

Мегапроекты в эпоху энергетического прагматизма и выгодных баррелях

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 прагматизма, 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 обеих 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) заместить 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

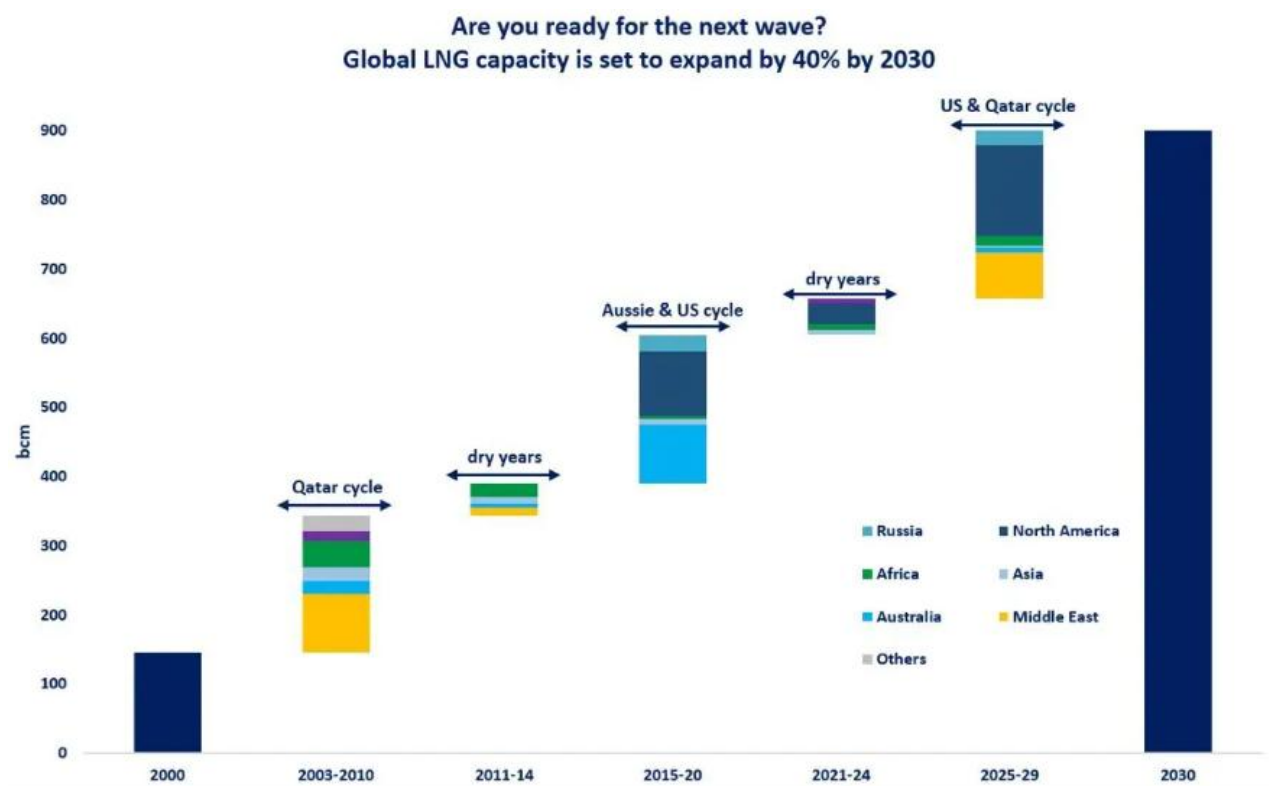
Прежде чем перейти к обзору конкретных мегапроектов, важно отметить те мощные тенденции, которые определяют инвестиционные решения в настоящее время.

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.

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.

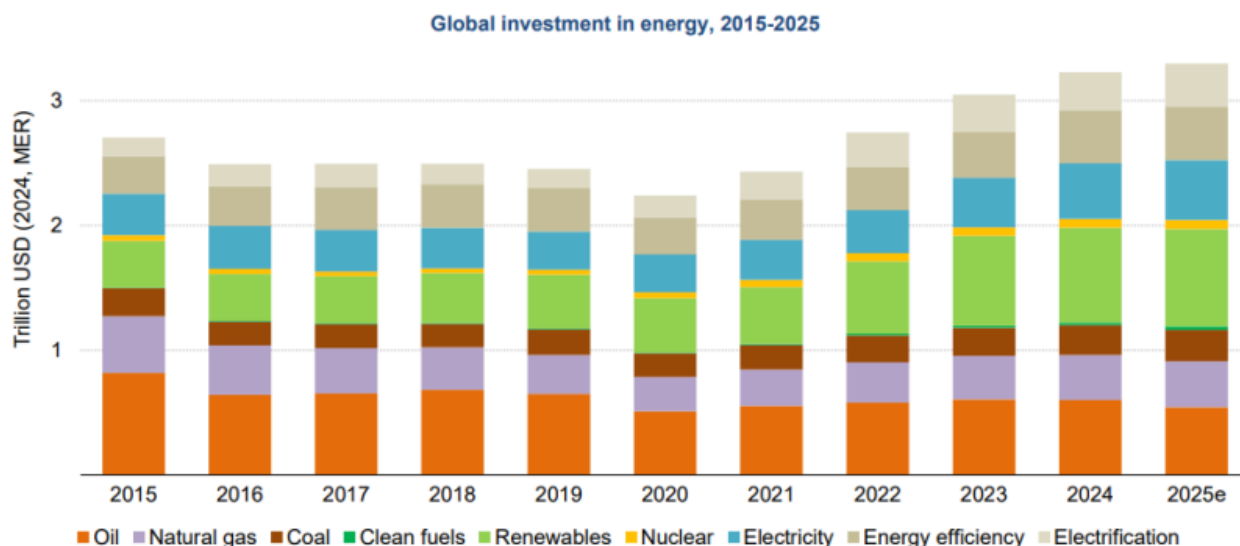


Источник: [Global LNG Hub](#) [Февраль 2024]

Новый фокус Downstream. Сектор переработки всё больше уходит от простой ориентации на производство моторного топлива. Теперь акцент смещается 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 [быстрорастущих производителей нефти](#). Несмотря на (прогнозируемое) [долгосрочное снижение инвестиций в капитальные проекты](#), связанные с ископаемым топливом, и стремительный рост финансирования в сферу «зеленой» энергетики, по всему миру всё ещё реализуются несколько масштабных флагманских проектов.



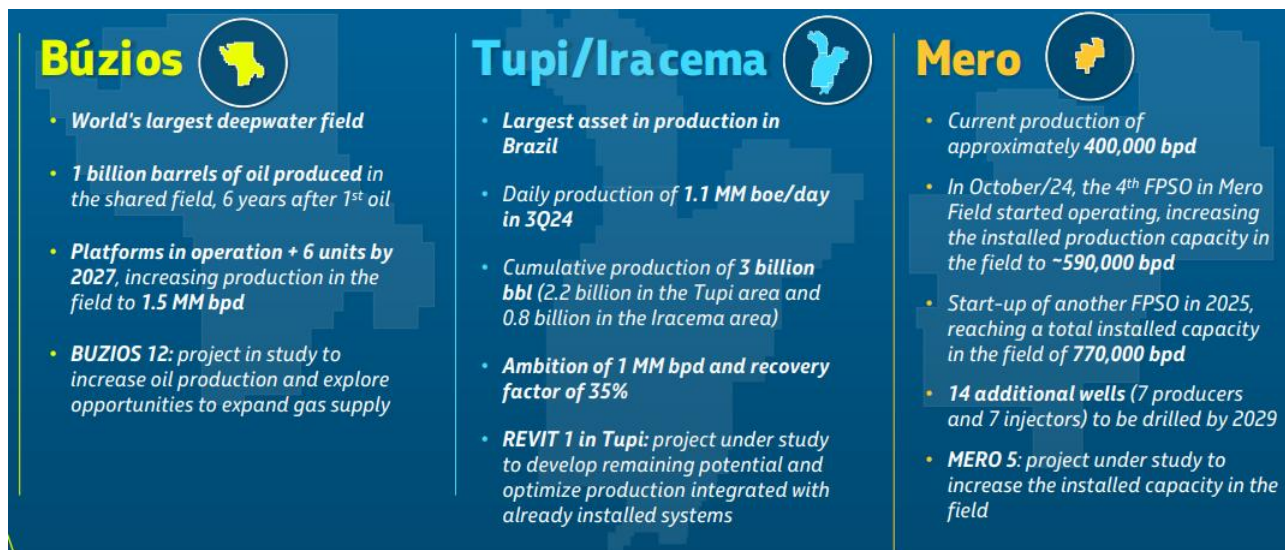
Источник: Международное энергетическое агентство, World Energy Investment 2025 [июнь 2025]

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 Uaru) 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.

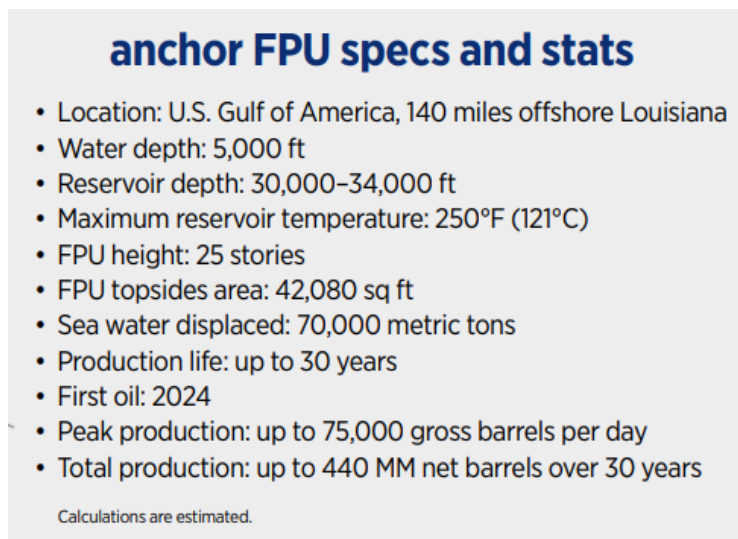
Бразилия. Государственная компания Petrobras осуществляет масштабную инвестиционную программу по освоению глубоководных месторождений надсолевой зоны страны. Её стратегический план на 2024–2028 годы предусматривает [более 70 млрд долларов США](#) на разведку и добычу, с акцентом на разработку гигантских 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]

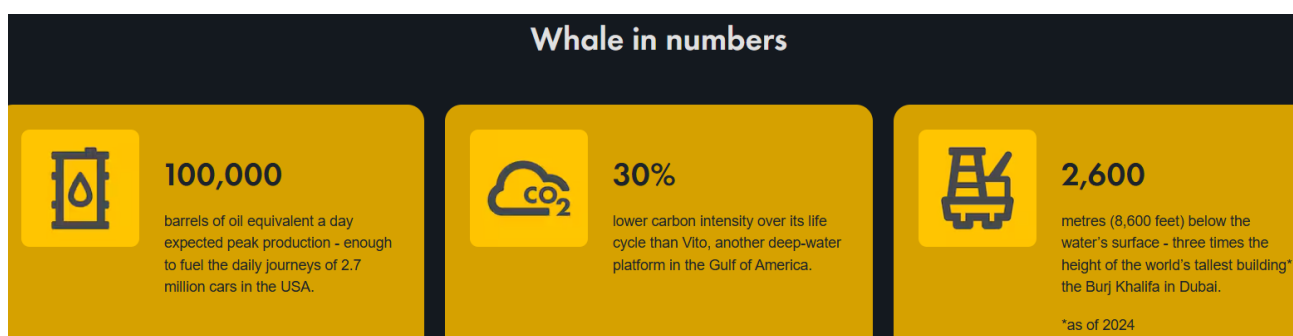
США. Хотя сланцевый сектор по-прежнему остаётся локомотивом отрасли, глубоководный Американский [Мексиканский] залив переживает возрождение интереса к себе. Такие проекты, как [Anchor компании Chevron](#) и [Whale компании Shell](#), используют уже существующую инфраструктуру и новые передовые технологии 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 HPHT [High Pressure High Temperature - сверхвысокое давление и температура].



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 полупогружной 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 стоимости инвестиций в него.



Источник: официальный сайт Shell

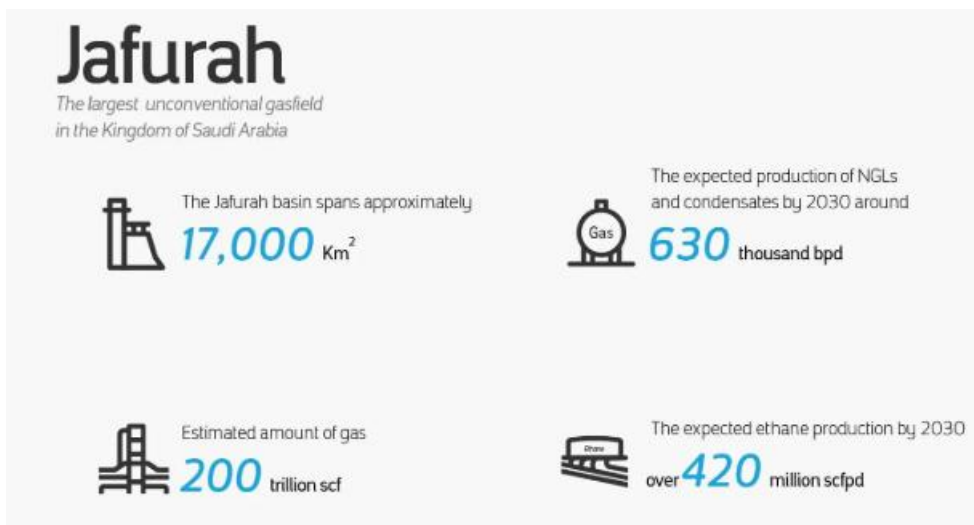
Ближний Восток - ставка на газ

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 Nail 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 объем 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 объем 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 SATORP.

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 обнадеживающими.

Мегапроекты и Казахстан

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

«Большая тройка» мегапроектов Казахстана¹

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 NCOС. Несмотря на серьёзные технические трудности, возникшие при реализации проекта, оно обладает колоссальным потенциалом.

¹ Данные мегапроекты рассмотрены ранее в материалах ENERGY Insights & Analytics.

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 КРО, 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 капиталоемкой инициативой остаётся Тенгиз, где ПБР-ПУУД [проект уже завершён] представляют собой совокупный объём инвестиций в 46,7 млрд долларов США. На Карачаганаке продолжаются работы по поддержанию добычи, разделённые на две стадии: 1А и 1В с бюджетом 970 и 734 млн долларов США соответственно. Полномасштабное освоение Кашагана рассчитано на удвоение добычи к 2030-м годам, хотя финансовые параметры этого многолетнего плана всё ещё обсуждаются. На газовом направлении Казахстан 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 Карачаганаке), 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 [BTC] 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, Карачаганак 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.

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 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 конкретных случаев использования.

Дисклеймер / Ограничение ответственности

Настоящий документ предназначен только для использования в ознакомительных целях. Представленная в нем информация не является 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.

Контакты



www.exia.kz



info@exia.kz



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



Казахстан, город Астана, улица Д. Кунаева, 10