

RystadEnergy

|ENERGY>> insights & analytics|

Регулирование в нефтегазовой отрасли – Казахстан и опыт других стран

27 мая 2025

Нефтегазовая отрасль Казахстана сталкивается с серьезными вызовами. Мегапроекты, такие как Тенгиз и Кашаган, обеспечили рост добычи, однако участие страны в соглашении ОПЕК+ накладывает существенные ограничения на объемы добычи нефти. Открытие новых месторождений и дальнейшее освоение существующих требуют инвестиций, но действующий налоговый режим остается недостаточно привлекательным для инвесторов. Национальная нефтегазовая компания Казахстана, а также большинство отечественных недропользователей обеспечивают загрузку казахстанских НПЗ; тем не менее, регулируемые цены на нефтепродукты не позволяют достигать рентабельности, сопоставимой с экспортом.

В предыдущей совместной статье Rystad Energy и ENERGY Insights & Analytics «Соблюдать или не соблюдать – дилемма Казахстана» мы рассмотрели последствия двусмысленной позиции страны в рамках ОПЕК+ и обозначили риски, с которыми уже сталкивается регулирующий орган. В настоящей статье рассматриваются подходы сопоставимых стран к регулированию отрасли, а также влияние этих мер на профиль добычи и инвестиционную активность.

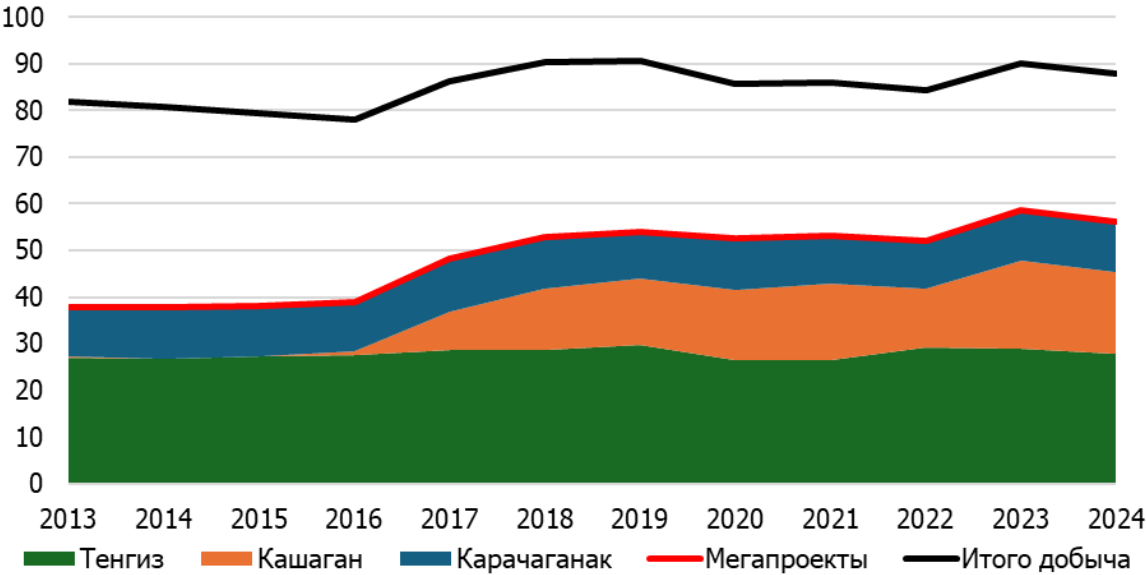
Проблемные вопросы нефтедобычи Казахстана

Добыча нефти в Казахстане [далее под нефтью понимается сырая нефть и конденсат] сталкивается с рядом проблем, требующих системного подхода на государственном уровне. Эти проблемы связаны с регуляторными требованиями к недропользователям, инвестиционной привлекательностью, налоговым режимом и степенью вовлеченности национальной нефтяной компании в отрасль.

Концентрация добычи нефти в мегапроектах. Почти две трети всей добычи нефти в Казахстане в 2024 году приходятся на три мегапроекта: месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Доля этих проектов стабильно растет (см. График 1) с момента повторного запуска месторождения Кашаган в 2016 году и, по прогнозам, достигнет 78% к 2033 году за счет расширения мегапроектов и снижения добычи на других (зрелых) месторождениях.

Казахстан не является оператором указанных мегапроектов, а национальная нефтегазовая компания владеет долями в 20%, 16,877% и 10% в проектах Тенгиз, Кашаган и Карачаганак соответственно. При ограниченной доле участия в акционерном капитале Казахстан защищает свои интересы путем подачи исков в арбитраж против международных инвесторов.

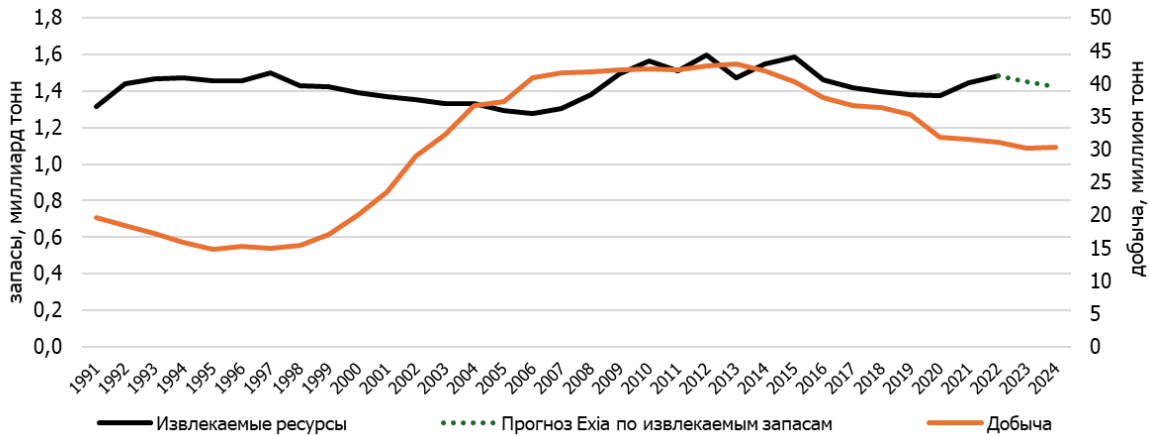
График 1. Добыча нефти в Казахстане
Миллион тонн



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

Невысокая инвестиционная привлекательность зрелых месторождений. Добыча нефти (за исключением мегапроектов) снижается с 2014 года (см. График 2), несмотря на рост извлекаемых запасов нефти [категории А+В+С1+С2 по казахстанской классификации], обусловленный их пересчетом. В 2024 году добыча на зрелых месторождениях составила 30 млн тонн, что на 29% ниже уровня 2013 года. Снижение добычи при наличии запасов может свидетельствовать о недостаточной рентабельности добычи и, как следствие, об отсутствии достаточных инвестиций.

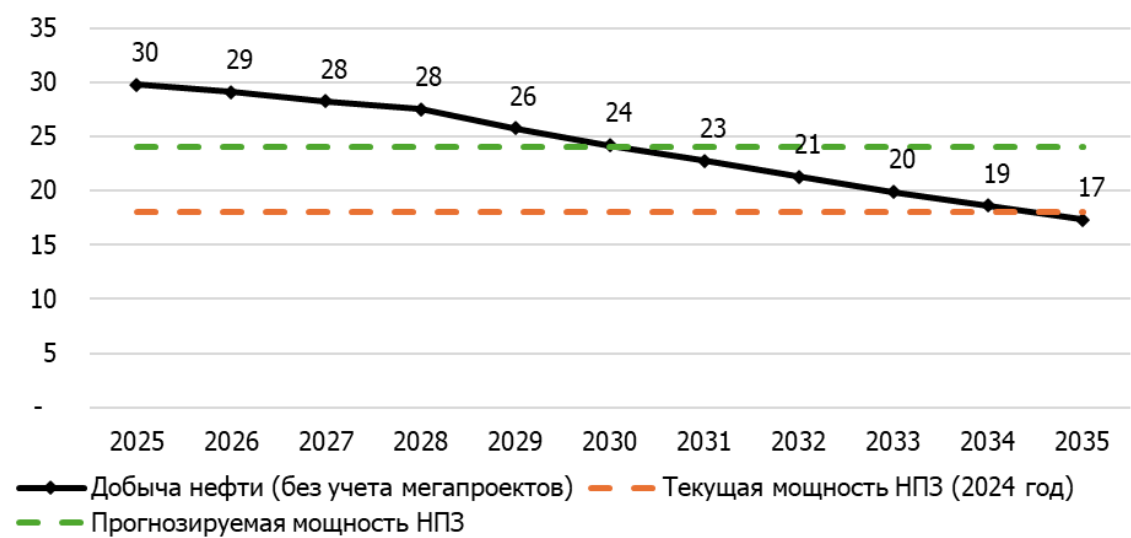
График 2. Извлекаемые запасы и добыча нефти (без учета мегапроектов)
Миллиард тонн (запасы), Миллион тонн (добыча)



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

Согласно прогнозу (см. График 3), добыча нефти на зрелых месторождениях в Казахстане составит около 30 млн тонн в 2025 году и сократится до 24 млн тонн к 2030 году. Это является критическим порогом, так как соответствует расширенной мощности нефтеперерабатывающих заводов страны [в настоящее время — 18 млн тонн, увеличение до 24 млн тонн ожидается в связи с модернизацией Шымкентского НПЗ]. Без принятия мер добыча может продолжить снижаться на 6–7% в год, что потребует закупки нефти с мегапроектов по мировым ценам для удовлетворения внутреннего спроса.

График 3. Прогноз добычи нефти на зрелых месторождения и мощность НПЗ
Миллион тонн



Источник: ENERGY Insight & Analytics

Низкая маржинальность поставок нефти на внутренний рынок. В 2024 году соотношение мировой цены на нефть к нетбэку в Казахстане составило 42% при экспорте и 32% при поставках на внутренний рынок. Таким образом, экспорт нефти на 10 п.п. более выгоден для добывающих компаний, чем внутренний рынок. За исключением мегапроектов, которые направляют весь объем добычи на экспорт, остальные недропользователи поставляют нефть на внутренний рынок в соответствии с графиком, утвержденным Министерством энергетики РК.

Недропользователи также не получают полной маржи от реализации нефтепродуктов, поскольку цены на топливо в Казахстане значительно ниже, чем в соседних странах, из-за государственного регулирования цен на бензин марки АИ-92 и дизельное топливо, которое сохранялось до 30 января 2025 года. Приведение цен на топливо к рыночному уровню будет происходить поэтапно, при этом сохраняется запрет на экспорт бензина и дизеля за пределы таможенной территории ЕАЭС, а также их вывоз автотранспортом и ж/д с территории Казахстана.

Долгожданная либерализация цен на бензин и дизельное топливо уже началась, однако существует риск, что рост цен на моторное топливо будет нивелирован за счет увеличения ставок акцизов и маржи посредников.

Вспомогательная роль национальной нефтегазовой компании.

Национальная нефтегазовая компания Казахстана КазМунайГаз обеспечила лишь 27% [23,8 млн тонн] от общего объема добычи нефти в стране в 2024 году, тогда как в среднем национальные компании стран ОПЕК+ производят 67% от совокупного объема национальной добычи.

Однако, если исключить доли КазМунайГаза в мегапроектах, доля компании в общем объеме добычи составит всего 16% [14,1 млн тонн], при этом 59% [8,3 млн тонн] этого объема направляется для переработки на казахстанских НПЗ. В краткосрочной перспективе ресурсная база для нефтепереработки останется без изменений. Ожидается, что нефть с мегапроектов станет доступной для переработки ближе к окончанию сроков действия стабилизированных контрактов по Тенгизу, Кашагану и Карачагану, которые истекают в 2033, 2037 и 2041 годах соответственно. До этого момента КазМунайГаз будет обеспечивать загрузку НПЗ за счет собственной ресурсной базы.

Неоднозначность участия Казахстана в ОПЕК+. Недавнее несоблюдение Казахстаном (добровольных) квот ОПЕК+ привлекло внимание и даже вызвало критику со стороны участников альянса – некоторые из них охарактеризовали Казахстан как «обманщика» (“cheater”).

Казахстан сталкивается с дилеммой между выполнением добровольно принятых обязательств в рамках ОПЕК+ и экономической зависимостью от наращивания нефтедобычи. С одной стороны, Министерство энергетики подтверждает приверженность квотам, планируя вернуться к установленным уровням добычи и компенсировать накопленную сверхдобычу. С другой стороны, Министерство национальной экономики закладывает в параметры государственного бюджета рост добычи нефти. Кроме того, сопутствующий приросту нефтедобычи природный газ уже распределен под новые газохимические проекты и на обеспечение растущего внутреннего спроса со стороны населения. Возможно, именно из-за несоблюдения дисциплины в рамках квот отдельными участниками ОПЕК+ и было запланировано общее увеличение добычи нефти, что оказывает давление на мировые цены.

Проблемы, с которыми сталкивается Казахстан, не возникли одномоментно, их последствия накапливались десятилетиями. Однако отсутствие системных изменений в подходах к управлению нефтяной отраслью может повлечь за собой как репутационные, так и финансовые риски для Казахстана.

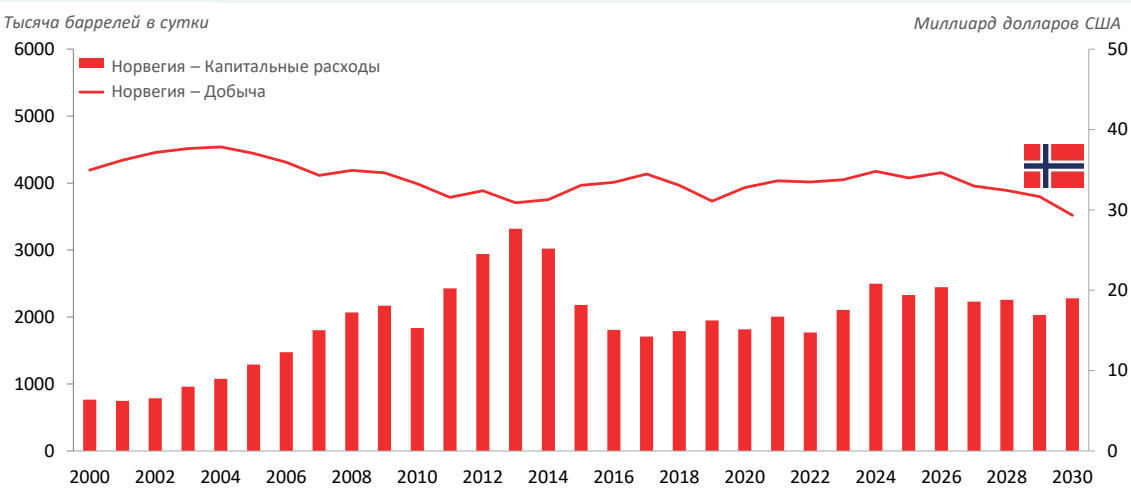
В поиске ответов на вызовы, с которыми сталкивается нефтегазовая отрасль Казахстана, следует обратиться к историческому опыту сопоставимых стран. Анализ динамики инвестиций и объемов добычи позволяет оценить эффективность различных моделей регулирования отрасли.

Норвегия

Нефтегазовая отрасль Норвегии опирается на стабильную и благоприятную для инвесторов систему регулирования. Хотя налоговый режим предусматривает эффективную ставку налогообложения доходов от добычи нефти на уровне 78%, его структура стимулирует геологоразведку и капиталоемкие проекты. Компании могут принимать в налоговый зачет значительные расходы на разведку и разработку месторождений, что повышает рентабельность проектов и обеспечивает конкурентную доходность на капитал.

Норвежское управление по нефти (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) контролирует соблюдение нормативов и управление ресурсами, в то время как Министерство нефти и энергетики определяет политику в отрасли. Модель Норвегии сочетает участие государства с рыночной конкуренцией. Государственная компания Petoro управляет прямыми финансовыми интересами государства, тогда как Equinor конкурирует наравне с международными нефтяными компаниями (IOC). Такая модель обеспечивает справедливую конкуренцию и высокую операционную эффективность.

График 4. Норвегия – Добыча и Капитальные расходы в 2000-2030 гг.
Тысяча баррелей в сутки (добыча), Миллиард долларов США (капитальные расходы)



Источник: Исследования и Анализ Rystad Energy

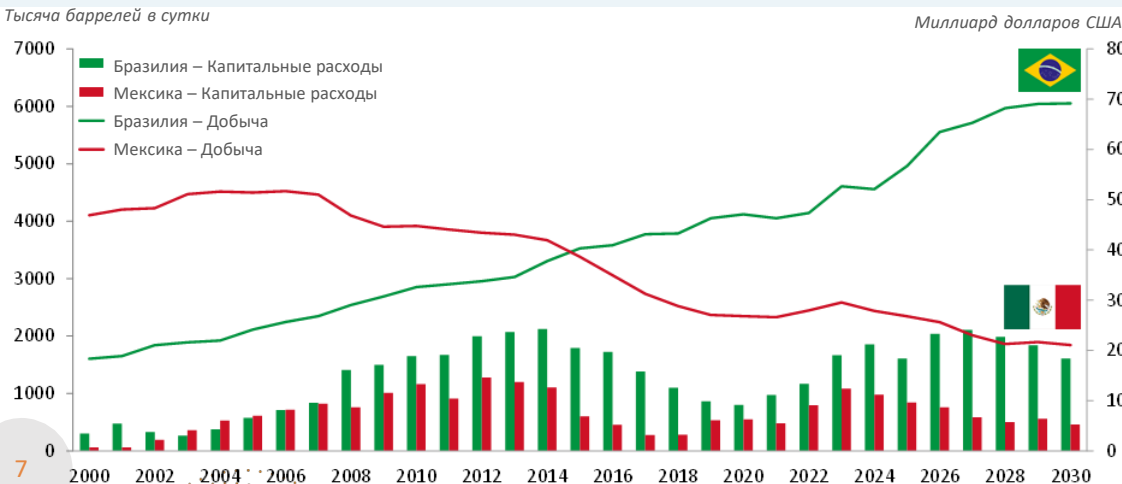
Такого рода налоговые стимулы снижают риски для новых игроков и способствуют постоянному открытию новых месторождений. В сочетании с прозрачной нормативно-правовой базой и предсказуемыми фискальными условиями эти меры обеспечивают сохранение Норвегии в числе ключевых направлений для мировых инвестиций в энергетику.

Фискальные изменения, проведенные в начале 2000-х годов, позволили Норвегии привлечь множество независимых игроков, что способствовало росту добычи в стране. Это тем более важно по мере истощения месторождений, поскольку позволяет привлекать передовые технологии и создавать условия для конкуренции среди небольших компаний с узкопрофильными компетенциями. По сравнению с соседней Великобританией, Норвегии удалось добиться значительно больших успехов в поддержании темпов геологоразведки и восполнения запасов.

Бразилия и Мексика

Нефтегазовые секторы Бразилии и Мексики имеют ряд общих черт. Обе страны располагают значительными шельфовыми запасами, а также имеют в своем прошлом эпизоды политической нестабильности, коррупционные скандалы и доминирующее положение государства через национальные компании: Petrobras в Бразилии и Pemex в Мексике. Их офшорные бассейны привлекают внимание международных инвесторов благодаря высокому качеству запасов. Тем не менее, регуляторные траектории этих стран разошлись. Бразилия последовательно либерализует нефтяной сектор, открывая его для иностранных игроков через прозрачные тендеры. В то время как в Мексике реформы носили непоследовательный характер. Энергетическая реформа 2013 года изначально открыла сектор, но последовавшие политические изменения привели к частичному откату, усилению контроля со стороны государства и снижению участия иностранных компаний.

График 5. Бразилия и Мексика – Добыча и Капитальные расходы в 2000-2030 гг. Тысяча баррелей в сутки (добыча), Миллиард долларов США (капитальные расходы)



Источник: Исследования и Анализ Rystad Energy

Либерализованный рынок Бразилии привлек крупнейшие международные нефтегазовые компании, такие как Shell, BP и Equinor, которые активно инвестируют в разработку надсолевых месторождений. Petrobras остается ключевым игроком, но больше не обладает монополией. В то же время нефтяной сектор Мексики по-прежнему в значительной степени контролируется Pemex; участие иностранных компаний незначительно из-за неопределенности в политике и преференций в пользу Pemex.

Бразилия предлагает более прозрачную нормативно-правовую базу, включая конкурентные тендерные процедуры и более четкую налоговую систему. Регулирующий орган, Национальное агентство нефти, природного газа и биотоплива (ANP), воспринимается инвесторами независимым и стабильным. В отличие от этого, регулирующая среда Мексики стала менее предсказуемой, так как Pemex сохраняет значительное влияние на решения правительства.

Основной вызов для Бразилии – это сохранить стабильность регулирования при одновременном соблюдении экологических обязательств. Надсолевые запасы обладают огромным потенциалом, однако политические изменения могут нарушить устойчивость развития. Перспективы Мексики зависят от восстановления Pemex и способности правительства вернуть доверие инвесторов за счет повышения ясности и предсказуемости своей политики.

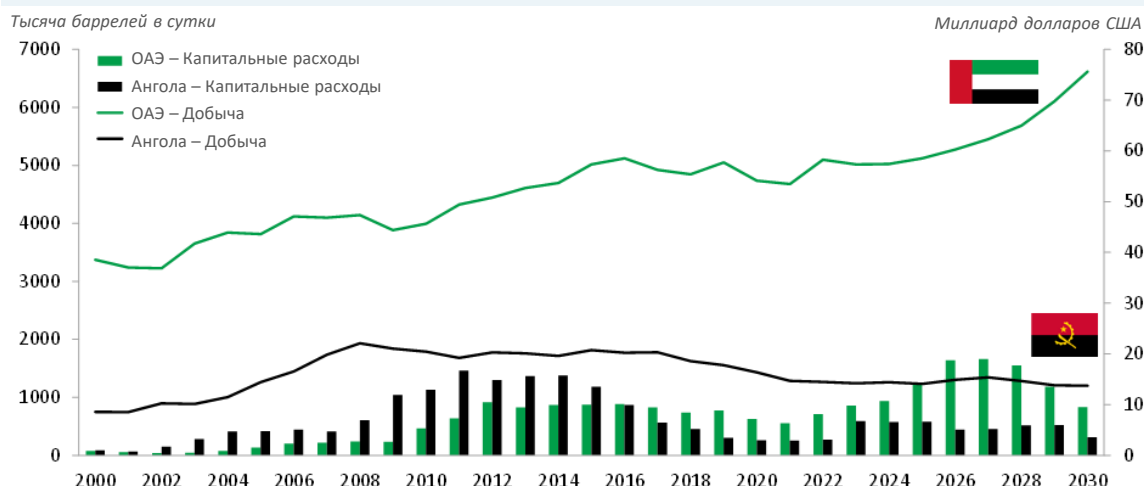
Ангола и ОАЭ

И Ангола, и ОАЭ традиционно являются государственно ориентированными нефтяными экономиками, однако их налоговые режимы и системы регулирования отражают различные стратегические приоритеты.

Нефтяной сектор Анголы во многом зависит от национальной компании Sonangol, которая одновременно выполняет регулирующие и операционные функции. Налоговый режим страны включает роялти в размере 10% и переменную систему раздела продукции, которая может ограничивать прибыльность для операторов. Несмотря на недавние реформы, направленные на повышение прозрачности и упрощение процедур, бюрократия и непрозрачность решений остаются серьезными препятствиями.

Выход Анголы из ОПЕК отражает трудности с выполнением квот на добычу и острую потребность в новых инвестициях. Уровень легкости ведения бизнеса в стране остается одним из самых низких в мире, что дополнительно осложняет участие иностранных компаний.

График 6. Ангола и ОАЭ – Добыча и Капитальные расходы в 2000-2030 гг.
Тысяча баррелей в сутки (добыча), Миллиард долларов США (капитальные расходы)



Источник: Исследования и Анализ Rystad Energy

Регуляторная среда ОАЭ отличается благоприятными условиями для ведения бизнеса: отсутствует налог на добычу полезных ископаемых (роялти), а ставка корпоративного налога на доходы от нефтедобычи составляет 55%. Национальная нефтяная компания ADNOC модернизировала свои операции и активно развивает партнерства с ИОС, усиливая свои технологические возможности. Подход ОАЭ характеризуется открытостью к иностранным инвестициям и диверсификацией в сторону возобновляемых источников энергии, что делает страну региональным лидером в процессе энергетического перехода.

Показатели легкости ведения бизнеса в ОАЭ остаются одними из самых высоких в регионе, что отражает приверженность страны политике привлечения инвестиций.

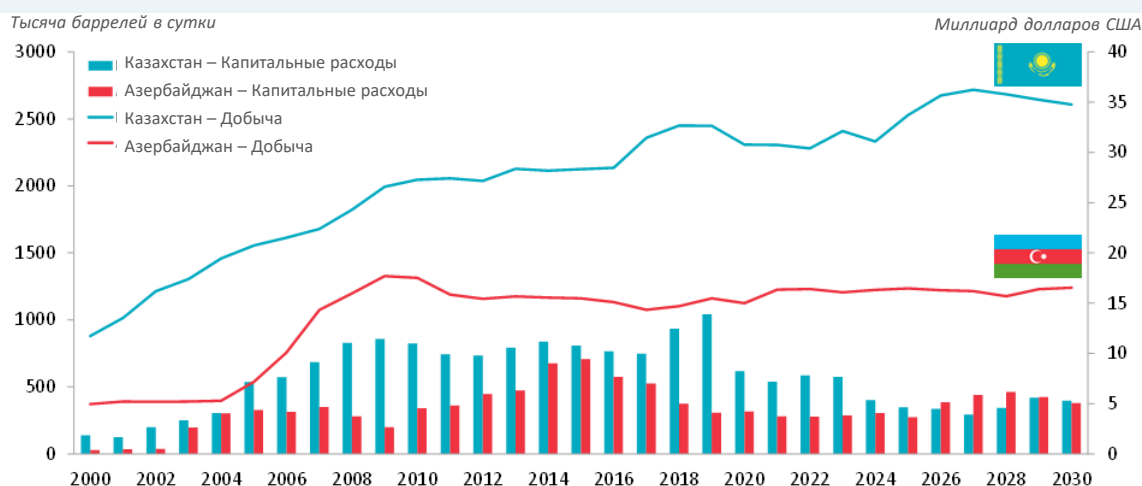
Казахстан и Азербайджан

Постсоветские страны, обладающие значительным потенциалом углеводородов, которые после распада СССР смогли привлечь иностранные инвестиции для разработки крупных месторождений: Азери–Чираг–Гюнешли, Карачаганак и Тенгиз, а позднее — Кашаган. Все эти проекты были реализованы на условиях соглашений о разделе продукции (СРП) / стабилизированных контрактов, выгодных для инвесторов при успешной реализации проектов, но менее доходных для государств по сравнению с их стандартными (общими) налоговыми режимами для нефтедобычи. Заключение подобных контрактов вызывало множество вопросов, связанных с прозрачностью и возможным выводом национального богатства через эксплуатацию природных ресурсов.

В то время как условия СРП в Азербайджане являются прозрачными и продлены до 2040-х годов, в Казахстане данные соглашения остаются предметом широких дискуссий и домыслов. Срок действия крупнейших проектов истекает в 2030-х годах, и первым будет Тенгиз в 2033 году. Примечательно, что проект Тенгиз обеспечит для Chevron (крупнейший акционер проекта) более 5 и 6 млрд долларов США свободного денежного потока в 2025 и 2026 годах соответственно. Аналогичным образом, эти гигантские месторождения рассматриваются большинством крупных компаний как стратегически важные активы, генерирующие стабильный денежный поток. Тем не менее, в 2030-х годах возможен частичный пересмотр условий СРП в интересах Казахстана.

Отсутствие стимулов к геологоразведке (например, условие кэрри-финансирования) и запрет на заключение новых СРП сделали Казахстан менее привлекательным для иностранного капитала. За пределами крупных проектов и в Казахстане, и в Азербайджане наблюдается зрелая ресурсная база и быстрое истощение запасов на эксплуатируемых месторождениях. Возобновление геологоразведочной активности и постановка новых целей спустя 15–20 лет затишья могут пробудить интерес у инвесторов, однако остаются вопросы по условиям новых соглашений и наличию потенциала для открытия новых крупных месторождений.

График 7. Казахстан и Азербайджан – Добыча и Капитальные расходы в 2000-2030 гг.
Тысяча баррелей в сутки (добыча), Миллиард долларов США (капитальные расходы)



Источник: Исследования и Анализ Rystad Energy

Казахстан формирует собственную историю нефтегазовой отрасли, сопровождаемую как достижениями, так и трудностями. Несмотря на то что уровень суточной добычи достиг рекордных значений, сохраняются обеспокоенность состоянием зрелых месторождений, результативностью геологоразведки и случаями социального напряжения на ряде объектов, вызванными сокращением экономически оправданных запасов и растущими операционными расходами.

Казахстан может извлечь немало уроков из опыта других стран: как положительных, так и отрицательных. Однако устойчивый успех нефтегазовой отрасли возможен только при сложении трех ключевых факторов.

Во-первых, это собственная ресурсная база. Казахстан обладает значительными ресурсами традиционных углеводородов. Для подтверждения их полного объема и оценки экономического потенциала необходимо возобновление геологоразведки, что зачастую требует привлечения иностранных инвестиций и передовых технологий. Наряду с разведкой на новых территориях, особенно важно развитие близлежащих участков для поддержания добычи на зрелых месторождениях, где технологии увеличения нефтеотдачи (EOR) играют ключевую роль в вовлечении остаточных запасов.

Во-вторых, это эффективный фискальный режим. Для привлечения зарубежного капитала и технологий налоговая система Казахстана должна быть стабильной, предсказуемой и конкурентоспособной по сравнению с другими странами, что в настоящее время находится под вопросом. В стране был отменен широко применяемый в мире формат СРП, эффективный механизм разработки сложных и капиталоемких проектов, и введен УМК (улучшенный модельный контракт), эффективность которого еще предстоит доказать. Положения находящегося в разработке нового Налогового кодекса не способствуют повышению инвестиционной привлекательности отрасли, а обязательные поставки нефти на внутренний рынок по нерыночным ценам продолжают сдерживать инвестиции в разведку и разработку месторождений.

В третьих, в условиях возросшей волатильности рынков и геополитической нестабильности короткие циклы реализации проектов становятся критически важными для получения выгод на этапе от принятия окончательного инвестиционного решения (FID) до реализации проекта. «Время - деньги», и примеры Гайаны и Египта наглядно демонстрируют преимущества быстрого вывода проектов на эксплуатацию. Чтобы повторить такой успех, Казахстану необходима развитая инфраструктура, включая доступ к качественным (оцифрованным) геологическим и аналитическим данным, надежным подрядчикам нефтесервисных услуг с современным оборудованием и квалифицированным персоналом, а также возможность сбыта добытой нефти без искусственных ограничений, таких как квоты ОПЕК+.

Все вышеперечисленное напрямую зависит от качества регулирования нефтегазового сектора в Казахстане. Эффективная регуляторная среда способна обеспечить стабильный рост ВВП, привлечь прямые (в том числе иностранные) инвестиции, поддерживать устойчивый курс тенге и в конечном итоге способствовать общему процветанию страны. Несмотря на уникальность собственного пути развития, Казахстану следует внимательно изучать опыт сопоставимых стран и адаптировать наиболее релевантные практики с учетом специфики своей политической, экономической и культурной среды.

Информация о Rystad Energy

Rystad Energy — ведущая независимая международная компания в области исследований и энергетической аналитики, которая помогает клиентам ориентироваться в будущем энергетики. Обеспечивая высококачественные данные и экспертное мнение, международная команда компании помогает бизнесу, правительствам и организациям принимать взвешенные решения.

Обширный портфель продуктов и решений Rystad Energy охватывает все аспекты глобальных энергетических фундаментальных показателей, включая нефтегазовую отрасль, возобновляемые источники энергии, чистые технологии, цепочки поставок и рынки электроэнергии. Штаб-квартира компании находится в Осло, Норвегия, а благодаря широкой глобальной сети данные, аналитика, консультационные и образовательные услуги предоставляют клиентам конкурентное преимущество на рынке.

Для получения дополнительной информации посетите сайт www.rystadenergy.com

Информация о ENERGY Insights & Analytics

ОО «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 игроках 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 ключевых сценариев анализа и прогнозирования.

Для получения дополнительной информации посетите сайт www.exia.kz.

Авторы



Эрик Холм Рейсо

Управляющий директор EMEA
Rystad Energy

erikre@rystadenergy.com



Алихан Байдусенов

Старший партнер
ENERGY Insights & Analytics

a.baidussenov@exia.kz



Крис Бут

Старший менеджер по развитию бизнеса
Rystad Energy

chris.boot@rystadenergy.com



Денис Корсунов

Партнер
ENERGY Insights & Analytics

d.korsunov@exia.kz

Disclaimer

This document has been prepared by Rystad Energy and ENERGY Insights & Analytics (The Companies). The document is not intended to be used on a stand-alone basis but in combination with other material or in discussions. The document is subject to revisions. The Companies are not responsible for actions taken based on information in this document. The information contained in this document is based on the Companies' global energy databases and tools, public information, industry reports, and other general research and knowledge held by the Companies. The Companies do not warrant, either expressly or implied, the accuracy, completeness or timeliness of the information contained in this report. The document is subject to revisions. The Companies disclaim any responsibility for content error. The Companies are not responsible for any actions taken by the "Recipient" or any third-party based on information contained in this document.

This report may contain "forward-looking information", including "future oriented financial information" and "financial outlook", under applicable securities laws (collectively referred to herein as forward-looking statements). Forward-looking statements include, but are not limited to, (i) projected financial performance of the Recipient or other organizations; (ii) the expected development of the Recipient's or other organizations' business, projects and joint ventures; (iii) execution of the Recipient's or other organizations' vision and growth strategy, including future M&A activity and global growth; (iv) sources and availability of third-party financing for the Recipient's or other organizations' projects; (v) completion of the Recipient's or other organizations' projects that are currently underway, under development or otherwise under consideration; (vi) renewal of the Recipient's or other organizations' current customer, supplier and other material agreements; and (vii) future liquidity, working capital, and capital requirements. Forward-looking statements are provided to allow stakeholders the opportunity to understand the Companies' beliefs and opinions in respect of the future so that they may use such beliefs and opinions as a factor in their assessment, e.g. when evaluating an investment.

These statements are not guarantees of future performance and undue reliance should not be placed on them. Such forward-looking statements necessarily involve known and unknown risks and uncertainties, which may cause actual performance and financial results in future periods to differ materially from any projections of future performance or result expressed or implied by such forward-looking statements. All forward-looking statements are subject to a number of uncertainties, risks and other sources of influence, many of which are outside the control of the Companies and cannot be predicted with any degree of accuracy. In light of the significant uncertainties inherent in such forward-looking statements made in this presentation, the inclusion of such statements should not be regarded as a representation by the Companies or any other person that the forward-looking statements will be achieved.

The Companies undertake no obligation to update forward-looking statements if circumstances change, except as required by applicable securities laws. The reader is cautioned not to place undue reliance on forward-looking statements.

Under no circumstances shall the Companies, or their affiliates, be liable for any indirect, incidental, consequential, special or exemplary damages arising out of or in connection with access to the information contained in this presentation, whether or not the damages were foreseeable and whether or not the Companies were advised of the possibility of such damages.