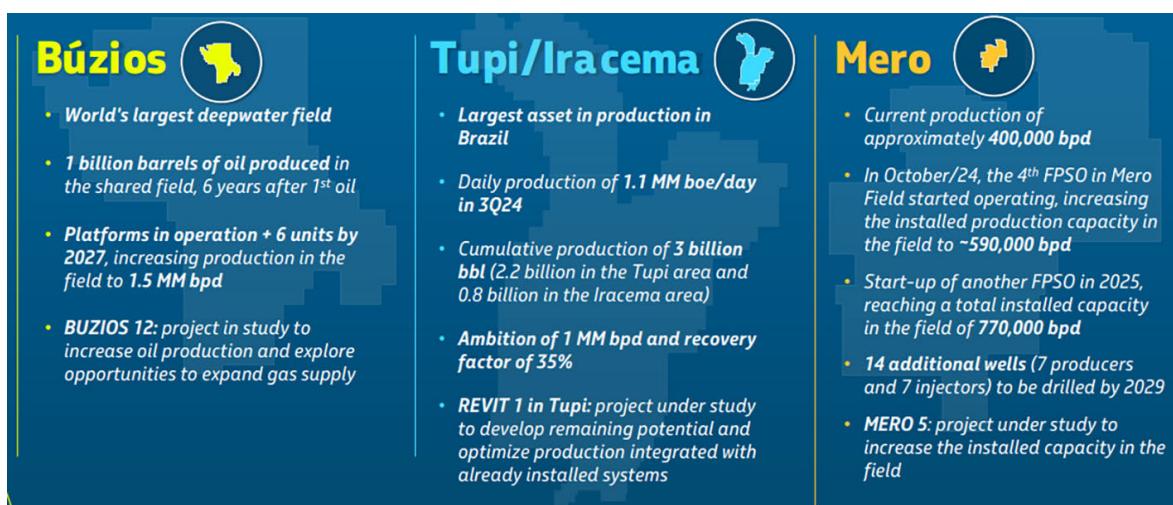
Источник: Международное энергетическое агентство, *World Energy Investment 2025* [июнь 2025]

Upstream: поиск «выгодных баррелей»

Америка - новый драйвер роста

Гайана. Блок Stabroek, оператором которого является ExxonMobil, является крупнейшим новым нефтеносным регионом в мире. Здесь разведано более 11 млрд баррелей извлекаемых ресурсов, и проект стал образцом быстрого поэтапного освоения. Крупные проекты в пределах блока (Payara, Yellowtail и Uarú) представляют собой значительные инвестиции в размере \$9 млрд, \$10 млрд и около \$13 млрд долларов США соответственно. Все эти проекты уже введены в эксплуатацию или активно реализуются, а совокупная добыча, как ожидается, превысит 1,2 миллиона баррелей в сутки [Мб/д] до конца текущего десятилетия.

Бразилия. Государственная компания Petrobras осуществляет масштабную инвестиционную программу по освоению глубоководных месторождений надсолевой зоны страны. Её стратегический план на 2024–2028 годы предусматривает более 70 млрд долларов США на разведку и добычу, с акцентом на разработку гигантских месторождений, таких как Búzios, Tupi/Iracema и Mero, с применением новых плавучих установок по добыче, хранению и отгрузке нефти [FPSO], спроектированных с учётом снижения выбросов парниковых газов.



Источник: Petrobras, Стратегический план 2050 [Ноябрь 2024]

США. Хотя сланцевый сектор по-прежнему остаётся локомотивом отрасли, глубоководный Американский [Мексиканский] залив переживает возрождение интереса к себе. Такие проекты, как Anchor компании Chevron и Whale компании Shell, используют уже существующую инфраструктуру и новые передовые технологии для вовлечения в добычу запасов, демонстрируя сохранение инвестиционной привлекательности даже в этом зрелом осадочном бассейне.

Проект Anchor стал для Chevron первым проектом в регионе с ультравысоким давлением, нацеленным на структуру Wilcox при 20 000 psi. При инвестициях в размере 5,7 млрд долларов США он рассчитан на добычу до 0,075 Мб/д и является полигоном для новейших технологий НРНТ [High Pressure High Temperature - сверхвысокое давление и температура].

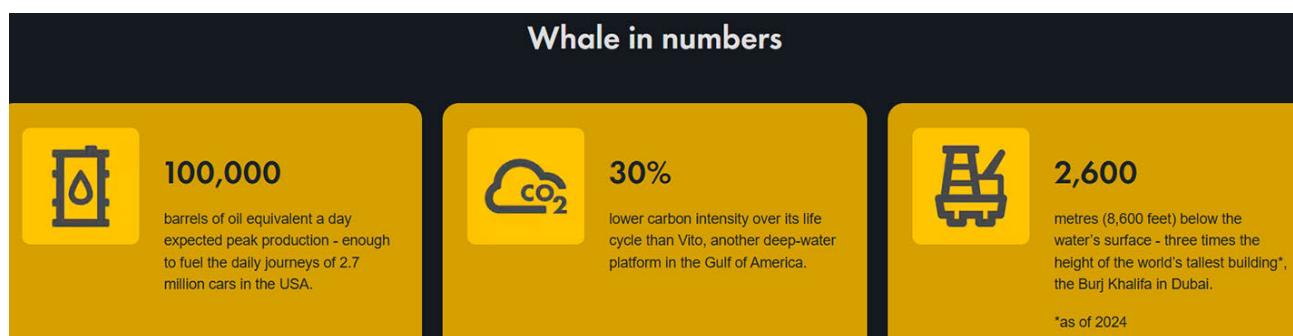
anchor FPU specs and stats

- Location: U.S. Gulf of America, 140 miles offshore Louisiana
- Water depth: 5,000 ft
- Reservoir depth: 30,000–34,000 ft
- Maximum reservoir temperature: 250°F (121°C)
- FPU height: 25 stories
- FPU topsides area: 42,080 sq ft
- Sea water displaced: 70,000 metric tons
- Production life: up to 30 years
- First oil: 2024
- Peak production: up to 75,000 gross barrels per day
- Total production: up to 440 MM net barrels over 30 years

Calculations are estimated.

Источник: официальный сайт Chevron

В январе 2025 года стартовала добыча на проекте Whale компании Shell с расчетом на достижение пикового уровня производства до 0,1 Мб/д. Объект расположен в блоке Alaminos Canyon 773 в части США Американского залива и основан на стандартизированной конструкции полупогруженной платформы, что обеспечило значительную экономию затрат, сокращение сроков выхода на добычу и снизило выбросы парниковых газов примерно на 30%. Запасы месторождения Whale оцениваются примерно в 480 млн баррелей извлекаемых ресурсов. В рамках проекта будет пробурено 15 скважин, подключённых к подводной инфраструктуре. Shell выступает оператором с долей 60%, а Chevron владеет оставшимися 40%. Так как проект был введен в эксплуатацию сравнительно недавно, компания Shell пока что не раскрыло окончательную стоимость инвестиций в него.



Источник: официальный сайт Shell

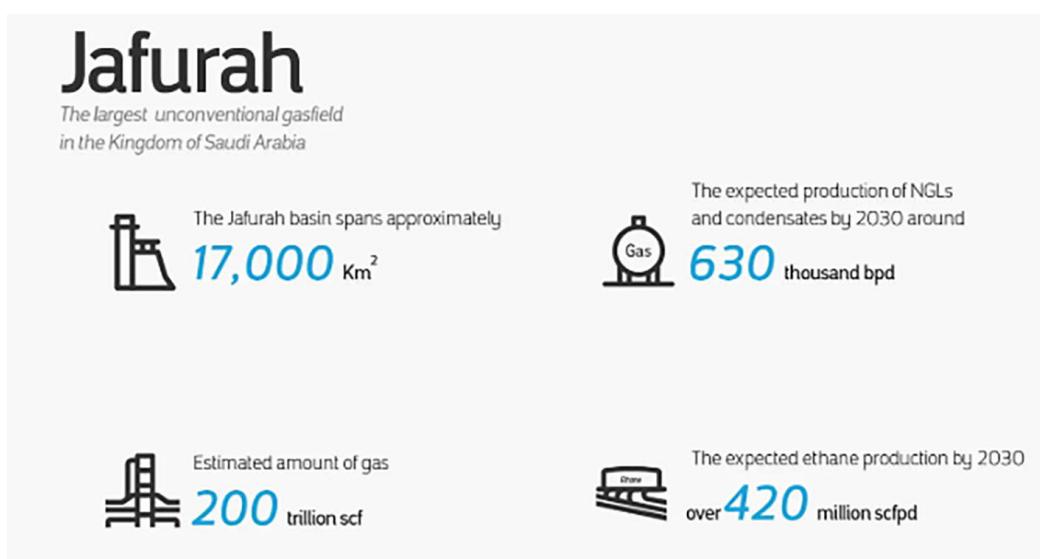
Ближний Восток - ставка на газ

Катар. Крупнейшим энергетическим проектом в мире является расширение месторождения газа «Север» [North Field Expansion]. Этот двухфазный проект увеличит мощности Катара по производству СПГ с 77 млн тонн в год до 126 млн тонн в год

к 2027 году и далее до 142 млн тонн в год к 2030 году. Это стратегический шаг, направленный на то, чтобы закрепить за Катаром статус ведущего мирового поставщика СПГ и обеспечить будущий рост глобального спроса на газ. Стоимость двух фаз расширения оценивается до 50 млрд долларов США.

ОАЭ. Национальная нефтяная компания Абу-Даби (ADNOC) реализует многомиллиардную стратегию по наращиванию нефтедобычи при одновременном освоении значительных газовых запасов. Центральным элементом этой стратегии является разработка месторождений высокосернистого газа Hail и Ghasha - технически сложного проекта, который станет ключевым вкладом в достижение газовой самодостаточности ОАЭ и предусматривает крупный интеграцию объектов CCUS. Общий объём инвестиций оценивается примерно в 17 млрд долларов США, из которых около 8,2 млрд направлены на морские объекты (искусственные острова, подводные трубопроводы), а 8,7 млрд на наземные мощности по переработке газа, улавливанию углерода и утилизации серы.

Саудовская Аравия. Сохраняя (почти) непревзойдённые позиции в нефтяной отрасли, Saudi Aramco делает колоссальную ставку на газ. Проект по добыче сланцевого газа Jafurah, стоимостью свыше 100 млрд долларов США, станет одной из крупнейших инвестиций в истории Королевства и позволит диверсифицировать нефтепродукты и обеспечить сырьём стремительно растущую нефтехимическую отрасли.



Источник: официальный сайт Saudi Aramco

Африка - формирующийся лидер СПГ и глубоководных проектов

Намибия. Шельфовый бассейн Orange у берегов Намибии стал самым «горячим» направлением в мировой разведке после крупных глубоководных открытий компании TotalEnergies [проект Venus]. Хотя месторождения всё ещё находятся на стадии оценки, опубликованная стоимость уже оформленных контрактов на подводную инфраструктуру превышает 2,5 млрд долларов США. По оценкам, эти открытия могут содержать миллиарды баррелей нефти и способны превратить Намибию в нового значимого производителя, повторив путь успеха Гайаны.

Мозамбик. Несмотря на проблемы с обеспечением безопасности, потенциал превращения страны в мировой хаб СПГ остаётся значительным. [Проект Mozambique LNG компании TotalEnergies](#) стоимостью 20 млрд долларов США готовится к возобновлению, а [проект Coral Sul FLNG компании Eni](#) с инвестициями в [7 млрд долларов США](#) уже введён в эксплуатацию, используя колоссальные запасы газа бассейна Рувума [Rovuma].

Midstream: глобальная гонка СПГ

Развитие добычи газа в Upstream секторе напрямую связано с бумом проектов по сжижению газа в сегменте Midstream.

США. На побережье Американского залива США строится целый ряд новых экспортных терминалов СПГ. Среди крупнейших проектов [Plaquemines LNG](#) компании [Venture Global](#) и [Golden Pass LNG, реализуемый ExxonMobil совместно с QatarEnergy](#). Общий объём инвестиций в начальные фазы проекта Plaquemines LNG составляет [примерно 24 млрд долларов США](#), проект предусматривает экспортные мощности на уровне 27,2 млн тонн в год с возможностью дальнейшего расширения. Общий объём инвестиций в проект Golden Pass LNG оценивается примерно в 10 млрд долларов США, а проектная мощность составляет 18 млн тонн в год.

Глобальная инфраструктура. Помимо сжижения газа, значительные инвестиции направляются в строительство терминалов по его регазификации в Европе и Азии. Более того, формируется новый класс Midstream проектов, связанных с транспортировкой CO₂. Ведутся планы по созданию трубопроводных сетей в таких регионах, как побережье Американского залива США и Северное море в Европе, которые будут обслуживать промышленные кластеры CCUS.

Downstream: интеграция и будущие виды топлива

Азия - масштаб и диверсификация

Китай. В 2024 году компании Saudi Aramco и Sinopec запустили в китайской провинции Фуцзянь проект стоимостью [10 млрд долларов США](#). Комплекс объединяет нефтеперерабатывающий завод мощностью 16 млн тонн в год и крупные нефтехимические установки. Ожидается, что объект выйдет на полную мощность к концу 2030 года.

Индия. Комплекс Jamnagar компании Reliance Industries, который является крупнейшим в мире нефтеперерабатывающим комплексом (1,24 Мб/д), трансформируется в центр по производству устойчивого («чистого») топлива и нефтехимии. В планах инвестиции свыше [10 млрд долларов США](#) в производство биотоплива, интегрированную переработку химических отходов и программу производства возобновляемого водорода мощностью 5 млн тонн в год к 2030 году.

Ближний Восток – перспективные виды топлива

Саудовская Аравия. Компания Saudi Aramco, опираясь на своё доминирование в секторе Upstream, реализует одну из крупнейших Downstream-программ в мире. Компания совместно с TotalEnergies строит [в Джубайле нефтехимический комплекс Amiral стоимостью 11 млрд долларов США](#), в рамках которого производство этилена мощностью 1,65 млн тонн в год будет напрямую интегрировано с НПЗ SATOP.

ОАЭ. В Рувайсе компания ADNOC реализует программу трансформации Downstream сектора стоимостью [15 млрд долларов США](#), которая включает расширение нефтехимического производства, запуск производства «голубого» аммиака ([1 млн тонн](#) в год к 2027 году) и развитие авиационных топлив, адаптированных под стандарт [SAF](#) [Sustainable Aviation Fuel - устойчивое авиационное топливо].

На текущий момент существует большое количество мегапроектов, охватывающих все переделы нефтегазового сектора. Поскольку такие проекты требуют колоссальных инвестиций и исключительной технической экспертизы, их реализация сосредоточена в руках крупнейших игроков: это либо национальные компании, либо крупнейшие публичные нефтегазовые корпорации мира. Очевидно, что эти гиганты готовы инвестировать по всей цепочке стоимости и во всех регионах, включая развивающиеся экономики. Для Казахстана такая ситуация выглядит благоприятной: глобальная динамика не ограничивается исключительно низкорисковыми проектами в развитых странах или только «зеленой» энергетикой. Следовательно, с точки зрения старта новых мегапроектов, мировые тренды представляются обнадёживающими.

Мегапроекты и Казахстан

Энергетический сектор Казахстана определяется тремя крупными мегапроектами в секторе Upstream, которые являются основой экономики страны.

«Большая тройка» мегапроектов Казахстана¹⁵

Тенгиз. Находящееся под операционным контролем Chevron месторождение Тенгиз одно из крупнейших в мире. Проект будущего расширения – Проект управления устьевым давлением Project [ПБР-ПУУД] стоимостью 47 млрд долларов США направлен на увеличение добычи свыше чем на 0,26 Мб/д. Реализация проекта завершена, и он имеет ключевое значение для увеличения и в дальнейшем поддержания объёмов добычи страны.

Кашаган. Крупнейшее шельфовое месторождение Каспийского моря, оператором которого является консорциум NCOC. Несмотря на серьёзные технические трудности, возникшие при реализации проекта, оно обладает колоссальным потенциалом. Реализуется поэтапный план развития, предусматривающий постепенное наращивание добычи с прицелом на долгосрочный ориентир свыше 1 Мб/д.

Карачаганак. На гигантском газоконденсатном месторождении, оператором которого выступает консорциум KPO, реализуются капитальные проекты, направленные на поддержание уровня добычи жидких углеводородов, а также планируется расширение мощностей по переработке газа.

В государственном [Комплексном плане на 2023–2027 годы](#) закреплён целый ряд масштабных проектов в сегментах Upstream, Midstream и Downstream. Наиболее капиталоёмкой инициативой остается Тенгиз, где ПБР-ПУУД [проект уже завершен] представляют собой совокупный объём инвестиций в 46,7 млрд долларов США. На Караганаке продолжаются работы по поддержанию добычи, разделённые на две стадии: 1A и 1B с бюджетом 970 и 734 млн долларов США соответственно. Полномасштабное освоение Карагана рассчитано на удвоение добычи к 2030-м годам, хотя финансовые параметры этого многолетнего плана всё ещё обсуждаются. На газовом направлении Казахстан

¹⁵ Данные мегапроекты рассмотрены ранее в материалах ENERGY Insights & Analytics.

готовит новую инфраструктуру транспорта и переработки, включая строительство 2-ой нитки магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» за 3,1 трлн тенге [~5,7 млрд долларов США], газоперерабатывающий завод на 1 млрд м³ на Кашагане стоимостью 492 млрд тенге [~0,9 млрд долларов США], а также потенциальные проекты (завод на 2,5 млрд м³ в год в рамках Фазы 2А на Кашагане и завод на 4 млрд м³ в год на Караганаке), которые остаются на стадии принятия окончательных инвестиционных решений. В сегменте Downstream приоритетом выступает проект полиэтиленового комплекса стоимостью 7,7 млрд долларов США, а также проект по производству бутадиена с инвестициями около 900 млн долларов США. Важно отметить: если по ряду проектов бюджеты уже определены, то многие другие пока находятся на прединвестиционной стадии - им ещё предстоит пройти этапы технико-экономического обоснования, привлечения финансирования и утверждения графиков.

Несмотря на наличие обширного перечня проектов, для сохранения конкурентоспособности и обеспечения устойчивого будущего в новой энергетической реальности Казахстану предстоит решить целый ряд критически важных задач.

Основной экспортный маршрут Казахстана (около 80% объёмов нефти) проходит через трубопровод Каспийского трубопроводного консорциума [КТК], который проходит в основном по территории Российской Федерации. Однако такая концентрация на одном маршруте сделала страну уязвимой к повторяющимся перебоям, нередко имеющим политический подтекст, начиная с 2022 года. Это обстоятельство остро подчеркнуло необходимость диверсификации экспортных маршрутов. В ответ Казахстан обращает внимание на Транскаспийский международный транспортный маршрут (ТМТМ), также известный как «Срединный коридор». Эта альтернатива предполагает перевозку нефти через Каспийское море в Азербайджан, откуда она может поступать в трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан [ВТС] и далее на Средиземное море.

Тем не менее одной лишь диверсификации экспорта недостаточно, чтобы обеспечить долгосрочную конкурентоспособность Казахстана. В условиях, когда глобальные инвестиции всё активнее направляются в «выгодные баррели», Казахстану, не имеющего выхода к морю, придётся прилагать особые усилия для привлечения новых инвестиций капитала. На фоне зрелости своих крупнейших месторождений Казахстану необходимо решить одновременно две задачи: обеспечить масштабное финансирование проектов по повышению нефтеотдачи и реализовывать меры по декарбонизации. Для привлечения необходимого капитала от международных нефтяных компаний Казахстану предстоит предложить стабильные и конкурентные фискальные условия, сформировать прозрачную регуляторную среду и обозначить чёткий, совместно финансируемый путь по контролю выбросов парниковых газов. Этот критический аспект мы подробно рассматривали в совместной статье с Rystad Energy.

Важность декарбонизации не должна быть недооценена, даже если «зеленая повестка» сегодня получает меньше внимания. В конечном счёте минимизация негативных эффектов от использования ископаемого топлива отвечает национальным интересам: это важно и для здоровья населения, и для сохранения природной среды Казахстана. Таким образом, «зелёный фактор» остаётся ключевым условием долгосрочного благополучия страны.

Наконец, для получения большей добавленной стоимости от своих обширных природных ресурсов Казахстану необходимо смотреть дальше простого экспорта сырья и развивать внутренний Downstream сектор, что предполагает строительство более современных перерабатывающих заводов для выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью, такой как нефтехимия, а также модернизацию НПЗ для удовлетворения внутреннего спроса на высококачественное топливо. Такой шаг позволит сократить зависимость от импорта нефтепродуктов извне (включая из России) и удерживать большую часть создаваемой стоимости внутри страны.

Выводы

Мировая нефтегазовая отрасль вступила в новую главу, определяемую прагматичным, ориентированным на безопасность и всё более «углеродно-осознанным» подходом к распределению капитала. Мегапроекты возвращаются, но их концентрация сосредоточена в определённых местах и сегментах (СПГ, глубоководная нефть и интегрированные Downstream активы) соответствующие новой реальности.

Уникальная ресурсная база Казахстана вкупе с мегапроектами Тенгиз, Караганак и Кашаган, представляет собой мощный фундамент. Однако пик инвестиций в эти месторождения уже позади. Если страна стремится обеспечить устойчивый экономический рост, необходимо инициировать новые масштабные нефтегазовые проекты.

Во многих странах, в том числе и в тех, которые лишь недавно появились на нефтегазовой карте мира, реализуются новые крупные проекты. Чтобы гарантировать приток нового капитала, Казахстану следует обеспечить чёткое, стабильное и предсказуемое регулирование, укрепляющее доверие инвесторов и исключающее частые/внезапные изменения, способные отпугнуть долгосрочные вложения.

Преследуя национальные экономические интересы, важно учитывать, что мы живём в мире высокой конкуренции, где технологические гиганты демонстрируют инвесторам экспоненциальную доходность. Это означает, что Казахстану необходимо гарантировать, что будущие крупные проекты будут обеспечивать привлекательную доходность и тем самым подтверждать приверженность страны созданию стабильной и выгодной инвестиционной среды.

ENERGY Insights & Analytics стремится стать приоритетным источником данных, аналитической информации и рекомендаций для нефтяной, газовой и электроэнергетической отраслей Казахстана, позволяя лицам, принимающим решения, анализировать и прогнозировать наиболее значимые отраслевые показатели с подробной информацией о ведущих играх рынке. ENERGY Insights & Analytics является отраслевой отечественной «фабрикой мыслей» (Think Tank), производящая качественный и востребованный интеллектуальный продукт на базе собственной отраслевой базы данных и аналитических инструментов.

Деятельность ENERGY Insight & Analytics включает в себя весь цикл аналитики с последовательными этапами: описательную, диагностическую, прогностическую и предписывающую аналитику.

Раздел 6. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕФТЕДОБЫЧИ КАЗАХСТАНА – ОЦЕНКА 2025 ГОДА

В Казахстане порядка ста нефтедобывающих компаний, каждая со своими особенностями и потенциалом развития. ENERGY Insights & Analytics проанализировал и сравнил фактические результаты деятельности крупнейших по добыче нефти компаний, а также рассчитал инвестиционный потенциал через показатель NPV - краеугольный показатель, который показывает «сколько денег в отрасли». Под инвестиционным потенциалом понимается способность нефтедобывающей компании и ее акционеров инвестировать в поддержание деятельности компании и ее будущее развитие. ENERGY Insights & Analytics планирует ежегодно отслеживать изменения инвестиционного потенциала и фиксировать факторы, которые влияли на его изменения.

Введение

ENERGY Insights & Analytics начал проводить оценку инвестиционного потенциала нефтедобывающей отрасли Казахстана в прошлом году посредством комплексного анализа ключевых показателей эффективности крупнейших нефтедобывающих компаний страны и расчета справедливой стоимости всего сектора. С учетом меняющихся рыночных условий и появления новых данных настало время обновить наш анализ и уточнить ключевые допущения, лежащие в основе нашей оценки.

В Казахстане порядка ста нефтедобывающих компаний, каждая со своими особенностями и потенциалом развития. ENERGY Insights & Analytics проанализировал и сравнил фактические результаты деятельности крупнейших по добыче нефти компаний, а также рассчитал инвестиционный потенциал через показатель NPV - краеугольный показатель, который показывает «сколько денег в отрасли».

В целях данного аналитического материала под инвестиционным потенциалом понимается возможность нефтедобывающего предприятия и его владельцев осуществлять инвестиции в поддержание деятельности компании и дальнейшее развитие.

Наилучшим, по нашему мнению, мерилом инвестиционного потенциала является показатель NPV (Net Present Value, Чистая Приведённая Стоимость), который представляет собой сумму дисконтированных чистых денежных потоков, приведённых к сегодняшнему дню. В чистых денежных потоках уже учтены налоги и обязательные сборы, а также инвестиции. В свою очередь ставка дисконтирования учитывает интерес собственников и стоимость заемного финансирования. Таким образом, NPV отражает количество денег, которые могут быть направлены владельцами на новые проекты, в том числе в нефтегазовую отрасль. Таким образом, чем больше положительное значение NPV, тем больше инвестиционный потенциал.

Высокий инвестиционный потенциал приводит к высокой инвестиционной привлекательности – у владельцев капитала существует целесообразность инвестирования в конкретное предприятие и/или отрасль.

Используя подход «снизу вверх» NPV рассчитан по пятнадцати крупнейшим нефтегазовым компаниям Казахстана (см. раздел «Выборка компаний для анализа»). В связи с высокой концентрацией (91% и 92% по объему добычи в 2024 году и за девять месяцев 2025 года соответственно) рассматриваемых компаний, сумму NPV этих компаний можно принять в качестве инвестиционного потенциала всей нефтедобывающей отрасли Казахстана.

Источники информации

Показатели сравнительного анализа (бенчмаркинга) и инвестиционный потенциал рассчитан на основе публично доступной информации, включая годовые отчеты самих компаний и связанных с ними организаций, аудированные отдельные финансовые отчетности (с интернет-ресурса Депозитария финансовой отчетности для организаций публичного интереса Казахстана), данные с официальных сайтов компаний, а также подготовленных ENERGY Insights & Analytics финансово-экономических моделях крупных нефтегазовых проектов по разработке месторождений Тенгиз, Кашаган и Караганда.

Выборка компаний для анализа

В периметр Аналитической платформы EXia, с помощью которой подготовлен настоящий материал, входит 50 нефтедобывающих компаний Казахстана из итого 97 (с добычей больше нуля) с долей 97% от общей добычи нефти¹⁶ в 2024 году. Для целей настоящего анализа и наглядности было выбрано пятнадцать крупнейших компаний по объему добычи нефти в 2024 году, с долей 91% от общей добычи нефти в 2024 году. В анализ не вошли филиалы компаний «Buzachi Operating Ltd» и «Dunga Operating GmbH» с добычей в 2024 году 1,1 и 0,6 млн тонн соответственно (1,2% и 0,7% от итого добычи нефти в Казахстане в 2024 году), так как их деятельность регулируется соответствующими соглашениями о разделе продукции, и, следовательно, информация об их финансово-экономических результатах деятельности отсутствует в открытых источниках¹⁷. Создание финансово-экономических моделей по данным компаниям планируется ENERGY Insights & Analytics в будущем.

Таким образом, ENERGY Insights & Analytics проведен анализ финансовых и производственных показателей за 2023–2024 годы следующих 15 нефтегазодобывающих компаний.

¹⁶ Здесь и далее под нефтью подразумевается сырья нефть и газовый конденсат

¹⁷ Соглашение о разделе продукции не является контрактом на недропользование, как следствие компания не является организацией публичного интереса, а следовательно, не обязано размещать информацию в Депозитарии финансовой отчетности Министерства финансов Республики Казахстан

Наименование компании	Краткое наименование	Добыча нефти, млн. тонн	
		2024	2023
ТОО "ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ"	ТШО	27,81	28,89
НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ	НКОК	17,42	18,77
КАРАЧАГАНАК ПЕТРОЛИУМ ОПЕРЕЙТИНГ КПО		12,19	12,06
АО "МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ"	ММГ	6,17	6,15
АО "ОЗЕНМУНАЙГАЗ"	ОМГ	5,10	4,88
АО "ЭМБАМУНАЙГАЗ"	ЭМГ	2,79	2,72
АО "СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ"	СНПС-АМГ	2,50	2,68
АО "КАРАЖАНБАСМУНАЙ"	КБМ	2,15	2,05
ТОО "СП "КАЗГЕРМУНАЙ"	КГМ	1,04	1,19
АО "КАСПИЙ НЕФТЬ"	КН	0,83	0,90
АО "ПЕТРОКАЗАХСТАН К.Р."	ПККР	0,50	0,55
ТОО "КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ"	КОА	0,48	0,51
ТОО "КАЗАХТУРКМУНАЙ"	КТМ	0,44	0,44
АО "КОЖАН"	КОЖАН	0,44	0,49
ТОО "КЕН-САРЫ"	КС	0,37	0,33
Прочие компании - в периметре EXia	Прочие - в EXia	4,48	4,74
Прочие компании - вне периметра EXia	Прочие - вне EXia	3,04	2,63
Итого добывача		87,75	89,97
Среднее значение		0,92	0,95
Медиана		0,06	0,07
Количество компаний		95	92
Доля ТОП-15		91%	92%

Источник: ENERGY Insights & Analytics

Количество нефтедобывающих компаний с добычей больше нуля увеличилось с 92 в 2023 году до 95 в 2024 году¹⁸. Концентрация добычи среди нефтедобывающих компаний является высокой, на ТОП-15 из 95 компаний приходится 91% добычи 2024 года, что на один процент ниже, чем в 2023 году. В 2024 году среднее значение годовой добычи среди 95 компаний 0,92 млн тонн в год (0,98 млн тонн в 2023 году), однако медианное значение 62 тыс. тонн (75 тыс. тонн в 2023)¹⁹. В 2024 году общий объем добычи за пределами ТОП-15 производителей составил 7,52 млн тонн (94 тыс. тонн в среднем на одну компанию).

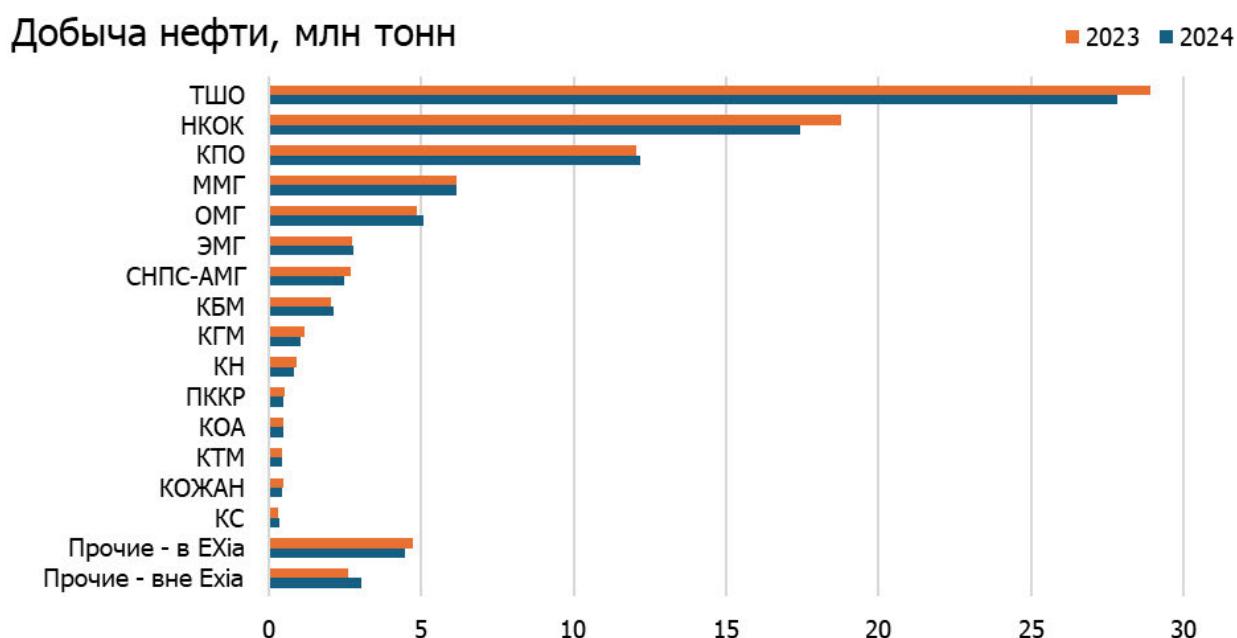
В 2024 году КТМ заменила КОЖАН на 13-м месте (2023: 14-е место), тогда как КС теперь находится на 15-м месте, заменив КМК-М (2023: КС – в категории «Прочие компании – в периметре EXia»). Сравнительные показатели за 2023 год обновлены соответственно.

¹⁸ 94 компании за девять месяцев 2025 года

¹⁹ За девять месяцев 2025 года средняя добыча на компанию 1,07 млн тонн, медианное значение 66 тыс. тонн. Оба показателя приведены к годовому выражению.

Бенчмаркинг

Для расчета инвестиционного потенциала важно понимать фактические результаты деятельности анализируемых компаний в динамике. Рассмотренные ниже показатели являются удельными (кроме непосредственно добычи), то есть на тонну добываемой нефти, с целью показать эффективность той или иной компании без привязки к размеру ее добычи. При этом для наглядности в графиках сохранена сортировка компаний в порядке убывания добычи.



Источник: ENERGY Insights & Analytics

По показателю добычи нефти лидирует ТШО с 27,8 млн тонн в 2024 году. В целом на долю крупных нефтегазовых проектов (ТШО, НКОК, и КПО) приходится 65% добычи Казахстана (в 2023 году 66%)²⁰.

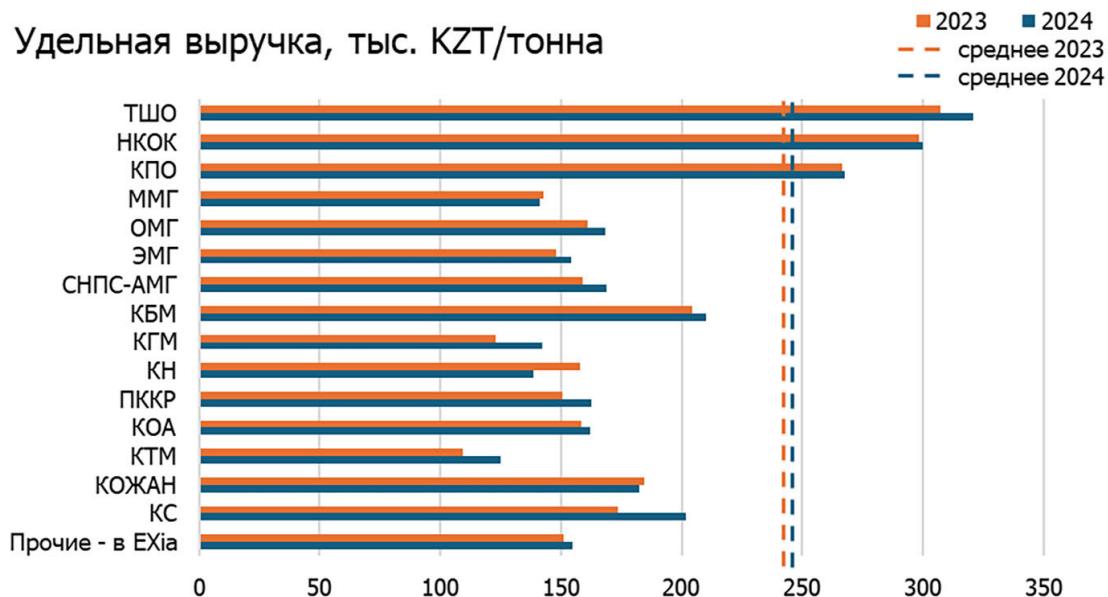
Для понимания значений удельных показателей следует иметь в виду ключевые макропоказатели:

Макропоказатель	Ед. изм.	2023	2022
Цена нефти сорта Brent	USD/баррель	82,49	100,93
Средний обменный курс	KZT/USD	456,31	460,48

Источник: U.S. Energy Information Administration (EIA), Национальный Банк Казахстана

²⁰ За девять месяцев 2025 года добыча мегапроектов составила 70% от всей добычи Казахстана

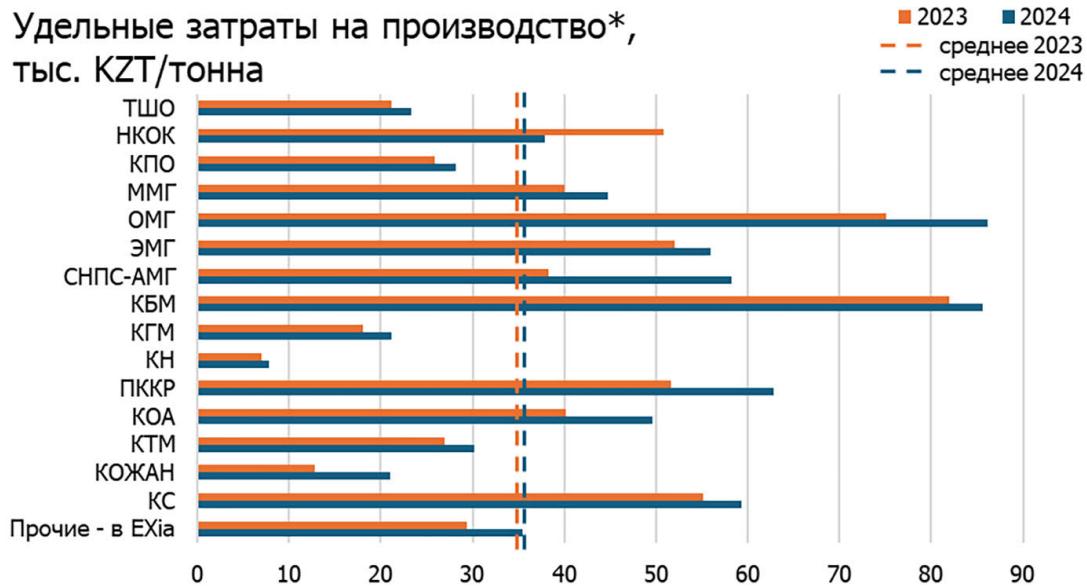
Удельная выручка, тыс. KZT/тонна



Источник: ENERGY Insights & Analytics

Самая высокая удельная выручка в 2024 году у ТШО в размере 321 тыс. KZT на тонну, самая низкая в КТМ: 125 тыс. KZT на тонну добытой нефти. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 248 тыс. KZT на тонну в 2024 году по сравнению с 244 тыс. KZT на тонну в 2023 году.

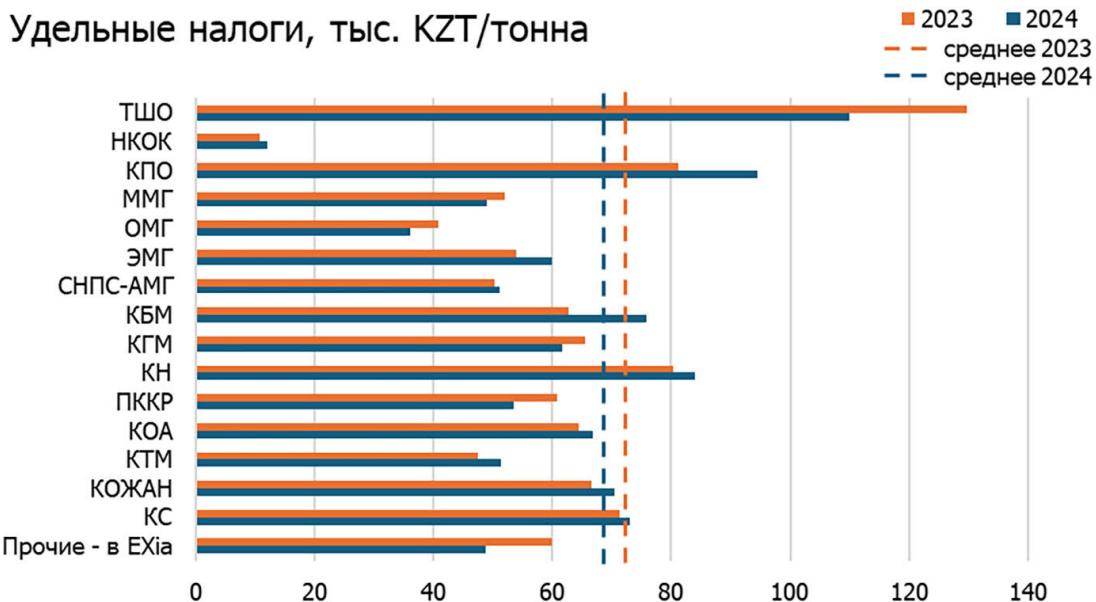
Удельные затраты на производство*, тыс. KZT/тонна



Источник: ENERGY Insights & Analytics

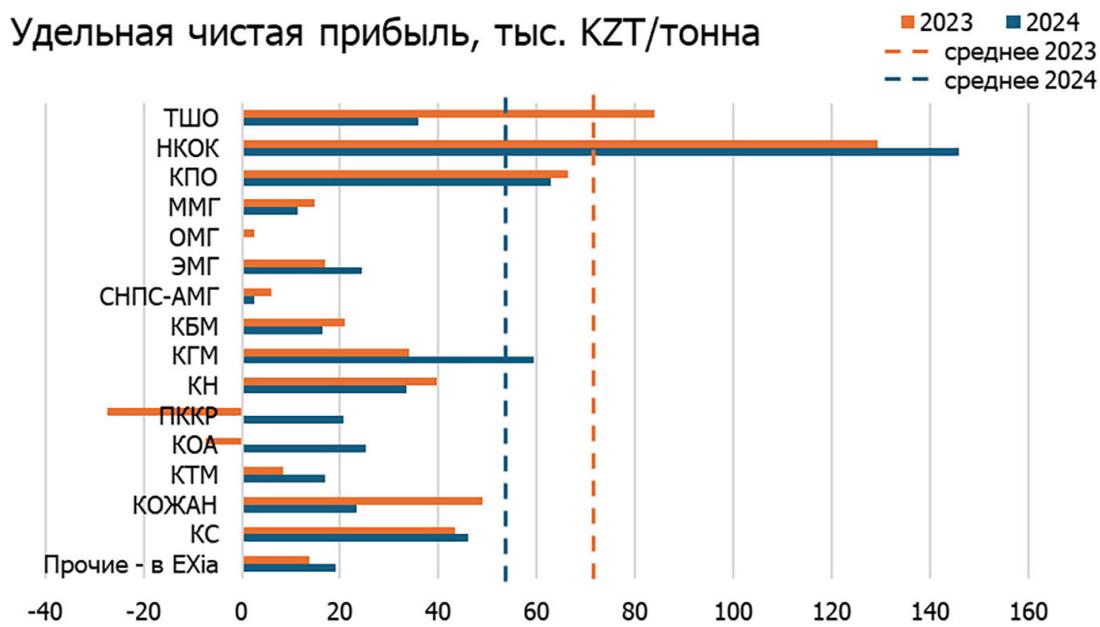
*операционные расходы без учета амортизации и НДПИ

Самые высокие удельные затраты на производство в 2024 году у КБМ в размере 86 тыс. KZT на тонну, самые низкие в КН: 8 тыс. KZT на тонну добытой нефти. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 36 тыс. KZT на тонну в 2024 году по сравнению с 35 тыс. KZT на тонну в 2023 году.



Источник: ENERGY Insight & Analytics поданным Комитета государственных доходов МФ РК по уплаченным налогоплательщиками суммах

Самые высокие уплаченные в бюджет удельные налоги в 2024 году у ТШО в размере 110 тыс. KZT на тонну, самые низкие в НКОК: 12 тыс. KZT на тонну добытой нефти²¹. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 67 тыс. KZT на тонну в 2024 году по сравнению с 72 тыс. KZT на тонну в 2023 году.

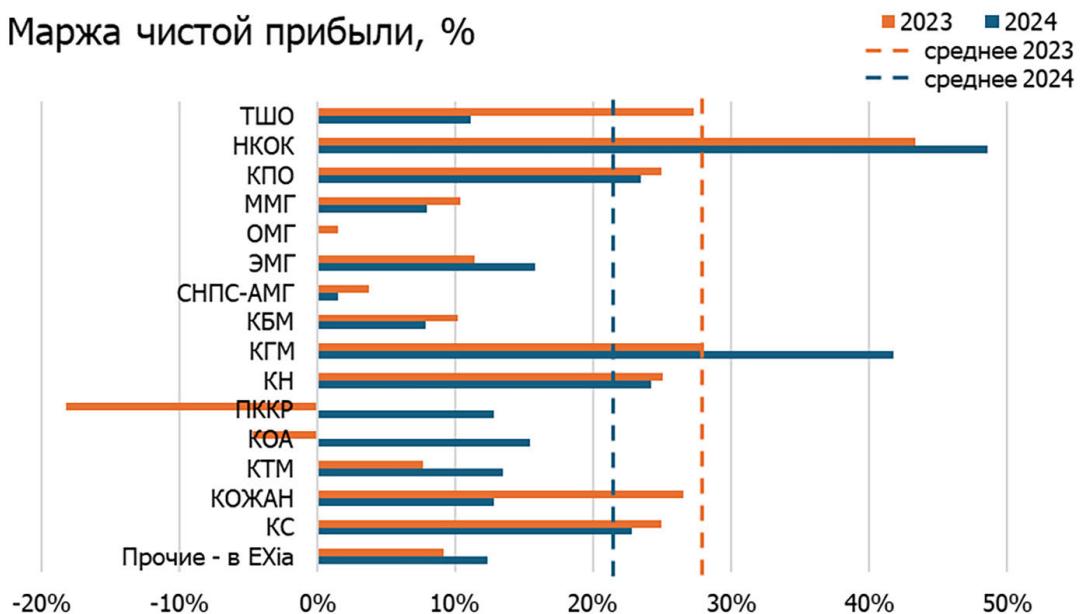


Источник: ENERGY Insights & Analytics

²¹ Факторы, обуславливающие относительно низкие платежи НКОК в бюджет изложены в статье ENERGY Insights & Analytics «[Месторождение Кашаган – Условия и Планы на будущее](#)»

Самая высокая удельная чистая прибыль в 2024 году у НКОК в размере 146 тыс. KZT на тонну, самая низкая в ОМГ: минус 1 тыс. KZT на тонну добытой нефти. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 54 тыс. KZT на тонну в 2024 году по сравнению с 67 тыс. KZT на тонну в 2023 году.

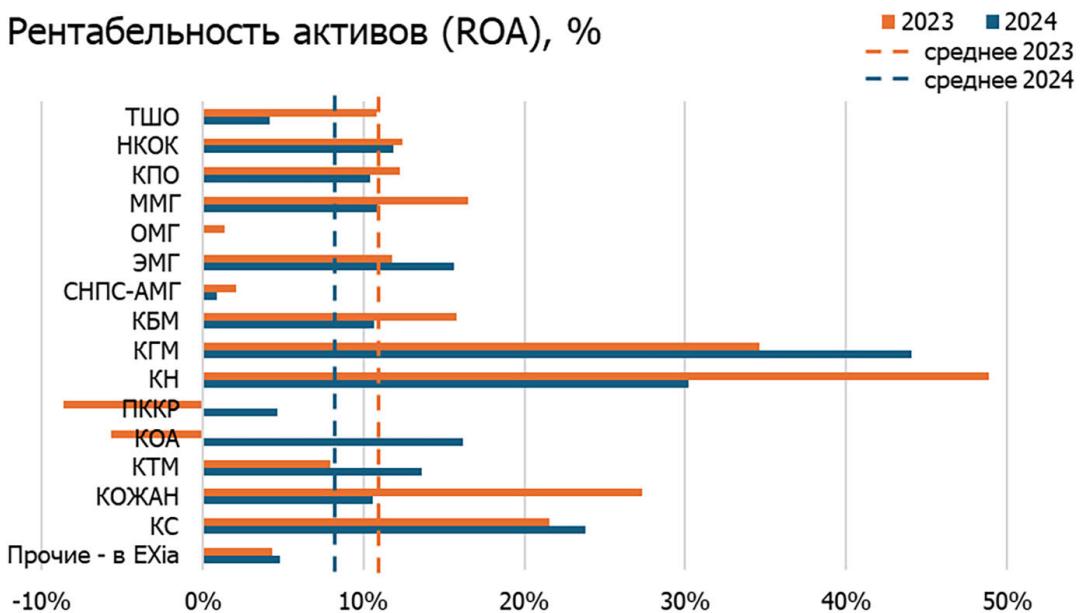
Маржа чистой прибыли, %



Источник: ENERGY Insights & Analytics

Самая высокая маржа чистой прибыли в 2024 году у НКОК в размере 49%, самая низкая в ОМГ: на уровне 0%. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 21,7% в 2024 году по сравнению с 27,4% в 2023 году.

Рентабельность активов (ROA), %



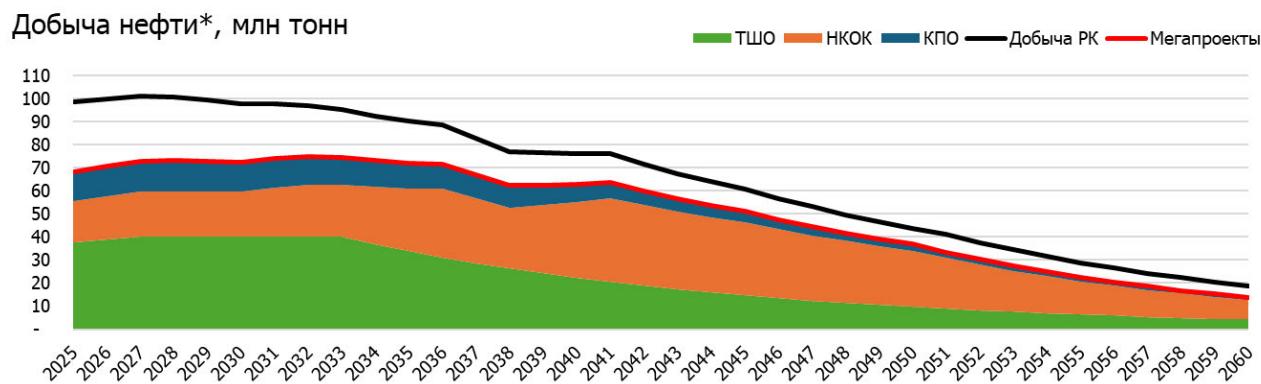
Источник: ENERGY Insights & Analytics

Самая высокая рентабельность активов (ROA, Return on Assets) в 2024 году у КГМ в размере 44%, самая низкая в ОМГ: 0%. Среднее значение по периметру Аналитической платформы EXia равно 8,1% в 2024 году по сравнению с 11,3% в 2023 году.

Перспектива нефтедобычи Казахстана

Для расчета инвестиционного потенциала ENERGY Insights & Analytics подготовлен прогноз добычи нефти, в котором учитывается только та добыча, в которую уже вложены инвестиции, проекты в процессе реализации либо принято финальное (принципиальное) инвестиционное решение и инвестиции гарантированно начнутся в ближайшее время. Например, добыча Фазы 2Б и 3 по проекту Кашаган не учитывается в прогнозе, так как неизвестны сроки начала инвестиций и соответственно – добычи. Также не включен в прогноз добыча по проекту «Каламкас-море – Хазар». Более того, недавнее заявление ЛУКОЙЛа о намерении продать международные активы из-за западных санкций добавляет неопределенности проекту «Каламкас-море – Хазар», в котором российский нефтяной гигант владеет 50% долей.

Согласно прогнозу, рост добычи нефти с 98 млн тонн в 2025 году²² до максимума 101 млн тонн в 2027 году прогнозируется за счет в целом одобренных проектов расширения крупных нефтегазовых проектов, по остальным компаниям ожидается снижение добычи²³. К 2048 году соотношение доли крупных нефтегазовых проектов в общей добыче нефти Казахстана достигнет максимума в 84% по сравнению с фактическими 65% в 2024 году.



ENERGY Insight & Analytics

*включая проекты ПБР/ПУУД по ТШО, 1 вста и 2А по НКОК, ПКР1 А+Б по КПО

Согласно прогнозу Правительства РК, добыча нефти составит 96,2²⁴ и 100,5²⁵ млн тонн в 2025 и 2026 годах соответственно. Для поддержания (относительно высоких) целевых показателей по добыче нефти необходимо поддержание и улучшение инвестици-

²² Фактическая добыча за девять месяцев 2025 года достигла 75,7 млн тонн

²³ Более подробно в статье [«Зрелые нефтяные месторождения Казахстана»](#)

²⁴ Министерство энергетики Казахстана [сообщило](#) 8 января 2025 года о корректировке плана добычи нефти на 2025 год до 96,2 млн тонн.

²⁵ Прогнозируемые поступления от организаций нефтяного сектора в Национальный фонд на 2026 год основаны на пересмотренном плане добычи нефти на 2026 год в объеме 100,5 млн тонн согласно Закону Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2026-2028 годы»

онной привлекательности отрасли, о чём подробно изложено в нашей недавней статье [«Мегапроекты в эпоху энергетического прагматизма и выгодных баррелей»](#) и аналитическом материале S&P Global Commodity Insights «Инвестиционная привлекательность добывающей отрасли Казахстана: о чём говорят рейтинги S&P Global?», который был опубликован в нашем аналитическом докладе [Kazakhstan Energy Outlook 2024](#).

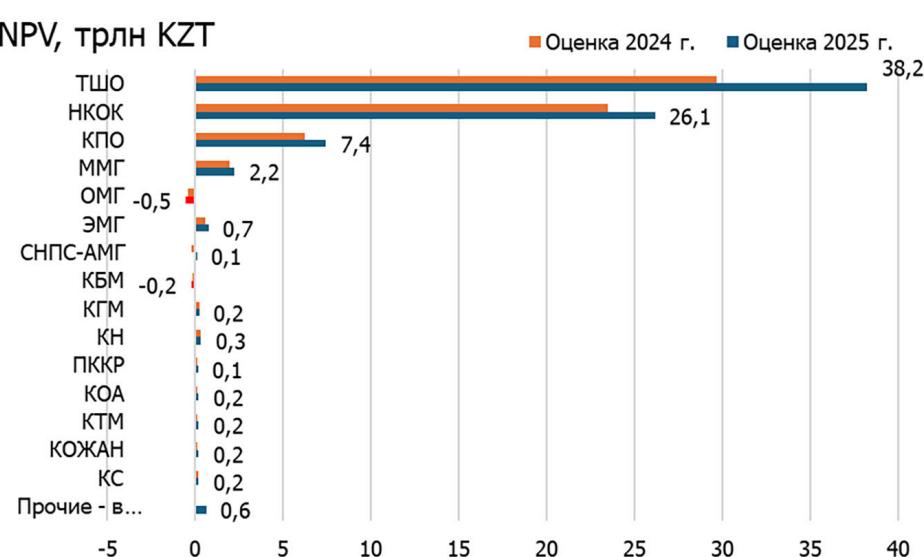
Текущий инвестиционный потенциал

На базе фактической динамики финансово-экономических показателей нефтедобывающих компаний - удельных операционных, транспортных и капитальных затрат, параметрах применимых налоговых режимов, структуре поставок нефти, остатков денежных средств и займов, прогнозных профилей добычи компаний, а также других предположений и допущений, основные из которых изложены ниже, с помощью Аналитической платформы EXia рассчитаны значения NPV. Как было указано выше, NPV является оценкой инвестиционного потенциала: чем выше NPV – тем лучше, компании с NPV ниже нуля уже уничтожают акционерную стоимость или сделают это в будущем.

Допущение / Предположение	Ед. изм.	2026	2030	2035	2040
Цена нефти сорта Brent	USD/баррель	71	77	85	94
Средний обменный курс	KZT/USD	540	540	540	540
Индекс инфляции KZT	%	10,0%	6,0%	6,0%	6,0%
Индекс инфляции USD	%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

Источник: ENERGY Insights & Analytics

При расчете приведенной стоимости применена ставка дисконтирования 10,3%²⁶, которая соответствует расчётом [А. Дамодарана](#) для нефтедобывающих компаний, осуществляющим деятельность на развивающихся рынках.

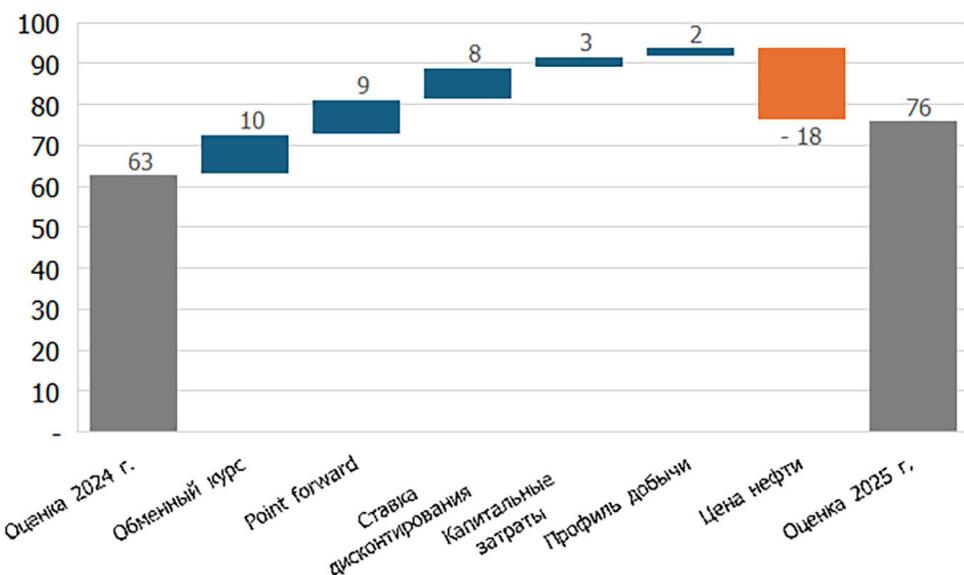


Источник: ENERGY Insights & Analytics

²⁶ Ставка дисконтирования для оценки 2024 года равна 12,5%.

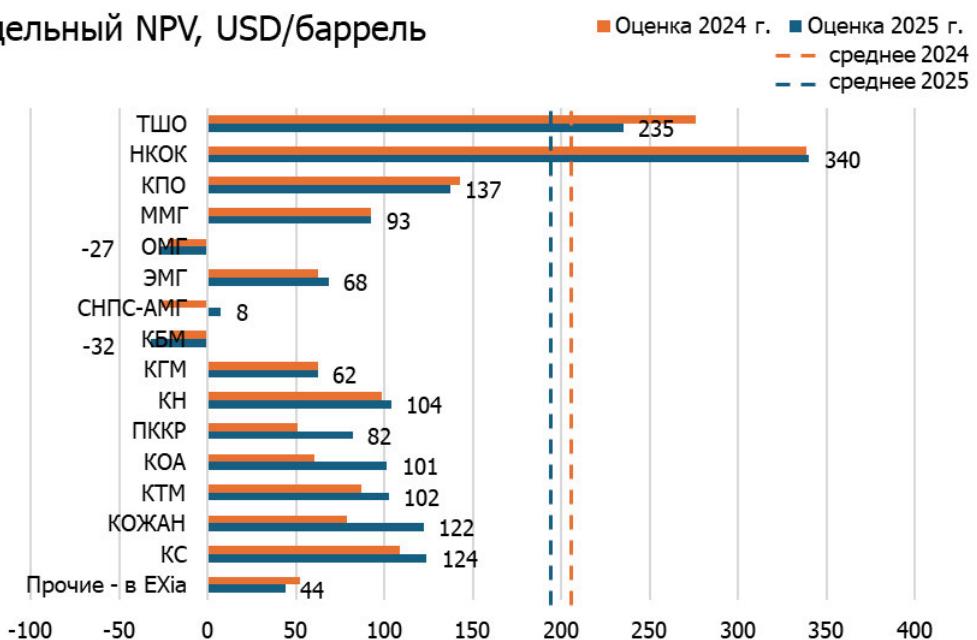
Общий NPV нефтедобывающих компаний, входящих в периметр Аналитической платформы EXia, оценивается в 76 трлн KZT (141 млрд USD). Самый высокий NPV у ТШО в размере 38,2 трлн KZT (70,8 млрд USD), самый низкий у ОМГ: минус 0,5 трлн KZT (минус 1,0 млрд USD). На долю крупных нефтегазовых проектов приходится 94% всего NPV, а значит и инвестиционного потенциала, нефтедобывающей отрасли Казахстана.

Факторный анализ изменения NPV, триллион KZT



Источник: ENERGY Insights & Analytics

Удельный NPV, USD/баррель



Источник: ENERGY Insights & Analytics

Абсолютное увеличение общего NPV по сравнению с нашим прошлогодним анализом составляет около 13 трлн тенге. Общее изменение в оценке NPV объясняется в основном четырьмя факторами: увеличение обменного курса KZT/USD с 470 до 540 добавило 10 трлн KZT, сдвиг первого года дисконтирования с 2024 на 2025 год увеличило оценку NPV на 9 трлн KZT, снижение ставки дисконтирования с 12,5% до 10,3% прибавило 8 трлн KZT, а снижение прогнозных цен на нефть уменьшило оценку NPV на 18 трлн KZT. Если говорить с точки зрения компаний, то почти 93% увеличения объясняется ростом совокупного NPV мегапроектов с 59 до 72 трлн тенге.

Значительный отрыв крупных нефтегазовых проектов по объему добычи от прочих нефтедобывающих компаний не позволяет сравнивать их перспективность. Для обеспечения сравнимости рассчитан показатель NPV на единицу (ожидаемой) добычи нефти в 2025 году. Самый высокий удельный NPV у НКОК в 340 USD на баррель (1,5 млн KZT на тонну). Среднее значение удельного NPV по периметру Аналитической платформы EXia равно 193 USD на баррель (806 тыс. KZT на тонну).

Выводы

Наш обновленный анализ подтверждает, что нефтедобывающая отрасль Казахстана сохраняет значительный инвестиционный потенциал, хотя он остается в значительной степени сконцентрированным в трех мегапроектах: ТШО, НКОК и КПО. Эти проекты представляют подавляющую долю NPV сектора, и ожидается, что их доминирование будет усиливаться в ближайшие десятилетия. Недавно утвержденные изменения в Налоговый кодекс вряд ли существенно изменят текущую инвестиционную ситуацию. Хотя новая фискальная структура обеспечивает большую регуляторную определенность, она не меняет фундаментально конкурентную динамику, которая благоприятствует мегапроектам по сравнению с другими добывающими компаниями. Эти крупномасштабные проекты продолжают пользоваться преимуществами заключенных в них «выгодных баррелей». Их преимущества обусловлены огромной базой запасов, более низкими удельными затратами, развитой инфраструктурой и стабильными фискальными условиями, что выгодно позиционирует их на мировом энергетическом рынке, где все больше внимания уделяется эффективности инвестиций. Перспективы для зрелых месторождений выглядят противоположно. Добыча на активах, эксплуатируемых (относительно мегапроектов) малыми и средними компаниями, продолжает структурное снижение, обусловленное естественным истощением пластов, ростом операционных затрат и ограниченными финансовыми возможностями для реализации крупных капитальных проектов. Инвестиционный потенциал на баррель для этих производителей остается ниже, чем у мегапроектов, что отражает фундаментальные операционные и экономические ограничения.

Важно признать, что инвестиционный потенциал и инвестиционный климат являются достаточно сложными понятиями. Аналитическая платформа EXia в настоящее время является единственным отечественным инструментом, способным проводить комплексные экономические расчеты и оценивать влияние налоговой нагрузки на инвестиционный потенциал. Однако инвестиционная привлекательность выходит за рамки экономических показателей. Геологический потенциал и более широкая система государственного регулирования играют не менее важную роль в формировании перспектив сектора. Тщательная оценка этих взаимосвязанных факторов требует

скоординированной аналитической работы на государственном уровне для формирования целостного понимания инвестиционного ландшафта отрасли и определения путей устойчивого развития²⁷.

В Аналитической платформе EXia реализованы ряд аналитических модулей, которые позволяют комплексно оценить текущее состояние и перспективы нефтедобывающей отрасли Казахстана, в том числе инвестиционный потенциал как по каждой компании в периметре, так и в целом по стране. В модулях «Инвестиционный потенциал» и «Крупные нефтегазовые проекты» рассчитан чистый денежный поток и NPV при различных сценариях добычи, цены на нефть, инфляции, доли экспорта, обменного курса, стоимости капитала и так далее, что позволяет как оценить перспективы анализируемой компании для принятия инвестиционного решения, так и найти добывающий актив для покупки, удовлетворяющий заданным критериям. Модуль «Поступления в бюджет» позволяет анализировать динамику выплат в бюджет нефтедобывающими компаниями в разрезе налогов и платежей, а также прогнозировать размер налоговых выплат в зависимости от выбранного сценария цены на нефть и профиля добычи.

²⁷ Сравнение подходов сравнимых с Казахстаном нефтедобывающих государств изложено в совместной статье Rystad Energy и ENERGY Insights & Analytics [«Регулирование в нефтегазовой отрасли – Казахстан и опыт других стран»](#)

Раздел 7. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГИЯ»

ТОО «Аналитический центр «ЭНЕРГИЯ» (ENERGY Insight & Analytics) является совместным предприятием [Ассоциации KAZENERGY](#) и IT-компании [AppStream](#). Компания стремится стать приоритетным источником данных, аналитической информации и рекомендаций для нефтяной, газовой и электроэнергетической отраслей Казахстана, позволяя лицам, принимающим решения, анализировать и прогнозировать наиболее значимые отраслевые показатели с подробной информацией о ведущих играх рынка. Деятельность ENERGY Insight & Analytics включает в себя весь цикл аналитики с последовательными этапами: описательную, диагностическую, прогностическую и предписывающую аналитику.

Ключевым инструментом и продуктом ENERGY Insight & Analytics является программное обеспечение собственной разработки - [Аналитическая платформа EXia](#), предназначенная для идентификации, локализации, форматирования и наиболее эффективного представления данных для конкретных случаев использования. Аналитическая платформа EXia включает в себя более 20 функциональных модулей для анализа, моделирования и визуализации данных, сгруппированных по ключевым сегментам нефтегазовой отрасли: Upstream, Midstream, Downstream, и Новостной фон.

Значительный потенциал Аналитической платформы EXia был продемонстрирован участникам 47-го заседания Научно-технического совета Ассоциации KAZENERGY, прошедшего под председательством У.С. Карабалина 15 мая 2025 года. Развитие платформы продолжается за счет расширения аналитических направлений и интеграции дополнительных модулей искусственного интеллекта для повышения удобства получения и представления данных, а также автоматизированной интерпретации отраслевых событий.

Предпосылки и становление

Президент Республики Казахстан Токаев К.К. в своем выступлении на втором заседании Национального куролтая «Әділетті Қазақстан – Адал азамат» особо отметил необходимость качественного аналитического обеспечения работы госаппарата: «Нам нужна мощная сеть экспертно-аналитических центров, способных эффективно работать и предлагать качественный и востребованный интеллектуальный продукт... Эффективность государственного управления во многом зависит от качества аналитического обеспечения. Государство остро нуждается в комплексных исследованиях и рекомендациях для решения социально-значимых проблем и обеспечения всестороннего прогресса страны».

При существующей в стране системе профессиональной экспертизы в сфере нефтегазовой и электроэнергетической отраслей, государственные органы и квазигосударственный сектор используют в своей работе разрозненные, фрагментарные данные, источником которых являются различные отраслевые ведомства, статистические порталы и платформы, не осуществляющие аналитические и прогнозные функции.

В связи с недостатком качественной отраслевой аналитики по инициативе Ассоциации KAZENERGY была создана специализированная компания ENERGY Insight & Analytics, которая осуществляет независимый анализ развития основных проектов отрасли,

а также выработку рекомендаций и прогнозам центральным государственным органам, Правительству Республики Казахстан по стратегическим вопросам нефтегазовой и энергетической промышленности.

14 августа 2024 года под председательством Премьер-Министра РК Олжаса Бектенова состоялось совещание по вопросам развития нефтегазовой отрасли, с участием отраслевых министерств, нефтегазовых компаний, членов Ассоциации KAZENERGY. В числе принятых протокольных решений формирование на базе ENERGY Insight & Analytics отраслевого аналитического центра “Think Tank” нефтегазовой отрасли, чья задача - подготовка и представление аналитических исследований и экспертных рекомендаций в профильные государственные органы для использования при формировании стратегических инициатив и разработке документов, определяющих развитие топливно-энергетического комплекса.

Деятельность ENERGY Insight & Analytics в полной мере отвечает вышеупомянутой идеи Главы государства, уже вносит вклад в реализацию государственной задачи по проведению комплексных аналитических исследований в области нефтегазовой и энергетической отрасли. Результаты исследований востребованы государственными органами, отраслевыми компаниями, а также зарубежными и казахстанскими инвесторами.

Стратегические заявления

Миссия: помогать Лицам Принимающим Решения (ЛПР²⁸), аналитикам и всем заинтересованным сторонам в получении комплексной информации по нефтегазовой и электроэнергетической отраслям для повышения качества и оперативности принимаемых решений.

Цель: создать приоритетный источник данных, аналитической информации и рекомендаций по нефтегазовой и электроэнергетической отраслям Казахстана и Каспийского региона, которые позволят ЛПР анализировать и прогнозировать наиболее значимые отраслевые показатели в разрезе ведущих участников.

Видение: Ключевой экспертно-аналитический центр энергетической отрасли Республики Казахстан, интегрированный в национальную сеть аналитических центров, предоставляющий комплексные исследования и выверенные рекомендации, подготовленные на базе качественных данных и лучших применимых практик.

²⁸ компании НГО и энергетики, нефтесервиса, управляющие холдинги, информационные агентства, инвестбанки, институты развития

Руководящая команда

**Данияр Насипов**

Главный управляющий партнер
Управление и Стратегия

**Алихан Байдусенов**

Старший партнер
Операционное управление и
продвижение Продукта

**Денис Корсунов**

Партнер
Развитие Продукта и Экономический
анализ

**Мухтар Кунырбаев**

Партнер
Геология и Геофизика

**Аман Жумекешов**

Ассоциированный партнер
Разработка и Эксплуатация
месторождений

**Даир Сансызбаев**

Директор
Аналитика и Исследования



Контакты

www.exia.kz

info@exia.kz

<https://www.linkedin.com/company/energy-insight/>

Казахстан, город Астана, улица Д. Кунаева, 10

Дисклеймер / Ограничение ответственности

Настоящий документ предназначен только для использования в ознакомительных целях. Представленная в нем информация не являются рекомендацией покупать, удерживать до погашения или продавать какие-либо ценные бумаги либо принимать какие-либо инвестиционные решения и не являются призывом к какому-либо действию.

Любое утверждение, оценка или прогноз, включенные в настоящий документ, в отношении предполагаемых будущих результатов могут оказаться неточными, и поэтому на них не следует полагаться в качестве обязательства или заверения в отношении будущих результатов. ТОО «Аналитический центр «ЭНЕРГИЯ» (далее - ENERGY Insights & Analytics) не принимает на себя каких-либо обязательств или ответственности по отношению к получателю или любому другому лицу за ущерб или убытки любого рода, возникшие в результате использования или ошибочного использования настоящего документа или ее части получателем или иным лицом; не принимает на себя и не берет на себя в будущем каких-либо обязательств по обновлению документа или его части или по уточнению или уведомлению любого лица о неточностях, содержащихся в документе или его части, которые могут быть выявлены.

Материалы ENERGY Insights & Analytics не могут заменить собой знания, суждения и опыт пользователя, его менеджмента, сотрудников, консультантов и (или) клиентов во время принятия инвестиционных и иных бизнес-решений. ENERGY Insights & Analytics получает информацию из источников, являющихся, по мнению компании, надежными, но ENERGY Insights & Analytics не несет ответственности за достоверность информации, то есть не осуществляет внешнего аудита или иной специальной проверки представленных данных и не несет ответственности за их точность и полноту.

Выражаем признательность Национальной геологической службе за содействие в предоставлении исходных данных и материалов. Отдельно благодарим Ситуационно-аналитический центр ТЭК Министерства энергетики Республики Казахстан за доступ к отраслевой статистике. Представленные сведения использовались в подготовке настоящего обзора; все интерпретации, оценки и выводы принадлежат авторскому коллективу и могут не совпадать с официальной позицией указанных организаций.



Отпечатано с готового набора в типографии «Центр Элит»
010000, г. Астана, пр. Сарыарка, 29А тел.: 44-45-32, 44-44-83



App
stream

| ENERGY X insights &
analytics |

20^{жыл}
KAZENERGY

КОНТАКТЫ

- 🌐 www.exia.kz
- ✉️ info@exia.kz
- 🌐 <https://www.linkedin.com/company/energy-insight/>
- 📍 Казахстан, город Астана, улица Д. Кунаева, 10