

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Бекмухамедова Малика Искандарбековна

Самостоятельный соискатель

ТГЭУ

E-mail: tdiunazarova@mail.ru

Аннотация

В данной работе рассматривается международный опыт повышения экономической эффективности нефтегазовых компаний на примере Норвегии, США, Саудовской Аравии и Российской Федерации. Анализ опирается на сопоставление исторических этапов развития отрасли, особенностей институционального регулирования, технологических подходов и методов управления ресурсной рентой в период 1990–2024 гг. В результате исследования выявлены ключевые детерминанты эффективности: цифровизация производственных и управленческих процессов, унификация буровых операций, рациональное использование попутного газа, расширение интеграции добычи с нефтехимическим производством, применение гибких налоговых инструментов и развитие сервисных экосистем. Показано, что долговременный рост эффективности обеспечивается сочетанием технологического обновления, стабильной регуляторной среды и стратегически выстроенной системы управления ресурсами. Сравнительный анализ позволил определить, какие элементы зарубежных моделей могут быть применены в странах, реформирующих нефтегазовый сектор, включая Узбекистан, где использование передовых практик способно снизить затраты, увеличить глубину переработки и укрепить инвестиционную привлекательность отрасли.

Ключевые слова: нормативно-правовое управление отраслью, фискальная политика в нефтегазовом секторе, цифровая трансформация, комплексные интегрированные технологические решения, разработка сланцевых формаций, умные (цифровые) месторождения, сервисно-инжиниринговые экосистемы, степень глубокой переработки нефти, механизмы управления доходами от недр.

Abstract

This study examines the international experience of enhancing the economic efficiency of oil and gas companies using the cases of Norway, the United States, Saudi Arabia, and the Russian Federation. The analysis is based on a comparative assessment of the historical stages of sectoral development, the specifics of regulatory and institutional frameworks, technological approaches, and methods of managing resource rent over the period 1990–2024. The findings identify key determinants of efficiency, including the digital transformation of production and management processes, the standardization of drilling operations, the rational utilization of associated gas, the deepening integration of upstream operations with petrochemical production, the introduction of flexible fiscal instruments, and the development of service and engineering ecosystems. The study demonstrates that long-term efficiency gains result from a combination of technological modernization, a stable regulatory

environment, and strategically structured resource governance. Comparative analysis makes it possible to determine which elements of foreign models can be applied in countries reforming their oil and gas sectors, including Uzbekistan, where the adoption of advanced practices may help reduce costs, increase refining depth, and strengthen the investment attractiveness of the industry.

Keywords: regulatory and institutional governance of the sector, fiscal policy in the oil and gas industry, digital transformation, integrated technological solutions, development of shale formations, smart (digital) oilfields, service and engineering ecosystems, depth of oil refining, mechanisms for managing resource-rent revenues.

Annotatsiya

Maqolada Norvegiya, AQSh, Saudiya Arabistoni va Rossiya Federatsiyasi misolida neft-gaz kompaniyalarining iqtisodiy samaradorligini oshirish bo'yicha xalqaro tajriba o'rganiladi. Tahlil 1990–2024 yillar oralig'ida sohaning tarixiy rivojlanish bosqichlari, normativ-institutsional tartibga solish xususiyatlari, texnologik yondashuvlar hamda resurs rentasini boshqarish usullarini solishtirishga asoslanadi. Tadqiqot natijasida samaradorlikning asosiy determinantlari aniqlanadi: ishlab chiqarish va boshqaruv jarayonlarining raqamlashtirilishi, burg'ulash operatsiyalarining standartlashtirilishi, populyatsiya gazidan oqilona foydalanish, qazib olish jarayonining neft-kimyano sanoati bilan integratsiyasi, moslashuvchan fiskal vositalarning qo'llanilishi hamda servis-injenering ekotizimlarining rivojlanishi. Uzoq muddatli samaradorlik texnologik modernizatsiya, barqaror tartibga solish muhiti va strategik tarzda tashkil etilgan resurs boshqaruvi uyg'unligi natijasida shakllanishi ko'rsatiladi. Taqqosloviiy tahlil neft-gaz sektorini isloh qilayotgan davlatlar, jumladan O'zbekiston uchun xorijiy modellarning qaysi elementlari amaliy ahamiyatga ega ekanligini aniqlash imkonini beradi. Ilg'or amaliyotlarning joriy etilishi xarajatlarni kamaytirish, qayta ishlash chuqurligini oshirish hamda tarmoqning investitsion jozibadorligini kuchaytirishga xizmat qilishi mumkin.

Kalit so'zlar: armoqning normativ-institutsional boshqaruvi, neft-gaz sohasidagi fiskal siyosat, raqamli transformatsiya, integratsiyalashgan texnologik yechimlar, slanets qatlamlarini o'zlashtirish, aqlli (raqamli) konlar, servis va injenering ekotizimlari, neftni qayta ishlash chuqurligi, resurs rentasidan olinadigan daromadlarni boshqarish mexanizmlari.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль остаётся ключевым элементом глобальной энергосистемы, обеспечивая значительную долю мирового энергопотребления и формируя критически важные доходы для стран-экспортёров. На фоне технологической сложности добычи, ужесточения экологических требований и повторяющихся ценовых шоков последних десятилетий перед государствами стоит задача обеспечения устойчивой экономической эффективности нефтегазовых предприятий. В современных условиях эффективность определяется не только доступностью ресурсов, но и уровнем цифровизации, качеством регулирования, степенью переработки и способностью адаптироваться к быстро меняющейся конъюнктуре.

Опыт ведущих производителей демонстрирует принципиально разные, но взаимодополняющие модели развития отрасли. Норвегия выстроила высокотехнологичную офшорную систему, опирающуюся на институциональную стабильность, прозрачный налоговый режим и цифровые интегрированные операции. США обеспечили технологический прорыв за счёт конкуренции, стандартизации буровых процессов, сланцевой революции и широкого применения больших данных. Саудовская Аравия сочетает сверхнизкую себестоимость добычи с глубокой переработкой, утилизацией газа и интеллектуальными технологиями в рамках стратегии Vision 2030. Российская Федерация демонстрирует адаптационную модель с модернизацией зрелых месторождений, освоением трудноизвлекаемых запасов, цифровизацией и налоговой дифференциацией. Сопоставление этих кейсов позволяет выявить общие факторы эффективности: технологическое обновление, развитая сервисная экосистема, предсказуемая регуляторная среда и комплексное управление ресурсной рентой.

Для стран, модернизирующих нефтегазовый сектор, таких как Узбекистан, изучение зарубежных моделей имеет практическое значение. Норвежский опыт важен с точки зрения институциональной предсказуемости и цифрового мониторинга; американский — в части повышения производительности через стандартизацию и аналитические технологии; саудовский — как пример интеграции добычи с нефтехимией и эффективного использования газа; российский — как модель работы с зрелыми фондами, трудноизвлекаемыми запасами и адаптивным налогообложением. Адаптация этих элементов создаёт основу для повышения эффективности, устойчивости и инвестиционной привлекательности нефтегазового комплекса Узбекистана.

ЛИТЕРАТУРНИЙ ОБЗОР

Работы Johnston, Tordo, Tracy и Arfaa, а также аналитические обзоры Всемирного банка показывают, что устойчивость налогового режима и прозрачность лицензирования являются ключевыми условиями долгосрочного развития сектора. На примере Норвегии, где с 1970-х годов действует стабильная модель налогообложения и разграничения функций государства и операторов, подтверждается тезис о том, что предсказуемость правил позволяет поддерживать приток инвестиций даже в условиях высокой налоговой нагрузки и сложных офшорных операций.

Значительный массив исследований посвящён технологической трансформации отрасли, включая цифровизацию, автоматизацию и повышение качества геолого-технологического моделирования. По данным Международного энергетического агентства, начиная с первой половины 2000-х годов использование цифровых двойников, интегрированных систем управления добычей и предиктивной аналитики позволило ряду стран снизить операционные издержки и повысить коэффициент извлечения. В Норвегии внедрение концепции Integrated Operations стало одним из наиболее изученных примеров цифровой модернизации: отчёты Norwegian Petroleum Directorate

фиксируют двузначное сокращение простоев и более эффективное управление зрелыми месторождениями. Аналогичные тенденции наблюдаются в США, где исследования McKinsey и отчёты EIA демонстрируют, что стандартизация буровых циклов, массовое использование больших данных и автоматизация операций в сланцевом секторе позволили снизить капитальные затраты на десятки процентов за период 2010-2019 гг.

Отдельное направление исследований связано с изучением трансформации энергетических стратегий стран Персидского залива. Государственные документы Саудовской Аравии (Vision 2030), отчёты Saudi Aramco и аналитика ОПЕК показывают, что высокая экономическая эффективность сектора в странах региона обеспечивается благодаря сочетанию низкой природной себестоимости, централизованному управлению, масштабной утилизации попутного газа (Master Gas System) и активному развитию нефтехимии как элемента глубокой переработки. Научные работы по странам Залива подчёркивают, что роль технологий интеллектуальных скважин и систем мониторинга пластов существенно возрастает по мере старения крупных месторождений и необходимости сохранения экспортного потенциала.

Российская литература уделяет особое внимание проблемам зрелых месторождений, переходу к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ), цифровому месторождению и налоговым механизмам адаптации сектора к внешним ограничениям. Исследования отечественных научных центров и отраслевых институтов (включая ИНЭИ РАН, «Сколково», аналитические обзоры Минэнерго) рассматривают влияние НДС, НДС и отраслевых льгот на инвестиционные решения компаний, а также демонстрируют, что развитие геолого-технологических моделей, автоматизация добычи и импортозамещение сервисов являются ключевыми факторами устойчивости отрасли после 2014 года.

МЕТОДОЛОГИЯ

В рамках структурно-исторического анализа рассматривается эволюция нефтегазовых отраслей исследуемых стран: этапы открытия ресурсной базы, институциональные реформы, технологические изменения и ключевые ценовые циклы мирового рынка (1973-1974, 1986, 1998, 2008-2009, 2014-2016, 2020 годы). Такой подход позволяет проследить, как разные государства формировали свои модели регулирования, как они реагировали на внешние шоки и каким образом исторические условия определили дальнейшие траектории повышения эффективности.

Далее применяется компаративный метод, предполагающий сопоставление четырёх национальных моделей по ключевым параметрам: тип ресурсной базы, структура затрат, налоговое и институциональное регулирование, уровень технологизации, глубина переработки, роль сервисных кластеров. Сравнение этих элементов позволяет определить, какие механизмы повышения эффективности носят универсальный характер, а какие — зависят от геологической структуры, уровня экономического развития или политико-

административной системы. Особое внимание уделяется сопоставлению траекторий технологической трансформации — от внедрения цифровых двойников в Норвегии до индустриализации бурения и Big Data в США, интеграции газопереработки в Саудовской Аравии и внедрения цифрового месторождения в России.

Также используется анализ статистических данных, основанный на материалах Международного энергетического агентства (IEA), ОПЕК, Всемирного банка, национальных министерств и компаний (Equinor, EIA, Saudi Aramco, Минэнерго России). Рассматриваются параметры добычи, коэффициенты извлечения, динамика операционных и капитальных затрат, структура переработки, объёмы факельного сжигания, показатели роста производительности и индекс затрат. Статистическая база охватывает период 1990-2024 гг., что позволяет оценить долгосрочные тренды и влияние отдельных реформ, технологических решений и институциональных изменений на эффективность отрасли.

Наконец, исследование опирается на системный подход, позволяющий рассматривать нефтегазовую отрасль как комплекс взаимосвязанных элементов — добычу, переработку, транспорт, сервисные цепочки, налоговую систему, управление рентой и макроэкономическую политику. Такой подход необходим, поскольку повышение эффективности редко является результатом одного инструмента: оно возникает на стыке технологий, регулирования и качества управления. В рамках системного анализа оценивается, как комбинации мер, применяемых в разных странах, формировали устойчивые модели, способные сохранять рентабельность в условиях падения цен и старения ресурсной базы.

Комплексное использование этих методов позволяет не только описать отдельные меры, но и оценить их совокупное влияние на экономику предприятий и устойчивость отрасли в целом.

АНАЛИЗ И РЕЗУЛЬТАТЫ

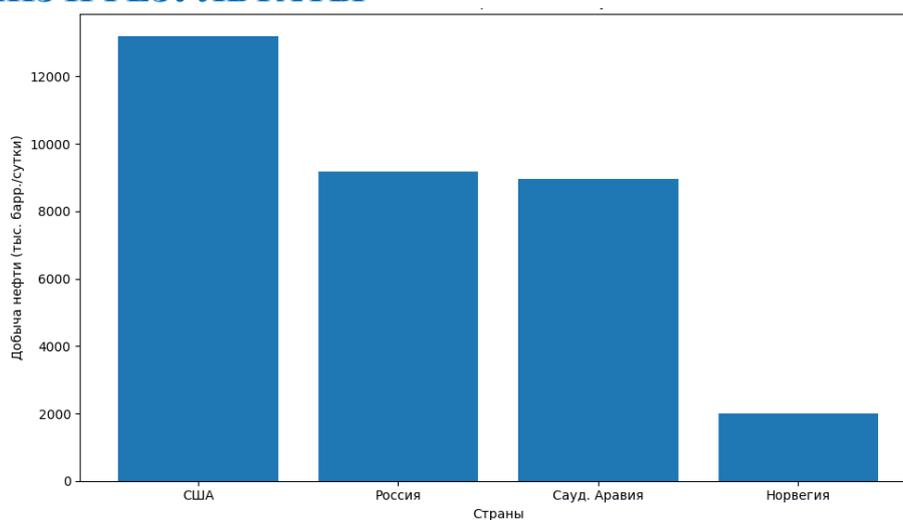


Рис. 1. Добыча нефти по итогам 2024 года.¹

¹ Рис. 1. Составлено автором на основе открытых данных.

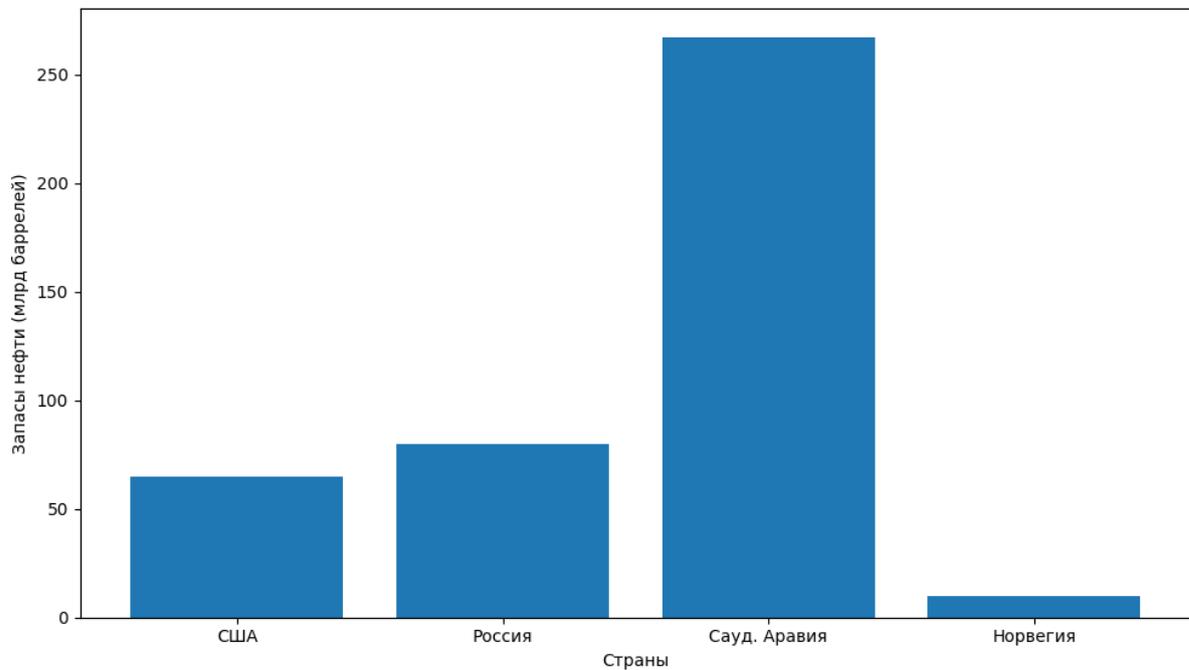


Рис. 2. Запасы нефти по итогам 2024 года.¹

Норвегия

Норвежская нефтегазовая отрасль формировалась относительно поздно по сравнению с традиционными производителями. Лишь после принятия в 1963 году Акта о континентальном шельфе и открытия в 1969 году месторождения Ekofisk на норвежском участке Северного моря стало ясно, что страна обладает значительными запасами углеводородов. В 1972 году было создано государственное предприятие Statoil (ныне Equinor), а в 1975 году введён специфический нефтяной налог, который дополнял корпоративный налог на прибыль и обеспечивал государству значительную долю рентного дохода. К 2000 году добыча нефти достигла исторического максимума около 3,18 млн баррелей в сутки, после чего начался естественный спад на зрелых месторождениях; в 2024 году добыча уже составляла порядка 1,77 млн баррелей в сутки, при среднем уровне за период 1960-2024 годов около 2,1 млн баррелей в сутки.

Ускоренное старение крупных месторождений, рост капитальных и операционных затрат на глубоководный офшор, а также конкуренция со стороны других регионов вынудили Норвегию уже в 1990-2000-е годы искать качественно новые решения. Дополнительным вызовом стала высокая налоговая нагрузка: совокупная ставка (корпоративный налог плюс специальный налог на прибыль от добычи) достигает порядка 78 %, что теоретически могло подрвать инвестиционную привлекательность отрасли. На практике этого не произошло именно потому, что государство с самого начала выстроило предсказуемую и стабильную систему: ключевые параметры налогового режима, правила

¹ Рис. 2. Составлено автором на основе открытых данных.

амортизации и вычета геологоразведочных затрат менялись эволюционно и заранее обсуждались с участниками рынка.

Одним из центральных ответов на вызовы стал стратегический переход к концепции интегрированных операций (Integrated Operations), стартовавший в начале 2000-х годов. Суть заключалась в объединении геолого-геофизических, технологических и экономических данных в единой цифровой среде с дистанционным управлением скважинами и объектами с береговых центров. Это позволило в реальном времени реагировать на изменение пластовых параметров, оптимизировать режимы работы оборудования и снижать непроизводительные простои буровых. По оценкам Нефтяного директората, уже к 2010 году перевооружённые таким образом месторождения демонстрировали сокращение простоев на 15-20 % и снижение удельных эксплуатационных затрат порядка 10-15 % по сравнению с «традиционной» моделью эксплуатации.

Параллельно шло формирование мощного сервисного и инжинирингового кластера. К середине 2010-х годов вокруг деятельности на континентальном шельфе сложилась сеть компаний - от крупных игроков уровня Aker Solutions до специализированных поставщиков морского оборудования, систем автоматизации и цифровых платформ. Экспорт высокотехнологичных услуг и оборудования в сфере офшорной добычи стал важной статьёй норвежского несырьевого экспорта, что позволило перераспределить добавленную стоимость из добывающего сегмента в сервисный, при этом сохранив общую рентабельность отрасли.

Отдельным измерением повышения эффективности стала макроэкономическая архитектура управления ресурсной рентой. В 1990 году был создан Государственный нефтяной фонд, переименованный в 2006 году в Government Pension Fund Global, который аккумулирует доходы от нефтегазового сектора и инвестирует их преимущественно в иностранные активы. К концу 2023 года рыночная стоимость фонда достигла порядка 15,8 трлн норвежских крон (примерно 1,5 трлн долларов США), что эквивалентно многим годовым ВВП страны. Это позволило сгладить бюджетную зависимость от текущих цен на нефть, устойчиво финансировать капиталоемкие проекты и не сокращать критические инвестиции в период кризисов 2014-2016 и 2020 годов, тем самым поддерживая долгосрочную эффективность отрасли.

В совокупности норвежская модель демонстрирует, что высокая экономическая эффективность достигается не за счёт «дешёвых» ресурсов, а через сочетание жёсткого, но предсказуемого регулирования, технологического лидерства, развитого сервисного кластера и грамотного управления рентой в интересах будущих поколений.

Соединённые Штаты Америки

США - один из старейших производителей нефти: промышленная добыча ведётся с конца XIX века, а пик «классической» добычи был достигнут в начале 1970-х годов. В 1970 году, согласно оценкам, добыча нефти в стране превысила 9,5 млн баррелей в сутки, после чего в течение тридцати лет наблюдался

устойчивый спад, а зависимость от импорта увеличивалась. Однако с середины 2000-х годов началась качественно новая фаза, связанная с вовлечением в разработку плотных коллекторов и сланцевых формаций. Именно сочетание горизонтального бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и развития сервисного сектора породило феномен, получивший название «сланцевая революция».

Уже к 2008-2010 годам в бассейнах Barnett и Fayetteville появились первые крупные проекты, но экономическая модель оставалась уязвимой: высокие капитальные затраты, быстрый спад дебитов, ограниченная инфраструктура, социальное и экологическое давление. Кризис 2008-2009 годов, а затем резкое падение цен в 2014-2016 годах обнажили структурные проблемы: ряд компаний оказался перегружен долгом, многие проекты показывали отрицательные денежные потоки при ценах ниже 70 долларов за баррель. Это вынудило отрасль перейти от экстенсивного наращивания числа буровых к «индустриализации» добычи, то есть стандартизации процессов и массовому внедрению цифровых инструментов.

По данным Управления энергетической информации США, за период с 2008 по 2019 год общая добыча нефти в стране выросла с примерно 5 до 12,9 млн баррелей в сутки, а в 2019 году был достигнут исторический максимум. При этом за счёт роста внутреннего производства и параллельного развития экспортной инфраструктуры США в 2020 году впервые с середины XX века стали нетто-экспортёром нефтяных ресурсов: в 2022 году суммарный экспорт нефти и нефтепродуктов составил около 9,5 млн баррелей в сутки при импорте около 8,3 млн баррелей в сутки.

Столь быстрый рост сопровождался существенным улучшением показателей эффективности. В 2010-е годы среднее время бурения одной скважины в ключевых сланцевых бассейнах сократилось с нескольких недель до нескольких дней, длина горизонтального ствола и число стадий гидроразрыва непрерывно увеличивались, что позволяло извлекать больше углеводородов с одного куста. Компании переходили от индивидуализированных, «штучных» проектов к стандартизированным, модульным решениям, за счёт чего удельные капитальные затраты на единицу добываемых запасов уменьшились, по различным оценкам, на 30-40 % в период 2014-2019 годов, а операционные затраты - на 20-25 %.

Ключевую роль сыграла цифровизация. В крупных сланцевых холдингах были созданы центры удалённого мониторинга, осуществляющие круглосуточный сбор данных с тысяч скважин. Использование алгоритмов машинного обучения для подбора режимов закачки, оптимизации сетки размещения скважин и прогнозирования отказов оборудования позволило снизить долю непроводительных простоев и повысить коэффициент использования фонда. Развитый сервисный рынок - от крупнейших транснациональных компаний до узкоспециализированных подрядчиков -

обеспечил быструю диффузию инноваций и конкуренцию по стоимости услуг, что непосредственно снизило общие издержки операторов.

Американский опыт показывает, что даже в условиях нестабильной ценовой конъюнктуры и относительно высоких экологических требований возможно радикальное повышение экономической эффективности за счёт комбинации конкуренции, масштабной стандартизации, цифровизации и активного развития сервисной экосистемы. При этом устойчивость сланцевой модели остаётся чувствительной к уровню долговой нагрузки и доступу к капиталу, что в кризис 2020 года вновь проявилось в виде банкротств части игроков, но общий тренд на повышение эффективности сохранился.

Саудовская Аравия

Современная нефтяная история Саудовской Аравии начинается с открытия месторождения *Dammam* в 1938 году и последующего выявления гигантского месторождения *Ghawar*, которое многие десятилетия оставалось крупнейшим в мире по объёму извлекаемых запасов. В 1973-1974 годах на фоне нефтяного эмбарго и резкого роста цен страна укрепила свои позиции как ключевой игрок мирового рынка, а к 1980 году государство завершило национализацию *ARAMCO*, создав компанию *Saudi Aramco* в её современном виде.

Исходная конфигурация отрасли обеспечивала беспрецедентно низкую себестоимость: крупные, высокопродуктивные, относительно неглубокие месторождения позволяли длительное время поддерживать прямые операционные затраты на уровне единиц долларов за баррель. Однако уже в 1970-1980-е годы стала проявляться проблема масштабного факельного сжигания попутного газа, что приводило к колоссальным потерям и росту локальной загрязнённости. Ответом стало создание *Master Gas System* - национальной системы сбора и транспорта газа, развертывание которой позволило снизить объём факельного сжигания с порядка 4 млрд кубических футов в сутки до менее 200 млн кубических футов в сутки уже к середине 1980-х годов. Это стало одним из первых крупных примеров структурного повышения эффективности за счёт вовлечения ранее теряемого ресурса в хозяйственный оборот.

В дальнейшем акценты сместились с чисто добывающего сегмента на интеграцию с переработкой и нефтехимией. Начиная с 1990-х и особенно в 2000-е годы *Saudi Aramco* инвестировала в создание крупнейших в мире комплексов глубокой переработки, таких как *Rabigh* и *Sadara*, ориентированных на производство высокомаржинальных нефтехимических продуктов. Это позволило снизить зависимость доходов от сырьевых ценовых циклов и повысить устойчивость корпоративной рентабельности.

Дополнительным вызовом стала динамика внутреннего потребления. Быстрый рост населения и индустриализация привели к увеличению внутреннего спроса на электроэнергию и топливо, что сокращало экспортный потенциал. В ответ были развёрнуты программы энергоэффективности и модернизации генерации, а также расширена роль газа в электроэнергетике.

Одновременно в 2010-е годы начали активно внедряться цифровые системы мониторинга пластов, интеллектуальные скважины, 4D-сейсмика и другие элементы «умного месторождения», позволяющие управлять отбором с учётом сложной геометрии коллекторов и минимизировать потери давления.

С принятием стратегического документа Vision 2030 в 2016 году повышение эффективности нефтегазового сектора было увязано с задачей диверсификации всей экономики. Саудовская модель повышения экономической эффективности, таким образом, сочетает три логики: поддержание сверхнизкой прямой себестоимости на старых «гигантах» за счёт высокотехнологичного управления пластами, максимальное вовлечение газа и отходящих потоков в переработку и энергетику, а также создание глубоко интегрированной цепочки добавленной стоимости «нефть - химия - готовые материалы». Это позволяет компенсировать неизбежный эффект старения месторождений и давления на квоты добычи в рамках ОПЕК за счёт структурного роста доходов на единицу сырья.

Российская Федерация

Российская (включая советский период) нефтегазовая отрасль прошла несколько качественно различных этапов. В 1960-1980-е годы ключевым драйвером стало освоение западносибирских месторождений, что позволило СССР к концу 1980-х годов выйти на добычу свыше 11 млн баррелей нефти в сутки. После распада Советского Союза отрасль пережила глубокий кризис: в середине 1990-х годов добыча нефти упала почти вдвое по сравнению с позднесоветским пиком, что было связано с разрушением системы планирования, недоинвестированием и отсутствием стимулов к повышению эффективности.

С конца 1990-х и в 2000-е годы началась фаза восстановления и модернизации. Приватизация части добывающих активов, формирование крупных вертикально интегрированных компаний, а также реформирование налоговой системы (введение в 2002 году налога на добычу полезных ископаемых и экспортных пошлин взамен сложной системы платежей) способствовали росту инвестиций и модернизации добычи. К 2010 году Россия производила около 10,1 млн баррелей нефти в сутки, что составило примерно 13 % мировой добычи; в последующие годы добыча удерживалась в диапазоне 10-11 млн баррелей в сутки, а страна стабильно входила в тройку крупнейших мировых производителей.

Однако высокая зависимость от зрелых месторождений Западной Сибири, рост обводнённости фонда, необходимость перехода к трудноизвлекаемым запасам (Баженовская свита, Арктический шельф) и внешние ограничения в виде санкций после 2014 года выявили структурные проблемы. Средняя добыча на одну скважину на старых месторождениях снижалась, а удельные капитальные затраты на поддержание добычи росли. Дополнительным фактором риска стало сильное влияние ценовых шоков 2014-2016 и 2020 годов на бюджет и корпоративные инвестиционные программы.

В ответ были предприняты шаги по дифференциации налогового режима и стимулированию повышения эффективности. Для ряда категорий месторождений были введены пониженные ставки НДС, налоговые каникулы и специальные режимы, а в конце 2010-х началось пилотирование налога на добавленный доход (НДД), призванного более точно учитывать экономику отдельных проектов. По данным международной статистики, к 2024 году добыча нефти в России составляла около 9,2 млн баррелей в сутки при доказанных запасах порядка 58 млрд баррелей, причём основная часть добычи приходилась на Западную Сибирь, а новые проекты развивались в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в арктической зоне.

На корпоративном уровне крупные компании начали активно внедрять элементы цифрового месторождения: геолого-технологические модели, автоматизированные системы управления добычей, интеллектуальные скважины, комплексный анализ больших массивов геофизических и производственных данных. Это позволило более точно планировать буровые программы, оптимизировать сетку горизонтальных скважин, повышать коэффициент извлечения и снижать долю неэффективных скважин. Сервисные и инжиниринговые компетенции постепенно перерастали из импортируемых в локальные за счёт политики импортозамещения, особенно после 2014 года, что способствовало удешевлению части услуг и снижению валютных рисков.

Важным элементом повышения эффективности стала инфраструктурная политика: реализация проектов магистральных нефтепроводов и газопроводов (в том числе в восточном направлении), модернизация переработки с ростом глубины переработки нефти, развитие газохимии и СПГ-проектов. Эти шаги позволили увеличить долю продукции с более высокой добавленной стоимостью, а также диверсифицировать экспортные потоки, что частично компенсировало ценовые и геополитические риски.

Российский опыт показывает, что при наличии крупной, но стареющей ресурсной базы повышение экономической эффективности невозможно без комплексной модернизации: от адаптивного налогового режима до цифровизации добычи, изменения структуры переработки и расширения инфраструктуры экспорта. Внешние шоки и санкции, с одной стороны, осложнили доступ к технологиям и капиталу, но, с другой стороны, ускорили развитие собственных сервисных и технологических компетенций, что в долгосрочной перспективе может укрепить устойчивость отрасли.

Таблица 1.

Сравнительный анализ моделей повышения экономической эффективности в нефтегазовой отрасли¹

Показатель	Норвегия	США	Саудовская Аравия	Россия
Начало промышленного развития отрасли	1960-1970-е гг., открытие Ekofisk (1969)	Конец XIX века; пик традиционной добычи - 1970 г.	1938 г. - Dammam; быстрый рост 1950-1970-е гг.	1960-1980-е гг. - освоение Западной Сибири

¹ Сделано автором

Показатель	Норвегия	США	Саудовская Аравия	Россия
Добыча нефти (пик)	~3,18 млн барр./сутки (2000 г.)	12,9 млн барр./сутки (2019 г.)	~12 млн барр./сутки (2018-2022 гг.)	~11,3 млн барр./сутки (2019 г.)
Добыча нефти (2023-2024 гг.)	~1,77 млн барр./сутки	~12,9-13,0 млн барр./сутки	~10-11 млн барр./сутки (в рамках квот ОПЕК+)	~9,0-9,3 млн барр./сутки
Структура ресурсной базы	Зрелые офшорные месторождения, высокие затраты	Нефть плотных коллекторов, сланец, быстрый спад дебитов	Гигантские «лёгкие» месторождения (Ghawar, Safaniyah)	Зрелая Западная Сибирь, переход к трудноизвлекаемым запасам
Ключевые проблемы	Высокая дороговизна офшора, старение месторождений	Высокие капитальные затраты, высокая волатильность	Рост внутреннего потребления, старение гигантов	Обводнённость, падение дебитов, санкционные ограничения
Главные реформы	Налоговый режим 1975-2000-х; разделение ролей государства и компаний	Сланцевая революция (2005-2015 гг.), стандартизация бурения	Национализация ARAMCO (1980), Master Gas System (1980-е), Vision 2030	Налоговая реформа (НДПИ → НДС), поддержка ТРИЗ, импортозамещение
Инструменты повышения эффективности	Интегрированные операции; цифровые двойники; бережливое управление; сервисные кластеры	Горизонтальное бурение; ГРП; big data; предиктивная аналитика; индустриализация процессов	Снижение факельного сжигания; интеллектуальные скважины; 4D-сейсмика; интеграция с нефтехимией	Геолого-технологические модели; интеллектуальные месторождения; оптимизация буровых программ
Снижение издержек (оценка)	-10-15 % OPEX на зрелых месторождениях (2000-2010 гг.)	-30-40 % CAPEX, -20-25 % OPEX (2014-2019 гг.)	Существенное снижение потерь газа (в 20+ раз с 1980-х гг.); низкая прям. себестоимость	Падение удельных затрат на новых скважинах; рост продуктивности горизонтов
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	45-50 %, один из лучших в мире	6-10 % для сланца; выше для традиционных коллекторов	~50 %, стабильно высок благодаря управлению пластами	28-35 % (растёт в новых проектах)
Роль государства	Сильный регулятор + прозрачность + суверенный фонд (15,8 трлн NOK)	Сильная конкуренция; децентрализованный рынок; госрегулирование минимально	Жёсткий госконтроль; единая компания Saudi Aramco	Крупные ВИНК; регулируемая налоговая модель; инфраструктурные проекты
Экономическая модель	Технологическое лидерство + управление рентой	Конкуренция + инновации + гибкость	Низкая себестоимость + глубокая переработка + энергоэффективность	Комбинация модернизации технологий и налоговых стимулов
Уникальные особенности	Самая стабильная регуляторная система; ведущий мировой сервисный кластер	Самый развитый сервисный рынок; высокая скорость инноваций	Один из самых низких OPEX в мире; интеграция добычи и нефтехимии	Огромная ресурсная база, но старение фондов и внешние ограничения

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Сравнение опыта Норвегии, США, Саудовской Аравии и России показывает, что повышение экономической эффективности нефтегазовых

предприятий формируется на пересечении технологического развития, качества регулирования и способности отрасли адаптироваться к структурным изменениям. Норвежская модель демонстрирует ценность институциональной стабильности и раннего внедрения цифровых технологий, что компенсирует высокие офшорные издержки и обеспечивает высокий коэффициент извлечения. Американская траектория подтверждает роль конкуренции, стандартизации буровых процессов и использования больших данных, благодаря которым сланцевая добыча стала экономически устойчивой. Саудовская Аравия показывает, что природные преимущества усиливаются технологическими решениями — утилизацией газа, интеллектуальными скважинами и глубокой переработкой. Российский опыт подчёркивает важность гибких налоговых режимов, цифровизации, освоения трудноизвлекаемых запасов и развития собственной технологической базы.

Несмотря на различия, общий вывод един: устойчивое повышение эффективности возможно только при комплексной модернизации отрасли. Эффективность определяется не столько геологическими условиями, сколько уровнем цифровизации, качеством управления пластами, развитием сервисных кластеров и предсказуемостью институциональной среды.

Для Узбекистана, обладающего растущей нефтегазохимической промышленностью и значительным потенциалом для углубления переработки, опыт этих стран особенно актуален. Норвежский подход может быть использован в части прозрачного регулирования, стабильных правил игры и развития цифровых центров мониторинга месторождений. Американские практики стандартизации бурения и применения Big Data могут повысить производительность на зрелых объектах и оптимизировать геологоразведку. Саудовская модель интеграции добычи с нефтехимией показывает направления для расширения экспортной номенклатуры продукции с высокой добавленной стоимостью. Российский опыт релевантен с точки зрения освоения ТРИЗ, формирования собственной сервисной базы и внедрения налоговых стимулов. Адаптация этих элементов позволит Узбекистану ускорить модернизацию нефтегазового сектора и повысить устойчивость отрасли в долгосрочной перспективе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2023. - Paris: IEA Publications, 2023.
2. International Energy Agency (IEA). Oil 2023: Analysis and Forecast to 2028. - Paris: IEA Publications, 2023.
3. Norwegian Petroleum Directorate. Resource Report — Exploration 2021. - Stavanger: NPD, 2021.
4. Government Pension Fund Global. Annual Report 2023. - Oslo: Norges Bank Investment Management, 2024.
5. Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. - Tulsa: PennWell Books, 1994.

6. Tordo S., Tracy B., Arfaa N. National Oil Companies and Value Creation. - Washington, DC: World Bank, 2011.
7. U.S. Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook 2023. - Washington, DC: EIA, 2023.
8. U.S. Energy Information Administration (EIA). Drilling Productivity Report 2014-2024. - Washington, DC: EIA, 2024.
9. Saudi Aramco. Annual Report 2023. - Dhahran: Saudi Aramco, 2024.
10. Kingdom of Saudi Arabia. Vision 2030. Strategic Framework. - Riyadh, 2016.
11. BP. Statistical Review of World Energy 2023. - London: BP plc, 2023.
12. Минэнерго России. ТЭК России 2023: доклад о состоянии нефтегазовой отрасли. - Москва, 2024.
13. Лукойл. Годовой отчёт 2023. - Москва: ПАО «Лукойл», 2024.
14. Роснефть. Годовой отчёт 2023. - Москва: ПАО «НК Роснефть», 2024.
15. World Bank. Commodity Markets Outlook 2023. - Washington, DC: World Bank, 2023.



Marketing

ilmiy, amaliy va ommabop jurnali

Muharrir:

Ingliz tili muharriri:

Rus tili muharriri:

Musahhih:

Sahifalovchi va dizaynerlar:

Xakimov Ziyodulla Axmadovich

Tursunov Boburjon Ortiqmirzayevich

Kaxramonov Xurshidjon Shuxrat o'g'li

Karimova Shirin Zoxid qizi

Sadikov Shoxrux Shuxratovich

Abidjonov Nodirbek Odijon o'g'li

2026-yil, yanvar, 1-son

© Materiallar ko'chirib bosilganda "Marketing" ilmiy, amaliy va ommabop jurnali manba sifatida ko'rsatilishi shart. Jurnalda bosilgan material va reklamalardagi dalillarning aniqligiga mualliflar mas'ul. Tahririyat fikri har vaqt ham mualliflar fikriga mos kelavermasligi mumkin. Tahririyatga yuborilgan materiallar qaytarilmaydi.

Mazkur jurnalda maqolalar chop etish uchun quyidagi havolalarga murojaat qilish mumkin. Ilmiy maqola, ommabop maqola, reklama, hikoya va boshqa ilmiy-ijodiy materiallar yuborishingiz mumkin.

Materiallar va reklamalar pullik asosda chop etiladi.

Elektron pochta:

info@marketingjournal.uz

Tel.:

+998977838464, +998939266610

Jurnalning rasmiy sayti: <https://marketingjournal.uz>

Marketing jurnali O'zbekiston Respublikasi Oliy ta'lim, fan va innovatsiyalar vazirligi huzuridagi **Oliy attestatsiya komissiyasi rayosatining 2024-yil 04-oktabrdagi 332/5 sonli qarori** bilan milliy ilmiy nashrlar ro'yxatiga kiritilgan



"Marketing" ilmiy, amaliy va ommabop jurnali 2024-yil 15-martdan O'zbekiston Respublikasi Prezidenti Administratsiyasi huzuridagi Axborot va ommaviy kommunikatsiyalar agentligi tomonidan **C-5669517** reyestr raqami tartibi bo'yicha ro'yxatdan o'tkazilgan. **Litsenziya raqami: №240874**



"Marketing" ilmiy, amaliy va ommabop jurnalining xalqaro darajasi: **9710**. GOCT 7.56-2002 " Seriyali nashrlarning xalqaro standart raqamlanishi" davlatlataro standartlari talablari. **Berilgan ISSN tartib raqami: 3060-4621**