

МЕЖДУНАРОДНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.Т.ТОКТОМАТОВА

На правах рукописи

УДК 332.4.621.2

Карипов Тлеген Аманбекович

**Организационно-экономический механизм развития
нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан**

08.00.06 – национальная и региональная экономика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата экономических наук

Научный руководитель:

д.э.н., доцент Ишенов Б.Ч.

Бишкек - 2025

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

СНГ - Союза Независимых Государств

ЕАЭС (ЕЭС) - Евразийский экономический союз

ВВП - Валовой внутренний продукт

ВИЭ – Возобновляемые источники энергии

ПРООН – Программа развития Организации Объединенных Наций

ЦА - Центральная Азия

РКИК ООН - Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций
об изменении климата ОБСЕ

ЮНИДО - Организация Объединенных Наций по промышленному
развитию

ОЭМУ -Организационно-экономический механизм управления

НИОКР-Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

КСКМ - казахстанского сектора Каспийского моря

КТК - Каспийского трубопроводного консорциума

EIA - Управлением энергетической информации США (EIA).

БТД - Каспийское море и нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан

ККТ - Казахстанско-Китайскому Трубопроводу

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
1.1. Сущность организационно-экономических систем и механизмов их развития.....	20
1.2. Методы и принципы функционирования организационно-экономической системы нефтедобывающей отрасли.....	23
1.3. Мировые тенденции и зарубежный опыт развития нефтедобывающих отраслей.....	45
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	
2.1. Оценка ресурсного потенциала нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан.....	45
2.2. Обзор тенденций развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан.....	79
2.3 Сравнительный анализ состояния нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан и Кыргызской Республики.....	95
ГЛАВА 3 ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	
3.1. Основные направления развития нефтедобывающего комплекса	89
3.2. Совершенствование государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса.....	90
3.3. Прогноз развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстан до 2030 года	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	155
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	157

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Становление и развитие Республики Казахстан как суверенного государства, обеспечение экономического и социального прогресса общества связано с развитием нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей, являющихся основой экономики страны.

Стратегия использования топливно-энергетических ресурсов базируется на долгосрочном партнерстве с крупнейшими нефтяными компаниями мира с целью привлечения капиталов и современных технологий, создании системы экспортных трубопроводов с позиции эффективности использования будущих доходов от экспорта ресурсов. Нефтедобывающая промышленность определена в числе ведущих отраслей нефтегазового комплекса, от эффективного развития которого зависит реализация долгосрочной стратегии социально-экономического развития, сформулированной Президентом Республики Казахстан в стратегии «Казахстан – 2030».

Республика входит в группу государств, обладающих крупными запасами углеводородов, которые оказывают существенное влияние на формирование и состояние мирового энергетического рынка. На ее территории открыто более 200 месторождений углеводородов, из которых половина – нефтяные, треть – нефтегазовые, остальные – газовые и газоконденсатные.

Нефтедобывающая отрасль является ключевой не только по степени получения конечных результатов, размеров последствий коммерческой деятельности, но и по производственным связям с отдельными составляющими комплекса. В связи с этим актуальность исследования проблем организационно-экономических механизмов развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан имеет исключительно важное значение для экономики республики.

Дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса республики возможно только в рамках разработки стратегии развития нефтедобывающей промышленности, включающей организационно-экономических механизмов развития данной промышленности.

Комплексно и системно вопросы организационно-экономических механизмов развития нефтедобывающей промышленности практически не исследованы. Это усиливает актуальность и своевременность проведения научных разработок по данной проблеме и обуславливает необходимость углубленного исследования, анализа и обобщения практики к разработке организационно-экономических мер развития нефтеперерабатывающей отрасли республики на опыте передовых стран мира.

Актуальность темы исследования подтверждается не только недостаточной проработанностью указанной проблемы, но и тем, что, обладающих крупными запасами углеводородов, практически все они связаны с проведением геологоразведочных работ и разработкой месторождений. Таким образом, это не привело к значительному притоку иностранного капитала в нефтедобычу, что послужило основной причиной технико-технологического отставания отрасли от мировых достижений.

Также актуальность исследования проблемы обуславливается также и тем, что главными условиями успешного реформирования нефтедобывающей промышленности являются законодательная база и государственное регулирование. Отчасти причиной тому являлись существующие противоречия между законодательной базой и налоговым режимом в стране, не загруженность производственных мощностей предприятий отрасли. Однако в значительной степени это было связано с отсутствием четко разработанного экономических механизмов развития, соответствующего объективным условиям функционирования нефтедобывающей промышленности. В этой связи постановка и решение данной проблемы на сегодняшний день являются своевременными и представляют большой научный интерес.

Степень разработанности проблемы. При анализе различных аспектов проблемы эффективного функционирования нефтедобывающей промышленности, в работе использованы труды ведущих отечественных и зарубежных ученых. В частности, отдельные аспекты данной проблемы освещены в трудах зарубежных исследователей. К ним относятся: И. Адизес, У. Бекхард, Л. Грейнер, Г. Минцберг, Т. Норберт, Дж. Стоунхаус, Э. Фрезе и соавторы, В. Френч и С. Белл и др. В ходе разработки темы автор опирался на фундаментальные исследования ведущих российских учёных. К ним относятся труды учёных А.В.Александров, С.А.Александрова, В. С. Ефремов, Э. М. Коротков, С. Э. Пивоваров, И. А. Максимцев и Л. С. Тарасевич, А. И. Пригожин, Е. П. Резник и др. В Казахстане вопросы формирования и развития нефтедобывающей промышленности нашли свое отражение в трудах У.Акшолокова, Г. Жалтаева, К.Карпекова, А. Аубакировой, Г. Джолдасбаевой, Г.А. Мауина, А.Е. Жансагимовой, А.Ж. Жолмухановой, К.Оразбаева и А. Сураганова.

Вместе с тем многие вопросы данной проблемы требуют более глубокого изучения, особенно в отношении разработки стратегии экономических механизмов развития отрасли, механизма привлечения иностранного капитала.

Объективная необходимость научного осмысления, дальнейшего исследования теоретических и методических аспектов организационно-экономических систем и механизмов их развития нефтедобывающей промышленности и определили выбор темы, цели и задачи диссертационного исследования.

Связь темы диссертации с приоритетными научными направлениями, крупными научными программами (проектами), основными научно-исследовательскими работами, проводимыми образовательными и научными учреждениями. Тема диссертации связана с Законом Республики Казахстан от 24.05.2019 года, № 241-VI (2019, 24 мая) «О недрах и недропользовании», Концепцией развития топливно-

энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, и государственных программах: «Зеленая экономика»; Стратегия «Казахстан – 2050».

Цель и задачи исследования. Основной целью диссертационной работы является комплексное исследование организационно-экономических систем и механизмов их развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан и разработка предложений по их совершенствованию.

В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие **задачи**:

- Изучить теоретические основы формирования и развития организационно-экономического механизма функционирования нефтедобывающей отрасли;
- Исследовать методологические вопросы и принципы функционирования организационно-экономической системы нефтедобывающей отрасли;
- Обобщить мировые тенденции и зарубежный опыт развития нефтедобывающих отраслей в мировой практике и Казахстане;
- Провести анализ современного состояния нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан и сравнительный анализ состояния нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан и Кыргызской Республики;
- Определить стратегические тренды совершенствования государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса;
- Разработать модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики.
- Определить перспективы и разработать эконометрическую модель прогноза развития нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан до 2030 года.

Объектом исследования являются нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан.

Предметом исследования выступают организационно-экономические системы и механизмы развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан.

Научная новизна полученных результатов заключается в том, что в рамках теоретико-методических подходов предложены стратегические тренды совершенствования государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса, определен модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики, дан прогноз и разработана эконометрическая модель прогноза развития нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан до 2030 года. Представленная модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана включает комплекс действий и практических рекомендаций органам государственного регулирования.

Автором в процессе исследования получены следующие научные результаты:

– Обобщены и систематизированы теоретические и концептуальные основы организационно-экономической системы нефтедобывающей отрасли, сформулировано авторское определение *«экономические системы»*, *«организационно-экономического механизма управления»*;

– Изучено и обобщено развитие мировых тенденций и зарубежный опыт развития нефтедобывающих отраслей в мировой практике и Казахстане;

– Проведен анализ современного состояния нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан и сравнительный анализ состояния нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан и Кыргызской Республики;

- Изучены вопросы государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса;
- Определены стратегические тренды совершенствования государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса;
- Разработана модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики;
- Определены перспективы и разработана эконометрическая модель прогноза развития нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан до 2030 года.

Практическая значимость полученных результатов заключается в том, что разработанные и обоснованные практические подходы и рекомендации по совершенствованию государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана могут быть применимы при разработке и реализации государственных программ органами государственного управления, направленных на разработку стратегических направлений по перспективам развития нефтедобывающего комплекса в Казахстане, также могут быть использованы при определении основных направлений деятельности государственных и частных нефтедобывающих компаний и фирм при подготовке программ по использованию энергоресурсов, по утверждению планов по развитию нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана.

Экономическая значимость полученных результатов исследования заключается в том, что материалы исследования могут способствовать разработке и реализации государственных программ органами государственного управления, направленных на перспективы развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана, а также могут быть использованы при определении основных направлений деятельности государственных и частных нефтедобывающих компаний и фирм при

подготовке программ по использованию энергоресурсов, по утверждению планов по развитию нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

- Обобщение и систематизация научных взглядов на сущность и понятие организационно-экономической системы нефтедобывающей отрасли, сформулировано авторское определение «*экономические системы*», «*организационно-экономического механизма управления*»;
- Автором на основе проведенного анализа предложены стратегические тренды совершенствования управления и перспективы развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана;
- Проблемы реализации развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстана и перспективы их развития предложено решить путем использования разработанной модели системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики;
- Разработанная эконометрическая модель прогноза дальнейшего развития нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан до 2030 года.

Личный вклад соискателя заключается в обобщении и систематизации теоретико-методической базы исследования с целью выявления подходов и разработки совершенствования государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса Казахстана. На основании полученных научных результатов исследования автором разработан и предложен модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики, предложен среднесрочный прогноз дальнейшего развития нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан до 2030 года.

Апробации результатов диссертации. Апробация результатов исследования проводилась путем обсуждения докладов и научных отчетов на заседаниях кафедры Международного университета им. К.Т.Токтомадова.

Основные методологические положения, результаты и практические рекомендации исследования также были изложены и обсуждены на республиканских и международных конференциях (г.Бишкек, г.Москва), а также подтверждено соответствующими актами внедрения в Меркенская ГЭС-3 - Товарищества с ограниченной ответственностью "РЕМКОММСТРОЙ" , Акционерного общества «Мойнакская гидроэлектростанция имени У. Д. Кантаева» и Товарищества с ограниченной ответственностью “Жамбылские электрические сети”

Полнота отражения результатов диссертации в публикациях. Основные положения и результаты диссертации нашли отражение в 7 публикациях по исследуемой теме в различных научных, периодических изданиях, 5 из них опубликованы в изданиях России, общее количество 151 балл.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, трёх глав, заключения, списка использованной литературы, изложена на 162 страницах текста компьютерного набора и включает 23 рисунков, 24 таблицы и 148 наименований библиографического списка.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. Сущность организационно-экономических систем и механизмов их развития

В современном мире любая определенная среда является социально-экономической системой имеющая свои отличительные особенности на основе экономических процессов и сложившихся в них отношениях. Понять суть системы и действующих в ней хозяйственных механизмов можно понять многие закономерности развития данной системы.

Ученые считают, что *экономические системы* – это совокупность всех экономических процессов, совершающихся в обществе на основе сложившихся в нем отношений собственности и хозяйственного механизма. [86]. В любой экономической системе первичную роль играет производство товаров и услуг с последующим их распределением, обменом, потреблением и перераспределением.

Основными элементами экономической структуры выступают:

-социально-экономические отношения;

-организационные формы хозяйственной деятельности (производственные единицы, организация производства, разделение, специализация и кооперация труда);

-хозяйственный механизм, который представляет собой совокупность форм и методов хозяйствования, реальных экономических взаимосвязей, возникающие между хозяйствующими субъектами (экономические институты, механизм выработки и принятия хозяйственных решений, нормы и правила экономического поведения, формы управления);

-конкретные экономические связи между хозяйственными субъектами.

Для выделения этих систем используют два основных критерия:

1.Форма собственности на средства производства (средства и предметы труда);

2.Способ координации и управления экономической деятельностью.

Любая управляющая система приводится в действие посредством системы определенных механизмов.

Предложено под механизмом в экономике понимать характеристики процесса: способы, методы, нормы, средства, формы функционирования чего-либо или воздействия на что-либо, а не совокупность ресурсов или состояний объекта. [35]

Определение понятия организационно-экономического механизма можно найти в работах разных авторов. А.А. Кульман утверждает, что «... организационно-экономический механизм есть определенная совокупность или последовательность экономических явлений». [36]

Б.З. Мильнер, А.В. Кочетков, Д.Г. Левчук под организационно-экономическим механизмом управления понимают совокупность элементов организации процесса принятия решения; системы распределения и обеспечения ресурсами; основные способы воздействия на объект управления, которые в соответствии с принятым разделением включают различные методы управления, например, административно-организационные и экономические. Эти авторы считают, что «... в соответствии с рассмотренным понятием, организационно-экономический механизм управления должен выполнять следующие главные задачи - обеспечение необходимой ответственности за достижение конкретных результатов, согласование целей, стимулирование и мотивацию участников деятельности, распределение и обеспечение ресурсов». [38]

Стало классическим, по мнению Туровец О.Г, Бухалков М.И. и др. определение организационно-экономического механизма управления как сложной взаимозависимой совокупности элементов - организационно, экономически, а иногда и технологически связанных между собой подсистем более низкого уровня. Причем, конечный результат деятельности каждого звена (или элемента) системы более низкого уровня служит начальным ресурсом для системы более высокого ранга и т. п. Он считает, что

отличительным признаком экономических систем любого уровня является наличие реальных, измеряемых взаимосвязей тех или иных экономических факторов, которые можно классифицировать и сгруппировать. [97]

Следует согласиться с мнением В.О. Федоровича, что если организационно-экономический механизм управления (далее - ОЭМУ) соотносится с организационно-экономическим механизмом управления собственностью как системой интеграционного взаимодействия участников, то в обязательном порядке этот механизм включает сформированную участниками систему целей и ресурсных ограничений, а также систему показателей экономической оценки результативности, и имеет соответствующее информационное обеспечение. При этом, его можно рассматривать как системно структурированную совокупность норм правового, организационного и экономического характера, позволяющих элементам системы - ее организациям-участникам - рационально взаимодействовать как внутри системы, так и с внешней средой. [99]

Рассматривая организационно-экономический механизм как систему управления, следует понимать под этой категорией не только совокупность форм, методов, видов и функций управления (это то, что относится к понятию «*экономический механизм управления*»), но и аппарат управления. Сюда дополнительно включаются люди и организационный фактор, выполняющий функции управления.

Между тем, по этому поводу существует и другая точка зрения. Б.А. Райзберг определяет организационно-экономический механизм как «... совокупность организационных структур и конкретных форм и методов управления, а также правовых форм, с помощью которых реализуются в действующие в конкретных условиях экономические законы, процесс воспроизводства» [87]. Он провел изучение на основе горнодобывающей промышленности. По его мнению, система управления и механизм управления - это не одно и то же. Отличаются они тем, что механизм включает в свой состав методы, виды, формы и функции управления.

Система, помимо перечисленного, включает в свой состав еще и аппарат управления, выполняющий функции управления.

Но, поскольку система приводится в действие механизмом, выявить сущность ОЭМУ невозможно без рассмотрения всех общественных отношений, проявляющихся через этот механизм. Структура ОЭМУ представляет собой совокупность функциональной, целевой подсистем системы обеспечения ОЭМУ.

Можно сделать вывод, что структура организационно-экономического механизма управления должна включать перечень субъектов управления, функции управления, объекты управления, перечень и характеристику определяющих взаимосвязей, методы управления (с учетом соответствующей иерархии), цели и задачи управления. На основе такой структурированности можно построить как общую модель организационно-экономического механизма управления горнодобывающей промышленности, так и представить варианты ОЭМУ в зависимости от преобладания составляющих структуры. ОЭМУ управления отрасли промышленности, как считает автор - это совокупность экономических, административных, правовых, организационных методов воздействия на объект управления - горнодобывающую промышленность. Структуру ОЭМУ нужно отображать в виде функционально-целевой схемы взаимодействия подсистем системы обеспечения и экономических методов, комплекс которых направлен на обеспечение достижения целей управления.

Современная наука считает каждое предприятие системой деятельности, т.е. выделенным из общественно-экономической среды самоорганизующимся комплексом элементов (коллективы людей, материальных и финансовых средств), связанных между собой цепью причинно-следственных взаимоотношений и управляемых на основе получаемой и передаваемой информации, в целях получения конечного продукта. Функционирование системы сводится, к движению информации, энергии и материалов связанной с переработкой определенных ресурсов

(материалы, информация и т.д.) для получения желаемых выходов (готовые изделия, услуги, прибыль и т.д.). Решение задач управления предприятием учитывает и взаимоувязывает стратегию и общие цели, рациональность управления, используемые ресурсы и технологию, подходы менеджмента и др.

Рассмотрение понятий «*деятельность или функционирование*» показывает, что организация как каждая социально-экономическая система имеет две движущие силы - желание выжить (сохранить себя, иметь определенную стабильность, характеризуемую определенным консерватизмом) и стремление развиваться (самосовершенствоваться, что обычно связано с инновационным подходом). [36]

Характерно появление тенденции смены старой парадигмы «сначала сохранение, а затем развитие» на новую - «сохранение через развитие». [17]

Система состоит из двух составляющих. Первично-внешнее окружение, включающее вход и выход системы, связь с внешней средой, обратную связь (взгляд вовнутрь). Вторично-внутренняя структура-совокупность взаимосвязанных компонентов, обеспечивающих процесс воздействия субъекта управления на объект, переработку входа и выход, и достижение целей системы (взгляд изнутри). Регулирование системы обеспечивает такую ее деятельность, при которой выравнивается состояние выхода системы по заданной норме. Следовательно, главная задача сводится к установлению заданного состояния функционирования системы, предусмотренного планированием как упреждающим управлением. Сложность управления зависит, прежде всего, от количества изменений в системе и ее окружении. Изменения имеют определенные закономерности или носят случайный характер. Свойства социально-экономических систем можно объединить в следующие группы:

- свойства, характеризующие сущность и сложность системы;
- свойства, характеризующие связь системы с внешней средой;
- свойства, характеризующие методологию целеполагания системы;
- свойства, характеризующие параметры функционирования и развития системы.

Из указанных групп нас, прежде всего, интересует группа свойств, характеризующих параметры функционирования, показатели которых приведены ниже в таблице 1.1: [102].

Таблица 1.1. Свойства, характеризующие параметры функционирования и развития системы

Свойство системы	Характеристика, описание свойства системы
Непрерывность функционирования и развития системы	Система существует, пока функционирует (кроме технических). Все процессы в любой системе взаимообусловлены. Функционирование компонентов определяет характер функционирования системы как целого, и наоборот. Одновременно система должна быть способной к обучению и саморазвитию. Источниками развития (эволюции) социально-экономических систем являются: а) противоречия в различных сферах деятельности; б) конкуренция; в) многообразие форм и методов функционирования и др.
Альтернативность путей функционирования и развития системы	В зависимости от конкретных параметров ситуаций, возникающих при стратегическом планировании и оперативном управлении, может быть несколько альтернативных путей достижения конкретной цели. Отдельные, наиболее непредсказуемые фрагменты (например, программы, плана, сетевой модели и т.д.) в связи с высокой неопределенностью ситуации рекомендуется разрабатывать по нескольким альтернативным путем. Альтернативность путей функционирования и развития систем может носить как объективный, так и субъективный характер
Синергичность системы	Эффективность функционирования системы не равна сумме эффективности функционирования ее подсистем (компонентов). При отлаженном позитивном

	<p>взаимодействии подсистем (компонентов) достигается положительный эффект синергии - эффект взаимодействия, к получению которого должны стремиться менеджеры. Если сумма показателей эффективности подсистем больше эффективности системы, эффект синергии отрицательный</p>
Инерционность системы	<p>Это свойство систем характеризуется скоростью изменения выходных параметров системы в ответ на изменения входных</p>
	<p>Параметров и параметров ее функционирования, средним временем получения результата при внесении изменений в параметры функционирования</p>
Адаптивность системы	<p>Это свойство характеризует способность системы нормально (в соответствии с заданными параметрами) функционировать при изменении параметров внешней среды, приспособляемость системы к этим изменениям. Порог адаптации определяется максимальным уровнем (в процентах или в долях) изменения параметров внешней среды, при котором системы продолжает нормально функционировать</p>
Организованность системы	<p>Организованность характеризуется степенью приближения в заданных условиях показателей пропорциональности, параллельности, непрерывности, прямоочности, ритмичности и других параметров организации производственных и управленческих процессов к оптимальному уровню. Неорганизованные системы быстрее разрушаются</p>
Уровень стандартизации системы	<p>Внедрение новых информационных, финансовых, производственных, управленческих и других технологий, развитие глобальной конкуренции</p>

	<p>основывается на идеях и принципах стандартизации, которая обеспечивает совместимость и взаимозаменяемость данной системы с других технологий, развитие глобальной конкуренции основывается на идеях и принципах стандартизации, которая обеспечивает совместимость и взаимозаменяемость данной системы с другими системами.</p>
<p>Уровень стандартизации системы</p>	<p>Внедрение новых информационных, финансовых, производственных, управленческих и других технологий, развитие глобальной конкуренции основывается на идеях и принципах стандартизации, которая обеспечивает совместимость и взаимозаменяемость данной системы с других технологий, развитие глобальной конкуренции основывается на идеях и принципах стандартизации, которая обеспечивает совместимость и взаимозаменяемость данной системы с другими системами.</p>
<p>Инновационный характер развития системы</p>	<p>Инновационная деятельность организации, направленная на использование природных факторов, труда и капитала для разработки и внедрения результатов НИОКР, патентов и ноу-хау, является главным условием экономики, ресурсов, повышения конкурентоспособности товаров и жизненного уровня населения. Инновационный путь – единственный путь развития социально-экономических систем</p>

Огромное значение для обеспечения функционирования имеет деятельность управляющей системы.

В связи с этим организационное управление можно рассматривать в одном из трех значений [53,54]:

Как метод управления (основанный на процессе организации и свойстве организации);

- Как управление процессом организации (например, развитие процесса);
- Как управление организационной системой (например, компанией).

Структурируя виды деятельности по таким критериям, как ориентация на рынок или внутренние процессы, текущая коммерческая деятельность или развитие, можно выделить следующие основные типы:

1. Внешняя деятельность:

Основная, производственная или торговая бизнес-деятельность;

Вспомогательная деятельность, обслуживающая основную;

Деятельность, направленная на развитие рынков и продуктового портфеля.

2. Внутренняя деятельность:

Внутреннее развитие, совершенствование, оптимизация основных процессов, ресурсов, организации, менеджмента, маркетинговые исследования;

Стратегические преобразования компании и бизнеса.

Изучая понятие «развитие», определим его как необратимое, направленное, закономерное изменение материальных объектов [111]. Большой экономический словарь толкует это определение следующим образом: Развитие-это:

1. Процесс закономерного изменения, перехода из одного состояния в другое более совершенное; переход от старого качественного состояния к новому, от простого к сложному, от низшего к высшему;

2. степень сознательности, просвещенности, культурности.

В отечественной науке при разработке методов организационного развития понятия «организационное развитие», «эффективность», «выживание» используются без объяснения их содержания, как если бы это была давно решенная проблема. Одним из подходов к определению значения

термина «организационное развитие» является рассмотрение этого понятия как «естественного процесса качественных изменений в организации, производных от ее возраста или то, что в литературе называют "жизненным циклом организации"». [1]

Американцы Прахалад и Хамел еще в 1990г. обосновали новую для того времени концепцию «центральной (ключевой) компетенции организации», которая рассматривалась как опыт умелого соединения ресурсов и способностей компании для достижения реального результата. Центральная компетенция — это управленческий стратегический потенциал в виде опыта реализации какого-либо проекта или деятельности, приведший организацию к получению хорошего рыночного результата. Когда предприятие в отрасли выпускает хорошую продукцию, и она дает рыночный успех, то этот опыт умелого применения всех ресурсов в динамике является, по сути, компетенцией верхнего менеджмента, которая включает разработку стратегического плана или проекта, привлечение необходимых ресурсов, умелое объединение их и организации всей деятельности с высокой эффективностью. Таким образом, обладание «центральной компетенцией» уже само по себе дает компании способность (компетенции) к непосредственному развитию и к применению для развития всей компании. Слабая центральная компетенция не дает возможности разглашать способности организации. [85]

Можно привести ряд других примеров, показывающих давление определенных факторов для проведения развития и осуществления соответствующих изменений. В работе указывается ряд потенциальных событий или мотивов, структурированных по четырем направлениям, наступление или наличие которых могло бы повлечь за собой некоторые корпоративные изменения:

-воздействие внешней среды через: маркетинг организации (изменение реальной рыночной ситуации); внешний экономический форс-мажор (инфляция, экономический кризис); межкорпоративный конфликт. Решение собственников провести те или иные изменения на основе консолидированного видения ситуации.

-внутренний конфликт в компании: психологический (среди учредителей, руководства и коллектива и т. п.); конфликт интересов (между бизнесами одного холдинга, между внутренними поставщиками комплектующих и т. п.);

-столкновение различных систем ценностей (просчеты кадрового менеджмента, межнациональные традиции); предметное отставание руководства.

-системная инновационная работа (консолидация всех участников бизнеса на всех уровнях). [2]

Считается, что умение измениться, развиваться, совершенствоваться вовремя и нужным образом становится одним из определяющих факторов выживания и успеха компании. Сюда можно добавить также умение совершенствоваться постоянно. Появился даже особый термин — динамические способности. Способности у предприятий к развитию всегда эволюционируют. Они могут размываться или развиваться неадекватно рыночным условиям, что приводит к отставанию предприятия от рыночных условий. Это происходит тогда, когда менеджмент имеет недостаточную компетенцию и не может эффективно управлять стратегическим развитием компании. [13]

Различают следующие основные виды организационных способностей.

Абсорбционные способности, которые всегда присутствуют в компании в той или иной форме. Они бывают скрытыми, когда отдельные работники сами приобретают знания и умения, но их не включают в систему развития компетенции для достижения новой способности. Для развития организационных способностей наличия абсорбционных способностей, пусть даже па высоком уровне (как система), недостаточно, необходимы еще и другие.

Многофункциональные способности (стратегическое видение и планирование). Способности анализа рынка, опенки позиции конкурентов и проведения управленческого обследования ведут к разработке корпоративной стратегии. Поэтому такие способности называются многофункциональными.

Однако сама способность разработки стратегии не дает гарантии получения реального конкурентного преимущества, планы могут быть не реализованы.

Трансформационные способности, которые включают персонал с определенными компетенциями в общую деятельность. Если система новой деятельности продумана и имеет весь необходимый персонал, то последовательное включение этих работников с их новым «репертуаром» в систему бизнес-процессов преобразует компанию. И эти преобразования запускают процесс изготовления новой продукции и другие новые процессы, которые в совокупности создадут рост продаж, рост прибыли и увеличение доли рынка.

На развитие влияют следующие факторы:

Оборудование и производственные технологии Известны примеры того, как наши производственники в самых разных отраслях умудряются работать на оборудовании, которому, например, более 50 лет. Этот фактор должен вынуждать наши отрасли обращать внимание на новые технологии, закупки нового оборудования, чтобы выживать в конкурентной борьбе в современных рыночных условиях.

Степень автоматизации производства и внедрение высоких технологий.

В последние годы в соответствии с современными требованиями внедрение высоких и инновационных технологий в любой отрасли стало чуть ли не обязательным условием конкурентоспособности и экологичности производства и соблюдения принципов зеленой экономики. Предприятиям в отрасли необходимо развиваться, перенимать новые технологии автоматизации и информационные системы управления. Наиболее часто основной целью развития является получение прибыли, в тоже время основной идеей любых организационных изменений является обеспечение успешного долгосрочного развития компаний

К целям развития можно отнести расширение (экспансию) операций при развитии предприятия, увеличении позиции на рынке, увеличении производства, перемещении предприятия с одного места на другое.

Интересным примером цели может быть создание старт-ап-бизнеса, т. е. это цель процесса, инициирующего начало нового бизнеса, стартовый проект развития бизнеса.

Примеры ключевых целей типового промышленного предприятия приведены в таблице 1.2. [36]

Таблица 1.2 Примеры ключевых целей промышленного предприятия

Функциональная подсистема	Ключевая модель
Маркетинг	Выйти на первое место по продаже продукции (определенного вида) на рынке
Производство	Достичь наивысшей производительности труда при производстве всех (или определенных) видов продукции
НИР (инновации)	Завоевать лидерские позиции по вводу новых видов продукции (услуг), используя на исследования и разработки определенный процент доходов от объема реализации (продаж)
Финансы	Сохранять и поддерживать на необходимом уровне все виды финансовых ресурсов
Персонал	Обеспечить условия, необходимые для развития творческого потенциала работников и повышения уровня удовлетворенности и заинтересованности в работе
Менеджмент	Определить критические области управленческого воздействия и приоритетные задачи, обеспечивающие получение запланированных результатов

Конкретно поставленные цели дисциплинируют, повышается ответственность между производственными предприятиями- партнерами в

отрасли так как их достижение легко измерить. При этом, с одной стороны, работники имеют представление, каковы их достижения, с другой стороны, нереальные завышенные цели могут вызвать слишком сильное давление на работника.

Конкретизация целей развития может происходить на всех уровнях предприятия и типах его деятельности, например, по экономическим показателям — повышение прибыли на 5%, по рынку — увеличение показателя доли рынка на 3%, по сроку — выполнение инициативы развития к определенному году, и т. п.

Таким образом, можно сказать, что функционирование и развитие предприятия организации в зависимости от наличия имеющихся ресурсов основано на выделении ключевых для нее направлений, а затем разработки стратегии их рациональной реализации.

Развитие организации предполагает следующие основные варианты:

А) внутренний рост за счет собственных ресурсов;

Б) слияние, поглощение как средство увеличения ресурсов;

В) перераспределение внутренних ресурсов, сосредоточение их на приоритетных направлениях;

Г) прекращение неприоритетного направления, не обеспеченного ресурсами, посредством продажи акций и активов либо внутренней ликвидации, переориентации;

Д) обособление, передача вида деятельности, необеспеченного ресурсами, другому исполнителю на договорной основе, через продажу, выделение активов.

Любое развитие является изменением, изменением активов и ресурсов, позиции или рыночной силы. Соответственно, управление развитием неразрывно связано с управлением изменениями, где можно выделить две основные области организация и управление, переходом системы (компании как организации, ее бизнес-процессов, активов, инфраструктуры, так называемые организационные изменения) из одного состояния в другое и управление

персоналом, вовлеченного в эти изменения (изменения корпоративной культуры)».

Рассматривая развитие как эволюционное изменение, важно сохранить те позитивные моменты, которые были присущи первоначальному и конечному состоянию, сохранить опыт или базы знаний. «Революционное» изменение часто, наоборот, перечеркивает достижения и позитивы прошлого. Анализ подходов различных ученых к толкованию процессов развития предприятия позволяет, помимо видовой классификации, также выделить несколько аспектов, касающихся содержательной стороны данного процесса, а именно направлений происходящих изменений. С этой точки зрения в научных трудах наиболее часто рассматриваются такие понятия, как техническое, организационное, гибкое, инновационное, устойчивое, экономическое развитие.

Термин *«техническое развитие»* (как синонимы – *«технологическое»*, *«технико-технологическое»*, *«научно-техническое»*) достаточно широко использовался еще в советской экономической литературе и практике. Так, составной частью пятилетнего и годового планов любого предприятия и отрасли, как правило, являлся план технического развития и организации производства, который был направлен на обеспечение «внедрения достижений науки и техники, передового производственного опыта, всемерную интенсификацию производства». В настоящее время данный термин по-прежнему распространен в учебниках по экономике предприятия, а также выступает предметом научных исследований. Что касается его содержания, то общепризнанным является мнение, согласно которому техническое развитие представляет собой процесс постоянного и необратимого совершенствования параметров, любых составляющих техники: машин, оборудования и других компонентов средств производства, технологических процессов, способов и методов организации производства. Целями технического развития отрасли являются:

– сокращение длительности производственного цикла и снижение материальных затрат за счет уменьшения конструктивно-технологической сложности выпускаемой продукции;

– снижение материалоемкости продукции за счет использования новых материалов;

– снижение затрат на оплату труда, содержание и ремонт оборудования за счет комплексной механизации и автоматизации технологических процессов, применения робототехники, гибких автоматизированных систем;

– снижение технологической трудоемкости и затрат ручного труда за счет повышения технического уровня и качества технологической оснастки, инструментов, приспособлений;

– снижение общепроизводственных и управленческих расходов за счет комплексной автоматизации процессов управления производством с использованием компьютерной техники. Техническое развитие может осуществляться в форме модернизации, технического перевооружения, реконструкции, расширения и нового строительства.

Содержание и взаимосвязь указанных форм, как отмечают некоторые авторы, является предметом научных дискуссий. Однако в целом сущность технического развития предприятия не вызывает разночтений. В то же время не существует единого подхода к трактовке понятия *«организационное развитие»*. Первоначально содержательная сторона данного термина являлась предметом исследования зарубежных ученых (например, И. Адизес, У. Бекхард, Л. Грейнер, Г. Минцберг, Т. Норберт, Дж. Стоунхаус, Э. Фрезе и соавторы, В. Френч и С. Белл и др.). Начиная с 90-х гг. прошлого века на постсоветском пространстве также большое внимание уделяется организационному развитию (В. С. Ефремов, Э. М. Коротков, С. Э. Пивоваров, И. А. Максимцев и Л. С. Тарасевич, А. И. Пригожин, Е. П. Резник и др.). Все обилие мнений можно свести к следующим аспектам.

Организационное развитие приравнивается к организационным изменениям – это объективные изменения организации, происходящие в процессе ее функционирования с течением времени, т. е. на протяжении жизненного цикла.

Исходя из понимания организации как совокупности структурных элементов и взаимосвязей между ними, организационное развитие трактуется как совершенствование этих элементов и связей. Наиболее часто упоминаются следующие его формы: – реорганизация – «перестройка» организации как субъекта внешней среды. Как правило, выражается в слиянии, присоединении, разделении, выделении или преобразовании ее отдельных структурных элементов; – реструктуризация – изменение организационной структуры предприятия, системы управления бизнес-процессами. В основном связана с внутренними изменениями, в отличие от реорганизации, имеющей также внешнее проявление; – реинжиниринг – кардинальное перепроектирование бизнес-процессов, радикальное изменение сфер и методов осуществления хозяйственной деятельности.

Организационное развитие рассматривается как развитие организации в целом, единого «*организма*», субъекта общества – это управляемые изменения, имеющие целью выживание организации и ее процветание. В данном случае речь идет об изменении организационных ценностей и культуры, развитии персонала для повышения эффективности организации в решении проблем и достижении целей. При таком подходе к организационному развитию особо подчеркивается планомерность происходящих изменений (в отличие от концепции жизненного цикла организации, где изменения являются ответной реакцией на воздействие окружающей среды).

Кроме того, в последнее время получает распространение концепция саморазвития и саморазвивающихся (самообучающихся) организаций. В данном случае речь идет о способности организации адаптироваться к условиям быстроменяющейся внешней среды на основе обучения и

разумного управления своим знанием. Как утверждает Дж. Стоунхаус, «только те организации, которые обучаются наиболее быстро, способны выжить и переиграть своих конкурентов». В таких организациях особое внимание уделяется повышению личной эффективности работников, развитию у них системного и критического мышления, формированию креативных навыков. Поощряется применение нестандартных методов решения бизнес-задач, а также распространение опыта и знаний внутри организации. Очевидно, что такой подход во многом созвучен третьему аспекту организационного развития.

Развитие компаний во всех смыслах всегда связано с развитием по их жизненному циклу. Моделей, описывающих динамику развития разных организаций, довольно много. Очень подробно обзор ряда моделей представлен в работе Александров А.В., Александрова С.А. [2]

Рассмотрим модели с указанием их основных характеристик.

1. Одна из самых ранних моделей — модель Доусона, рассматривающая развитие правительственных организаций от установления обоснованности их существования к инновациям и расширению, а впоследствии к формализации и контролю. Им было предложено три основных стадии роста и развития:

- первая стадия («*борьба за автономию*») возникает до формального рождения или сразу же после него и характеризуется стремлением обрести законность и необходимые ресурсы от окружающей среды для достижения «порога выживания».

- вторая стадия («*стремительного роста*») включает быстрое расширение, где подчеркивается инновационность и креативность.

- третья стадия («*замедления*») характеризуется уточнением и формализацией правил и процедур. [23]

2. Одна из первых моделей жизненных циклов частных компаний — модель Липпитта и Шмидта, описывает шесть основных задач управления, которые изменяются при переходе компании из одной стадии в другую. Авторы предложили следующие три стадии развития компаний.

- рождение, в процессе которого создаются системы управления и достигается жизнеспособность.

- юность, для которой характерно развитие репутации и устойчивости.

- зрелость, на протяжении которой, деятельность корпорации направлена на достижение уникальности и способности к приспособлению в изменяющихся областях деятельности.

3. Модель Торберта основана на индивидуальных менталитетах работников и тесно связывает организационное развитие с развитием чувства общности персонала. Развитие организации осуществляется параллельно процессу, проходящему от индивидуальности и разрозненности групп к чувству принадлежности к коллективу. Сами механизмы развития авторами при этом не уточняются.

4. Модель Линдена утверждает, что на различных стадиях своего развития компании имеют проблемы, мешающие ее нормальному функционированию: проблема адаптации к окружающей среде, захват определенного сегмента рынка, приобретение ресурсов, достижение поставленных целей, поддержка манер и привычек поведения.

5 По мнению Каца и Кана, сама организационная структура является отражением изменений, происходящих в компании в зависимости от стадии ее развития. Исходя из этого, рассматриваются три основных стадии развития организации: стадия простых систем; устойчивая стадия организации; стадия разработки структур.

6. Куинн и Камерон предложили свой вариант, обобщающий ранее созданные модели. Выделяя четыре стадии развития, основной акцент они делают на эффективности деятельности организации и определении ее четких критериев на различных стадиях.

7. При создании своей очень известной модели Л. Грейнер опирался на теорию европейских психологов о том, что поведение определяется предыдущими событиями, а не будущими. Перенося эту аналогию на развитие компании, он предположил, что будущее организации определено

организационной историей в значительно большей степени, чем внешними силами. Взяв за основу эту теорию, Л.Грейнер рассмотрел ряд стадий, через которые должны пройти развивающиеся компании, которые показаны на рисунке 1. Жизнь компании по этой модели состоит в ее продвижении через стадии, где каждый эволюционный период создает его собственную революцию. Путь организации из одной стадии своего развития к следующей, лежит через преодоление соответствующего кризиса данного переходного периода.



Рис. 1.1. Этапы жизненного цикла организации по Л.Грейнеру

8. Модель развития организации, предложенная Кимберли, предполагает, что первая возможность идентифицировать стадию в развитии организации существует еще до того, как организация сформировалась. Согласно этой модели:

- первая стадия включает упорядочение ресурсов и формирование идеологии;
- вторая стадия выбор «первоначальной движущей силы», наем сотрудников, получение поддержки от стратегических клиентов, дискретные решения;
- третья стадия формирование организационной идентичности, чувства общности и сопричастности, высокая личная вовлеченность и обязательность, следование организационной миссии;

- четвертая стадия - формализованная структура, установлены правила и политика, внутрифирменная конкуренция, стабильные отношения с внешней средой. [105]

9. В еще одной известной модели И. Адизеса приводится аналогия эволюции организации с развитием живых организмов. Процесс организационного развития представляется как естественный, запрограммированный и заранее предусматривающий неизбежное и поэтапное прохождение организацией в ходе развития ряда обязательных фаз (стадий) показан на рисунке 1.2. [1] Принципиально эта модель отличается от других еще и потому, что она уделяет внимание не только росту, но и регрессии, организационному упадку и смерти. Приведенные примеры моделей помогут лучше понять природу и текущее состояние развивающихся компаний, их особенности, влияние на способы и варианты развития, серьезность сопротивления.

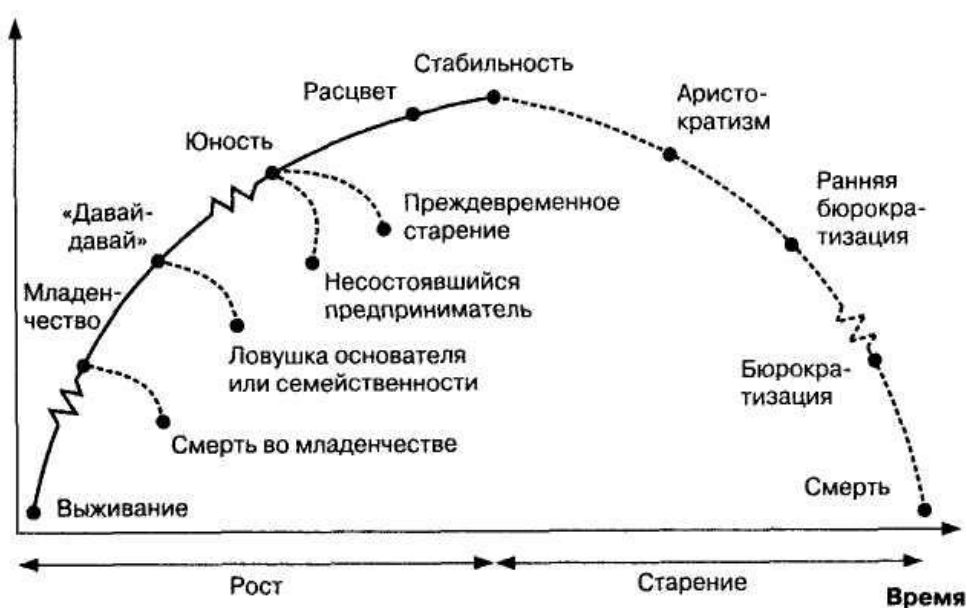


Рис. 1.2. Модель жизненного цикла организации по И. Адизесу [1]

Таким образом, рассмотрение моделей организационно - экономической системы позволяет понять сущность их развития, повысить качество и эффективность управляемых объектов, рассмотреть в единстве технические, экономические, социальные, психологические и управленческие аспекты. Регулирование организационной системы с учетом всех факторов внешней и

внутренней среды обеспечивает заданное состояние функционирования системы.

1.2. Методы и принципы функционирования нефтедобывающей отрасли

Для успешного функционирования любой отрасли необходимо знание и использование методов и принципов экономических систем, позволяющих повысить организованность, качество и эффективность управляемых объектов.

Характерными чертами функционирования и развития современных социально-экономических систем являются:

- комплексность проблем и необходимость их изучения в единстве технических, экономических, социальных, управленческих и других аспектов;

- усложнение решаемых проблем и объектов;

- рост числа связи между объектами;

- динамичность изменяющихся ситуаций;

- дефицитность ресурсов;

- повышение уровня стандартизации, автоматизации, технологичности производственных и управленческих процессов;

- глобализация конкуренции и кооперация.

Все перечисленные характеристики вызывают неизбежность применения различных современных методических подходов, которые обеспечивают качество функционирования управляемых объектов.

Системный подход – это подход к исследованию объектов как к системам. При системном подходе проводится системный анализ, изучается структура, вход и выход системы, внешняя среда системы, организация управления и отношения в системе. Это метод выживания на рынке. Однако в экономике применяется редко.

Комплексный подход – при применении комплексного подхода должны учитываться технологические, экологические, экономические, организационные, социальные и другие аспекты управления. Если упустить один из обязательных аспектов управления, то проблема не будет решена. К сожалению, не всегда на практике соблюдаются данные требования.

Воспроизводственно –эволюционный подход- этот подход ориентирован на постоянное возобновление производства для удовлетворения потребностей конкретного рынка и потребителей совокупными затратами на единицу полезного эффекта. Каждый образец продукции должен быть лучше заменяемого.

Инновационный подход – заключается во внедрении новшеств во всех сферах деятельности всей отрасли.

Новшество- оформленный результат фундаментальных, прикладных исследований, разработок или экспериментальных работ по повышению конкурентоспособности. Новшество может быть в виде изобретений, патентов, товарных знаков, ноу-хау, технология, усовершенствованный производственный процесс. *Инновация* – конечный результат внедрения новшества.

Функциональный подход- заключается в том, что потребность рассматривается как совокупность функций, которые нужно выполнить для ее удовлетворения. Этот подход должен выполняться в совокупности с другими методами такими как системный, воспроизводственно-эволюционный, маркетинговым. Ведущие компании мира применяя функциональный подход создают совершенно новые оригинальные изделия, удовлетворяя новые потребности.

Стандартизационный подход- идея стандартизационного подхода к управлению объектами реализуется, путем выбора оптимального соотношения стандартными и индивидуальными решениями при формировании объектов и путем разработки и внедрения системы стандартов соответствующей категории.

Можно выпускать продукцию на соответствие национальным или международным, или региональным стандартам. Или внедрять на производстве систему обеспечения качества на требования международных стандартов.

Интеграционный подход – заключается в усилении сотрудничества между отдельными подразделениями, и уровнями по вертикали, например, страна регион, отраслевые связи, мирохозяйственные связи. Интеграция дает дополнительные возможности по улучшению взаимодействия элементов управления и повышению конкурентоспособности продукции и объектов в результате расширения сотрудничества. [103]

Кластерный подход- теория интеграционного и инновационного подходов реализуется в формировании социально-экономических и промышленных кластеров. Кластер-это группа компаний, объединенных географически на основе целей создания продукта, функционирования и развития. Объединяются традиционно вокруг ядра кластера. Целью кластера является повышение конкурентоспособности путем повышения синергетических резервов. Александрова Л.А. исследовала историю, теорию и практику формирования промышленных кластеров. Ее выводы включают 4 основных аспекта содержания категории кластера:

- конкуренция и кооперация;
- территориальная локализация;
- вертикальная интеграция;
- горизонтальная интеграция. [3]

В управлении функционированием любой отрасли применяют базовые экономические методы: методы анализа, планирования, прогнозирования и экономического обоснования.

Используют следующие *методы анализа*: метод сравнения, индексный, балансовый, цепных подстановок, элиминирования и др.

Метод сравнения позволяет оценить работу отрасли или другого объекта, определить отклонения от плановых показателей, установить их

причины и выявит резервы. К основным видам сравнения, применяемым при анализе, относятся:

- отчетные показатели с плановыми показателями;
- плановые показатели с показателями предшествующего периода;
- отчетные показатели с показателями предшествующего периода;
- показатели работы за каждый день;
- сравнения со среднеотраслевыми данными;
- показатели качества продукции.

Метод сравнения требует обеспечения сопоставимости сравниваемых показателей (единство оценки, сравнимость календарных сроков, устранения влияния различий в объеме и ассортименте, качестве, территориальных различий и географических условий).

Индексный метод применяется при изучении сложных явлений, отдельные элементы, которых неизмеримы. Как относительные показатели индексы необходимы для оценки выполнения плановых заданий, для определения динамики явлений и процессов. Индексный метод позволяет провести разложение по факторам относительных и абсолютных отклонений обобщающего показателя, в последнем случае число факторов должно быть равно двум, а анализируемый показатель должен быть представлен как их произведение.

Балансовый метод- предполагает сопоставление взаимосвязанных показателей хозяйственной деятельности, с целью выяснения и измерения их взаимного влияния, а также подсчета резервов повышения эффективности производства. При применении балансового метода анализа связь между отдельными показателями выражается в форме равенства итогов, полученных в результате различных сопоставлений.

Метод цепных подстановок заключается в получении ряда скорректированных значений обобщающего показателя путем последовательной замены базисных значений факторов фактическими. Сравнение значений двух стоящих рядом показателей в цепи подстановок

позволяет исчислить влияние на обобщающий показатель того фактора, базисное значение которого заменяется на фактическое. [37]

Метод элиминирования позволяет выделить действие одного фактора на обобщающие показатели производственно-хозяйственной деятельности при исключении действия других факторов.

Графический метод является средством иллюстрации хозяйственных процессов и исчисления ряда показателей и оформления результатов анализа.

Функционально-стоимостной анализ (ФСА) – это метод системного исследования, применяемого по назначению (изделия, процесса, структуры) с целью повышения его полезного эффекта на единицу совокупных затрат за жизненный цикл объекта. Особенность проведения ФСА заключается в становлении целесообразности набора функций, которые должен выполнять проектируемый объект в конкретных условиях, либо необходимости функций существующего объекта.

Экономико-математические методы применяются для анализа и выбора наилучших, оптимальных вариантов, определяющих хозяйственные решения в сложившихся или планируемых экономических условиях.

Методы прогнозирования. Практическое применение того или иного метода прогнозирования определяется такими факторами как объект прогноза, его точность, наличие исходной информации и т.д. Используют следующие методы прогнозирования такие как нормативный, экспериментальный, параметрический метод экстраполяции, индексный, экспертный, функциональный, оценка технических стратегий и др.

Основными источниками исходной информации для прогнозирования являются:

- статистическая, финансово-бухгалтерская и оперативная отчетность предприятий и организаций;

- научно- техническая документация по результатам выполнения НИОКР;

- патентно-лицензионная документация.

От полноты и достоверности информации зависит научная обоснованность применяемых методов прогнозирования. Информацию прогнозной ситуации, образуют данные, характеризующие цели прогноза и условия, в которых будет протекать развитие прогнозируемого объекта. Состав этой информации и ее объем будет зависеть от принятых методов прогнозирования, от степени дифференциации и от требуемой точности прогнозных расчетов.

Метод экономического обоснования. Для внедрения новых технологий, нового оборудования проведения мероприятий по повышению конкурентоспособности продукции обязательно используют метод экономического обоснования ожидаемого будущего эффекта. Проводятся мероприятия по совершенствованию технологий, организации производства, оперативного управления повышению уровня внедрения новых передовых технологий. Эффект, получаемый потребителем за счет применения конкурентоспособной продукции и соответственно полного удовлетворения ожидания потребностей получателей продукции, в условиях конкуренции автоматически распределяется между изготовителем и потребителем товара через его цену на рынке. Экономический эффект разработки и реализации мероприятий по совершенствованию технологий, организации производства, системы оперативного управления определяется по следующей формуле:

$$Эт = \sum \sum (Ц_{it} - C_{it} - N_{it})N_{it} - \sum Z_{пр};$$

Где $Эт$ – ожидаемый экономический эффект разработки и внедрения мероприятий по повышению качества процессов в системе за срок применения мероприятий (T); i – число наименований продукции; $Ц_{it}$ – прогноз цены i -того товара в году t ; C_{it} – прогноз себестоимости единицы i -того товара в году t ; N_{it} – прогноз налогов и платежей по единице i -того товара в году; N_{it} – прогноз объема выпуска i -того товара в году t ; $Z_{пр}$ – единовременные затраты (инвестиции) на повышение качества процесса.

Метод планирования. К основным методам планирования относятся балансовый метод, факторный анализ статистические методы. Экономико-математические методы оптимизации.

Балансовый метод предполагает сопоставление взаимосвязанных показателей хозяйственной деятельности с целью выяснения и измерения их взаимного влияния, а также подсчета резервов повышения эффективности производства. При применении балансового метода анализа связь между отдельными показателями выражается в форме равенства итогов (баланса), полученных в результате различных сопоставлений. Балансы составляются в различной форме. Балансовые методы менеджмента являются наиболее распространенными. При решении всех задач, по любой функции управления, любого объекта обязательно считают приход и расход, прибыль и затраты, поступление и распределение. Балансовый метод используют для анализа эффективности деятельности, ресурсов, продукции, для расчета норм и нормативов, для расчета потребности в ресурсах, для контроля движения ресурсов, для регулирования и перераспределения ресурсов.

Факторный анализ в планировании рекомендуется для обоснования объекта анализа, сбор и уточнение исходных данных составление матрицы исходных данных. Ранжирование плановых показателей, экономическое обоснование плановых заданий. При планировании важно применять структурный подход к обоснованию распределения ресурсов.

При планировании используют различные подходы, например, маркетинговый подход реализуют, если при распределении ресурсов приоритет будет отдан повышению качества объекта планирования. Функциональный подход используют при планировании если разработчик плана будет располагать результатами функционально-стоимостного анализа объекта и его компонентов.

Применение комплексного подхода выражается в учете при планировании технических, экономических, экологических,

организационных, социальных и других аспектов разработки и реализации планов.

Интеграционный подход может повысить качество планов, если будут учтены, затраты и результаты по всем стадиям жизненного цикла планируемого объекта, а также интеграционные связи по горизонтали и вертикали.

Процессный подход рассматривает функции менеджмента как взаимосвязанные. Стадии планирования предшествует стадия стратегического маркетинга, целью которого является разработка стратегии организации на основе исследования рынка. Применяя при планировании оптимизационный подход, разработчик плана должен опираться на инженерные расчеты, математические и статистические методы, экспертные оценки, систему баллов и другое. В целом качество плана будет определяться числом и степенью соблюдения принципов планирования современных методов учета внешних и внутренних факторов применения научных подходов и принципов планирования.

Таким образом, при определении приоритетов развития отрасли необходимо использовать современные научные методы, подходы и принципы, которые учитывают все внешние и внутренние параметры среды отрасли, ее конкурентоспособность, организацию производства, человеческие ресурсы, наличие современных технологий, разработанность стратегических государственных программ и стратегических планов, развитие нормативно-законодательной базы, план действий и мероприятий по развитию отрасли.

1.2. Мировые тенденции и зарубежный опыт развития нефтедобывающих отраслей.

Топливо-энергетический комплекс имеет важное значение для экономики Казахстана. Республика относится к группе государств, обладающих стратегическими запасами углеводородов и постепенно

увеличивающих свое влияние на формирование рынка энергоресурсов ЕАЭС и мирового рынка нефти.

За годы независимости Казахстана нефтегазовая отрасль выросла, окрепла и заняла лидирующее положение в экономике. По объему товарного производства нефтегазовый комплекс в республике является одним из приоритетных среди других отраслей.

Казахстан, обладая значительными запасами углеводородного сырья (около 3% мировых запасов), входит в число 15 ведущих стран мира, добывающих данное сырье наряду со странами Ближнего Востока, Россией, Венесуэлой, Китаем, Норвегией, Канадой, Великобританией, Индонезией и других стран.

Для достижения поставленных в работе целей и выработки практических рекомендаций по дальнейшему развитию нефтедобывающей отрасли Казахстана необходимо рассмотреть мировую практику и зарубежный опыт деятельности крупных компаний нефтедобывающих отраслей промышленно развитых стран. Систематизация используемых передовых технологий, обобщение зарубежного опыта и мировые тенденции в развитии нефтедобывающих отраслей позволят применить их на практике в нефтедобывающей отрасли Казахстана.

После падения экономических показателей ведущих мировых компаний в 2020 году с возвращением цен на нефть и объема операций к докризисному уровню в 2021 году, все их основные показатели выросли. Для скорейшего восстановления, компаниями были предприняты значительные меры по сокращению расходов: снижены расходы на геологоразведку, продан ряд низкомаржинальных, либо убыточных в условиях низких цен на нефть активов, либо активов, прибыль от которых планировалось получить в долгосрочной перспективе, многие компании сократили число работников. Инвестиции в новые проекты резко сократились, причем выбирались либо наиболее удобно расположенные в логистическом плане активы, либо наиболее маржинальные. С уверенностью можно сказать, что предпринятые

отраслю меры послужили мощным побудительным стимулом для проведения оценки экономической целесообразности как отдельных проектов, так и целых регионов деятельности. Это такие компании, как: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Shell, BP, TotalEnergies, Equinor, Eni, PetroChina, Sinopec, Saudi Aramco, ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром». Указанные компании, рассматриваемые на 31.12.2021 владели 25,3 % мировых запасов газа, 22,3 % запасов нефти и в рассматриваемом периоде обеспечили 37,8 % общемировой добычи газа и 47,4 % добычи жидких углеводородов.

В совокупности данные компании владеют значительной долей запасов углеводородного сырья и являются лидерами в его добыче. Необходимо учитывать, что некоторые компании, особенно китайские PetroChina и Sinopec Corp., а также российские компании в 2021 году не раскрывают в отчетности подробную информацию о регионах, где ведется деятельность по добыче УВС. [55]

Несмотря на рост основных экономических показателей у большинства крупных игроков нефтегазового сектора, говорить о полном восстановлении отрасли преждевременно. Многие компании сконцентрировали свои усилия на проектах с наименьшим сроком реализации, сдвинув остальные проекты «вправо» (в качестве примера можно привести Equinor которая сдвинула срок ввода в разработку проекта Njord future с 2021 на 2022 г.). Ряд добычных проектов, приостановленных в 2020 г., до сих пор не возобновлены. Многие компании приняли решения по изменению приоритетных регионов деятельности, например, Shell продала свои активы по добыче сланцевой нефти бассейна Permian в США ConocoPhillips и серьезно пересмотрела свои активы в Египте, продав доли в большинстве сухопутных участков и приобретя доли в шельфовых проектах.

Основные показатели прибыли по направлению «Разведка и Добыча» компании показано на табл.1.3. Наибольший прирост в абсолютных цифрах получила Saudi Aramco, чья прибыль выросла на 89,8 млрд долл. США (на

81,5% от уровня 2020 года). Наибольший прирост в процентном соотношении показали Equinor (после убытка примерно в 4 млрд долл США по результатам 2020 года, в 2021 году компания получила прибыль около 32 млрд долл США, прирост – более 900%), ConocoPhillips (прирост 751%) и Chevron (прирост 750%).

Таблица 1.3. Прибыль по направлению «Разведка и Добыча» [55]

Компания	2021 г., млрд долл. США	2020 г., млрд долл. США	Годовой прирост	
			%	млрд долл. США
ExxonMobil	15,78	-20,03	178,76 %	35,81
Chevron	15,82	-2,43	750,14 %	18,25
ConocoPhillips	8,13	-1,25	751,28 %	9,38
Shell	9,69	-10,79	189,88 %	20,48
BP	13,83	-16,40	184,34 %	30,24
TotalEnergies	10,44	2,36	341,77 %	8,08
Equinor	31,95	-3,98	902,69 %	35,93
Eni	6,99	-1,91	465,50 %	8,91
PetroChina	10,74	3,53	204,20 %	7,21
Sinopec	0,10	-3,15	103,06 %	3,24
Saudi Aramco	200,03	110,19	81,53 %	89,84
ПАО «НК «Роснефть»	16,00	5,50	191,21 %	10,51
ПАО «ЛУКОЙЛ»	7,70	1,69	355,03 %	6,01
ПАО «НОВАТЭК»	5,22	2,08	151,52 %	3,14
ПАО «Газпром»	7,38	4,24	74,04 %	3,14
Всего по компаниям	359,80	69,65	416,57 %	290,15

Рассмотрение нефтедобычи при привязки к регионам показывает, что в Южной Америке, Гайана (проект Stabroek), Суринам, Бразилия (бассейн Campos) и Тринидад и Тобаго продолжают оставаться странами, на шельфе которых ведутся наиболее интенсивные работы по поиску новых и вводу в разработку уже открытых месторождений. Деятельность на сухопутной части континента ориентирована больше на доразведку уже открытых месторождений и поиску решений по разработке месторождений с ТРИЗ (в частности, формация Vaca Muerte). Освоение сланцевых коллекторов осложнено экологическими ограничениями на применение ГРП, что привело к приостановке работ компании ConocoPhillips в Колумбии.

Наиболее крупным из реализуемых проектов является проект Stabroek, оператором которого является ExxonMobil. На шельфовом участке площадью свыше 26,8 тыс. кв. км ведется добыча на двух проектах (Liza Destiny и Liza Unity, уровень добычи 17 млн т/год), до конца 2025 г. будут введены в разработку месторождения Payara и Yellowtail, которые позволят довести общую добычу до 40 млн т/год. На участке продолжаются активные геологоразведочные работы, только в 2022 г. были успешно испытаны 7 скважин, количество открытых на участке месторождений доведено до 28. Суммарные запасы по оценкам декабря 2021 г. превышали 1,3 млрд т н.э., а с учетом открытий лета 2022 г., они приблизились 1,5 млрд т н.э.

Скорее всего, общие запасы блока будут продолжать увеличиваться в ближайшие годы, кроме того, стоит ожидать активизации геологоразведочных работ на близлежащих участках. Исследование Rystad Energy показывает, что 6-этапная разработка морских нефтяных месторождений Гайаны приведет к постепенному увеличению добычи, достигнув 60 млн т/год к 2028-2029 гг. с последующим увеличением до 70 млн т/год, что сделает Гайану вторым по величине производителем нефти в регионе после Бразилии.

В Бразилии высокоперспективным регионом является бассейн Santos, где реализуется несколько проектов: консорциум в составе Equinor (40%, оператор проекта), ExxonMobil (40%) и Petrogal Brasil (20%) продолжает подготовку к разработке месторождения Bacalhau в подсолевых отложениях, ряд проектов (блок Libra, месторождение Lara и блок Iara) реализует TotalEnergies. Кроме того, CNPE – Национальный совет по энергетической политике Бразилии – в 2021 году утвердил список из 92 шельфовых участков общей площадью более 54 тыс. кв. км в морских осадочных бассейнах Potiguar, Campos, Santos и Pelotas, предложенных для продажи в рамках отложенного из-за пандемии 17-го раунда торгов. Однако, результаты торгов, прошедших в октябре 2021 г., оказались разочаровывающими: было продано только 5 участков, при суммарной стартовой стоимости участков в 101 млн

долл. США, сумма продажи составила 6,7 млн долл. США. В Венесуэле деятельность зарубежных компаний осложнена многочисленными санкциями, наложенными на страну, многие проекты приостановлены до смягчения условий деятельности.

Несмотря на то, что страны Африканского континента продолжают оставаться перспективными в нефтегазовом отношении, многие крупные нефтегазовые компании значительно сократили свое присутствие в этом регионе. Достаточно стабильными регионами работ являются Северная Африка (Египет, Алжир, Тунис и их шельф, в 2021-2022 гг. наблюдается восстановление нефтедобычи в Ливии, однако до достижения показателей довоенного 2010 г. еще далеко), западное побережье (в районе Гвинейского залива, дельты реки Нигер и ниже, включая воды Анголы) и шельф Мозамбика где реализуется крупный проект по строительству крупнейшего в мире плавучего СПГ-завода Rovuma.

Большинство крупных недропользователей сворачивает деятельность на сухопутных участках, поскольку постоянный саботаж со стороны незаконных формирований и акты терроризма делают добычу на сухопутных участках высокорискованной. К числу наиболее сложных регионов относится Нигерия, где в 2021 г. на объекте Shell в результате террористической атаки погибло 7 человек. В 2021 г. ExxonMobil прекратило деятельность в Мавритании, Гане, планируется выход из проекта в Чаде и шельфовых проектов в Нигерии. Shell вышел из большинства проектов в континентальном Египте, продолжает работы на шельфе Нигерии и планирует выйти из проектов в Тунисе. Многие компании в 2020-2022 гг. пересмотрели портфель своих проектов в регионе отказавшись от проектов с большими сроками реализации и требующих значительных затрат.

Причина такой осторожности крупных нефтегазовых компаний в том, что разведка газа и нефти, в особенности на шельфе, требует значительных инвестиций, показатели успешности разведки – низкие, высок риск террористических атак и прочих форс-мажорных ситуаций.

Еще одной причиной отказа ряда крупных компаний от реализации проектов на Африканском континенте в том, что Великобритания и другие страны «Большой семерки» (G7) планируют в будущем прекратить международную государственную поддержку новых проектов по ископаемым ресурсам, стимулируя тем самым переход на возобновляемые источники энергии. Такой энергетический переход не окажет существенного влияния на добычу углеводородов «традиционных» добывающих странах, где уже существует вся необходимая инфраструктура.

Основным трендом европейской энергетики является постепенное наращивание в энергетическом балансе доли возобновляемых источников энергии и переход на «зеленую энергетику». Разработка месторождений и проведение геологоразведочных работ все больше смещаются в шельфовые районы, преимущественно Норвежское, Северное и Баренцево моря. Добыча на месторождении Гренинген в Голландии окончательно прекращена из-за многочисленных землетрясений. Перспективным для ввода в разработку и проведения дальнейших геологоразведочных работ районом является шельф Средиземного моря, где открыты крупные месторождения Афродита, Тамар, Левиафан и др.

В технологическом плане в 2021 году, как и годом ранее, значительных технологических прорывов не произошло: компании нефтегазовой отрасли продолжили внедрение цифровых технологий, включая построение цифровых двойников месторождений и оборудования, все большее внимание компании обращают на технологии и оборудование для освоения морских, в том числе глубоководных месторождений, включая подводные добычные комплексы. Всеобщим трендом можно считать все большее внимание к возобновляемым источникам энергии, практически все крупные компании нефтегазовой отрасли, в той или иной мере внедряют такие технологии. Ряд компаний выделили работу в области возобновляемых источников энергии в отдельные научные подразделения, некоторые компании (в частности – Equinor) создали для этого вида работ отдельные операционные сегменты.

Постепенное снижение доли относительно легкоизвлекаемых и неглубокозалегающих запасов углеводородов приводит к тому, что для добычи углеводородов компании вынуждены применять все более сложное оборудование и технические решения: с каждым годом растет объем выполняемых работ по стимулированию нефте- и газоотдачи, включая технологию ГРП, все больше усложняется конструкция скважин (все больше скважин бурится со значительным отходом от вертикали, растет количество многозабойных скважин и скважин, построенных по технологии «Fishbone»). Растет внимание компаний к реализации СПГ-проектов, которые в настоящий момент являются высокодоходным видом бизнеса. Ряд компаний выделили реализацию комплексных СПГ-проектов из сегмента Upstream в отдельный операционный сегмент. [33]

Активно внедрялись технологии и практики, связанные с минимизацией ущерба, наносимого окружающей среде: снижение объемов сжигания попутного нефтяного газа, повторное использование воды при проведении ГРП. Растет доля научных бюджетов компаний, выделяемых на технологии по улавливанию и хранению углерода.

Сейчас нефтегазовая отрасль находится на пороге больших перемен: постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

Мировое сообщество стремится перейти к зеленым энергетическим технологиям, в результате в последнее время в энергетической сфере произошли значительные изменения. Низкоуглеродные альтернативы, такие как ветер и солнечная энергия, достигли ценовых уровней, при которых они экономически конкурентноспособны на рынке, и финансовые институты по

всему миру начали массово принимать решения прекратить кредитование проектов и компаний, связанных с промышленностью ископаемого топлива.

В 2021 году изменилась тенденция в расходах на инновации в энергетике между правительствами и корпорациями. Стала заметной тенденция к увеличению государственных расходов на НИОКР в области низкоуглеродной энергетики, в то время как эти расходы в энергетике частного сектора снизились, поскольку пандемия привела к сокращению корпоративных бюджетов. Неопределенность рынка и снижение выручки от продаж сократили средства, доступные предпринимателям, стремящимся расширить масштабы новых технологий.

В начале 2022 года отмечены положительные сигналы для инвестиций в инновации в низкоуглеродную энергетику как из государственных, так и из частных источников. Китай, Япония и США предложили увеличенный уровень финансирования на проекты, связанные с достижением нулевых выбросов. Китай отводит центральную роль энергетическим инновациям: бюджет крупных национальных проектов в области науки и технологий Китая превысит текущий уровень около \$3 млрд в год и включит большее количество энергетических проектов.

Японский фонд зеленых инноваций в период с 2021 по 2031 годы выделит около \$19 млрд на демонстрацию низкоуглеродных энергетических технологий, дополненных налоговыми льготами в размере \$15 млрд за участие частных лиц в таких проектах. В США план создания рабочих мест предлагает \$35 млрд для развития энергетических технологий в течение восьми лет, включая новую инициативу (ARPA-C) для разработки инновационных подходов к сокращению выбросов парниковых газов в атмосфере, и \$15 млрд на демонстрационные проекты для приоритетных климатических исследований и разработок. В целом, по оценкам МЭА, более \$50 млрд государственных средств могут быть доступны для крупномасштабных низкоуглеродных энергетических технологий до 2030 г., включая CCUS и другие технологии для снижения выбросов в

промышленные отрасли. Помимо Китая, Японии и США, это включает инновационный фонд ЕС в размере \$10 млрд, под который уже объявлены заявки на крупные проекты, а также заявления о финансировании проектов CCUS в Норвегии и Великобритании. [107]

Еще один источник оптимизма в отношении инноваций, необходимых для обеспечения перехода к экологически чистой энергии – это наблюдаемая с 2020 г. устойчивость венчурного капитала на ранних стадиях финансирования низкоуглеродных энергетических технологий. Вопреки опасениям в начале пандемии, стартапы, стремящиеся выпустить свои первые продукты на рынок, продолжали привлекать финансирование почти такими же темпами, как и в 2019 году, и это продолжится в начале 2021 года. Инвесторы, похоже, по-прежнему уверены, что новые энергетические технологии будут продолжать играть «разрушительную» и прибыльную роль в энергетике в течение следующего десятилетия. [24]

В 2019-2021 гг. ведущие международные нефтегазовые компании (BP, Total, Shell, Equinor, ENI, Repsol, etc.) начали устанавливать цели по сокращению выбросов, в том числе нулевые целевые показатели для сфер охвата 1, 2 и даже сферы охвата 3. Несмотря на анонсирование амбициозных долгосрочных целей, многие компании не раскрывают подробно, как именно они планируют их достичь. Поэтому существует заметный скептицизм в отношении реалистичности выполнения этих обязательств. И, в целом, пока обязательств, анонсированных нефтегазовыми компаниями, явно недостаточно для достижения целей, поставленных Парижским соглашением. Тем не менее, постепенно формируются корпоративные лучшие практики в декарбонизации нефтегазового бизнеса.

Нефтегазовые компании по всему миру предпринимают всё более активные меры: внедрение декарбонизации в систему корпоративного управления, принятие целевых показателей по декарбонизации, а также развитие добровольной системы мониторинга и независимого аудита ПГ и раскрытия климатической отчетности. Наилучшей практикой считается

включение декарбонизации в стратегические и инвестиционные планы посредством введения внутренней цены на CO₂ и внедрения соответствующих КПЭ в систему мотивации. Разработка стратегии декарбонизации — это комплексный многоступенчатый и по-своему уникальный для каждой компании процесс, который зависит от структуры ее активов, производственных технологий, инвестиционных портфелей и действующего национального регулирования. Существует уже широкая палитра различных методов декарбонизации, из которых компании могут составить для себя оптимальный набор:

Операционные методы декарбонизации

- Повышение операционной эффективности в основном нацелено на снижение производственных издержек, во многих случаях эти инициативы также приводят к сокращению углеродного следа, причем для получения быстрых результатов не требуется значительного финансирования.

- Переработка, повторное использование и утилизация вторичных энергетических ресурсов - компании нефтегазового сектора все активнее следуют принципам циркулярной углеродной экономики: используют и перерабатывают CO₂, занимаются преобразованием выбросов в продукты с меньшим углеродным следом и уменьшают углеродный след за счет повторного использования материалов и ресурсов.

- Энергоэффективность - рациональное использование энергетических ресурсов предприятиями нефтегазового сектора является одним из наиболее простых и дешевых способов сократить выбросы ПГ. В краткосрочной перспективе большинство нефтегазовых компаний фокусируют свои усилия по декарбонизации именно на различных методах эффективного использования энергии и ресурсов. По оценкам некоторых компаний, участвовавших в данном исследовании, до 40% всех связанных с эффективностью возможностей для декарбонизации являются коммерчески привлекательными даже без дополнительного финансирования (при текущем уровне цен).

- Эффективная монетизация метана и попутного газа. Утечки метана и сжигание ПНГ составляют до 45% от общего объема выбросов ПГ нефтегазового сектора, поэтому их сокращение является первоочередной задачей, особенно учитывая, что это относительно несложно и что у компаний есть необходимые для этого технологии. Эта тема находится в фокусе внимания нескольких инициатив: глобальной Нефтегазовой Климатической Инициативы (Oil and Gas Climate Initiative, OGCI)¹, Глобального Метанового Альянса (Global Methane Alliance)² и Руководящих принципов по метану (Methane Guiding Principles)³. В них предложены подходы по сокращению выбросов ПГ с низкими, а иногда и нулевыми финансовыми затратами.

- Переход на низкоуглеродные источники энергоснабжения предприятий отрасли. Растет количество нефтегазовых компаний, которые сосредотачиваются на использовании в своих производственных процессах ВИЭ и накопителей электроэнергии (для энергообеспечения), биотоплива (в качестве замены традиционного углеводородного сырья при нефтепереработке), а также низкоуглеродного топлива (в частности - для морской транспортировки своей продукции).

- Корпоративные методы декарбонизации: Оптимизация портфеля активов - дивестиции (отказ от непривлекательных углеродоемких активов); слияния и поглощения, позволяющие улучшить качество активов и провести диверсификацию в рамках нового, менее углеродоемкого бизнеса (в первую очередь, наращивая газовый бизнес); реструктуризация; развитие нефтегазохимического бизнеса и создание корпоративных венчурных фондов, сфокусированных на инновациях (например, в области снижения утечек метана, операционной эффективности, CCUS, водородных технологий и т.п.). К важным аспектам корпоративных стратегий декарбонизации относятся также промышленная кооперация в области НИОКР, венчурных инвестиций и пилотных проектов глубокой декарбонизации, что позволяет заметно повысить скорость разработки и внедрения этих технологий и

быстрее оценить их потенциальную роль в долгосрочных планах компаний.
[121,122,123]

Особенно можно выделить растущий интерес нефтегазовых компаний к нефтехимической и химической промышленности, так как они видят возможность наращивания эффективности при совместной деятельности. Речь идет об интеграции со своей нефтепереработкой, монетизации имеющегося углеводородного сырья, увеличении маржинальности продукции и решении задач по декарбонизации. [24]

Использование углеродных кредитов – этот метод используется с большой осторожностью и с индивидуальным подходом при проверке и верификации. Основной подход: сначала сократить все эмиссии, какие возможно, и только оставшиеся эмиссии компенсировать с помощью этих инструментов. о Сокращение эмиссии ПГ за счет инвестиций в землепользование на основе регенеративных технологий - нефтегазовые компании всё чаще рассматривают проекты, связанные с природными поглотителями углерода, хотя у них и возникают определенные опасения на стадии выбора проектов и партнеров, поскольку сложно подсчитать собственно антропогенное воздействие, а в СМИ такие проекты зачастую освещаются в негативном ключе.

- И наконец, у многих нефтегазовых компаний есть планы по глубокой декарбонизации, в которые входит внедрение технологий улавливания, утилизации и хранения (захоронения) углерода и использование водорода в качестве топлива. Соответствующие проекты в Европе, США, на Ближнем Востоке находятся на различных стадиях разработки и реализации, однако пока они полностью зависят от крупных государственных субсидий. На сегодняшний день общая мощность проектов CCUS составляет всего 10 Мт CO₂, хотя к 2050 г. в сценариях, соответствующих целям Парижского соглашения, к 2050 г. улавливание и хранение CO₂ в объемном выражении должно достичь 4,6 ГтCO₂-экв, в год, что сопоставимо с масштабами всей существующей на сегодняшний день мировой нефтегазовой отрасли и

открывает огромные возможности для развития нового направления бизнеса, использующего основные компетенции нефтегазовых компаний.

В России ситуация несколько отличается от мировой:

- В отличие от многих других стран мира, в России проблема изменения климата пока имеет низкую приоритетность и для населения, и для бизнеса, и для правительства, что тормозит процесс декарбонизации нефтегазового сектора по сравнению с лучшими международными практиками.

- Установленная национальная цель сокращения выбросов ПГ к 2030 году до 75% от уровня 1990 г. позволяет Российской Федерации не вводить никаких мер регулирования в указанный период, поскольку уже в 2017 г. выбросы ПГ составляли 50,7% от уровня 1990 г. Фактическое отсутствие климатической стратегии ведет к отсутствию, в свою очередь, реального государственного стимулирования стратегий декарбонизации в целом и в нефтегазовом секторе в частности.

- Регулирование выбросов ПГ в РФ находится в начальной стадии, только в феврале 2021 года Правительство России подготовило и внесло в Государственную Думу законопроект об ограничении выбросов ПГ. Пока государственные требования по сокращения выбросов ПГ остаются крайне фрагментированы (сводятся к требованиям по сокращению сжигания попутного нефтяного газа и регулированию эмиссии метана), нет правил ценообразования на CO₂, отсутствуют стандарты интенсивности выбросов ПГ.

- При этом в России доля выбросов ПГ по сферам охвата 1,2 предприятиями нефтегазовой отрасли в суммарных выбросах почти в два раза выше, чем в среднем по миру.

- Несмотря на эти обстоятельства, некоторым российским нефтегазовым компаниям удастся действовать с опережением. Они готовят добровольные отчеты в области устойчивого развития и раскрывают информацию по своим эмиссиям ПГ, активно внедряют методы

декарбонизации и даже начали вводить внутреннее ценообразование на CO₂ для своих инвестиционных проектов. По результатам международного климатического исследования (Carbon Disclosure Project, CDP) за 2020 г. одна российская компания получила рейтинг «В», а две другие — «С», что позволило им конкурировать с международными компаниями в своей отрасли. Однако большинство компаний всё еще находятся на ранних стадиях разработки целей и методов декарбонизации. Уже в среднесрочной перспективе, учитывая регуляторные изменения на внешних рынках, требования зарубежных инвесторов, усиление роли углеродного следа продукции в международной конкуренции и существенную роль нефтегазового экспорта для всей российской экономики, потребуется серьезная трансформация нормативного и корпоративного подхода к декарбонизации российской нефтегазовой отрасли:

- Регуляторам целесообразно было бы разработать климатическую стратегию с более амбициозными климатическими целями и комплексную стратегию снижения эмиссии ПГ в нефтегазовом секторе (включая стратегию сокращения эмиссии метана). Она может включать самые разные регуляторные механизмы – стандарты, цели, требования по мониторингу, отчетности и ценообразованию на выбросы ПГ, правила сертификации и верификации проектов по сокращению выбросов и др. Также важно утвердить государственное финансирование НИОКР и пилотных проектов по сокращению выбросов ПГ, особенно в области глубокой декарбонизации.

- Корпорациям стоит включить декарбонизацию в общую бизнес-стратегию и инвестиционные планы, а не ограничивать ее только департаментами охраны здоровья, техники безопасности и охраны окружающей среды и отношений с инвесторами. Для внедрения эффективной стратегии декарбонизации любой компании необходимо в целом пересмотреть стратегию и корпоративное управление.

- Всесторонний анализ источников выбросов ПГ позволит нефтегазовым компаниям выявить мероприятия, позволяющие максимально

быстро и с максимальным экономическим эффектом сократить выбросы ПГ, и представить их клиентам и инвесторам.

- Компании также могут создавать сети с партнерами, поддерживающими их стратегии декарбонизации. В такие партнерские сети могут входить образовательные и научно-исследовательские институты, партнеры по международному обмену НИОКР, венчурные инвесторы, работающие над проектами глубокой декарбонизации, технологические компании, которые могут помочь повысить качество измерения и раскрытия информации по эмиссии ПГ, а также местные поставщики и клиенты, сталкивающиеся с аналогичными проблемами.

Нефтегазовая отрасль в Российской Федерации является локомотивом экономического развития, национальной безопасности и конкурентоспособности на мировом энергетическом рынке. Несмотря на стагнацию экспортно-сырьевой модели экономики в условиях тотальных санкций, больше 30 лет нефтегазовый комплекс Российской Федерации поддерживает социально-экономическое развитие регионов страны и оказывает положительное влияние на смежные отрасли промышленности, в том числе добывающую, обрабатывающую и электроэнергетику, а также является драйвером технологического и инновационного развития.

В 2022 г. добыча нефти в Российской Федерации составила 535 млн тонн (увеличение на 2 % к 2021 г.), ее осуществляли 285 организаций, в том числе: 98 организаций, входящих в структуру 11 ВИНК; 184 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК; три компании-операторы СРП (рис. 1.3)

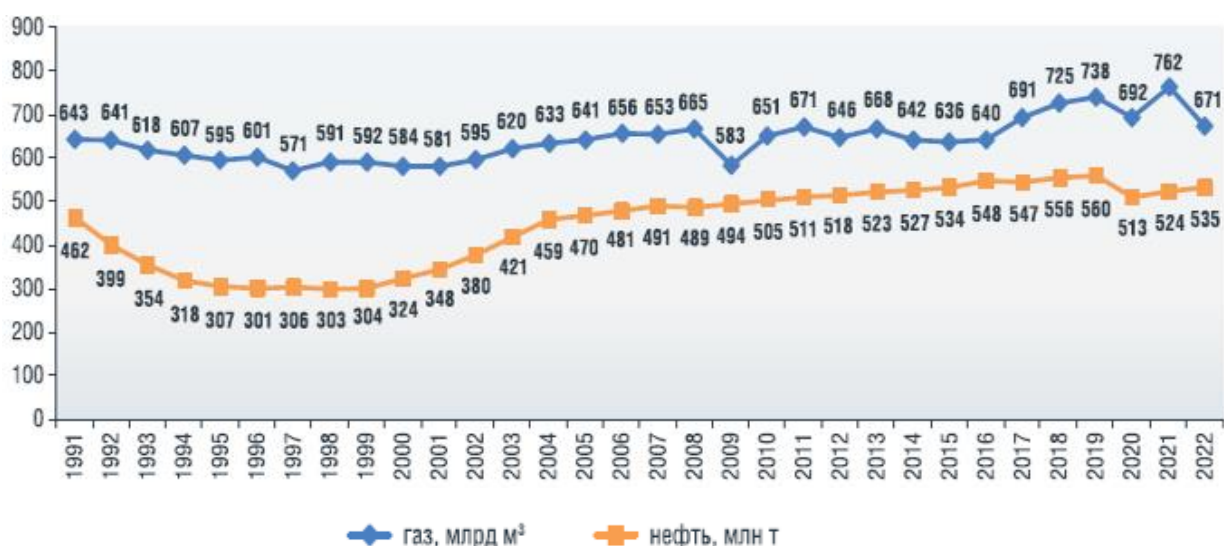


Рисунок 1.3. Динамика добычи газа и нефти в Российской Федерации в период 1991-2022 гг.

Источник: Составлено автором по данным Росстата, Минэнерго России и ФТС России

В целом нефтегазовый комплекс Российской Федерации хорошо справился в 2022 году, несмотря на воздействия внешних негативных факторов, связанных с беспрецедентными санкционными ограничениями. Результатом санкций является уход западных технологических и сервисных компаний, приостановлено научно-технологическое сотрудничество со странами Западной Европы, США, Японией и Южной Кореей. Данная ситуация касается не только нашей страны, но и ряда других стран с богатыми нефтегазовыми ресурсами, таких как Иран (3616), Сирия (2608), Венесуэла (651) и другие страны, которые подвергались санкционному давлению и различного рода ограничениям (рис. 1.4) [121].



Рисунок 1.4. Страны – лидеры по количеству санкций

Источник: Составлено автором по данным материалов *Bloomberg* и платформы базы данных *Castellum.AI*.

Источником многих проблем стали наблюдаемые в последнее время нерыночные условия, введение так называемого «потолка» цен на российские энергоресурсы, с целью передела глобального энергетического рынка и создания конкурентного преимущества в реальных секторах экономики в недружественных странах.

В период глобальной нестабильности для обеспечения высоких темпов экономического роста Российской Федерации, повышения ее конкурентоспособности и эффективного использования ресурсов основной задачей является развитие инновационной и технологической деятельности как предприятий всех отраслей национального хозяйства, так и нефтегазового комплекса [122].

Значение технологий как фактора, обеспечивающего конкурентоспособность нефтегазового комплекса страны на мировом энергетическом рынке, сложно переоценить.

В условиях международной интеграции, происходит глубокая специализация нефтегазовой отрасли. Предприятиям нефтегазового комплекса выгоднее приобретать некоторые виды оборудования, прибегать к помощи сервисных и инжиниринговых компаний, чем самостоятельно организовывать дополнительное производство, содержать большой штат

персонала и специализированной техники на балансе предприятия, которая необходима на начальном этапе при геологоразведке и бурении нефтегазовых скважин.

Более 30 лет на российском рынке работали четыре крупнейшие иностранные нефтесервисные компании – «Halliburton», «Schlumberger», «Baker Hughes» и «Weatherford International», которые по политическим причинам заявили о своем уходе из Российской Федерации. В целом доля иностранных компаний на рынке нефтесервисных услуг составляла не более 20 %.

Учитывая ключевую роль нефтегазового комплекса в наполнении бюджета валютной выручкой, участие государства в содействии технологическому развитию сложно переоценить.

Выводы по 1 главе

Таким образом, рассмотрение моделей организационно - экономической системы позволяет понять сущность их развития, повысить качество и эффективность управляемых объектов, рассмотреть в единстве технические, экономические, социальные, психологические и управленческие аспекты. Регулирование организационной системы с учетом всех факторов внешней и внутренней среды обеспечивает заданное состояние функционирования системы.

Рассмотрение показало, что при определении приоритетов развития отрасли необходимо использовать современные научные методы, подходы и принципы, которые учитывают все внешние и внутренние параметры среды отрасли, ее конкурентоспособность, организацию производства, человеческие ресурсы, наличие современных технологий, разработанность стратегических государственных программ и стратегических планов, развитие нормативно-законодательной базы, план действий и мероприятий по развитию отрасли.

Было установлено, что в настоящее время мировая нефтегазовая отрасль находится на пороге больших перемен: постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с

достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний мира к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

Мировое сообщество стремится перейти к зеленым энергетическим технологиям, в результате чего в последнее время в энергетической сфере произошли значительные изменения. Низкоуглеродные альтернативы, такие как ветер и солнечная энергия, достигли ценовых уровней, при которых они экономически конкурентоспособны на рынке, и финансовые институты по всему миру начали массово принимать решения прекратить кредитование проектов и компаний, связанных с промышленностью ископаемого топлива.

Нефтегазовые компании по всему миру предпринимают всё более активные меры: внедрение декарбонизации в систему корпоративного управления, принятие целевых показателей по декарбонизации, а также развитие добровольной системы мониторинга и независимого аудита ПГ и раскрытия климатической отчетности. Наилучшей практикой считается включение декарбонизации в стратегические и инвестиционные планы посредством введения внутренней цены на CO₂ и внедрения соответствующих КПЭ в систему мотивации. Разработка стратегии декарбонизации — это комплексный многоступенчатый и по-своему уникальный для каждой компании процесс, который зависит от структуры ее активов, производственных технологий, инвестиционных портфелей и действующего национального регулирования.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

2.1. Оценка ресурсного потенциала нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан

В связи с тем, что Республика Казахстан обладает значительными запасами нефти и относится к числу нефтедобывающих стран мира, нефтедобывающая промышленность республики является одной из важнейших ключевых отраслей экономики страны. Она обеспечивает приток инвестиций в страну и пополняет бюджет.

Первую нефть в Казахстане добыли в ноябре 1899 года на месторождении Карашунгул на территории нынешней Атырауской области т.е. намного раньше чем в других нефтедобывающих странах - [Иране](#), [Кувейте](#), [Мексике](#), [Норвегии](#) и [Саудовской Аравии](#). Однако о наличии богатых запасов «чёрного золота» говорили задолго до этого. Посещавшие западный Казахстан иностранные путешественники и учёные считали, что на территории страны могут залегать большие месторождения углеводородов. А уже во второй половине XIX века экспедиции начали проводить геологические исследования местности.

В 1910-1919 гг. на территории Казахстана создаются крупные нефтяные компании, причем все с участием английского капитала. Среди них можно назвать Западно-Уральское нефтяное общество с ограниченной ответственностью (1912 г.), Урало-Каспийское общество (1912 г.), Каспийская нефтяная компания (1914 г.), [нефтепромышленное и торговое акционерное общество «Эмба»](#) (1919 гг.). [123].

Самым крупным нефтедобывающим предприятием было «Урало-Каспийское нефтяное общество». В 1914 г. им было добыто 9,5 млн. пудов нефти, акционерным обществом «Эмба» — 6,5 млн пудов. [124].

На данный момент, Казахстан, обладая подтвержденными 3% мирового запаса нефти наряду со странами Ближнего Востока, Россией, Венесуэлой, Китаем, Норвегией, Канадой, Великобританией, Индонезией и Бразилией, входит в число 20 ведущих нефтедобывающих стран мира. Доля Казахстана в общемировых разведанных запасах углеводородов составляет: по нефти - 3,2% (5,7 млрд. тн или 39,8 млрд. барр), а по газу – 1,5% (2,2 трлн. м³). Запасы углеводородного сырья казахстанского сектора Каспийского моря (КСКМ) составляют порядка 60 млрд. барр. или 8 млрд. тн нефти.[125].

Нефтегазоносные районы Казахстана, в которых расположены 172 нефтяных и 42 конденсатных месторождения (более 80 из них разрабатываются), занимают площадь порядка 62% территории Казахстана.



Рис. 2.1. Казахстанский нефтедобывающий сектор Каспийского моря

По объемам добычи нефти Республика Казахстан в настоящее время занимает 18-е место в мире и 2-е в СНГ). При этом, следует отметить, что основными потребителями углеводородов являются США, Япония, Китай, Корея, Индия и европейские страны, обеспечивающие 60% мирового потребления нефти. В Казахстане насчитывается около 200 месторождений нефти и газа, общий объем запасов которых составляет около 12 млрд. тонн.

По запасам нефти Казахстан занимает 9 место в мире. В стране сосредоточено 3,2 % от мировых запасов или 39,8 млрд. баррелей (табл. 2.1).

Таблица 2.1. Запасы нефти по странам мира. [125].

Занимаемое место в мире	Страна	Запасы		% от мировых запасов
		Млрд. барр.	Млрд. тн.	
1	Саудовская Аравия	264,2	37,7	21,3
2	Иран	134,8	19,8	11,2
3	Ирак	115,0	16,4	9,3
4	Кувейт	101,5	14,5	8,2
5	ОАЭ	97,8	14,0	7,9
6	Венесуэла	87,0	12,4	7,0
7	Россия	79,4	11,3	6,4
8	Ливия	41,5	5,9	3,3
9	Казахстан	39,8	5,7	3,2
10	Нигерия	36,2	5,2	2,7
	Всего члены ОПЕК	934,7	133,5	75,5
	Весь мир	1237,9	176,8	100

Нефтяные компании на территории [Казахстана](#) многочисленны - от крупных транснациональных корпораций до мелких частных компаний. Однако, более 70% объема добычи нефти осуществляют иностранные инвесторы, в т.ч. из США, Китая, России, Европейского союза, которыми представлены такие крупные транснациональные компании, как ExxonMobil, Chevron, Agip, BG, Shell, Total, INPEKS, ЛУКОЙЛ, Eni и другие.

Республика Казахстан ежегодно добывает порядка 80 млн тонн нефти. Более 90% запасов нефти сосредоточено на 15 крупнейших нефтяных месторождениях – Кашаган, Тенгиз, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол,

Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское. Самыми крупными месторождениями нефти на территории Республики Казахстан из вышеперечисленных являются Кашаган, Тенгиз и Карачаганак. [126].



Рисунок 2.2. Расположение крупнейших месторождений нефти в Казахстане

Кашаган – крупнейшее нефтегазовое месторождение в Казахстане и одно из самых крупных месторождений в мире, открытых за последние 40 лет. Запасы месторождения оцениваются в 4,8 млрд тонн нефти или порядка 38 млрд. баррелей, из них извлекаемые – около 10 млрд. баррелей. Расположено в 80 км от города Атырау, в северной части Каспийского моря.



Рисунок 2.3. Нефтегазовое месторождение Кашаган

Глубина шельфа месторождения Кашаган составляет 3-7 м. Промышленная добыча на месторождении началась в сентябре [2013 года](#). Разработку месторождения ведёт международное совместное предприятие «North Caspian Operating Company» (NCOС). В настоящее время Кашаган позволяет обеспечивать добычу порядка 13 млн тн, нефти в год. В среднесрочной перспективе ожидается выход на 20 млн тн. [124].

Тенгиз – нефтегазовое [месторождение](#) в Атырауской области, открытое в 1979 году, находится в 160 км к юго-востоку от г. Атырау. Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. В апреле 1991 г. в эксплуатацию введен нефтегазовый комплекс - Тенгизский нефтегазоперерабатывающий завод, что положило начало промышленной добычи на данном месторождении. Залежи [углеводородов](#) расположены на глубине 3,8-5,4 км. Месторождение Тенгиз разрабатывается в рамках проекта «Тенгизшевройл» (ТШО), реализуемого совместно компаниями Chevron, ExxonMobil и Lukarсо. Общие разведанные запасы месторождения оцениваются в объеме 3,1 млрд тн или 26 млрд баррелей нефти. Ежегодный объем добычи нефти на Тенгизе превышает 28 млн тн. Всего за последние 25 лет на месторождении Тенгиз было добыто более 430 млн тн нефти. При этом прямые финансовые выплаты Казахстану превысили 140 млрд долл. США. [57].

В 1998 году в Казахстане была начата разработка месторождения нефти *Карачаганак*, расположенного в [Бурлинском районе](#) Западно-Казахстанской области, вблизи города [Аксай](#). Месторождение относится к [Прикаспийской нефтегазоносной провинции](#). запасы которого оцениваются в объеме 1,2 млрд тонн нефти и конденсата и более чем 1,35 трлн кубометров газа. Месторождение было открыто в 1979 году, опытно-промышленная разработка месторождения началась в 1984 году. Накопленная прибыль

Республики Казахстан в виде доли от продукции и налогов с данного месторождения превышает 30 млрд долл. США. [57].

На Карачаганаке добывается около 17 % всей нефти в Казахстане. Карачаганакский проект реализуется между Правительством Казахстана и Альянсом компаний в лице таких гигантов, как Shell, Chevron, Eni и Лукойл.

В настоящее время совокупная доля вышеотмеченных трех нефтедобывающих проектов составляет порядка 60% всего производства нефти в республике (рис. 2.4).

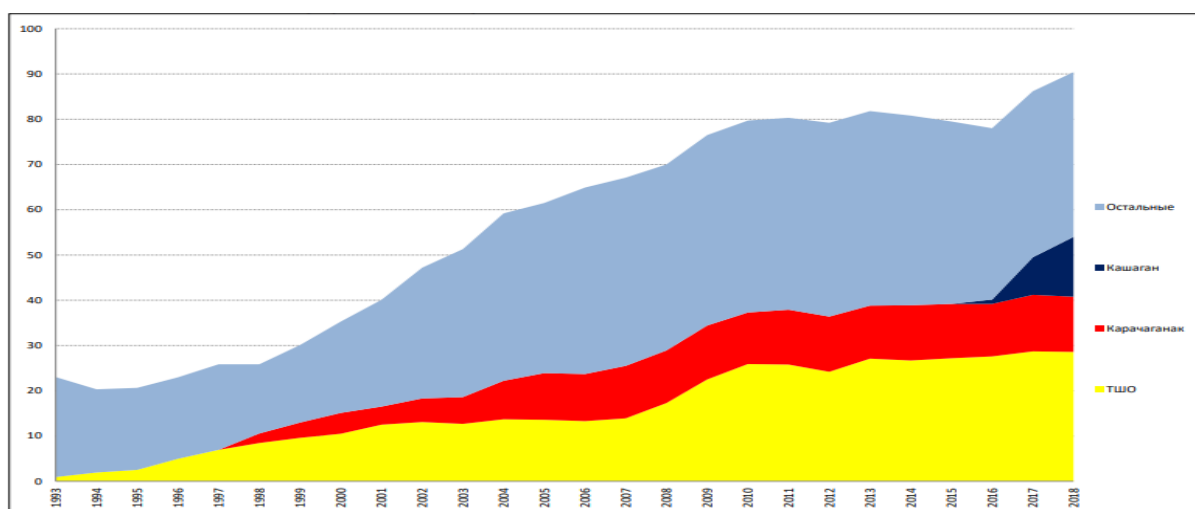


Рисунок 2.4. Профиль добычи нефти в Казахстане в 1993–2018 гг., млн тн. [100].

Благодаря этим проектам был дан импульс формированию благоприятного инвестиционного климата в стране, росту заинтересованности в развитии казахстанской экономики со стороны крупнейших транснациональных корпораций мира.

Большинство месторождений нефти находятся на территории шести из четырнадцати областей Казахстана. Это Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская, Карагандинская, Кызылординская и Мангистауская области. При этом примерно 70% запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана.

Наиболее разведанными запасами нефти обладает *Атырауская область*, на территории которой открыто более 75 месторождений с запасами промышленных категорий 930 млн тонн. Крупнейшее

месторождение области – Тенгизское (начальные извлекаемые запасы – 781,1 млн тонн).

На долю остальных месторождений области приходится около 150 млн тонн. Более половины этих запасов сосредоточены на двух месторождениях – Королевское (55,1 млн тонн) и Кенбай (30,9 млн тонн).

На территории *Мангистауской области* открыто свыше 70 месторождений с извлекаемыми запасами нефти промышленной категории 725 млн тонн, конденсата – 5,6 млн тонн. В эксплуатации находятся менее половины месторождений. Большинство из них – на поздних стадиях разработки. Подавляющая часть остаточных запасов относится к категории трудно извлекаемых. Крупнейшие месторождения – Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас.

Крупнейшим месторождением в *Западно-Казахстанской* области является Карачаганакское с извлекаемыми запасами жидкого углеводородного сырья около 320 млн тонн и газа более 450 млрд. куб. м. В сентябре 2005 года было объявлено об обнаружении углеводородного сырья на соседствующем с Карачаганакком блоке Федоровский, где запасы нефтяного и газового конденсата оцениваются в 200 млн. тонн.

Еще одним перспективным регионом с точки зрения нефтегазового потенциала является *Актюбинская область*. Здесь открыто около 25 месторождений. Наиболее значимым геологическим открытием в этом регионе является Жанажольская группа месторождений с извлекаемыми запасами нефти и конденсата около 170 млн. тонн. В 2005 году было объявлено об открытии на центральном блоке восточной части прикаспийской впадины нового месторождения Умит.

Основой нефтедобывающей отрасли *Кызылординской и Карагандинской областей* является Кумкольская группа месторождений – пятая по значимости нефтегазовая провинция Казахстана. Летом 2005 года работающая в этом регионе компания «ПетроКазахстан» объявила об

обнаружении коммерческих запасов нефти на лицензионной территории Кольжан, которая прилегает к северной границе месторождения Кызылкия.

Среди стран бывшего Советского союза, Казахстан обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов после России. В соответствии с данными Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, извлекаемые запасы нефти в стране оцениваются в 4,1 миллиардов тонн (30 миллиардов баррелей), включая месторождения на суше (более 4 миллиардов тонн). Запасы газового конденсата оцениваются в 300 миллионов тонн.

По данным Министерства нефти и газа Республики Казахстан, доказанные запасы нефти и газового конденсата в стране достигают 39,8 миллиардов баррелей (примерно 5,3 миллиардов тонн). При сохранении текущего уровня производства и неизменном объеме запасов добыча нефти и газа в стране может длиться в течение 70 лет. [124].

Запасы углеводородов Казахстана могут удвоиться за счет разведки глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины. До сегодняшнего дня проводилась разведка и исследовались только так называемые предбортовые зоны этого бассейна. Последующее увеличение ресурсной базы страны может быть осуществлено благодаря освоению шельфовых месторождений. Традиционные нефтедобывающие регионы страны не смогут компенсировать сокращение производства в будущем.

Одним из ключевых индикаторов имеющегося у Казахстана потенциала в сфере нефтедобычи является оценка его технически извлекаемых запасов сланцевой нефти, выполненная в 2014 году Управлением энергетической информации США (EIA). Согласно результатам оценки, сланцевые породы и другие материнские породы, богатые органическими веществами, на территории Казахстана содержат технически извлекаемые запасы сланцевой нефти/ конденсата (с учетом риска) в объеме 10,6 млрд баррелей, тогда как геологические технически извлекаемые запасы (с учетом риска) составляют 221 млрд баррелей. [58].

В ближайшем будущем перспективы коммерческой разработки месторождений сланцевой нефти в Казахстане связаны главным образом с частной компанией «САУТС-ОЙЛ», которая в феврале 2023 года первой в стране официально зарегистрировала запасы сланцевой нефти, которые она обнаружила в южно-центральной части – а именно, в Карагандинской и Кызылординской областях (в Южно-Тургайском бассейне, где углеводороды залегают на относительно небольших глубинах).

Начиная с 2005 года, компания открыла несколько месторождений (Кенлык, Актау, Есжан, Юго-Западный Карабулак, Восточный Акшабулак). В 2021 году компания организовала работу по изучению нижнесреднеюрских отложений Южно-Тургайского бассейна. В рамках деятельности «САУТС-ОЙЛ» была выполнена оценка ресурсного потенциала карагансайской свиты, подтвердившая перспективы нефтегазоносности (в частности, в скважине №40 на контрактной территории №668 был зарегистрирован приток нефти с дебитом 0,5 м³ /сут.).

В настоящее время «САУТСОЙЛ» составляет программу работ в соответствии с действующим законодательством, и планирует пробурить около 15 скважин в течение ближайших 2-3 лет и 100-150 скважин в течение ближайших 25 лет.

Проблемы с поставками сырой нефти по системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) в 2022 году, сокращение мирового спроса на нефть в 2020 году на фоне COVID-19 и текущая деятельность Казахстана по перенаправлению существенной доли нефтяного экспорта на маршруты, идущие через Каспийское море, актуализируют важность систем хранения нефти для обеспечения гибкости ведения деятельности.

5 мая 2022 г. премьер-министр Казахстана поручил Министерству энергетики разработать единый регламент хранения нефтепродуктов на НПЗ для всех участников рынка в целях исключения преференций для одних субъектов за счет других, тем самым продемонстрировав растущую важность наличия надлежащих мощностей хранилищ.

Имеющиеся мощности по хранению нефти в Казахстане, созданные главным образом для обеспечения эксплуатации системы транспортировки, на данный момент представляются достаточными для удовлетворения нужд казахстанских НПЗ в случае краткосрочного сбоя в регулярном снабжении. Основная часть хранилищ сырой нефти в стране принадлежит трубопроводным компаниям. КТО располагает хранилищами объемом около 1,2 млн м³, которые использует для эксплуатации своей системы нефтепроводов. Такой объем позволяет хранить около 1,0-1,1 млн т сырой нефти, что эквивалентно примерно 4 суткам добычи нефти в Казахстане.

В свою очередь, КТК владеет хранилищами объемом 1,3 млн м³ (на своем морском терминале в России). Таким образом, в совокупности эти объекты позволяют хранить нефть в объеме, эквивалентном примерно 10 суткам добычи нефти в стране. На НПЗ также имеются рабочие хранилища для запасов сырой нефти и готовой продукции, но их объемы относительно невелики (эквивалентны только нескольким дням работы). Однако в Казахстане отсутствует стратегическое хранилище сырой нефти, предназначенное для использования в случае внезапного сокращения экспортного спроса или экспортных мощностей (нефтепроводов); при возникновении таких ситуаций необходимо корректировать добычу.

К крупным предприятиям нефтегазовой отрасли страны относятся АО «Разведка Добыча "КазМунайГаз", АО "Мангистаумунайгаз", АО "Каражанбасмунай", АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз", ТОО "Жаикмунай", ТОО "Тенгизшевройл", Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В., АО "СНПС-Актобемунайгаз", ТОО "Сарыарка Газ Даму" и другие.

В целом, если проследить динамику роста ВВП Казахстана, то видна ее тесная связь с добычей нефти. В связи с чем развитие экономики Казахстана можно разделить на три отдельных периода: с 1990 по 1999 годы - практически нулевой рост экономики; период с 2000 по 2014 год, когда позитивная динамика цен на нефть, приток инвестиций и рост добычи способствовали ежегодному повышению ВВП Казахстана в среднем на 7-8%

(кроме периода мирового кризиса в 2007-2009 годах); и период 2015-2017 годов, характеризуемый устойчивым и резким падением цен на нефть, снижением добычи и инвестиций в сектор.

Необходимо отметить, что с 2000 по 2004 годы, несмотря на достаточно низкие цены на нефть, приток иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль обеспечил быстрое наращивание добычи нефти в стране и увеличение экспортных поставок, и, как следствие, рост ВВП достигал двузначных значений.

Приток иностранных инвестиций в последующие годы увеличивался (особенно в геологоразведку), а рост добычи нефти и экономики стабилизировался. Следуя за котировками цен на нефть в 2008-2009 годах, экономика страны резко замедлилась, затем в 2010-2014 годы, вновь отскочила за отметку в 5% ежегодного роста, когда цены на «черное золото» достигали максимальных значений, превышая \$100 за баррель. Таким образом, в течении всего срока независимости Казахстана основным катализатором активного экономического роста был сектор нефти и газа. В свою очередь, основными факторами роста сектора были цена, прямые инвестиции, и рост добычи нефти. Другие отрасли экономики не смогли обеспечить столь сильного и устойчивого роста ВВП.

Стремительное развитие нефтегазовой отрасли страны в течение десятилетия привело к существенной зависимости экономики от экспорта нефти и волатильности цены на нефть. Экспорт нефти и газа в 2013 и 2014 достигал 70% от всего экспорта страны. Доля нефтегазового сектора в ВВП достигала 30% в 2011. С учетом дополнительного финансирования расходов госбюджета из Национального фонда, вклад нефтегазового сектора в ВВП был еще больше. В последние несколько лет, в среднем, доля прямых инвестиций в нефтегазовую отрасль занимает чуть более половины валового притока иностранных инвестиций в страну, снизившись с рекордных уровней в более ранние периоды.

Текущий период, начиная с 2015 года, обнажил слабость сырьевой направленности экономики страны, которая отразилась на ухудшении макроэкономических показателей.

После снижения цен и объемов добычи нефти резко снизился рост ВВП и возникли фискальные дисбалансы, которые истощали валютные активы Национального фонда - уменьшение с пика в \$73.2 млрд в 2014 году до \$61.2 млрд к концу 2016 года (снижение на \$12 млрд). На фоне неблагоприятной внешней конъюнктуры консолидированный госбюджет перешел из профицита к дефициту и еще больше вырос нефтегазовый дефицит.

Результатом снижения чистого экспорта более чем втрое с 2014 года стало углубление дефицита счета текущих операций от профицита в 2.8% в 2014 году до дефицита в 6.3% от ВВП в 2016 году. При этом, негативные последствия снижения экспортных доходов нивелировал рекордный приток прямых инвестиций по финансовому счету в \$14 млрд в 2016 году, перекрыв дефицит по текущему счету (51% валового притока инвестиций в 2016 был направлен в нефтегазовый сектор). [133].

В рамках принятых нового Налогового кодекса и Кодекса о недрах и недропользовании предусмотрены нормы по стимулированию геологоразведки, улучшению инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли и восполнению ресурсной базы.

Кроме того, Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан совместно с Министерством энергетики и АО «НК «Казмунайгаз» разрабатывается «Программа геологической разведки на 2021-2025 годы». Данная программа будет направлена на проведение региональных геолого-геофизических исследований, определения потенциальных перспектив нефтегазоносности, повышения степени изученности этих территорий, как базы для привлечения в дальнейшем частных инвестиций. На сегодняшний день Правительством Республики Казахстан утверждена Концепция данной государственной программы.

В 2018 году завершилась комплексная программа реконструкции и модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Модернизация Шымкентского нефтеперерабатывающего завода завершилась в 2018 году, Атырауского нефтеперерабатывающего завода и Павлодарского нефтехимического завода - в 2017 году. В результате модернизации увеличилось производство светлых нефтепродуктов, а именно: бензина - более чем в 2 раза, авиатоплива - в 3 раза, дизельного топлива - в 1,3 раза, что в свою очередь позволяет полностью обеспечить потребности внутреннего рынка.

За последние 30 лет Казахстан увеличил добычу нефти в 3,5 раза. Стабильный рост добычи углеводородов в Казахстане способствовал вхождению страны в топ-10 стран-экспортеров нефти. В кратко - и среднесрочной перспективе объем добычи нефти и газа в Казахстане будет иметь тенденцию к значительному росту за счет благоприятной конъюнктуры и повышенного спроса на рынках энергоресурсов.

Национальная кампания КазМунайГаз является лидером нефтегазовой отрасли Казахстана с полной интеграцией на всех этапах цепочки создания добавленной стоимости. Несмотря на высокую диверсификацию и значительную долю участия национальной компании, большая часть добычи нефти и газа контролируется зарубежными партнерами. Ежегодно около 35% экспортной выручки выплачивается иностранным инвесторам.

Более 80% добываемой нефти в Казахстане отгружается на экспорт, оставшаяся часть поставляется на внутренний рынок для переработки. В основном транспортировка нефти осуществляется с помощью нефтепроводов, которые являются самыми дешевыми и экологически безопасными.

Основными операторами транспортировки нефти являются:

1. «Каспийский Трубопроводный Консорциум» (КТК). Маршруты: Тенгиз-Новороссийск, мощность - 67.0 млн тонн, протяженность - 1510 км.

2. АО «КазТрансОйл». Маршруты: НПЗ Казахстана, Узень-Атырау- Самара, порт Актау, перевалка в КТК и Атасу-Алашанькоу, мощность - 17.5 млн тонн (Атырау- Самара), 5.2 млн тонн (п. Актау), протяженность - 5372 км.

3. ТОО «Казахстанско-Китайской трубопровод». Маршруты: Атасу- Алашанькоу, Кенкияк-Кумколь, мощность - 20.0 млн. тонн, протяженность - 1759 км.

4. ТОО «МунайТас». Маршруты: Кенкияк – Атырау, мощность - 6.0 млн тонн, протяженность - 449 км.

Более 96% нефти экспортировано через нефтепроводы и более 70% всего объема было направлено в страны Европы.

В Казахстане основную долю переработки нефти осуществляют четыре нефтеперерабатывающих завода (НПЗ): Атырауский, Павлодарский, Шымкентский и Caspi Bitum. Доля светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, авиатопливо и сжиженный газ) на НПЗ составляет 71%, темных (мазут, битум и вакуумный газойль) – 23%, нефтехимия и прочие продукты нефтепереработки – 6%. [134].

Модернизация трех НПЗ в 2018 году привела к увеличению установленной мощности заводов на 26% и переходу на производство нефтепродуктов, соответствующих экологическим стандартам К4, К5.

Несмотря на то, что мощность нефтеперерабатывающих заводов на сегодняшний день достаточна для обеспечения внутреннего потребления, из-за сравнительно низкой цены часть ГСМ уходит на экспорт, периодически создавая искусственный дефицит на внутреннем рынке. В Казахстане цена на бензин в 3 раза ниже средней по миру.

Таким, образом, оценка ресурсного потенциала нефтедобывающей промышленности позволяет сделать вывод, что Республика Казахстан обладает значительными запасами нефти и относится к числу нефтедобывающих стран мира, в связи с чем нефтедобывающая промышленность республики является одной из ключевых отраслей

экономики страны. Вместе с тем, зависимость экономики от доходов нефтедобывающего сектора делает ее уязвимой и подверженной влиянию ценовых колебаний на рынке нефтепродуктов.

2.2. Обзор тенденций развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан

Под влиянием экономических последствий COVID-19 в 2020 году совокупный мировой спрос на первичные энергоресурсы снизился на 3,9%, однако в 2021 и 2022 годах восстановился, превысив уровень, наблюдавшийся до пандемии: в 2021 г. он вырос на 4,9%, а в 2022 г. – на 1,4% (до 15 млрд т н.э.). Лидером по объему потребления среди первичных энергоресурсов в 2022 г. оставалась нефть (т.е. сырая нефть и конденсат), доля которой в мировом спросе на первичные энергоресурсы составила 30,5%, а следующие за ней позиции заняли уголь (26,8%) и природный газ (22,9%).

В структуре спроса на первичные энергоресурсы в 2022 г. наиболее существенный рост продемонстрировала возобновляемая энергия - 14,0%, а на втором месте оказалась нефть - 2,9, (табл. 2.2). [59].

Табл. 2.2. Спрос на энергоресурсы по видам топлива в 2019-2023гг., млн. тн. [60]

	2019	2020	2021	2022	2023*	Δ%, 2021-22
Всего	14685	14115	14801	15007	15138	1,4
Нефть	4624	4188	4453	4584	4694	2,9
Природный газ	3358	3307	3460	3431	3397	-0,8
Уголь	3914	3809	3963	4020	3924	1,4
Гидроэнергия	364	373	367	371	388	1,1
Атомная энергия	728	700	729	699	711	-4,1

ВИЭ	331	364	408	465	545	14,0
Современная биомасса	745	751	787	794	849	0,9
Прочее*	620	623	634	643	631	1,3

Сегодня геополитические факторы оказывают наибольшее влияние на формирование мировых цен на нефть в результате эскалации вооруженного конфликта в Украине в феврале 2022 г. и последовавшего за этим расширения западных санкций в отношении России – что усугубило новое инфляционное давление, которое в 2021 г. уже привело к резкому удорожанию нефти.

За произошедшим в 2021 г. скачком средней цены Dated Brent в реальном выражении на 63% до 76 долл./барр. последовало ее повышение на 34% до 101 долл./барр. в 2022 г. Такому росту цен начиная с 2021 г. в немалой мере способствовали проблемы с цепочками поставок в ходе восстановления мировой экономики после карантинных мер, введенных в 2020 г. в связи с COVID-19, а с февраля 2022 г. – кардинальные сдвиги на мировом рынке после введения западными странами санкций в отношении экспорта российской нефти и нефтепродуктов.

Поддержку ценам на протяжении всего указанного периода также оказывало продолжающееся добровольное сокращение объемов добычи сырой нефти в рамках альянса ОПЕК+. В течение 2022 года цена нефти Dated Brent вышла на максимальную месячную отметку на уровне около 124 доллара за баррель. [61]

С учетом мировых тенденций роста цен на нефть нефтегазовая отрасль продолжает занимать важнейшую роль в экономике Казахстана. Только в 2022 году нефтегазовый сектор выплатил в Национальный фонд, республиканский и местные бюджеты суммарно почти 9 трлн. тенге или 19,9 млрд. долларов США по курсу на 1 января 2024 года. А это бюджет трех ключевых направлений социально-экономической политики Казахстана: социальное обеспечение, здравоохранение и образование.

В целом, за всё время в Национальный фонд поступило более 200 млрд долларов США нефтяных налогов, что позволило реинвестировать средства в другие отрасли экономики, развивать инфраструктуру и обеспечивать поддержку социальных обязательств страны.

Рост достижений в сфере добычи нефти и обнаружение новых месторождений позволили Казахстану подняться на 20 место в мировом рейтинге привлекательности в сфере разведки и добычи для ряда нефтедобывающих стран (рис. 2.1).

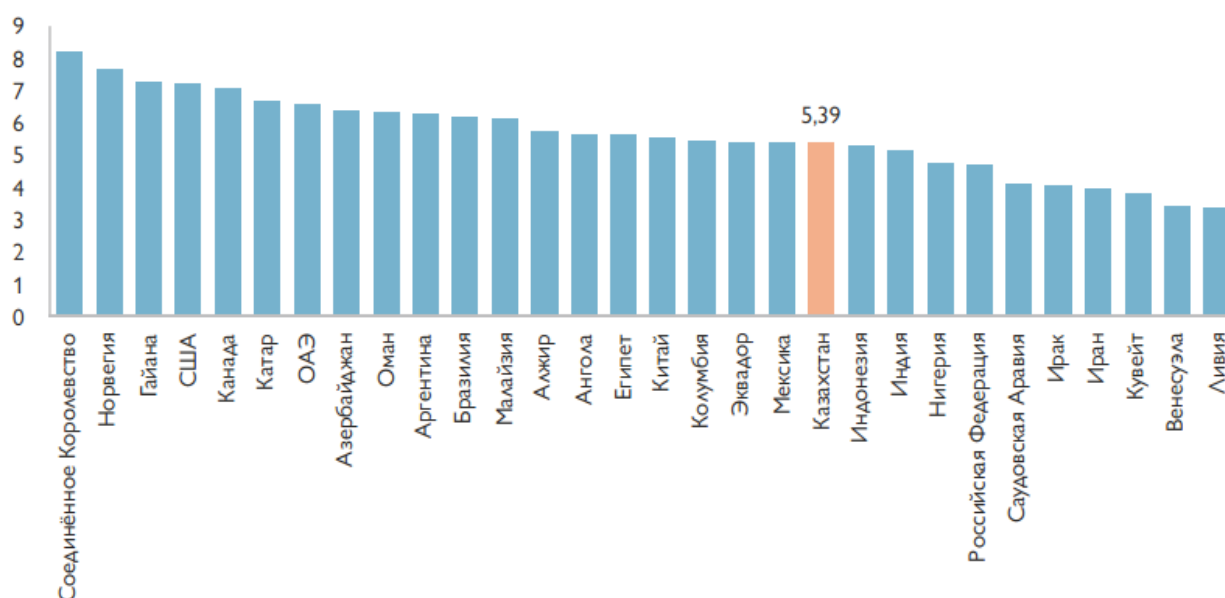


Рис. 2.5. Рейтинг привлекательности в сфере добычи для стран - 30 крупнейших производителей сырой нефти в 2022 г. (составлен S&P Global) [62]

Если за последние годы проследить динамику изменения рейтинга привлекательности для Казахстана в сфере добычи нефти, то можно наблюдать его уменьшение до 4,51 в 2020 году и последующий рост до 5,39 в 2022 году, что говорит об улучшении позиций нефтедобывающего сектора Казахстана в текущем периоде (табл. № 2.3.).

Табл. 2.3. Совокупный рейтинг привлекательности Казахстана в сфере добычи нефти среди нефтедобывающих стран в 2018-2022 годах

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Совокупный рейтинг привлекательности	4,91	4,79	4,51	4,77	5,39

* (составлен S&P Global)

По состоянию на 31 декабря 2022 года весь объем производимой нефти в Казахстане используется следующим образом: 81,8% нефти направляется на экспорт, а 18,2% реализовывается на внутреннем рынке. Импорт нефти по причине самообеспеченности в Казахстан не осуществляется (табл. 2.4).

Табл. 2.4. Ресурсы и использование нефти в Казахстане в 2022 году, в % [134]

	Производство	Импорт	Использование	Экспорт	Реализация на внутреннем рынке
Нефть сырая и нефтепродукты сырые	100,0	0,0	100,0	81,8	18,2

По состоянию на 1 января 2023 года на государственном балансе Казахстана числится 307 месторождений нефти с извлекаемыми запасами – 4,4 млрд тонн. За 30 лет Казахстану удалось увеличить добычу сырой нефти почти в 3,8 раза, достигнув в 2022 году отметки в 84,2 млн. тонн нефти в год. [135]

Профиль добычи нефти в Казахстане в целом повторяет траекторию ее производства на «большой тройке» месторождений – Тенгиз, Кашаган и Карачаганак – разработка которых ведется под руководством международных нефтяных компаний. В 2022 году три вышеуказанных месторождения обеспечили 63,1% совокупной добычи нефти в Казахстане, и ожидается, что их доля вырастет до максимального уровня - 71,0% в 2029 году. [62]

Проект разработки месторождения *Тенгиз* остается крупнейшим нефтедобывающим проектом Казахстана с точки зрения объемов – в 2022 году на его долю пришлось 34,6% от совокупного объема добычи нефти в стране.

Максимальный годовой показатель добычи в рамках проекта Тенгиз был

зарегистрирован в 2019 году на уровне 29,8 млн тн (649 000 барр, в сутки). В 2020 году добыча сократилась до 26,5 млн т (576 000 барр, в сутки) в результате влияния пандемии COVID-19 на мировой спрос нефти. Затем, в 2021 году, произошло частичное восстановление добычи, за которым последовал более значительный рост в 2022 году.

В 2022 году добыча на **Кашагане** снизилась на 21,9% до 12,7 млн т (269 000 барр, в сутки) после произошедшей утечки газа, которая потребовала аварийного ремонта, что негативно отразилось на добывающей деятельности. Годовой валовой объем добычи жидких углеводородов в рамках проекта Карачаганак с 2007 года остается практически неизменным, варьируясь в диапазоне от 11,3 млн тн до 12,2 млн тн (257 000-278 000 барр. в сутки): в 2019 году он составил 11,3 млн тн (257 000 барр. в сутки), после чего в 2020 году вырос до 12,2 млн тн (277 000 барр. в сутки). Однако затем снизился до 11,5 млн тн (262 000 барр. в сутки) в 2021 году и 11,3 млн тн (257 000 барр. в сутки) в 2022 году. [62]

Одной из главных тенденций последних лет становится сокращение расходов нефтедобывающих компаний на геологоразведку. Инвестиции недропользователей в геологоразведочную деятельность в Казахстане за 2020-22 гг. сократились на 25% по сравнению с периодом 2017-19 гг. Восстановление казахстанской нефтяной промышленности от негативных последствий COVID-19 по-прежнему носит неравномерный характер. В 2022 году показатели добычи нефти все так же оставались ниже уровня, наблюдавшегося до пандемии (табл. 2.5).

Так, объем добычи нефти в Казахстане в 2022 году сложился на 1,07 раза меньше, чем в 2018 году или темп роста к 2018 году составил 93,2%. Ни один нефтедобывающий регион Казахстана в 2022 году не сумел выйти на объем добычи, зарегистрированный в до пандемийный уровень.

Табл. 2.5. Объем добычи нефти в Республике Казахстан в 2018-2022 годах в разрезе регионов, тыс. тонн [136]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
--	--------	--------	--------	--------	--------

Республика Казахстан	359,5	90 555,4	85 656,1	85 879,4	84 236,9
Актюбинская область	5 918,8	5 833,7	5 005,6	5 086,8	5 029,2
Атырауская область	47 283,7	49 469,8	46 745,1	47 804,6	46 859,7
Западно-Казахстанская область	12 691,8	11 715,3	12 540,8	11 807,6	11 526,3
Жамбылская область	х	16,9	15,2	14,2	14,2
Кызылординская область	6 393,0	5 564,6	4 605,1	4 338,1	4 006,3
Мангистауская область	18 053,1	17 953,3	16 744,2	16 827,6	16 800,5

Регионом по наиболее крупному объему добычи нефти в Казахстане является Атырауская область, на долю которой приходится 55,6 % от всей добываемой нефти в Казахстане. Второе место в Казахстане по добыче нефти занимает Мангистауская область, удельный вес которой в общем объеме добычи нефти составляет 19,9%. Тройку лидеров замыкает ЗападноКазахстанская область, на долю которой приходится 13,7% от всего объема добычи в Казахстане (рис. 2.6).

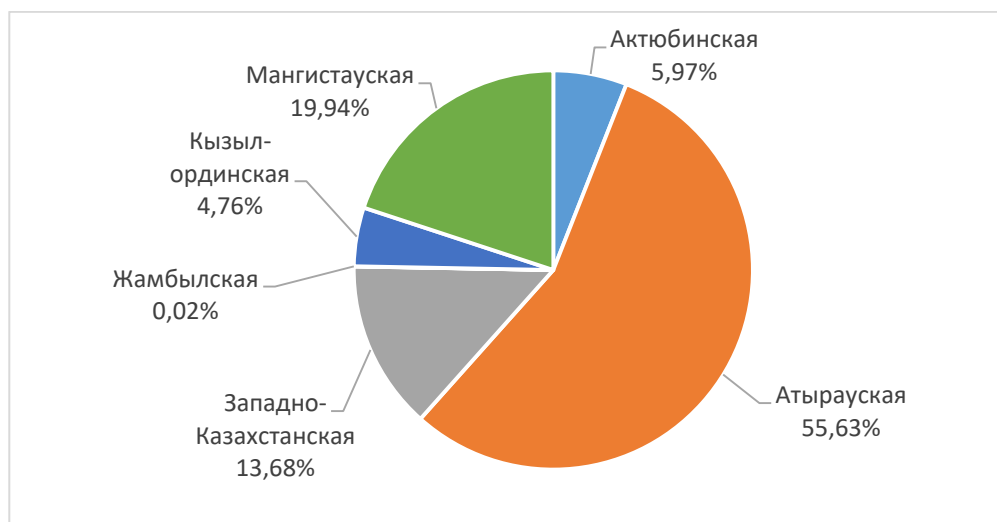


Рис. 2.6. Удельный вес регионов Казахстана в общем объеме добычи нефти по стране в 2022 году, в %

В 2022 году в Казахстане было произведено промышленной продукции на сумму 48777,1 млрд тенге. При этом в горнодобывающей

промышленности было произведено продукции на сумму 24926,4 млрд. тенге, в т.ч. сырой нефти было добыто на сумму 19012,7 млрд. тенге (табл. 2.6). [136]

Табл. 2.6. Объем добычи сырой нефти в общем объеме производства промышленной продукции в 2022г., млрд. тенге

Отрасль	2022г.
Промышленность	48777,1
- горнодобывающая промышленность	24926,4
-- добыча сырой нефти	19012,7

Таким образом, удельный вес сектора по добыче нефти в общем объеме производства промышленной продукции Казахстана в 2022 году составил 39%, а удельный вес в объеме производства горнодобывающей промышленности стал основным или составил 76,3%, что еще раз подтверждает особую значимость нефтедобывающего сектора как бюджетообразующей отрасли промышленности Республики Казахстан (рис. 2.7).

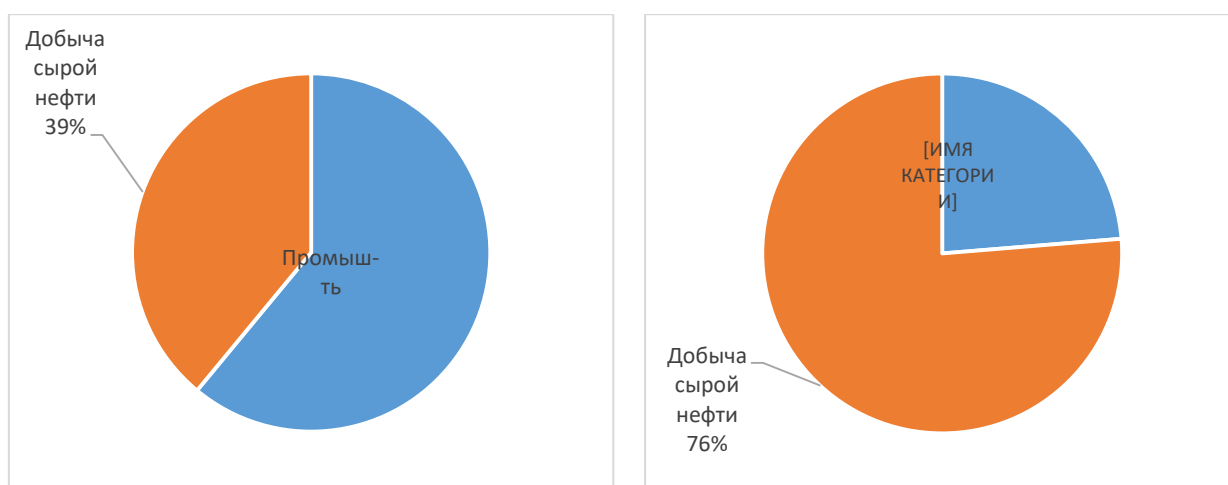


Рис. 2.7. Удельный вес сектора по добыче нефти в общем объеме промышленного и горнодобывающего производства в 2022 году, в %

Как логичное продолжение тенденций сокращения объемов добычи нефти с начала пандемии коронавируса, в Республике Казахстан в текущем периоде наблюдается процесс снижения объемов нефти, направляемой на экспорт в зарубежные страны (рис. 2.8).

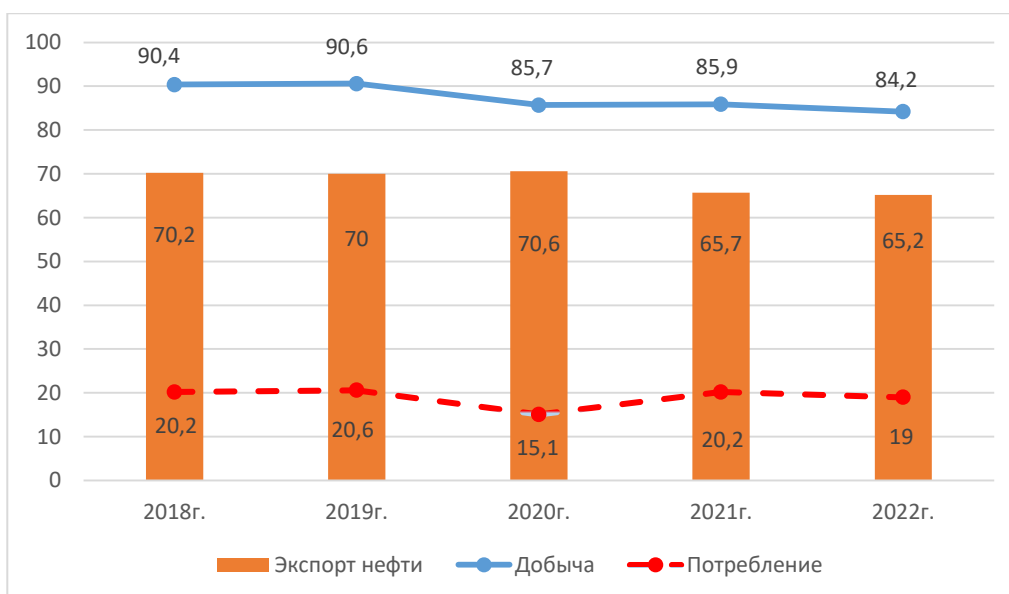


Рис. 2.8. Объемы добычи, экспорта и потребления нефти в Республике Казахстан в 2018-2022 годах, млн. тонн [136]

Так, по данным Бюро национальной статистики объем экспорта сырой нефти из Республики Казахстан в 2022 году составил 65,2 млн. тн, или снизился по сравнению с 2018 годом на 5 млн. тн. Темп роста объемов экспорта сырой нефти к отмеченному периоду составил всего 92,9%.

Введение Европейским союзом и другими странами дополнительных санкций в сфере энергетики в отношении России после начала вооруженного конфликта в Украине в феврале 2022 года привело к резкой переориентации российских поставок нефти на восточное направление – с отходом от Европы в сторону Азии. Это серьезно отразилось на видении важности и надежности экспорта сырой нефти из Казахстана, который идет преимущественно в Европу и в основном транзитом через Россию.

Среднемесячная доля экспорта казахстанской сырой нефти на европейские рынки снизилась на 10% – с 73% от совокупного объема в период, предшествующий вооруженному конфликту (с апреля 2018 г. по февраль 2022 г.), до 63% в период, сразу за его началом (с марта 2022 г. по февраль 2023 г.) [63]

Наглядной иллюстрацией важности транзита по российской территории для экспорта сырой нефти из Казахстана являются данные

Министерства

энергетики РК, согласно которым в 2022 году через Россию было поставлено 64,3 млн т сырой нефти – примерно 94% всего экспорта; львиная доля этих транзитных объемов экспортируется по маршруту Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), и значительная часть также идет по системе нефтепроводов «Транснефти».

Как следствие, Казахстан начал стремиться к увеличению экспорта по другим маршрутам – особенно в западном направлении через Каспийское море и нефтепровод Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД). В ноябре 2022 года Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики и Казмунайгаз заключили соглашение о транспортировке 1,5 млн тн казахстанской нефти по нефтепроводу БТД в 2023 году с расчетом на то, что в дальнейшем объем экспорта по этому маршруту предположительно можно будет увеличить вдвое без серьезной модернизации.

Данное соглашение – наряду с некоторым наращиванием экспорта по Казахстанско-Китайскому Трубопроводу (ККТ) – в определенной мере снизило беспокойство по поводу возможной потери доступа к экспортным рынкам на краткосрочную перспективу. Однако в долгосрочном плане повод для беспокойства сохраняется. По данным Министерства энергетики РК, текущая пропускная способность всех экспортных маршрутов, кроме КТК, составляет всего 16,5 млн т или лишь около четверти экспортных объемов 2022 года. [63]

Что касается динамики потребления нефти, то объемы ее потребления к 2022 г. снизились незначительно, всего в 1,06 раза или на 1,2 млн. тн, меньше в сравнении с 2018 годом. Исключение составил лишь 2020 год, где объем потребления сырой нефти снизился существенно (на 5,1 млн. тн.), составив 15,1 млн. тн, или уменьшившись по сравнению с 2018 годом в 1,33 раза.

В целом, развитие нефтегазовой отрасли продолжает приносить Республике Казахстан ощутимую выгоду. Однако здесь есть и обратная сторона: высокая зависимость экономики от доходов, связанных с

углеводородами, означает высокую чувствительность макроэкономических тенденций к воздействию колебаний мировых цен на нефть, что неоднократно проявлялось в последние годы.

В частности, как сокращение казахстанского ВВП в 2020 г., так и его последующее восстановление, начавшееся в 2021 г., во многом соотносились с мировыми тенденциями нефтяных цен. Аналогичным образом, замедление роста ВВП страны в 2022-23 гг. было обусловлено замедлением роста цен на нефть в 2022 г. и их снижением в 2023 г. [64]

Безусловно, рассматривая нефтедобывающую отрасль Казахстана, следует говорить и о производстве нефтепродуктов, изготавливаемых из того объема нефти, который реализуется на внутреннем рынке республики, покрывая внутренний спрос на горюче-смазочные материалы.

Таблица 2.7, демонстрирует динамику роста объемов производства всех видов горюче-смазочных материалов в Казахстане за период с 2018 по 2022 годы. Так, производство топлива моторного или бензина, в т.ч. авиационного, составило в 2022 году 4965,3 тыс. тн, увеличившись по сравнению с 2018 годом на 1009,2 тыс. тн, или в 1,25 раза.

Табл. 2.7. Производство ГСМ в Казахстане в 2018-2022 годах, тыс. тонн

Наименование продукции	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Топливо моторное (Бензин, в т.ч. авиационный)	3 956,1	4 536,8	4 487,8	4 815,8	4 965,3
Газойли (топливо дизельное)	4 663,5	5 032,9	4 674,1	4 980,7	5 424,7
Мазут топочный	2 948,4	2 875,3	2 254,7	2 623,4	3 153,8

Производство газойли или топлива дизельного в Республике Казахстан увеличилось за этот же период на 761,2 тыс. тн, или в 1,16 раза, составив в 2022 году 5424,7 тыс. тн. Производство мазута топочного за период с 2018 года по 2022 год увеличилось на 205,4 тыс. тн, или в 1,06 раза, составив в 2022 году 3153,8 тыс. тн. Тенденции увеличения объемов производства всех видов ГСМ в Казахстане свидетельствует о высоком потребительском спросе

на данный вид промышленной продукции. Рисунок 2.9, наглядно демонстрирует траекторию роста объемов производства ГСМ в отмеченном периоде.

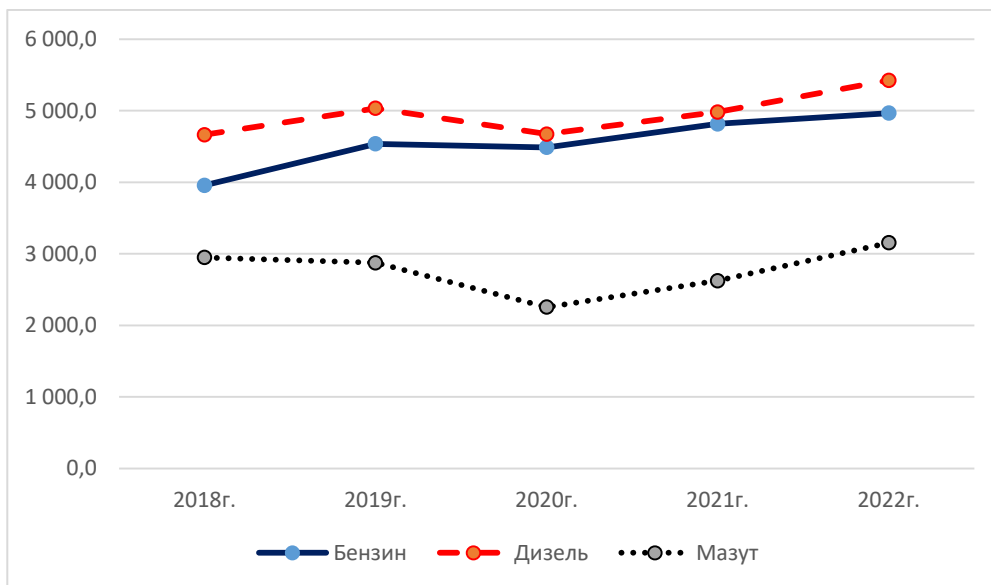


Рис. 2.9. Динамика объемов производства ГСМ в разрезе продукции в 2018-2022 годах, тыс. тн.[136]

В 2022 году в Республике Казахстан было произведено промышленной продукции на сумму 48777,1 млрд. тенге, в т.ч. в обрабатывающей промышленности – на сумму 21161,8 млрд. тенге. В отрасли по производству кокса и продуктов нефтепереработки в 2022 году было произведено продукции на сумму 1153,7 млрд. тенге (табл. 2.8).

Табл. 2.8. Объем производства кокса и продуктов нефтепереработки в общем объеме промышленной продукции, млрд. тенге

Отрасли	2022г.
Вся промышленность	48777,1
Обрабатывающая промышленность	21161,8
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	1153,7
Удельный вес нефтепереработки в общем объеме промышленного производства, в %	2,4
Удельный вес нефтепереработки в обрабатывающей	5,5

промышленности, в %	
---------------------	--

Удельный вес отрасли по производству кокса и продуктов нефтепереработки в общем объеме промышленного производства Республики Казахстан в 2022 году составил 2,4%, а в структуре обрабатывающей промышленности – 5,5%.

Таким образом, вышеприведенный анализ показывает, что доля нефтеперерабатывающего сектора в общем объеме промышленного производства Казахстана, в разы меньше объемов производства в нефтедобывающей промышленности. Это обусловлено тем, что практически 82% добываемой сырой нефти в Казахстане направляется на экспорт.

Отдельный интерес вызывает изучение вопроса по осуществлению инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи и нефтепереработки, так как он раскрывает возможности предприятий и организаций, осуществляющих хозяйственно-экономическую деятельность в данной сфере, по развитию своей производственной инфраструктуры (табл. 2.9.).

Табл. 2.9. Инвестиции в основной капитал, млрд. тенге [138]

Отрасли	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Добыча сырой нефти и природного газа	3844,7	4708,7	3163,2	2724,3	3396,9
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	526,7	180,2	68,0	94,9	85,8

Вышеотмеченная таблица демонстрирует нам тенденции снижения в Казахстане объемов инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи и нефтепереработки. Так, объем инвестиций в основной капитал в сфере добычи сырой нефти и природного газа составил в 2022 году 3396,9 млрд. тенге или уменьшился в сравнении с 2018 годом в 1,13 раза.

Наряду с этим к 2022 году наблюдается существенное снижение объемов инвестиций в основной капитал в сфере добычи сырой нефти и природного газа, где он уменьшился в сравнении с 2018 годом в 6,14 раза.

Тенденции значительного сокращения объемов инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи можно объяснить влиянием для Казахстана официальной программы альянса ОПЕК+, которая в настоящее время предусматривает ограничение добычи нефти в стране до конца 2024 года.

Став одной из тех стран-участниц ОПЕК+, которые в первой половине 2023 года взяли на себя обязательства по дополнительному сокращению добычи на период до конца 2024 года, Казахстан приобрел более значимую роль в Венском альянсе. Однако его способность реализовывать эти обязательства (учитывая старт проекта расширения на месторождении Тенгиз ожидается к концу 2024 г.), вероятно, в еще большей мере осложнится.

С началом с 2020-х гг. спада добычи нефти Казахстану, возможно, станет проще соблюдать обязательства по сокращению добычи. Все же, гораздо большую пользу государству способна принести максимизация объемов добычи и экспорта в целях монетизации углеводородных ресурсов.

Важную роль в принятии международными игроками решений об инвестировании в сферу разведки и добычи нефти играет фактор рисков негеологического характера. Соответственно, продуманная политика властей Казахстана в данном отношении способна обеспечить стране возможность успешнее конкурировать за привлечение средств для финансирования разведки и добычи в условиях ограниченности глобального капитала в будущем.

Рисунок 2.10, наглядно демонстрирует глубину падения объемов инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи и нефтепереработки в Республике Казахстан за анализируемый период.

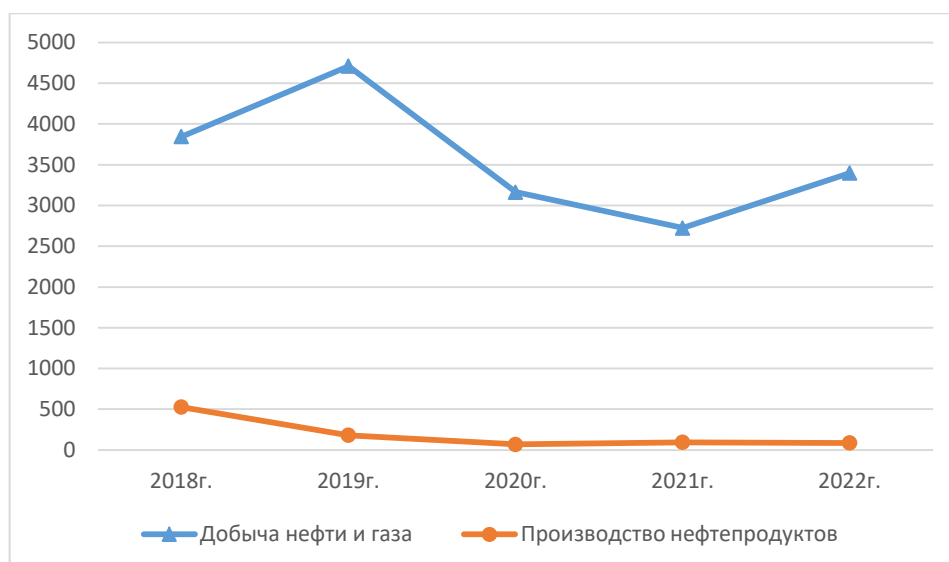


Рис. 2.10. Динамика объема инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи и нефтепереработки в 2018-2022 годах, млрд. тенге

Таким образом, проведенный нами анализ состояния сфер нефтедобычи и нефтепереработки позволил нам сделать вывод, что Республика Казахстан является крупным нефтедобывающим государством, как по запасам нефти, так и по ее производству. Данное обстоятельство позволяет республике экспортировать более 80 % от общего объема добытой нефти.

Кроме того, Казахстан на все 100 % покрывает внутренний спрос на сырую нефть и нефтепродукты за счет собственного производства, в связи с чем, республика не нуждается в импорте нефти и нефтепродуктов. Вместе с тем, по различным причинам за последние годы Казахстан вынужден сокращать как объемы добычи сырой нефти, так и объемы инвестиций в сферу нефтедобычи и нефтепереработки. На основании вышеизложенного требуется пересмотр планов развития данных отраслей промышленности.

2.3. Сравнительный анализ состояния нефтедобывающих отраслей Республики Казахстан и Кыргызской Республики

История зарождения нефтяной промышленности Кыргызской Республики начинается с 1901 года, когда в районе селения Майли-Сай была найдена нефть. В дореволюционный период данная отрасль была связана с крупнейшей российской нефтедобывающей монополией, действовавшей на территории современного Кыргызстана «Братья Нобель», и прекратившей свое существование в 1914 году. [51]

В 1937 году, в Сузакском районе Джалал-Абадской области на площади Чангырташ из разведочной скважины был получен первый фонтан промышленной нефти. Это открытие положило начало систематическим планомерным геологоразведочным работам, результатом которых явились открытые в последующие годы в ряде районов юга республики нефтегазовые месторождения: «Майли-Суу-4» - в 1944 году, «Избаскент», а затем и «Восточный Избаскент» - в 1946 году. Открытие новых месторождений послужило основанием для создания в 1955 году предприятия «Кыргызнефть». Максимальный уровень добычи нефти в Кыргызстане был получен в 1960 году и составил 460 тыс. тонн условного топлива (тут).

В 1970 году открыты новые месторождения нефти и газа: «Бешкент-Тогап», «Северный Каракчикум», «Сузак», «Чигирчик». Согласно прогнозной оценке нефтегазоносности Института геологии Национальной академии наук Кыргызстана, на территории страны имеются не менее 289 млн. тн, условного топлива неразведанных ресурсов нефти и газа: в Ферганской впадине – 109 млн. тут; в Алайской впадине - 50 млн. тут; в Нарынской впадине – 75 млн. тут; в Иссык-Кульской впадине – 25 млн. тут; в Восточно-Чуйской впадине – 30 млн. тут. [139]

Извлекаемые запасы нефти в Кыргызстане незначительны и составляют всего 13 млн. тут. Основные месторождения сосредоточены в Ферганском нефтегазоносном районе. Перспективными районами для проведения геологоразведочных работ на нефть являются Ферганская и Ак-Сайская долины, а также отдельные районы Иссык-Кульской, Нарынской областей и юг Чуйской долины (рис. 2.11). [140]

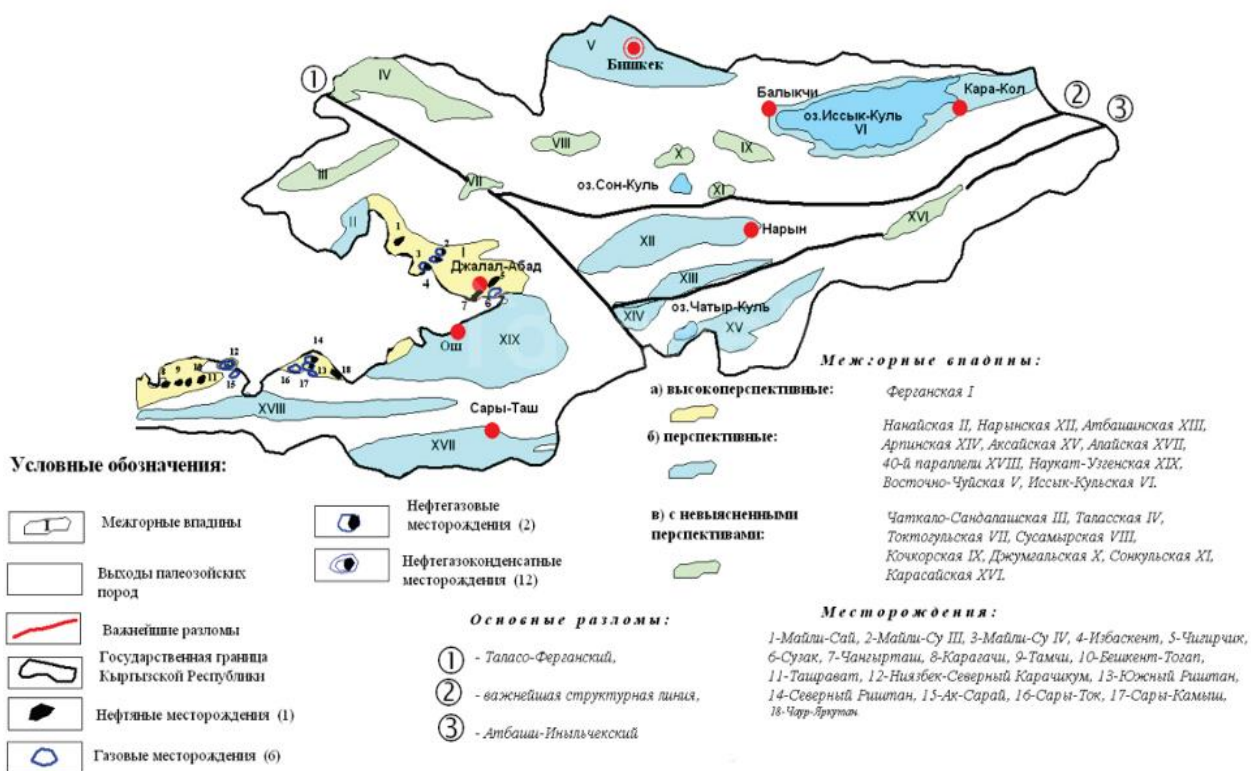


Рис. 2.11. Схема перспектив нефтегазоносности Кыргызской Республики [141]

В 1997 году предприятие «Кыргызнефть» преобразовано в Открытое акционерное общество «Кыргызнефтегаз» (КНГ). Основным акционером ОАО «КНГ» является Фонд управления государственным имуществом, который контролирует 85,2% акций. Социальный фонд Кыргызской Республики владеет 3,9% акций предприятия, юридическим лицам принадлежат 2,1% акций ОАО «Кыргызнефтегаз», а 8,8% акций - физическим лицам.

ОАО «Кыргызнефтегаз», расположенное в городе Кочкор-Ата Джалал-Абадской области, является единственным предприятием с полным производственным циклом, включающим геологоразведку месторождений нефти и газа, их разработку, переработку нефти и реализацию нефтепродуктов и природного газа. Основным нефтедобывающим регионом, где ОАО «Кыргызнефтегаз» осуществляет эксплуатацию месторождений является Джалал-Абадская область.

Большинство месторождений являются комплексными - в нефти присутствует растворенный нефтяной газ и гелий. По размерам 10 месторождений относятся к мелким и лишь одно - Майлису 4 - Восточный Избаскент относится к средним месторождениям, на его долю приходится 63% извлекаемых запасов и 63% всей добычи. [142]

Кроме «Кыргызнефтегаза» лицензиями на право добычи нефти в южном регионе также владеет предприятие «Текстоник», принадлежащее китайской компании San Shan Yuan Petroleum. Данная компания разрабатывает участки Центральный, Восточный, Чарвак, месторождения Майлису - 2 и Чангырташское. Компания «Южный Деррик» - совместное предприятие «Кыргызнефтегаза» и китайской San Shan Yuan Petroleum с долями акций 30% и 70%, соответственно, разрабатывает месторождение Майлису - 3 и ряд других месторождений. [143]

Производство нефтепродуктов в Кыргызской Республике ведется на 9 предприятиях. Крупнейшими из них являются:

- нефтеперерабатывающий завод в г. Джалал-Абад мощностью 500 тыс. тн, нефтяного сырья в год, введенный в эксплуатацию в 1996 году компанией Kyrgyz Petroleum Company, контролируемой «Кыргызнефтегазом»;

- нефтеперерабатывающий завод в г. Кара-Балта мощностью 800 тыс. тн. в год, запущенный в июне 2014 года, и управляемый совместным китайско-кыргызским предприятием Zhongda China Petrol;

- нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) в городе Кемин на востоке Чуйской области проектной мощностью 100 тыс. тн. в год.

В октябре 2016 года запущен в производство нефтеперерабатывающий завод в г. Токмок мощностью 400 тыс. тн, в год, принадлежащий китайской «Синьцзяньской международной торгово-промышленной компании». С 2019 года работа НПЗ приостановлена в связи с проблемами при поставках сырья.

В 2016 году введен в эксплуатацию мини-НПЗ мощностью 50 тыс. тн в год в г. Таш-Кумыр, принадлежащий компании SvRith.

По различным оценкам себестоимость одной тонны кыргызстанской нефти приблизительно в два раза выше, чем в Узбекистане и в 2,5 раза выше, чем в Туркмении. [142]

Потребности Кыргызстана в нефтепродуктах обеспечиваются главным образом за счет импорта. Основным поставщиком нефтепродуктов является Россия. Поставки импортных нефтепродуктов в страну осуществляются также из Казахстана, Белоруссии, Литвы, Эстонии.

После введения запрета на экспорт автобензина из Казахстана, Россия превратилась в единственного поставщика автомобильного бензина в Кыргызстан. Среди российских компаний - поставщиков нефтепродуктов в Кыргызскую Республику крупнейшими являются «Газпромнефть» (с Омского НПЗ), «Форте-Инвест» (с Орского НПЗ), «НефтеХимСервис» (с Яйского НПЗ) и «Роснефть» (с Ачинского НПЗ).

В 2019 году «Газпром нефтью» обеспечено 35,8% экспорта автомобильного бензина, 6,8% — дизельного топлива и 39,6% авиационного керосина из России в Кыргызстан. Доля «Форте-Инвест» в экспорте автомобильного бензина составляла 32,9%, дизельного топлива - 14,1% и 46,2% - авиакеросина. «Роснефтью» обеспечено 20,5% экспортных поставок [автомобильного бензина](#) и 25,1% - дизельного топлива. На долю «НефтеХимСервиса» в 2019 году пришлось 31,8% поставок дизельного топлива в Кыргызскую Республику.

Темные нефтепродукты в Кыргызстан поставляются главным образом из Казахстана. Основная часть мазута и вакуумного газойля поставляется на нефтеперерабатывающий завод в г. Кара-Балта.

В 2022 г. объем промышленного производства в Кыргызстане составил 435815,6 млн. сом или увеличился в сравнении с 2018 годом в 1,7 раза. При этом объем добычи полезных ископаемых за этот же период увеличился в 2,9 раза, а объем добычи сырой нефти и природного газа вырос в 2,6 раза. Удельный вес отрасли по добыче полезных ископаемых в общем объеме промышленного производства составил 10,8 %, а доля отрасли по добыче

сырой нефти и газа составила 2,4%, что говорит о незначительном вкладе нефтедобывающей отрасли в общий объем промышленного производства.

Если же сравнить данные показатели с показателями промышленного производства в Республике Казахстан по итогам 2022 года, то можно будет наблюдать, что объемы добычи нефти в Казахстане в номинальном выражении превысят объемы всего промышленного производства Кыргызстана в 8,7 раза или удельный вес всей промышленности Кыргызстана в объеме добычи сырой нефти Казахстана составит всего 11,5% (табл. 2.10).

Табл. 2.10. Объем производства промышленной продукции в Кыргызской Республике и Республике Казахстан в 2018-2022 годах, млн. сом

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Промышленность - всего	257348,5	283971,7	325090,1	370533,8	435 815,60
Добыча полезных ископаемых	16 047,00	19 563,70	18 008,00	42 342,20	47 101,80
Добыча сырой нефти и природного газа	4 097,90	4 692,70	3 788,10	7 560,00	10 619,20
Добыча сырой нефти в РК, млн. тенге	11819914,6	12256876,3	8001803,8	12938746,9	19012731,8
Добыча сырой нефти в РК, млн. сом*	2363982,9	2451375,2	1600360,7	2587749,3	3802546,3
Уд. вес пром-ти КР в объеме добычи сырой нефти в РК	10,89	11,58	20,31	14,32	11,46

*справочно: переведено автором в млн. сом по курсу - 1 сом = 5 тенге

Кроме того, рис. 2.12 демонстрирует, что Республика Казахстан за 2018-2022 годы значительно увеличила объемы добычи сырой нефти или данный показатель в 2022 году вырос в сравнении с 2018 годом в 1,6 раза. При этом объемы промышленного производства в Кыргызской Республике за этот же период увеличились в 1,7 раза (рис. 2.12).



Рис. 2.12. Объемы производства промышленной продукции в Кыргызстане и объемы добычи нефти в Казахстане в 2018-2022 годах, млн. сом

Интересную информацию может дать нам сравнительный анализ показателей добычи сырой нефти в Кыргызстане и Казахстане в натуральном выражении за 2018-2022 годы (табл. 2.11).

Табл. 2.11. Добыча сырой нефти в Кыргызстане и Казахстане за 2018-2022 годы, тыс. тн [65]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Кыргызская Республика	200	233,1	239,2	275,7	295,1
-Баткенская обл.	11,6	12,6	12	12,1	11,8
-Джалал-Абадская обл.	188,4	220,5	227,2	263,6	283,3
Республика Казахстан	90359,5	90555,4	85656,1	85879,4	84236,9

Как показывает нам таблица 2.11, объем добычи сырой нефти в Кыргызской Республике в 2022 году составил 295,1 тыс. тн, или вырос в сравнении с 2018 годом в 1,5 раза. Основной объем добычи сырой нефти в Кыргызстане или 96 % приходится на Джалал-Абадскую область, оставшийся объем добывается в Баткенской области.

Что касается Республики Казахстан, то если в номинальном выражении объем добычи сырой нефти демонстрирует поступательный рост, то в натуральном выражении наблюдается совсем другая картина – объем добычи сырой нефти в Казахстане в 2022 году составил 90359,5 тыс. тн, уменьшившись в сравнении с 2018 годом в 1,07 раза или на 6122,6 тыс. тн. (рис. 2.13.).

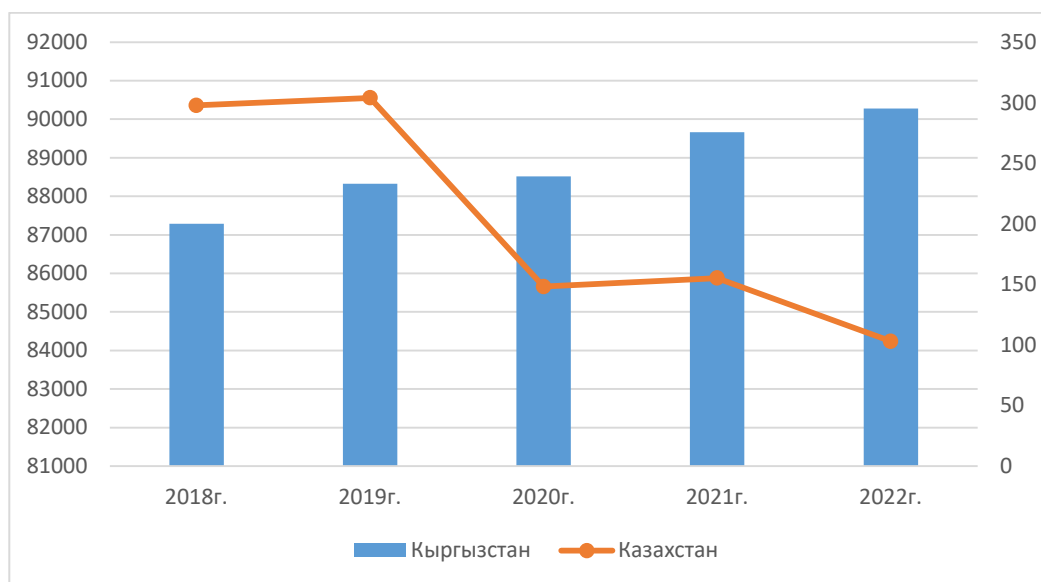


Рис. 2.13. Добыча сырой нефти в Кыргызстане и Казахстане за 2018-2022 годы, тыс. тн

Расхождения показателей в номинальном и натуральном выражении можно объяснить ростом стоимости нефти на мировых рынках, что повлияло на увеличение конечного номинального показателя. Падение же объемов добычи нефти в Казахстане в 2020-2022 годах, как описывалось нами выше, обусловлено добровольным сокращением в Казахстане объемов добычи сырой нефти в рамках альянса ОПЕК+ до конца 2024 года.

Сравнение же объемов добычи сырой нефти в Кыргызской Республике и Республике Казахстан показывает, что в 2022 году в Казахстане было добыто 84236,9 тыс. тн, сырой нефти или в 285,4 раза больше чем в Кыргызстане за этот же период.

Безусловно, объем добычи сырой нефти в исследуемых странах зависит от объема ее природных запасов на нефтяных месторождениях. В этой связи сравним извлекаемые запасы нефти в Кыргызстане и Казахстане (табл. 2.12).

Табл. 2.12. Извлекаемые запасы нефти и количество нефтяных месторождений в Кыргызстане и Казахстане на 1 января 2023 года [140,144]

Страна	Извлекаемые Запасы нефти	Количество месторождений
Кыргызстан	13 млн. тут	11
Казахстан	4,38 млрд. тут	289

Таблица 2.12, показывает, что в Казахстане извлекаемые запасы сырой нефти составляют 4,38 млрд. тут или в 336,9 раз больше, чем в Кыргызской Республике. Только в Атырауской области Казахстана сосредоточено 3,2 млрд. тонн сырой нефти или 73% от всех запасов. При этом количество имеющихся месторождений сырой нефти в Казахстане значительно больше, чем в Кыргызской Республике или в 26,3 раза.

В 2022 году объем производства кокса и очищенных нефтепродуктов в Кыргызстане составил 6308,8 млн. сом, уменьшившись по сравнению с 2018 годом в 2,1 раза, при этом наибольший спад производства нефтепродуктов пришелся на 2020 год, где он снизился в 10,1 раза по сравнению с 2018 годом (табл. 2.13). Удельный вес нефтеперерабатывающей отрасли в общем объеме промышленного производства Кыргызстана в 2022 году составил 1,44%, а в объеме обрабатывающей промышленности - 1,86%. То есть, в Кыргызстане нефтепереработка не является бюджето-образующей отраслью.

Табл. 2.13. Показатели промышленного производства в Кыргызстане и Казахстане в 2018-2022 годах, млн. сом [65]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Промышленность - всего	257 348,5	283 971,7	325 090,1	370 533,8	435 815,6
Обрабатывающая	199 898,1	224 527,0	266 091,9	281 243,7	338 559,7

промышленность					
Производство кокса и очищенных нефтепродуктов	13 169,9	5 218,7	1 200,0	3 771,6	6 303,8
Производство кокса и нефтепродуктов в Казахстане, млн. тенге	880587,1	806951,6	837534,8	1104215,8	1153690,5
Производство кокса и нефтепродуктов в Казахстане, млн. сом*	176117,42	161390,32	167506,96	220843,16	230738,1

* справочно: переведено автором в млн. сом по курсу - 1 сом = 5 тенге

На рисунке же 2.14, мы можем наблюдать рост номинального показателя производства нефтепродуктов в Казахстане в анализируемом периоде, где он увеличился со 176117,4 млн. сом в 2018 году до 230738,1 млн. сом в 2022 году или вырос в 1,31 раза. В то же время в Кыргызстане в анализируемом периоде, напротив, наблюдается спад производства нефтепродуктов. Тем не менее, с 2021 года заметна тенденция роста объемов производства в данной отрасли.

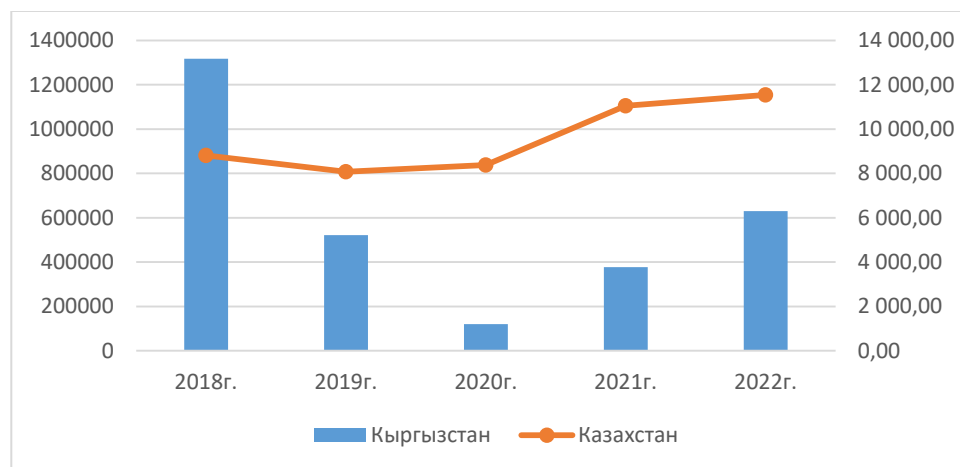


Рис. 2.14. Объемы производства нефтепродуктов в Кыргызстане и Казахстане в 2018-2022 годы, млн. сом

Увеличение производства нефтепродуктов в 2022 году связано с ростом на 7,1% объемов добычи нефти, направляемой на отечественные НПЗ. С целью обеспечения внутреннего рынка отечественными нефтепродуктами постановлением Правительства Кыргызской Республики от 3 марта 2021 года №66 был введен временный запрет на вывоз нефтепродуктов с территории Кыргызской Республики.

Если же сравнить производство нефтепродуктов в Кыргызстане и Казахстане по видам топлива, то получится следующая картина (табл. 2.14.).

Табл. 2.14. Производство видов нефтепродуктов в Кыргызстане и Казахстане в 2018-2022 годы, тыс. тонн [65]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Кыргызстан					
Бензин	218,8	102,9	13,1	20,7	24,3
Дизель	79,3	83,0	57,9	96,9	115,3
Мазут	156,5	115,4	84,3	151,2	163,9
Казахстан					
Бензин	3 956,1	4 536,8	4 487,8	4 815,8	4 965,3
Дизель	4 663,5	5 032,9	4 674,1	4 980,7	5 424,7
Мазут	2 948,4	2 875,3	2 254,7	2 623,4	3 153,8

В 2022 году в нефтеперерабатывающей промышленности Кыргызской Республики было произведено 24,3 тыс. тн, бензина или в 204,3 раза меньше, чем в Республике Казахстан. Однако, в 2018 году данный показатель был намного лучше: бензина в Кыргызстане было произведено всего в 18,1 раза меньше, чем в Казахстане. То есть за анализируемый период разница между странами по производству бензина существенно выросла.

Дизельного топлива в Кыргызской Республике в 2022 году было произведено в 47 раз меньше, чем в Республике Казахстан, а в 2018 году – в 58,8 раз меньше, чем в Казахстане. То есть ситуация с производством данного вида топлива в Кыргызстане к концу анализируемого периода улучшилась.

Что касается мазута, то его в 2022 году в Кыргызстане было произведено в 19,2 раза меньше, чем в Казахстане, а в 2018 году – в 18,8 раза

меньше. То есть к концу анализируемого периода разница между странами по производству данного вида топлива увеличилась.

На рисунке же 2.15, можно наглядно увидеть тенденции изменения производства видов топлива в Кыргызской Республике.

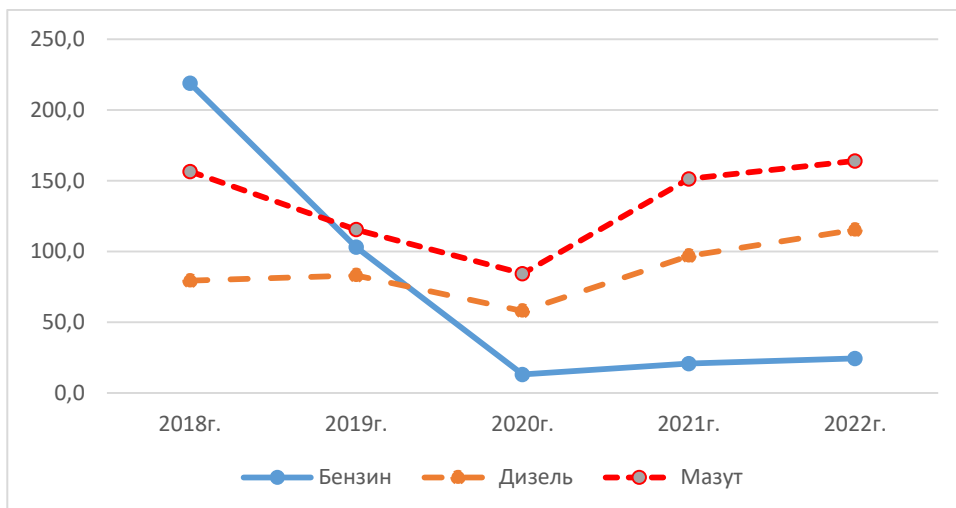


Рис. 2.15. Производство видов нефтепродуктов в Кыргызской Республике в 2018-2022 годах, тыс. тн.

Так, бензина в 2022 году в Кыргызстане было произведено в 9 раз меньше, чем в 2018 году. При этом наибольшее падение объемов производства в рассматриваемом периоде зафиксировано в 2020 году, где объемы производства бензина сократились в 16,7 раза.

Производство дизельного топлива в Кыргызской Республике в анализируемом периоде, напротив, выросло - в 2022 году было произведено в 1,45 раза больше, чем в 2018 году. Производство мазута в Кыргызской Республике за анализируемый период изменилось незначительно – в 2022 году мазута было произведено или всего в 1,04 раза больше, чем в 2018 году.

В Республике же Казахстан, как было рассмотрено в параграфе 2.2, настоящей работы, в анализируемом периоде или за 2018-2022 годы производство всех видов нефтепродуктов увеличилось.

Табл. 2.15 демонстрирует, что за 2018-2022 годы в Кыргызской Республике сокращается потребление всех видов нефтепродуктов. Так, потребление бензина в 2022 году сократилось по сравнению с 2018 годом в

1,49 раза, дизельного топлива – в 1,2 раза, мазута – в 3,8 раза, что скорее всего может быть связано с увеличением использования в Кыргызстане электро-автомобильного транспорта. Кроме того, по причине специальной военной операции в Украине может быть сокращена квота по объему поставок нефтепродуктов из России в Кыргызстан.

Табл. 2.15. Распределение нефтепродуктов в Кыргызской Республике в 2018-2022 годах, тыс. тут [65]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Автомобильный бензин	1330	984	938	1074	1090
Потреблено	1180	859	812	880	792
Экспорт	42	26	3	1	1
Остатки на конец года	107	98	122	192	296
Дизельное топливо	1197	1004	907	1048	1026
Потреблено	1088	930	752	899	904
Экспорт	1	24	25	2	2
Остатки на конец года	108	50	130	147	119
Мазут	320	275	262	341	332
Потреблено	236	173	85	59	62
Экспорт	46	60	42	175	170
Остатки на конец года	38	42	134	107	100

По сравнению с 2018 годом в 2022 году существенно или в 42 раза сократился объем экспорта бензина из Кыргызстана. Экспортные поставки автобензина из Кыргызстана производятся преимущественно в Афганистан и Таджикистан. На фоне ухудшения взаимоотношений с Таджикистаном экспорт бензина (как и других товаров) с 2021 года в данную страну приостановлен. Вместе с тем, к концу 2022 года увеличился объем экспорта дизельного топлива в 2 раза и мазута – в 3,7 раза. Также, к концу 2022 года увеличились остатки всех видов нефтепродуктов.

Что касается импорта нефтепродуктов в Кыргызскую Республику, то табл. 2.16 показывает нам, что в анализируемом периоде увеличился объем импорта отдельных нефтепродуктов в Кыргызстан. Так, в 2022 году импорт бензина по сравнению с 2018 годом увеличился в 1,42 раза, топлива дизельного – в 1,03 раза. При этом объем импорта мазута существенно сократился – в 31,4 раза.

Табл. 2.16. Импорт нефтепродуктов в Кыргызскую Республику в 2018-2022 годах, млн. сом

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Бензин автомобильный	20 813,1	15 471,6	13 172,1	32 847,1	29 710,3
Топливо дизельное	28 494,4	20 207,5	15 953,6	23 585,6	29 389,0
Мазут	308,0	1 506,5	1 255,9	8,9	9,8

В связи с отсутствием информации по потреблению, экспорту и импорту видов нефтепродуктов на сайте Бюро национальной статистики Республики Казахстан, сравнение данных показателей по Кыргызстану и Казахстану не представляется возможным.

В табл. 2.17 представлены показатели по инвестициям в основной капитал в сфере нефтедобычи в Кыргызстане и Казахстане.

Табл. 2.17. Инвестиции в основной капитал в сфере нефтедобычи в Кыргызстане и Казахстане в 2018-2022 годах[65]

	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
Инвестиции в ОК, Кыргызстан, млн. сом[140]	303,9	551,5	874,4	957	1853,3
Инвестиции в ОК, Казахстан млрд тенге	3844,7	4708,7	3163,2	2724,3	3396,9

Инвестиции в ОК,					
Казахстан млрд. сом	768,94	941,74	632,64	544,86	679,38

В 2022 году в Кыргызской Республике компанией «Кыргызнефтегаз» 1,8 млрд. сом было инвестировано в основной капитал, в то время как в Республике Казахстан в этом же периоде сумма инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи составила 769,4 млрд сом или больше, чем в Кыргызской Республике в 427 раз, что еще раз подтверждает бюджетообразующий характер нефтедобывающего сектора Республики Казахстан.

Так, в 2022 году Казахстан экспортировал 65 млн. тн нефти на 46,8 млрд. долларов США против 65,5 млн. тн на 31 млрд. долларов США в 2021 году. При этом налоговые поступления от экспорта нефти выросли более чем в два раза — до 13,87 млрд. долларов США против 6,11 млрд. долларов США в 2021 году. Увеличение доходов обусловлено ростом цен на казахстанскую экспортную нефть марки KEVCO (Kazakhstan Export Blend Crude Oil) с \$473 за тонну в 2021 году до \$720 в 2022 году. [145]

Вместе с тем, необходимо отметить, что сумма инвестиций ОАО «Кыргызнефтегаз» в основной капитал в 2022 году выросла по отношению к 2018 году в 6,1 раза, т.е. Кыргызстан признает необходимость инвестиций в основной капитал для дальнейшего поступательного развития нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего сектора.

Таким образом, можно отметить, что сравнение показателей нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих секторов в Казахстане и Кыргызстане доказывает, что данные индикаторы несопоставимы по причине их большого расхождения.

Выводы по главе II.

Проведенный нами анализ функционирования нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих отраслей в Кыргызской Республике и Республике Казахстан позволил сделать следующие выводы.

1. Республика Казахстан относится к крупнейшим нефтедобывающим странам, обладая подтвержденными 3% мирового запаса нефти наряду со странами Ближнего Востока, Россией, Венесуэлой, Китаем, Норвегией, Канадой, Великобританией, Индонезией и Бразилией.

2. Первую нефть в Казахстане добыли намного раньше (в ноябре 1899 года), чем в других нефтедобывающих странах - [Иране](#), [Кувейте](#), [Мексике](#), [Норвегии](#) и [Саудовской Аравии](#), что делает нефтедобывающую отрасль Казахстана одной из старейших среди прочих нефтедобывающих стран.

3. Нефтегазоносные районы Казахстана, в которых расположены 172 нефтяных и 42 конденсатных месторождения, занимают площадь порядка 62% территории Казахстана, т.е. можно говорить о том, что страна обладает значительными финансово-экономическими возможностями от экспорта нефти и газа.

4. Стабильное функционирование нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан напрямую зависит от деятельности иностранных компаний: более 70% объема добычи нефти осуществляют иностранные инвесторы, в т.ч. из США, Китая, России, Европейского союза, которыми представлены такие крупные транснациональные компании, как ExxonMobil, Chevron, Agip, BG, Shell, Total, INPEKS, ЛУКОЙЛ, Eni и другие.

5. Самыми крупными месторождениями нефти на территории Республики Казахстан из вышеперечисленных являются Кашаган, Тенгиз и Карачаганак, так как совокупная доля вышеотмеченных трех нефтедобывающих проектов составляет порядка 60% всего производства нефти в республике.

6. Среди стран бывшего Советского союза, Казахстан обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов после России. В соответствии с данными Государственной комиссии по запасам полезных

ископаемых Республики Казахстан, извлекаемые запасы нефти в стране оцениваются в 4,1 миллиардов тонн (30 миллиардов баррелей).

7. Запасы углеводородов Казахстана могут удвоиться за счет разведки глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины. Последующее увеличение ресурсной базы страны может быть осуществлено благодаря освоению шельфовых месторождений.

8. В течении всего срока независимости Казахстана основным катализатором активного экономического роста был сектор нефти и газа. В свою очередь, основными факторами роста сектора были цена, прямые инвестиции, и рост добычи нефти. Другие отрасли экономики не смогли обеспечить столь сильного и устойчивого роста ВВП. После снижения цен и объемов добычи нефти резко снизился рост ВВП и возникли фискальные дисбалансы. Такие тенденции прямо указывают на то, что экономика Республики Казахстан существенно зависит от функционирования на нефтегазодобывающего сектора.

9. Удельный вес сектора по добыче нефти в общем объеме производства промышленной продукции Казахстана в 2022 году составил 39%, а удельный вес в объеме производства горнодобывающей промышленности стал основным или составил 76,3%, что подтверждает бюджет образующий характер нефтедобывающего сектора.

10. В 2022 году наблюдалось существенное снижение объемов инвестиций в основной капитал в сфере добычи сырой нефти и природного газа, где он уменьшился в сравнении с 2018 годом в 6,14 раза, что обусловлено влиянием для Казахстана официальной программы альянса ОПЕК+, которая в настоящее время предусматривает ограничение добычи нефти в стране до конца 2024 года, т.е. Казахстан добровольно сокращает объемы инвестиций в основной капитал в нефтедобывающем секторе.

11. В Казахстане существенно развит нефтеперерабатывающий комплекс, так как страна на все 100 % покрывает внутренний спрос на сырую

нефть и нефтепродукты за счет собственного производства, в связи с чем, республика не нуждается в импорте нефти и нефтепродуктов.

12. Кыргызская Республика также обладает запасами углеводородного сырья, которые расположены в Джалал-Абадской и Баткенской областях страны. Однако, извлекаемые запасы нефти в Кыргызстане незначительны и составляют всего 13 млн. тонн, т.е. Кыргызстан не является нефтедобывающей страной.

13. Потребности Кыргызской Республики в нефтепродуктах обеспечиваются главным образом за счет их импорта. Основным поставщиком нефтепродуктов является Россия.

14. Размер экономики Республики Казахстан существенно превышает экономику Кыргызской Республики, в связи с чем, финансово-экономические показатели в нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих отраслях Казахстана и Кыргызстана не сопоставимы. Так, в 2022 году в Казахстане было добыто 84236,9 тыс. тонн сырой нефти или в 285,4 раза больше чем в Кыргызстане за этот же период, а сумма инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи составила в Казахстане 769,4 млрд сом или больше, чем в Кыргызской Республике в 427 раз.

15. Удельный вес нефтеперерабатывающей отрасли в общем объеме промышленного производства Кыргызстана в 2022 году составил 1,44%, а в объеме обрабатывающей промышленности - 1,86%. То есть, в Кыргызстане нефтепереработка не является бюджет образующей отраслью.

ГЛАВА 3 ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ НЕФТОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

3.1. Основные направления развития нефтедобывающего комплекса

Как было уже отмечено в предыдущей главе, Республика Казахстан обладает значительными запасами нефти и относится к числу нефтедобывающих стран мира, нефтедобывающая промышленность республики является одной из важнейших ключевых отраслей экономики страны. Она обеспечивает приток инвестиций в страну и пополняет бюджет.

Анализ топливно-энергетического комплекса показало важность данного направления для экономики Казахстана. Республика относится к группе государств, обладающих стратегическими запасами углеводородов и постепенно увеличивающих свое влияние на формирование рынка энергоресурсов ЕАЭС и мирового рынка нефти. За годы независимости Казахстана нефтегазовая отрасль выросла, окрепла и заняла лидирующее положение в экономике. По объему товарного производства нефтегазовый комплекс в республике является одним из приоритетных среди других отраслей.

Страна занимает 12 место по доказанным запасам нефти (3,9 млрд тонн.) Согласно исследованию, по итогам 2022 года на Казахстан пришлось 1,9% от общемирового объема добычи нефти. [95].

По данным Бюро национальной статистики доля нефтегазовой отрасли в ВВП Казахстана в 2021 году составляла чуть больше 19%, что является доказательством того, что данная отрасль вносит значительный вклад в развитии экономики страны. В Казахстане в настоящее время разрабатывается 295 месторождений 104 нефтегазодобывающими предприятиями. По итогам 2022 года добыча нефти составила 84,2

миллиона тонн (2020 год – 85,65 миллиона тонн, 2021 год – 85,88 миллиона тонн). [147].

Добыча углеводородов производится на трех крупных месторождениях страны – Тенгизе, Карачаганаке и Кашагане, что составляет 60 % от общей добычи по стране. Большинство других месторождений, обеспечивающих до 40 % объема добычи нефти, находятся на 3-ей и 4-ой стадиях разработки с постепенным снижением уровня добычи нефти. В тоже время, Казахстан сократил годовую добычу нефти на 2%. США и Европа контролируют 48% добычи

Нефтегазовая отрасль является основным источником налоговых поступлений в бюджет Казахстана. По данным журнала Forbes Казахстана в 2019 году налоговые поступления в государственный бюджет от нефтегазового сектора составили 4,3 трлн тенге, что составляет 44% от всех поступлений [148].

По данным KazService лидирующую позицию по добытой нефти в 2022 году разделили между собой Казахстан и США – по 30,6% и 30,9% от всей добытой нефти [10]. Дальше идут Китай (15,6%), Европа (17,2%), Россия (3,5%) и Азия (2,1%). Получается, что чуть больше 70% нефтедобычи производится зарубежными компаниями.

Изучение структуры добычи нефти по компаниям показывает, что в ТОП -10 входят по разработке и добычи нефти ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО), «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В.» (НКОК) и «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» (КПО). Структура добычи представлена крупнейшими мировыми компаниями, такими как Chevron (США), ExxonMobil (США), CNPC (Китай), ENI (Италия), Shell (Великобритания), Лукойл (Россия), Total (Франция) и другими. Национальная компания КазМунайГаз является лидером нефтегазовой отрасли Казахстана с полной интеграцией на всех этапах цепочки создания добавленной стоимости. Несмотря на высокую диверсификацию и значительную долю участия национальной компании, большая часть добычи нефти и газа контролируется

зарубежными партнерами. Ежегодно около 35% экспортной выручки выплачивается иностранным инвесторам.

Сотрудничество с иностранными партнерами было необходимым условием для развития нефтяной отрасли за счет привлечения крупных инвестиционных вложений в технологии для нефтедобычи [93].

Лидером являлась компания ТОО «Тенгизшевройл», заплатившая в бюджет 1,9 трлн тенге и добыв при этом около 30 тысяч тонн нефти [10]. В 2021 году экспорт нефти от всех товаров составил 51,5% [11].

В тоже время в нефтедобывающей отрасли имеются определенные проблемы:

- низкие цены на нефть на внутреннем рынке по сравнению с экспортной ценой;

- проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, а также истощенных, находящихся на завершающей стадии разработки и так называемых «малых» месторождений углеводородного сырья;

- в части нефтепереработки и производства нефтепродуктов - несогласованность государственной политики ввиду разделения полномочий между различными государственными органами (биржевая торговля, налоговое и таможенное законодательство) и недостаточный уровень внедрения цифровых технологий.

- в части функционирования рынка нефти и нефтепродуктов: неконтролируемые перетоки казахстанских нефтепродуктов в государства-члены ЕАЭС и теневые перетоки нефти и нефтепродуктов.

- обязательства по поставкам нефти на внутренний рынок для "зрелых" месторождений;

- отсутствие механизма налогового стимулирования повышения КИН на "зрелых" месторождениях с большими объемами остаточных извлекаемых запасов;

- отсутствие стимулирования разработки освоения морских и сложных месторождений на суше;

- низкий уровень внедрения инноваций и цифровой инфраструктуры.

Одной из основных причин падения уровня добычи нефти, помимо естественного истощения основного фонда нефтяных месторождений страны, является недостаточное инвестирование в капитальные затраты и геологоразведку ввиду обязательств поставок нефти на внутренний рынок где цены в разы ниже экспортных (по данным Argus экспортная цена за 1 тонну нефти – 269 тысяч тенге, цена поставка на внутренний рынок за 1 тонну – 96 тысяч тенге).

Так, инвестиции недропользователей в геологоразведочные работы в период 2020-2022 годы по сравнению с 2017-2019 годами снизились на 25% (2017-2019 годы – 417,6 миллиардов тенге, 2020 – 2022 годы 314,4 миллиардов тенге). Таким образом, наблюдается отрицательная динамика инвестиций в дальнейшее развитие и повышение эффективности разработки месторождения.

Среднее значение текущего коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) в целом по всем месторождениям республики составляет около 0,152, тогда как анализ мировой практики применения методов извлечения нефти говорит о возможности достичь по данному коэффициенту значения около 0,357.

В целом нефтедобывающая отрасль страны характеризуется высокой степенью истощения действующих месторождений, завершением эры легкой нефти и усложнением разработки потенциально новых участков недр, таких как морские и сложные месторождения.

Изучение показывает, что основным трендом мировой энергетики является постепенное наращивание в энергетическом балансе доли возобновляемых источников энергии и переход на «зеленую энергетику». К возобновляемым источникам энергии, перешли практически все крупные

компании нефтегазовой отрасли, которые в той или иной мере внедряют такие технологии.

Изучение зарубежного опыта показывает, что активно внедрялись технологии и практики, связанные с минимизацией ущерба, наносимого окружающей среде: снижение объемов сжигания попутного нефтяного газа, повторное использование воды при проведении ГРП. Растет доля научных бюджетов компаний, выделяемых на технологии по улавливанию и хранению углерода.

Анализ показал, что сейчас нефтегазовая отрасль находится на пороге больших перемен: постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

Мировое сообщество стремится перейти к зеленым энергетическим технологиям, в результате в последнее время в энергетической сфере произошли значительные изменения. Низкоуглеродные альтернативы, такие как ветер и солнечная энергия, достигли ценовых уровней, при которых они экономически конкурентноспособны на рынке, и финансовые институты по всему миру начали массово принимать решения прекратить кредитование проектов и компаний, связанных с промышленностью ископаемого топлива.

Развитие ТЭК в парадигме прошлого века ставит под угрозу достижение стратегических целей Республики Казахстан, может привести к снижению энергобезопасности страны, ухудшает состояние экологии и создает дополнительные риски для экономического роста. Будущие поколения должны жить в процветающей стране и быть благодарны за рациональное и эффективное использование ресурсного богатства.

Для этого стране необходимо совершить технологический рывок при развитии ТЭК, отвечая на вызовы и ограничения, стоящие перед отраслями

ТЭК, опираться на сильные стороны отраслей и чутко реагировать на открывающиеся возможности.

В связи с чем, для сохранения запасов природного сырья, снижения влияния деятельности нефтедобывающей отрасли на окружающую среду, имеющийся потенциал возобновляемых источников энергии Правительству Республики Казахстан необходимо учитывать мировые тенденции в развитии нефтедобывающей отрасли.

Вследствие этого, для достижения цели и поставленных задач в диссертационной работе по совершенствованию организационно-экономического механизма развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан, нами с учетом современных тенденций в зарубежной практике развития нефтедобывающих отраслей, установленных основных проблем в указанной отрасли и утвержденной Правительством РК Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023-2029 годы нами были разработаны ***Основные направления развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстан.***

Разработка Основных направлений были построены с соблюдением следующих принципов:

Основные принципы:

- устойчивое развитие нефтедобывающей отрасли и обеспечение роста добычи с учетом экологических трендов;
- обеспечение внутреннего рынка нефтью и нефтепродуктами;
- устойчивое развитие нефтетранспортного потенциала страны;
- эффективное функционирование нефтеперерабатывающих заводов страны с соблюдением единого технологического цикла (процесса).

Нами выделены ключевые направления для развития отрасли на ближайшие годы:

1. Разведка и добыча новых месторождений, развитие нефтегазовых месторождений с учетом новых экологических требований;

2. Создание и развитие альтернативных путей транспортировки нефти и газа на экспортный рынок;

3. Инвестиции в модернизацию и реконструкцию предприятий, создание новых нефтеперерабатывающих предприятий;

4. Цифровизация отрасли

1. Разведка и добыча новых месторождений, развитие нефтегазовых месторождений с учетом новых экологических требований для этого необходимо:

- большое внимание уделять методам повышения нефтеотдачи за счет применения современных методов: обратной закачки газа, закачки пара, микробиологической технологии iREX и др.;

- необходим переход к новой энергетической парадигме, основанный на технологиях, которые не будут способствовать изменению климата. Необходимо активно сокращать выбросы от унаследованных активов, которые играют значительную роль в мировом энергетическом балансе в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

- повышение нефтеотдачи пластов с использованием современных методов: тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций); газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов); химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное, мицеллярное заводнение и др.); микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

- Работа нефтяных месторождений и нефтеперерабатывающих предприятий — это единая работа десятков тысяч рабочих и инженеров, которые отлаживают и эксплуатируют большое количество сложного и «умного» оборудования. Центры нефтедобычи должны стать катализатором развития сервисно-ремонтных предприятий и предприятий аутсорсинга

узконаправленных видов работ. Необходимо, создание сервисных кластеров по обслуживанию нефтяных предприятий;

- в нефтегазовой отрасли реализация проектов расширения на месторождениях Тенгиз, Кашаган и Карачаганак постепенно увеличит объем добычи нефти к 2029 году до 97 миллионов тонн. Казахстан совместно с зарубежными партнерами продолжит повышать эффективность крупных проектов для экономики страны, которые осуществляются созданными консорциумами с участием транснациональных вертикально-интегрированных компаний. Для поддержания и увеличения добычи по крупным месторождениям реализуются проекты расширения и продления достигнутого уровня добычи.

- согласно утвержденной Правительством РК Концепции развития ТЭК привлекательные регуляторные и фискальные преференции будут стимулировать освоение новых сложных проектов на море и на суше.

Зрелые месторождения перейдут к новому стимулирующему налоговому режиму.

В целях обеспечения энергетической безопасности страны и достижения целей в нефтяной промышленности предусмотрены следующие этапы:

- 1) Создание условий для поддержания нефтедобывающей отрасли;
- 2) Развитие экспортного потенциала нефтепродуктов и диверсификация экспортных направлений;
- 3) Эффективное и безопасное функционирование и развитие нефтеперерабатывающего комплекса;
- 4) Сохранение баланса производства, потребления и запасов нефтепродуктов;
- 5) Стабильное обеспечение внутреннего рынка ГСМ и исполнение социальных обязательств;

Реализация этапов будут осуществляться:

- 1) Внедрением современных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов;

2) Реализация крупных проектов по увеличению и поддержанию полки добычи нефти;

3) Привлечение инвестиций в геологоразведку и эффективное технологическое развитие нефтедобычи;

4) Диверсификация маршрутов экспорта для ЗападноКазахстанских месторождений;

2. Создание и развитие альтернативных путей транспортировки нефти и газа на экспортный рынок;

Ожидается, что в период до 2030 г. экспорт сырой нефти из Казахстана будет расти за счет увеличения добычи нефти при незначительном росте ее внутреннего потребления. К 2030 г. экспорт казахстанской нефти составит 74,5 млн. т., Ключевым моментом для Казахстана с точки зрения стратегии экспорта нефти в долгосрочной перспективе является изменение мировой географии спроса на нефть, особенно на рынках регионов, куда Казахстан традиционно осуществлял поставки (Европа), и регионов, где он стремится закрепить за собой прочные позиции (Китай). Наиболее существенный рост экспорта ожидается по нефтепроводам КТК и ККТ.

3. Инвестиции в модернизацию и реконструкцию предприятий, создание новых нефтеперерабатывающих предприятий;

- движение в сторону «интеллектуализации» компаний. Вопросы здоровья, безопасности и окружающей среды считались приоритетами нефтегазового сектора, но они не всегда были на переднем крае мотивации. Смягчение последствий выбросов парниковых газов является критически важной частью энергетической отрасли. Отрасль должна переориентироваться на сокращение выбросов парниковых газов в этом секторе.

- R&D-центры, как новый формат ускорения процессов в Казахстане. Новой формой для развития инновации в отрасли к 2030 году должны стать научно-исследовательские центры открытых инноваций – R&D-центры. Основная идея – взаимная выгода всех участников:

► Множество участников финансируют исследования, а результаты инноваций потом открыто распространяются для всех заинтересованных участников;

► Несколько предприятий, обладающих схожей проблемой, вкладывают свои деньги в исследования, а потом пользуются их результатами;

► Отдельные специалисты так же могут сделать вклад своими интеллектуальными способностями и использовать полученные результаты. R&D центры откроют прямой доступ ученым на предприятия. Это позволит ученым на основе особенностей каждого месторождения и скважины разрабатывать уникальные специфические технологии повышения нефтеотдачи, «умного» и безлюдного месторождения.

- увеличение числа казахстанских разработок и их внедрение в производство значительно преобразуют нефтегазовую отрасль в Казахстане, сделав ее менее громоздкой, более гибкой, диверсифицированной.

- развитие экологически чистых технологий в нефте- и газохимии станет возможным благодаря простым и ясным правилам венчурного инвестирования в «нефтегазовые стартапы» и НИОКР, а также созданию условий цифровой безопасности для пользователей. При партнерстве с R&D-центрами предприятия смогут создавать современные центры подготовки кадров и цифрового коучинга. R&D-центры станут интегратором, объединяющим предприятия, их учебные центры с ВУЗами, колледжами и научными центрами на основе цифровых платформ. Для обучения и подготовки кадров должно получить распространение 3D-визуализация, геймификация, индивидуальные программы развития студентов и действующих сотрудников предприятий.

- продолжится работа по развитию технологий и инфраструктуры для переработки нефти, производства нефтепродуктов, соответствующих высоким мировым стандартам, и попутного нефтяного газа.

4. Цифровизация отрасли –

С точки зрения IT-функций нефтегазовая отрасль традиционно движется относительно медленно, поэтому компаниям этого сектора крайне необходимо удвоить инновации и скорость их внедрения. Облачные технологии являются инвестиционным приоритетом номер один, что указывает на важность цифровой инфраструктуры, облачных платформ совместной работы и интеллектуальных операций в этом секторе.

- большую роль в развитие месторождений и поддержания уровня нефтеотдачи сыграют цифровые технологии. Они проникают во все процессы нефтегазовой отрасли: от разведки на основе дронов и цифровой обработки информации, до «умных» и безлюдных месторождений. Внедрение «умного» оборудования;

- на их основе должно быть создано новое поколение сервисных предприятий, интегрированных с нефтедобывающими компаниями на основе «цифровых» платформ – СЕРВИС 2.0. Сервисные предприятия станут реализовывать 4PL концепции логистики и снабжении ТМЦ, а также использовать цифровые двойники для диагностики и ремонта оборудования. Все сервисные предприятия объединяются в единый сервисный кластер с управляющим центром. Управляющий сервисный центр станет передовым центром компетенций для сервисных компаний, привлекающим ведущие практики в сфере производственного и технологического обслуживания. Основная задача управляющего центра – обеспечить высокую стандартизацию сервисных процессов на предприятиях отрасли, что потребует подготовку новых специалистов в области изучения и адаптации новых технологий для компании сервисного кластера. Кластеры организуются на принципах свободных экономических зон (не меняя закона о госзакупках, возможно создать необходимые условия для должной работы месторождений). Отдельным направлением новых задач в нефтегазовой отрасли является развитие сервисной поддержки

- подготовка кадров и цифровой грамотности. Каждый нефтяник должен иметь высокий уровень цифровой грамотности. Множество датчиков,

размещенных на буровом оборудовании, нефтяных качалках, транспортировочном трубопроводе станут передавать большие объемы данных для их последующей обработки и создания цифровых двойников месторождений. 3D-моделирование пластов и принятие на основе оперативных моделей эффективных решений позволит рационально добывать нефть и поддерживать эффективную нефтеотдачу пластов. За счет цифрового контроля методов работы будет достигнута высокая дисциплина щадящих темпов извлечения нефти. Все это приведет к созданию современных диспетчерских центров по управлению работой всей цепочки процессов добычи и транспортировки нефти. Учитывая высокую скорость развития технологий в IT-сфере, вопрос постоянного повышения квалификации и отработки новых IT-инструментов станет решаться при помощи цифрового коучинга – специалиста, который в удаленном режиме /в виртуальном учебном центре «прокачивает» навыки универсальных управляющих и сервисных инженеров (возможно, и других специалистов). Причем работники не ограничены в выборе специалистов конкретного учебного центра, они могут выбрать в виртуальном учебном центре любого мирового специалиста в зависимости от уровня своей собственной подготовки. Будут внедрены комплексные информационно-технологические платформы для управления природными ресурсами.

- менеджмент в отрасли трансформируется и станет работать в режиме методологии гибкого проектирования (Agile). Несмотря на то, что цикл проектирования и освоения нефтяных месторождений исчисляется десятилетиями – 40-50 лет, очень будут востребованы специалисты в области принятия быстрых и оперативных решений. Внутри нефтяных и сервисных компаний ведущую роль будут играть специалисты, обеспечивающие высокую эффективность и адаптацию бизнес-процессов предприятий под давлением постоянных изменений на рынке и кардинальных трансформаций отрасли:

- ▶ continuous improvement specialist (Специалист непрерывного улучшения),

- ▶ data transformation specialist (специалист оптимизации рабочих процессов),

- ▶ инновационный технологический подход.

-трубопроводная сфера должна перейти на дистанционный мониторинг транспортных систем – целостность транспортных систем нефте- и газопровода обеспечится облетами дронов, телемеханикой, динамическим контролем датчиков давления. В случае возникновения пожаров система автоматически определит географические координаты и вызовет дроны-пожаротушители из близлежащих насосных станций перекачек. Для эффективной работы дронов и других датчиков сервисный инженер-нефтяник по цифровизации должен на регулярной основе проводить профилактический осмотр, сервисное обслуживание, программирование, определение надежности и замену вышедших из строя дронов и датчиков;

- управление удаленными операциями: используя достижения в области сенсорных технологий, сетей связи и управления и ИТ-инфраструктуры, нефтяные компании могут переключиться с традиционной работы на месте на удаленную поддержку. Этот сдвиг выходит за рамки основных задач наблюдения, которые выполняются в течение многих лет, и переходит к более сложным мероприятиям, таким как полный контроль активов, анализ структуры занятости работников в ходе операций, инспекция объектов и удаленная поддержка технического обслуживания.

- необходимо запустить программу «Цифровое месторождение». Здесь используются технологии предиктивной аналитики, продвинутой визуализации, машинного обучения, а также мобильных и носимых устройств.

- будут внедрены комплексные информационно-технологические платформы для управления природными ресурсами.

План действий по реализации крупных проектов топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года.

	Наименование мероприятий	Министерства и ведомства	Срок завершения	Количество
1	Добыча нефти	Министерство экономики РК АО"НК "КазМунайГаз"	2030	Всего 93 млн.тонн
	Тенгизский проект (добыча нефти в 2023г-27,9 млн.т) после окончания проекта – увеличение на 12млн. т	МЭ, ТОО "Тенгизшевройл"	Июнь 2024	Всего 39,9 млн.т
	Реализация проекта прироста добычи нефти на месторождении Кашаган	МЭ, НСОС (по согласованию)	4 квартал 2028 год	Проект предполагает прирост уровня добычи нефти до 700 тыс. барр/сут
	Проект Карачаганак - предусмотрена реализация инвестиционных проектов по поддержанию текущего уровня добычи жидких углеводородов на уровне 11 млн. тонн в год.	МЭ, Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в. (по согласованию)	4 квартал 2025 года	Предварительная стоимость проекта: 734,6 млн. долл. США
	Реализация проекта расширения Карачаганак-1Б	МЭ, Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в. (по согласованию)	4 квартал 2028 года	
	Предоставление преференций для поддержки и стимулирования зрелых месторождений	Предложения в Правительство Республики Казахстан МНЭ, МЭ, МФ	2024г	
	Разработка совместно с зарубежными партнерами Комплексного плана развития крупнейших нефтегазовых проектов	МЭ, МНЭ, МФ, АО "ФНБ "Самрук-Казына" (по согласованию), АО "НК "КазМунайГаз" (по согласованию), АО "НК "QazaqGaz" (по согласованию)	2024г.	

Таким образом, разработанные основные направления развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстан с учетом современных

тенденций в зарубежной практике развития нефтедобывающих отраслей, выявленных основных проблем, а также для сохранения запасов природного сырья, снижения влияния деятельности нефтедобывающей отрасли на окружающую среду позволит Правительству Республики Казахстан внести определенные коррективы в программу и план действий по развитию нефтедобывающей отрасли.

3.2 Совершенствование государственных организационных механизмов развития нефтедобывающего комплекса.

Нефтедобывающий сектор Республики Казахстан является главнейшим ведущим бюджетобразующим комплексом республики, который за 30 лет независимости претерпел различные этапы реформирования и модернизации. В 90х годах была образована государственная корпорация «Казахстаннефтегаз», которая затем была переименована в Национальную нефтяную компанию (ННК) «Казахстанмунайгаз». Затем, в 1993 году произошло ее преобразование в Государственную холдинговую компанию (ГХК) «Мунайгаз». В ее состав вошли объединения «Мангистаумунайгаз», «Тенгизнефтегаз», «Эмбанефть», «Актюбинскнефть», «Южнефтегаз», НГДУ «Каражанбастермнефть», НПО «Казнефтебитум», Атырауский и Шымкентский НПЗ, ПО «Южнефтепровод» и другие предприятия и компании, магистральные нефтепроводы Казахстана. Госкорпорация «Казахстаннефтегаз» сыграла важную роль в процессе становления нефтегазовой отрасли страны: с ней связаны самые первые, а, значит, наиболее значимые самостоятельные шаги казахстанских нефтяников на пути к формированию базовой для экономики страны отрасли и созданию в будущем крупного отраслевого национального холдинга.

В 1994 году Министерство энергетики и топливных ресурсов РК было разделено на Министерство энергетической и угольной промышленности и Министерство нефтяной и газовой промышленности. Одновременно начался

и вошел в активную фазу процесс разгосударствления нефтегазовой отрасли. Приватизация нефтегазовых предприятий была необходима для привлечения в отрасль финансовых средств для погашения долгов по заработной плате работникам нефтепромыслов, обновления машин, оборудования, увеличения буровых работ. Бюджет Казахстана в то время не мог обеспечить финансирование данных работ в необходимом количестве.

С приходом в отрасль иностранных инвесторов отпала необходимость активного вмешательства государства в хозяйственную деятельность операторов рынка, возникла потребность в создании принципиально новой структуры, способной быстро реагировать на изменения конъюнктуры внешнего и внутреннего рынка и отстаивать национальные интересы в переговорах с зарубежными компаниями и в международных нефтяных операциях.

Для обеспечения перехода от административно-командной структуры исполнительных органов к новой, соответствующей рыночной экономике, 4 марта 1997 года был утвержден Указ «Об очередных мерах по реформированию системы государственных органов Республики Казахстан». В соответствии с ним в стране наравне с прочими министерствами, государственными комитетами и комиссиями было упразднено Министерство нефтяной и газовой промышленности и создано Министерство энергетики и природных ресурсов, которому было поручено разработать стратегическую программу развития отрасли.

Для консолидации разрозненных нефтегазовых активов и развития их деятельности в рамках единой стратегии 4 марта 1997 года, Указом Главы государства было создано ЗАО «Национальная нефтегазовая компания (ННК) «Казахойл». Новой национальной компании было доверено участие в капитале практически всех крупных предприятий нефтегазодобывающей отрасли Казахстана: в ее состав входило более 40 юридических лиц, в 35 из которых она владела 5% и более акций.

Нужна была новая, гибкая и способная работать в рыночных условиях структура, которая способна реагировать на изменения конъюнктуры на внутренних и международных рынках, проводить менеджмент на уровне международных стандартов, внедрять новейшие технологии, отстаивать интересы на мировом рынке, зарабатывать на нефти, а не руководить нефтью.

Создание в 2000 годах «КазМунайГаза» стало настоящим прорывом в развитии нефтегазового комплекса Казахстана. До сих пор в масштабах страны структуры, подобной новому национальному холдингу, не существовало. Его образование обуславливалось необходимостью проведения единой государственной политики по рациональному использованию имеющихся в Казахстане нефтяных и газовых ресурсов с учетом фактора глобализации в тот период, когда в мировой практике были нормальными процессы слияния крупнейших нефтяных компаний. «КазМунайГаз» стал одним из крупнейших холдингов на постсоветском пространстве, находящимся под контролем государства. Общая стоимость консолидированного баланса новой нацкомпании ориентировочно была оценена в 2 млрд долларов США.

Это было особенно важно для таких крупных проектов, как Тенгиз, Карачаганак, Кашаган, где необходимо одновременно решать задачи, связанные с производством, транспортировкой нефти и газа, финансированием и другие.

Стратегия развития «КазМунайГаза» включала выполнение задач по обеспечению максимальных выгод для Республики Казахстан от развития нефтегазовой отрасли и по становлению высокоэффективной нефтегазовой компании международного класса. Для достижения этих целей на законодательном уровне было закреплено участие «КазМунайГаза» во всех новых нефтяных проектах в качестве оператора с долей участия не менее 50%.

Государство, сосредоточившее, таким образом, в своих руках крупнейшие и стратегически значимые активы в области добычи и транспортировки нефти и газа в стране, на фоне значительного роста цен на нефть (в 2004 году они достигли рекорда, превысив 40 долларов США за баррель) приступило к формированию экономических и политических условий, направленных на достижение высоких темпов экономического роста за счет нефтегазовой отрасли и способствующих усилению в ней роли «КазМунайГаза». Так в составе национального холдинга в 2002 году сначала появилась 100-процентная дочерняя организация ТОО «Торговый дом «КазМунайГаз» (ТД КМГ), созданная для защиты интересов государства по таким важным направлениям, как экспортная политика Казахстана в области торговли нефтью и продуктами переработки нефти и объединившая крупнейшие нефтеперерабатывающие заводы – Атырауский, Павлодарский и Шымкентский, а также сеть автозаправочных станций под брендом «КазМунайГаз».

Несмотря на то, что в то время в Казахстане в целом была сформирована нефтегазовая и энергетическая отрасли, и работали многие международные нефтегазовые и энергетические корпорации, а отношения государства и бизнеса регулировала законодательная база, и росли основные производственные показатели и инвестиции, участники нефтяного рынка действовали разрозненно.

Сегодня Министерство энергетики РК осуществляет формирование и реализацию государственной политики, координацию процесса управления в сферах нефтегазовой, нефтегазохимической промышленности, транспортировки углеводородов, в области добычи урана, государственного регулирования производства нефтепродуктов, газа и газоснабжения, магистральных трубопроводов, электроэнергетики, теплоснабжения, в части теплоэлектростанций и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения, атомной энергии, развития возобновляемых источников энергии. И не исключено, что

в будущем, после уроков и выводов, сделанных после последних потрясений на рынке, связанных с резким падением мировых цен на нефть и спроса на углеводороды в результате затянувшейся пандемии Covid-19, структура государственного управления нефтегазовой отрасли вновь трансформируется с учетом новых глобальных вызовов.

И новые стратегии развития отрасли будут вновь разрабатываться и приниматься с учетом добычи нефти и газа. Одно остается неизменным: нефтегазовый комплекс Казахстана по-прежнему, как и 30 лет назад, занимает важную роль в развитии страны, обеспечивая значительную часть налоговых поступлений в бюджет страны и формирует около четверти ВВП.

Несмотря на кризисы и потрясения, периодически погружающие мировой рынок нефти в депрессию, а также на масштабные региональные и наднациональные меры крупнейших экономик мира по его восстановлению, нефтегазовая индустрия Казахстана из года в год демонстрирует стабильность, традиционно оказывая сильную поддержку бюджету страны. Половину всей добычи нефти в Казахстане обеспечивают такие нефтяные месторождения, как Тенгиз, Карачаганак и Кашаган, постоянно наращивающие производство углеводородов, инвестирующие миллиарды долларов в совершенствование технологий добычи.

Нефтяная промышленность по большей части оправилась от негативных последствий пандемии COVID-19, но начиная с февраля 2022 года, военные кризисы принесли множество новых проблем. В тоже время, восстановление казахстанской нефтяной промышленности по-прежнему носит неравномерный характер. В 2022 году показатели добычи, экспорта и видимого внутреннего потребления нефти все так же оставались ниже уровня,

Тем не менее, большинство тенденций нефтяного баланса Казахстана по-прежнему остаются в целом позитивными – в частности, очередной год демонстрирует солидные показатели внутреннего спроса на нефтепродукты.

В 2022 году три вышеуказанных месторождения обеспечили 63,1% совокупной добычи нефти в Казахстане, и ожидается, что их доля вырастет до максимального уровня (71,0%) в 2029 году, после чего сократится примерно до 60% от совокупного объема в 2050 году. В целом, динамика роста или спада в рамках мега-проектов, а также перерывы в их работе, связанные с техобслуживанием или иными проблемами, обычно оказывают более существенное влияние на профиль добычи в стране, чем казахстанские добровольные квоты на добычу в рамках договоренностей ОПЕК+.

Основным проектом производства нефти в Казахстане в начале 2020-х гг. является проект будущего расширения на месторождении Тенгиз, наращивание добычи в рамках которого намечено на 2024-25 гг., а ожидаемая реализация второй фазы проекта Кашаган впоследствии частично компенсирует спад, происходящий на более старых месторождениях. Ожидается, что после 2030 года доля «большой тройки» будет постепенно снижаться и к 2050 году составит около 60%. Свой вклад в нефтедобывающую деятельность в Казахстане – хотя и менее существенный – продолжит вносить целый ряд менее крупных проектов. При этом мы также предполагаем относительно медленный спад добычи на более старых действующих месторождениях.

Как показывает изучение практических материалов, полномасштабная реализация нефтедобывающего потенциала Казахстана в конечном итоге зависит от привлечения инвестиций в новые проекты разведки и добычи за счет дальнейшей оптимизации нормативно-правового (регуляторного) и финансово-налогового (фискального) режима. Среди недавно произошедших позитивных событий следует отметить принятие законодательства в отношении механизма Улучшенного модельного контракта (УМК), обеспечивающего налоговые и иные стимулы для сложных проектов. Однако обе указанные инициативы не оправдывают ожиданий в плане привлечения новых масштабных инвестиций, поскольку предлагаемые стимулы проигрывают в сравнении с теми, которые обеспечивают

международным компаниям другие страны. Дополнительные реформы, в настоящее время находящиеся на рассмотрении правительства, не уделяют должного внимания многим из проблем, связанных с рисками негеологического характера, которые отрицательно сказываются на притоке новых инвестиций в разведку и добычу.

Одним из индикаторов слабой готовности инвесторов браться за новые разведочно - добывающие проекты без обеспечения более благоприятных условий негеологического плана является проведение успешных электронных (онлайн) аукционов на предоставление права недропользования в отношении участков для разведки и добычи (включая отмены, недостаточное количество участников и неучастие МНК). Также представляется, что текущие фискальные условия для зрелых месторождений в Казахстане не способны надлежащим образом обеспечить полную реализацию планов национальной нефтегазовой компании «КазМунайГаз» (КМГ) по их доработке в целях существенного замедления или обращения вспять темпов спада добычи.

Дополнительные реформы, в настоящее время находящиеся на рассмотрении правительства, не уделяют должного внимания многим из проблем, связанных с рисками негеологического характера, которые отрицательно сказываются на притоке новых инвестиций в разведку и добычу. Тем не менее, масштабные планы правительства, предполагающие увеличение объемов экспорта транскаспийской нефти в несколько раз, представляются чрезмерно амбициозными. Участники сегмента хранения и транспортировки, скорее всего, будут не готовы взять на себя существенные дополнительные расходы, которые при этом потребуются – в частности, на расширение флота, терминалов и прочей инфраструктуры – особенно в отсутствие официальных обязательств по увеличению поступающих объемов со стороны поставщиков сырой нефти.

Для того, чтобы обеспечить надлежащий уровень снабжения растущего внутреннего рынка нефти, требуется либерализация цен наряду с

расширением мощностей НПЗ. Одним из наиболее значимых драйверов либерализации внутренних цен, наряду с интеграцией в рамках ЕАЭС, является ожидаемое после 2025 года сокращение предложения сырой нефти. В связи со спадом добычи на старых месторождениях КМГ нефтепереработчикам потребуются альтернативные источники сырья. При правильном ценообразовании часть необходимых поставок может поступить из объемов добычи МНК и менее крупных независимых казахстанских производителей нефти. Если же внутренние цены будут искусственно удерживаться на низком уровне, властям страны, вероятно, придется по-прежнему прибегать к далеко не оптимальному комплексу административных мер для того, чтобы обеспечить поступление достаточных объемов сырой нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок – при этом внутренний спрос будет выше, чем в противоположном случае, а также потребуются более существенное расширение НПЗ и более масштабные инвестиции. Следует также учитывать и иные аспекты, имеющие отношение к обеспечению энергетической безопасности – в том числе необходимость пресечения «утечки» дешевого казахстанского моторного топлива потребителям в соседних государствах.

Анализ показал, что в 2021 году произошли серьезные сдвиги в мировой экономике — глобальная энергетическая отрасль стоит перед множеством сложных проблем и трансформаций. Нефтедобывающий сектор Казахстана в последние годы сталкивается с растущим спросом на энергию при нестабильных ценах на энергоносители, перестройкой глобальных цепочек поставок, усиленным сознанием экологической ответственности и необходимостью борьбы с изменением климата. Весьма острым становится вопрос износа и неминуемого старения инфраструктуры нефтяной отрасли, что подталкивает ее к разработке новых стратегий энергетической безопасности и управления рисками.

Учитывая укрепление глобального консенсуса по поводу изменения климата и энергетического перехода, развитие возобновляемой энергетики,

выход на нулевой баланс выбросов углерода сохраняют свою значимость. Однако все очевиднее становятся колоссальные сложности, стоящие на этом переходном пути.

Основываясь на результатах анализа инициатив в области энергетического перехода и сокращения выбросов парниковых газов в Казахстане, а также на их сравнении с действующими программами декарбонизации в международном плане, представляется целесообразным порекомендовать пересмотр одного из наиболее важных элементов Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года – системы торговли квотами на выбросы.

Еще одним залогом стабильности является международное сотрудничество, о чем свидетельствует участие Казахстана с 2020 года в организованном сокращении добычи сырой нефти группой ее крупнейших мировых производителей в рамках альянса ОПЕК+. Данная инициатива позволяет стабилизировать мировые рынки энергоресурсов, не позволяя ценам на нефть (а вместе с ними и доходам нефтяных экспортеров) упасть до очень низких отметок за счет обеспечения более близкого соответствия между глобальными объемами спроса и предложения.

Еще одним направлением широкого регионального сотрудничества, потенциально содействующим энергетической безопасности, является предстоящее формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Данный процесс обеспечивает механизм, посредством которого цены на энергоресурсы в Казахстане могут постепенно вырасти до паритета с ценами в других государствах-членах ЕАЭС (прежде всего России) в ходе продвижения по пути создания открытых интегрированных рынков. Более высокий уровень цен на энергоресурсы принесет ощутимую выгоду за счет повышения эффективности энергопотребления (и, как следствие, снижения выбросов парниковых газов), а также сокращения

нерегистрируемого («серого») экспорта потребителям в приграничных странах.

Помимо отсутствия определенности в отношении темпов разработки и внедрения технологий чистой энергетики, наиболее острыми представляются четыре проблемы:

- возобновленный выход на первый план энергетической безопасности как одного из первоочередных государственных приоритетов;

- расхождение во мнениях по поводу того, насколько быстро должен и может происходить энергетический переход в разных регионах мира, что отчасти связано с его потенциально дестабилизирующим воздействием на экономику;

- обострение противоречий между развитыми и развивающимися странами относительно приоритетов перехода;

- препятствия для расширения добычи и формирования цепочек поставок минерального сырья, необходимого для выхода на нулевой баланс выбросов.

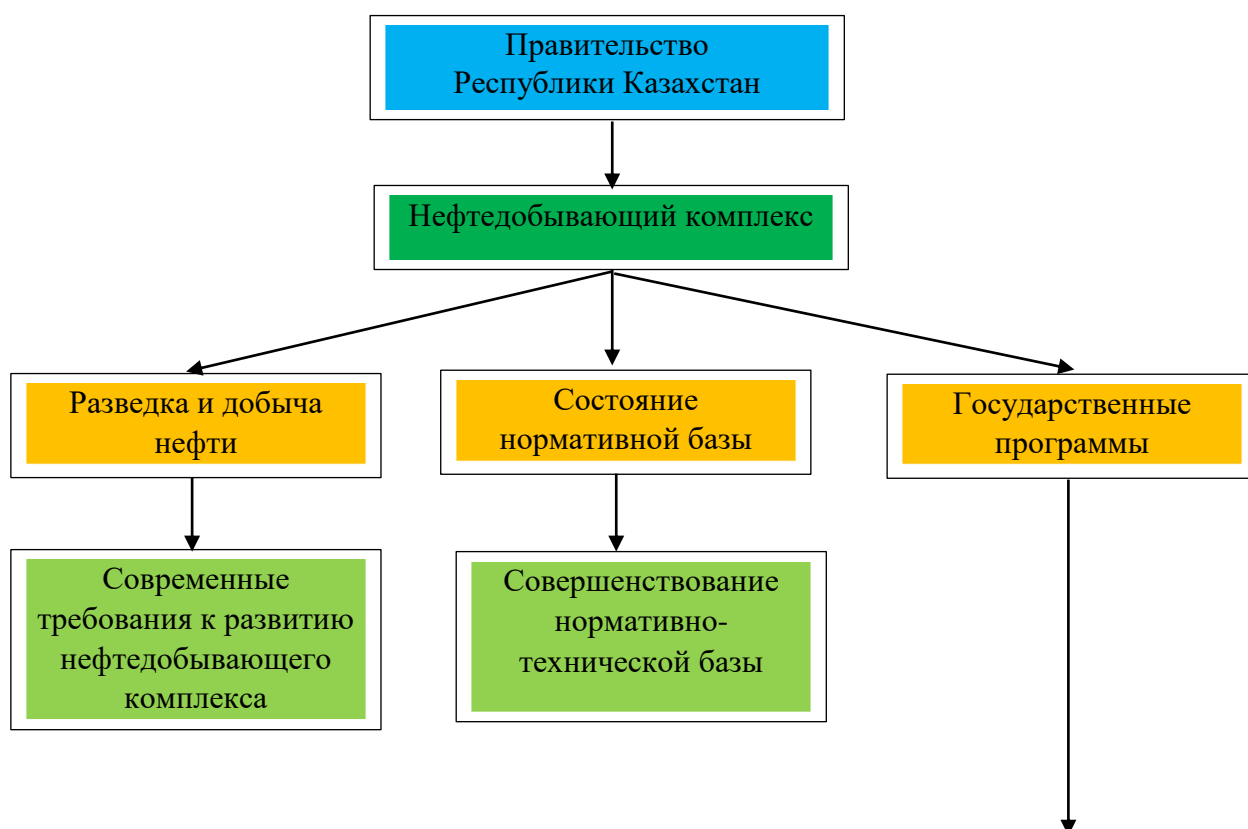
В то же время, наряду с возникновением глобальных вызовов, нефтяная отрасль имеет большой потенциал для развития. Стремительное развитие технологий, включая возобновляемые источники энергии, инновации в энергоэффективности, современные способы хранения энергии и цифровизация - открывают новые горизонты для отрасли. Необходимо, использовать эти возможности для создания более устойчивой, надежной, эффективной и гибкой энергетической системы.

В этих сложных условиях постоянный мониторинг сложившейся ситуации и разработка оптимальной модели по совершенствованию государственных регуляторных мер воздействия является важным механизмом для оценки современного состояния нефтедобывающего сектора Казахстана, а также определения стратегических перспектив и приоритетов на ближайшие годы.

Особую актуальность для Казахстана сегодня приобретает применение системного подхода к планированию эффективного развития нефтедобывающего комплекса республики, который позволит снизить эти риски и повысить конкурентоспособность экономики. Правительство страны должны последовательно принимать системные изменения по регулированию отрасли и решению важнейших задач в сфере декарбонизации национальной экономики.

Системный подход заключается в разработке Модели по совершенствованию государственных регуляторных мер воздействия, которая должна стать основой для дальнейшего диалога и сотрудничества между государственными структурами, бизнесом и научным сообществом, и независимым руководством для разработки взвешенной государственной политики, принятия важных решений, способствующих устойчивому развитию энергетического сектора Казахстана.

Для достижения поставленных целей в диссертационном исследовании и подготовке практических рекомендаций нами была разработана Модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики. Модель системного подхода представлена на рисунке 3.1



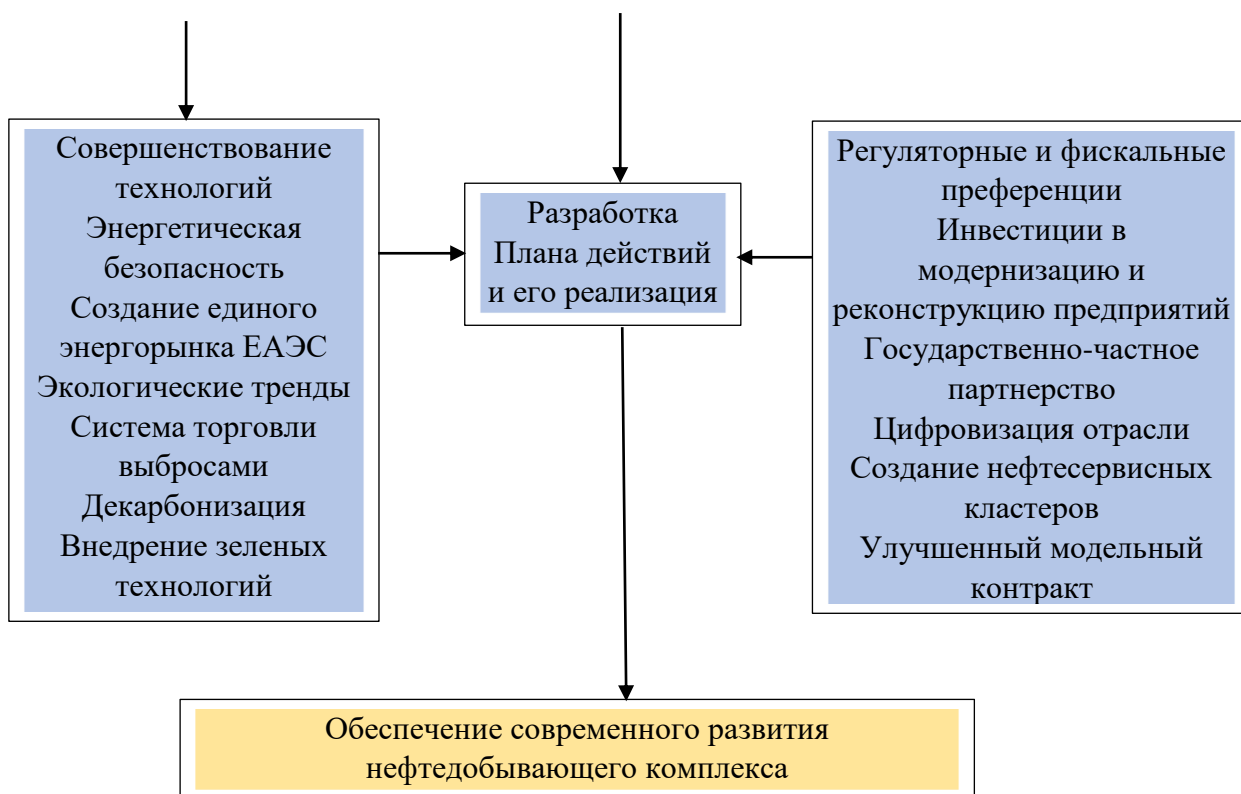


Рис. 3.1. Модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на развитие нефтедобывающего комплекса

Руководствуясь методами системного подхода и требованиями современных трендов в мировой практике добычи нефти в области окружающей среды, внедрения современных экологических технологий, искусственного интеллекта и цифровизацию Правительству РК необходимо провести глубокий анализ нефтедобывающего комплекса, действующей нормативно-законодательной базы и разработанных и утвержденных государственных программ на предмет выявления и расхождения с указанными выше требованиями и мировыми тенденциями.

Современные мировые тенденции предусматривают следующие требования: достижение энергетической безопасности, создание единого энергорынка ЕАЭС, экологические тренды по охране окружающей среды и изменению климата, проведение процесса декарбонизации, внедрение новых зеленых технологий, внедрение высоких «умных» технологий, и др.

Государственные функции в области добычи, производства и оборота нефти и нефтепродуктов исполняются различными государственными органами.

Изучение структуры Правительства Республики Казахстан показывает, что Министерство энергетики Республики Казахстан ответственно за обеспечение развития топливно-энергетического комплекса, формирование и реализацию государственной политики, совершенствование системы государственного управления в сфере добычи, недропользования, обеспечения реализации компетенции полномочного органа, вытекающей из соглашений о разделе продукции, транспортировки, обеспечение устойчивости экспорта нефтяных ресурсов, контроля за реализацией закона о магистральном трубопроводе, переработки нефти, и производства нефтепродуктов.

Правительство РК должно поставить задачу перед нефтедобывающим сектором и другими соответствующими государственными уполномоченными органами управления по совершенствованию нормативной базы с учетом новых современных требований и внесению изменений в действующую нормативно-законодательную базу и разработать План действий (Дорожную карту) по поэтапному внедрению нововведений.

Разработанный План действий Правительства республики должен быть общим, в котором указывается ответственность каждого государственного органа управления за определенный этап действий и заложенных мероприятий.

Например, Министерство национальной экономики Республики Казахстан должно разработать план реализации политики и тарифного регулирования деятельности субъектов нефтедобывающего комплекса и заложить стимулирующие инструменты и механизмы по развитию и внедрению новых экологических и цифровых технологий, и представить план в Правительство для включения в общий план действий.

Министерство финансов Республики Казахстан разрабатывает регуляторные и налоговые преференции для внесения в нормативно-правовые акты в области разведки, добычи нефти и оборота нефтепродуктов.

Министерство торговли и интеграции Республики Казахстан принимает участие в области регулирования деятельности товарных бирж, формирование торговой политики и установления ввозных и вывозных пошлин, также должно разработать и внедрить систему торговли выбросами.

Местные исполнительные органы формируют потребность регионов в продуктах нефтепереработки, совместно с Министерством сельского хозяйства в дизельном топливе в период сезонных сельскохозяйственных работ, мазутом в период проведения отопительного сезона, совместно с Министерством индустрии и инфраструктурного развития потребность в дорожном битуме для строительства и реконструкции автомобильных дорог республики.

В действующих государственных программах необходимо внести дополнения по стимулированию инвестиций в модернизацию и реконструкцию национальных нефтяных компаний, по совершенствованию нормативно правовой базы по эффективному взаимодействию государственно-частному партнерству. Включить в программы меры по цифровизации отрасли и созданию нефтесервисных предприятий и кластеров, улучшенных модельных контрактов для сложных и зрелых месторождений.

Например, в рамках принятых нового Кодекса Республики Казахстан от 6 мая 2020 года «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» и Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс о недрах и недропользовании) предусмотрены нормы по стимулированию геологоразведки, улучшению инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли и восполнению ресурсной базы.

Таким образом, благодаря методам системного подхода к государственному регуляторному воздействию, последовательности в поэтапном внедрении стимулирующих инструментов и механизмов, эффективной реализации государственной экономической политики в сфере недропользования в соответствии с последними мировыми тенденциями и эффективном взаимодействии государственных органов управления можно обеспечить современное развитие нефтедобывающего комплекса.

3.3. Прогноз развития нефтедобывающего комплекса Республики Казахстан до 2030 года

В связи с тем, что нефтедобывающая промышленность Республики Казахстан является одной из важнейших ключевых отраслей экономики страны, обеспечивающей приток инвестиций в страну и пополнение государственного бюджета, является необходимым определением перспектив развития данной отрасли на предстоящий среднесрочный период.

В этих целях нами разработан прогноз развития нефтедобывающего комплекса Казахстана до 2030 года на базе регрессионной модели и использованием показателя аппроксимации, отражающей качество модели прогноза, и коэффициента детерминации, демонстрирующей количество дисперсии (разброса значений) между переменными.

Табл. 3.1. Прогноз объема добычи нефти в Республике Казахстан в разрезе регионов до 2030 года, тыс. тонн

Показатели	Уравнение тренда	Аппроксимация	Коэффициент детерминации	2022г. Факт	2024г. Прогноз	2025г. Прогноз	2026г. Прогноз	2027г. Прогноз	2028г. Прогноз	2029г. Прогноз	2030г. Прогноз
Республика Казахстан	$y = 92511.9 * 0.98^x$	A=0,93	R ² =0,91	84 236,9	80311,9	78705,7	77131,6	75588,9	74077,2	72595,6	71143,7
Актюбинская область	$y = -645.6823 * \ln(x) + 5993.0598$	A=2,69	R ² =0,89	5 029,2	4736,6	4650,4	4574,3	4506,3	4444,7	4388,6	4336,9
Атырауская область	$y = 385.6893 / x + 47456.4486$	A=1,72	R ² =0,54	46 859,7	47511,5	47504,6	47499,3	47495,0	47491,5	47488,5	47486,1
Западно-Казахстанская область	$y = 12589.6 * x^{-0.05}$	A=2,18	R ² =0,67	11 526,3	11422,3	11346,3	11279,7	11220,4	11167,1	11118,6	11074,2
Жамбылская область	$y = 16.78 * x^{-0.1339}$	A=1,29	R ² =0,92	14,2	12,93	12,70	12,50	12,32	12,171	12,030	11,9
Кызылординская область	$y = 7000.05 * 0.89^x$	A=2,77	R ² =0,95	4 006,3	3096,2	2755,6	2452,5	2182,7	1942,6	1728,9	1538,7
Мангистауская область	$y = -363.09 x + 18365.01$	A=1,44	R ² =0,86	16 800,5	15823,3	15460,2	15097,2	14734,1	14371,0	14007,9	13644,8

Таблица 3.1, демонстрирует, что к концу 2030 года прогнозируется уменьшение объема добычи нефти. По сравнению с 2022 годом объем добычи нефти в целом по Республике Казахстан в 2030 году сократится в 1,2 раза или на 13093,2 тыс. тн. При этом снижение объемов добычи к концу 2030 года прогнозируется во всех нефтедобывающих регионах Казахстана кроме Атырауской области, где данный показатель вырастет к 2030 году по сравнению с 2022 годом незначительно или в 1,1 раза, на 624,4 тыс. тн.

Прогнозируется, что в Актюбинской области к 2030 году в сравнении с 2022 годом объем добычи нефти снизится в 1,15 раза или на 755,3 тыс. тн, в Западно-Казахстанской области снизится в 1,04 раза или на 452,1 тыс. тн, в Жамбылской области – в 1,2 раза или на 2,3 тыс. тн, в Кызылординской области – в 2,6 раза или на 2467,6 тыс. тн, в Мангистауской области – в 1,23 раза или на 3155,7 тыс. тн.

Наибольший объем добычи нефти к концу 2030 года прогнозируется в Атырауской области, удельный вес которой в общем объеме добычи нефти в республике составит 66,7 %. Второе и третье место по данному показателю займут Мангистауская и Западно-Казахстанская области, чьи удельные веса в общем объеме добычи нефти в Казахстане к концу 2030 года составят 19,2% и 15,5 %, соответственно. В остальных нефтедобывающих регионах Казахстана объем добычи нефти прогнозируется незначительным.

В вышеотмеченной таблице «А» - это средняя ошибка аппроксимации, демонстрирующей качество модели; R – корреляция между X и Y, а Y – значение искомого показателя.

Так как значение показателя «А» по всей таблице составляет меньше 10, то можно утверждать, что качество построенной модели является нормальным, а прогнозируемые показатели наиболее вероятными.

Учитывая, что Казахстан - крупная нефтедобывающая страна, следующая таблица посвящена прогнозу как объему добычи, так и экспорту, и потреблению нефти в Республике Казахстан (табл. 3.2.).

Табл. 3.2. Прогноз объемов добычи, экспорта и потребления нефти в Республике Казахстан до 2030 года, млн.

ТОНН

Показатели	Уравнение тренда	Аппроксимация	Коэффициент детерминации	2022 г. Факт	2024г. Прогноз	2025г. Прогноз	2026г. Прогноз	2027г. Прогноз	2028г. Прогноз	2029г. Прогноз	2030г. Прогноз
Добыча	$y = 92.59 * 0.98^x$	A=0,21	$R^2=0,92$	84,2	80,31	78,71	77,14	75,59	74,1	72,60	71,14
Экспорт нефти	$y = 71.4 * x^{-0.04644}$	A=0,49	$R^2=0,75$	65,2	65,23	64,82	64,47	64,15	63,87	63,61	63,3
Потребление	$y = -0.995 * \ln(x) + 19.97$	A=8,26	$R^2=0,45$	19	18,03	17,9	17,78	17,6	17,58	17,49	17,41

Вышеотмеченная таблица показывает нам, что вслед за рассмотренным нами выше трендом сокращения объемов добычи нефти в Республике Казахстан до конца 2030 года, прогнозируется, соответственно, снижение объемов экспорта нефти до конца отмеченного периода (рис. 3.2.)

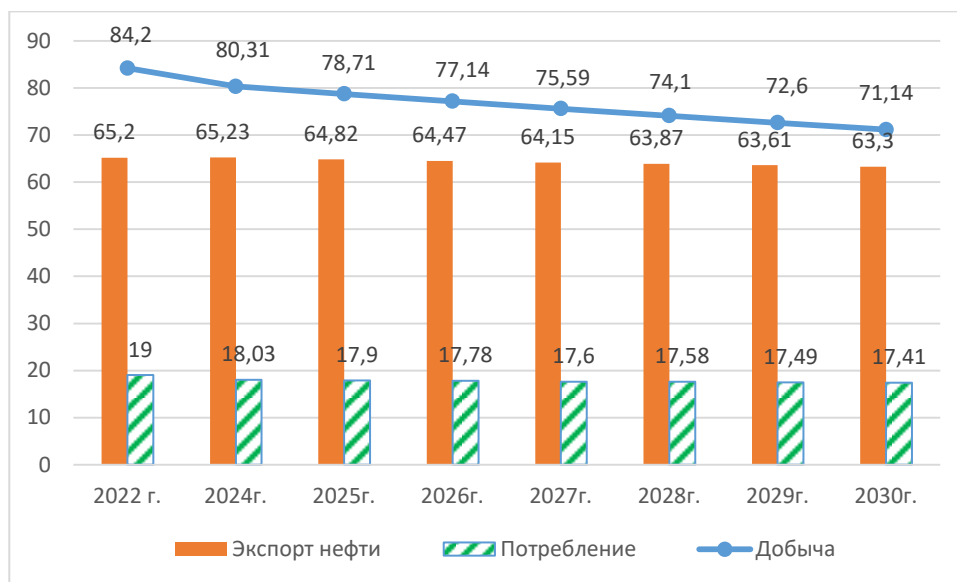


Рис. 3.2. Прогноз динамики объемов добычи, экспорта и потребления нефти в Республике Казахстан до конца 2030 года, млн. тн

Однако, необходимо отметить, что если объем добычи нефти снизится к 2030 году в 1,2 раза по сравнению с 2022 годом, то снижение объема экспорта нефти прогнозируется не таким существенным – всего в 1,03 раза или на 1,9 млн. тн. Прогнозируется, что потребление нефти к 2030 году снизится также несущественно - в 1,1 раза или на 1,59 млн. тн. Такие тренды наглядно видны на рис. 3.2.

Так как значение показателя «А» по всей таблице № 3.2 составляет меньше 10, то можно утверждать, что качество построенной модели является нормальным, а прогнозируемые показатели наиболее вероятностными.

Представляет интерес для нашего исследования и прогноз объемов производства различных видов нефтепродуктов в Казахстане до 2030 года, который предложен нами в рис. 3.3.

Табл. 3.3. Прогноз объемов производства нефтепродуктов в Казахстане до 2030 года, тыс. тонн

Показатели	Уравнение тренда	Аппроксимация	Коэффициент детерминации	2022 г. Факт	2024г. Прогноз	2025г. Прогноз	2026г. Прогноз	2027г. Прогноз	2028г. Прогноз	2029г. Прогноз	2030г. Прогноз
Топливо моторное (Бензин, в т.ч. авиационный)	$y = 229.74 x + 3863.14$	A=2,25	R2=0,93	4 965,3	5471,3	5701,0	5930,8	6160,5	6390,2	6620,0	6849,76
Газойли (топливо дизельное)	$y = 4532.5 * e^{0.0292x}$	A=3,21	R2=0,74	5 424,7	6 248,7	7 072,7	7 896,7	8 720,7	9 544,7	10 368,7	11 192,7
Мазут топочный	$y = 2814.7 * x - 0.02315$	A=9,56	R2=0,42	3 153,8	2690,7	2682,4	2675,1	2668,5	2662,7	2657,3	2652,43

Таблица 3.3, демонстрирует нам, что в Республике Казахстан к 2030 году, согласно разработанному нами прогнозу, вырастет объем производства бензина и дизельного топлива. В частности, производство бензина к 2030 году увеличится по сравнению с 2022 годом в 1,37 раза или на 1844,4 тыс. тн.

Прогнозируется, что к 2030 году в Республике Казахстан существенно увеличится производство дизтоплива. Так, в сравнении с 2022 годом его объемы увеличатся в 2 раза или на 5768 тыс. тн. Наглядно данный тренд отображен на рис. 3.3.

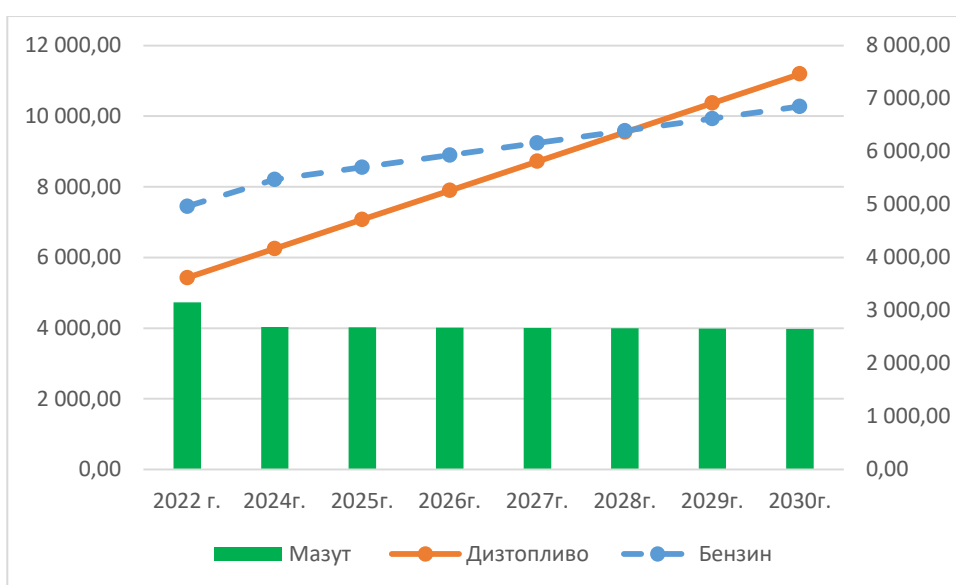


Рис. 3.3. Прогноз динамики объемов производства нефтепродуктов в Казахстане до 2030 года, тыс. тонн

Что касается производства мазута, то к 2030 году его объемы, согласно прогнозу, напротив, уменьшатся в 1,18 раза или на 501,4 тыс. тн, по сравнению с 2022 годом.

Так как значение показателя «А» по всей таблице № 3.3 составляет меньше 10, то можно утверждать, что качество построенной модели является нормальным, а прогнозируемые показатели наиболее вероятностными.

Также будет информативным представить разработанный нами прогноз инвестиций в основной капитал, отображенный в табл. 3.4.

Табл. 3.4. Прогноз инвестиций в основной капитал в сфере добычи нефти и газа и производства нефтепродуктов в Республике Казахстан до 2030 года, млрд. тенге

Показатели	Уравнение тренда	Аппроксимация	Коэффициент детерминации	2022 г. Факт	2024г. Прогноз	2025г. Прогноз	2026г. Прогноз	2027г. Прогноз	2028г. Прогноз	2029г. Прогноз	2030г. Прогноз
Добыча сырой нефти и природного газа	$y = 1111.9 / x + 3059.8$	A=10	R2=0,47	3396,9	3218,6	3198,7	3183,3	3170,9	3160,8	3152,4	3145,33
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	$y = 501.78 * e^{-0.427x}$	A=11	R2=0,82	85,8	104,8	123,8	142,8	161,8	180,8	199,8	218,8

Как показывает табл. 3.4, инвестиции в основной капитал в 2030 году в сфере добычи сырой нефти и природного газа в Республике Казахстан прогнозируются в сумме 3145,3 млрд. тенге или меньше, чем в 2022 году в 1,08 раза или на 251,6 млрд. тенге. Сокращение инвестиций в основной капитал в сфере добычи сырой нефти будет происходить на фоне сокращения объемов ее производства до 2030 года. Наглядно это отображено на рис. 3.4.

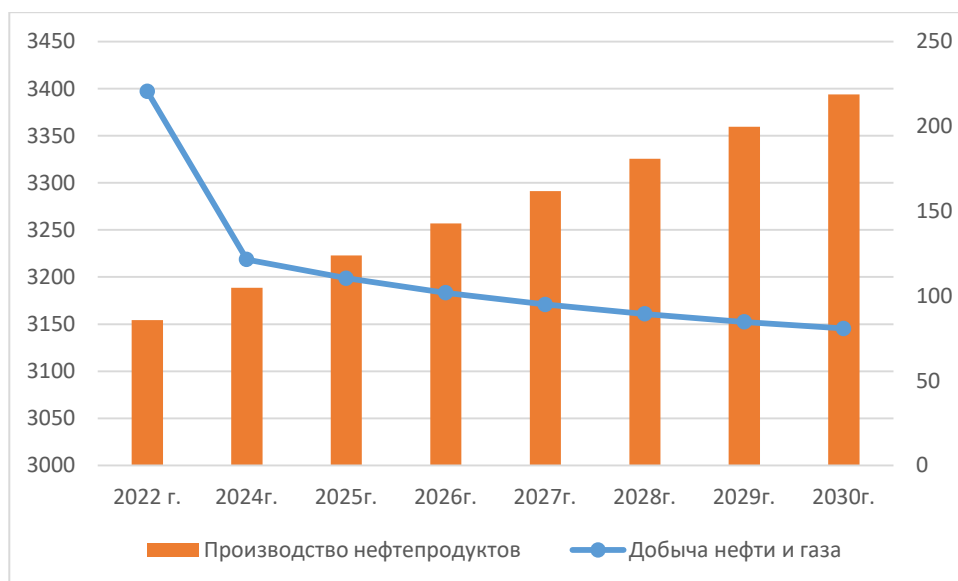


Рис. 3.4. Прогноз инвестиций в основной капитал в сфере добычи нефти и газа и производства нефтепродуктов в Казахстане до 2030 года, млрд. тенге

В том же периоде прогнозируется рост инвестиций в основной капитал в сфере производства нефтепродуктов. Так, данный показатель увеличится к 2030 году в сравнении с 2022 годом в 2,55 раза или на 133,0 млрд. тенге.

Так как значения показателя «А» в таблице № 3.4, равняется 10 и более, то значит разработанный прогноз данного показателя допускает возможные ощутимые погрешности.

Таким образом, в целях определения перспектив развития нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов промышленности

Республики Казахстан на среднесрочный период нами был разработан прогноз таких важнейших производственно-экономических показателей, как объем добычи нефти, в т.ч. разрезе регионов Республики Казахстан; экспорта и потребления нефти; объемов производства нефтепродуктов в разрезе отдельных видов, а также прогноз объемов инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи и нефтепереработки до конца 2030 года.

Данные прогнозные производственно-экономические показатели продемонстрировали нам, что к 2030 году в Республике Казахстан ожидается ощутимое снижение объемов добычи нефти, связанное с добровольным решением страны в рамках членства в альянсе ОПЕК+. На фоне сокращения объемов добычи нефти, соответственно, в среднесрочном периоде ожидается снижение объемов экспорта сырой нефти и объемов ее потребления.

Безусловно, такие тренды говорят о том, что Правительству Республики Казахстан, в целях снижения влияния существенных потерь от уменьшения объемов добычи и реализации сырой нефти необходимо задуматься о диверсификации, т.е. следует развивать альтернативные источники доходов, а также предпринимать другие эффективные меры для поддержки нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов промышленности.

Таковыми мерами могут стать предложения, выработанные нами в предыдущих параграфах настоящей главы.

Выводы по главе III

Таким образом, изложенные нами в главе III материалы и предложения по перспективам развития нефтедобывающей отрасли Республики Казахстан на среднесрочный период или до конца 2030 года, позволил сделать следующие выводы.

1. В Казахстане имеет место несогласованность государственной политики в сфере нефтедобычи и нефтепереработки ввиду разделения

полномочий между различными государственными органами, а также и недостаточный уровень внедрения цифровых технологий.

2. Отсутствуют стимулы для разработки и освоения морских и сложных месторождений на суше, в связи с чем необходимы привлекательные регуляторные и фискальные преференции будут стимулировать освоение новых сложных проектов на море и на суше.

3. Наблюдается отрицательная динамика инвестиций в дальнейшее развитие и повышение эффективности разработки углеводородных месторождений.

4. В целом нефтедобывающая отрасль страны характеризуется высокой степенью истощения действующих месторождений, завершением эры легкой нефти и усложнением разработки потенциально новых участков недр, таких как морские и сложные месторождения.

5. Постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

6. Становится необходимым разведка и добыча новых месторождений, развитие нефтегазовых месторождений с учетом новых экологических требований, в т.ч. с учетом внедрения принципов «зеленой» экономики. Необходим переход к новой энергетической парадигме, основанный на технологиях, которые не будут способствовать изменению климата

7. Необходимо создание сервисных кластеров по обслуживанию нефтяных предприятий, так как работа нефтяных месторождений и нефтеперерабатывающих предприятий — это единая работа десятков тысяч рабочих и инженеров, которые отлаживают и эксплуатируют большое количество сложного и «умного» оборудования.

8. Имеется необходимость создания и развития альтернативных путей транспортировки нефти и газа на экспортный рынок.

9. Является целесообразным инвестировать в модернизацию и реконструкцию предприятий, создание новых нефтеперерабатывающих предприятий.

10. Трубопроводная сфера должна перейти на дистанционный мониторинг транспортных систем – целостность транспортных систем нефте- и газопровода обеспечится облетами дронов, телемеханикой, динамическим контролем датчиков давления.

11. Если внутренние цены на нефтепродукты будут искусственно удерживаться на низком уровне, властям страны, вероятно, придется по-прежнему прибегать к далеко не оптимальному комплексу административных мер для того, чтобы обеспечить поступление достаточных объемов сырой нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок. В этой связи требуется либерализация цен наряду с расширением мощностей НПЗ.

12. Необходимо формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Данный процесс обеспечивает механизм, посредством которого цены на энергоресурсы в Казахстане могут постепенно вырасти до паритета с ценами в других государствах-членах ЕАЭС (прежде всего России) в ходе продвижения по пути создания открытых интегрированных рынков. Более высокий уровень цен на энергоресурсы принесет ощутимую выгоду за счет повышения эффективности энергопотребления.

13. Авторами разработана Модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики, отражающая меры по повышению эффективности развития нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса Республики Казахстан.

14. В Республике Казахстан прогнозируется ощутимое снижение объемов добычи нефти, связанное с добровольным решением страны в рамках членства в альянсе ОПЕК +. На фоне сокращения объемов добычи нефти, соответственно, в среднесрочном периоде ожидается снижение объемов экспорта сырой нефти и объемов ее потребления.

15. Такие тренды говорят о том, что Правительству Республики Казахстан, в целях снижения влияния существенных потерь от уменьшения объемов добычи и реализации сырой нефти необходимо задуматься о диверсификации, т.е. следует развивать альтернативные источники доходов, а также предпринимать предложенные нами меры для поддержки нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов промышленности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенного исследования и полученных научных результатов были сформулированы следующие заключения:

1. Рассмотрение моделей организационно - экономической системы позволяет понять сущность их развития, повысить качество и эффективность управляемых объектов, рассмотреть в единстве технические, экономические, социальные, психологические и управленческие аспекты. Регулирование организационной системы с учетом всех факторов внешней и внутренней среды обеспечивает заданное состояние функционирования системы и при определении приоритетов развития отрасли необходимо использовать современные научные методы, подходы и принципы, все внешние и внутренние параметры среды отрасли, ее конкурентоспособность, организацию производства, человеческие ресурсы, наличие современных технологий, разработанность стратегических государственных программ и стратегических планов, развитие нормативно-законодательной базы, план действий и мероприятий по развитию отрасли.

2. Было установлено, что в настоящее время мировая нефтегазовая отрасль находится на пороге больших перемен: постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний мира к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

3.Проведенный нами анализ функционирования нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих отраслей в Кыргызской Республике и Республике Казахстан позволил сделать следующие выводы.

-Республика Казахстан относится к крупнейшим нефтедобывающим странам, обладая подтвержденными 3% мирового запаса нефти наряду со странами Ближнего Востока, Россией, Венесуэлой, Китаем, Норвегией, Канадой, Великобританией, Индонезией и Бразилией.

-Нефтегазоносные районы Казахстана, в которых расположены 172 нефтяных и 42 конденсатных месторождения, занимают площадь порядка 62% территории Казахстана, т.е. можно говорить о том, что страна обладает значительными финансово-экономическими возможностями от экспорта нефти и газа.

-Стабильное функционирование нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан напрямую зависит от деятельности иностранных компаний: более 70% объема добычи нефти осуществляют иностранные инвесторы, в т.ч. из США, Китая, России, Европейского союза, которыми представлены такие крупные транснациональные компании, как ExxonMobil, Shevron, Agip, BG, Shell, Total, INPEKS, ЛУКойл, Eni и другие.

-Самыми крупными месторождениями нефти на территории Республики Казахстан из вышеперечисленных являются Кашаган, Тенгиз и Карачаганак, так как совокупная доля вышеотмеченных трех нефтедобывающих проектов составляет порядка 60% всего производства нефти в республике.

-Среди стран бывшего Советского союза, Казахстан обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов после России. В соответствии с данными Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, извлекаемые запасы нефти в стране оцениваются в 4,1 миллиардов тонн (30 миллиардов баррелей).

4.В течении всего срока независимости Казахстана основным катализатором активного экономического роста был сектор нефти и газа. В свою очередь, основными факторами роста сектора были цена, прямые инвестиции, и рост

добычи нефти. Другие отрасли экономики не смогли обеспечить столь сильного и устойчивого роста ВВП. После снижения цен и объемов добычи нефти резко снизился рост ВВП и возникли фискальные дисбалансы. Такие тенденции прямо указывают на то, что экономика Республики Казахстан существенно зависит от функционирования на нефтегазодобывающего сектора.

5. Удельный вес сектора по добыче нефти в общем объеме производства промышленной продукции Казахстана в 2022 году составил 39%, а удельный вес в объеме производства горнодобывающей промышленности стал основным или составил 76,3%, что подтверждает бюджет образующий характер нефтедобывающего сектора. В 2022 году наблюдалось существенное снижение объемов инвестиций в основной капитал в сфере добычи сырой нефти и природного газа, где он уменьшился в сравнении с 2018 годом в 6,14 раза, что обусловлено влиянием для Казахстана официальной программы альянса ОПЕК+, которая в настоящее время предусматривает ограничение добычи нефти в стране до конца 2024 года, т.е. Казахстан добровольно сокращает объемы инвестиций в основной капитал в нефтедобывающем секторе.

6. В Казахстане существенно развит нефтеперерабатывающий комплекс, так как страна на все 100 % покрывает внутренний спрос на сырую нефть и нефтепродукты за счет собственного производства, в связи с чем, республика не нуждается в импорте нефти и нефтепродуктов.

7. Кыргызская Республика также обладает запасами углеводородного сырья, которые расположены в Джалал-Абадской и Баткенской областях страны. Однако, извлекаемые запасы нефти в Кыргызстане незначительны и составляют всего 13 млн. тонн, т.е. Кыргызстан не является нефтедобывающей страной. Потребности Кыргызской Республики в нефтепродуктах обеспечиваются главным образом за счет их импорта. Основным поставщиком нефтепродуктов является Россия.

8. Размер экономики Республики Казахстан существенно превышает экономику Кыргызской Республики, в связи с чем, финансово-экономические показатели в нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих отраслях Казахстана и Кыргызстана не сопоставимы. Так, в 2022 году в Казахстане было добыто 84236,9 тыс. тн, сырой нефти или в 285,4 раза больше чем в Кыргызстане за этот же период, а сумма инвестиций в основной капитал в сфере нефтедобычи составила в Казахстане 769,4 млрд сом или больше, чем в Кыргызской Республике в 427 раз. Удельный вес нефтеперерабатывающей отрасли в общем объеме промышленного производства Кыргызстана в 2022 году составил 1,44%, а в объеме обрабатывающей промышленности - 1,86%. То есть, в Кыргызстане нефтепереработка не является бюджет образующей отраслью.

9. В Казахстане имеет место несогласованность государственной политики в сфере нефтедобычи и нефтепереработки ввиду разделения полномочий между различными государственными органами, а также и недостаточный уровень внедрения цифровых технологий. Отсутствуют стимулы для разработки и освоения морских и сложных месторождений на суше, в связи с чем необходимы привлекательные регуляторные и фискальные преференции будут стимулировать освоение новых сложных проектов на море и на суше.

10. Наблюдается отрицательная динамика инвестиций в дальнейшее развитие и повышение эффективности разработки углеводородных месторождений. В целом нефтедобывающая отрасль страны характеризуется высокой степенью истощения действующих месторождений, завершением эры легкой нефти и усложнением разработки потенциально новых участков недр, таких как морские и сложные месторождения.

11. Постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное

желание ведущих компаний к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли.

12. Становится необходимым разведка и добыча новых месторождений, развитие нефтегазовых месторождений с учетом новых экологических требований, в т.ч. с учетом внедрения принципов «зеленой» экономики. Необходим переход к новой энергетической парадигме, основанный на технологиях, которые не будут способствовать изменению климата, а также создание сервисных кластеров по обслуживанию нефтяных предприятий, так как работа нефтяных месторождений и нефтеперерабатывающих предприятий — это единая работа десятков тысяч рабочих и инженеров, которые отлаживают и эксплуатируют большое количество сложного и «умного» оборудования.

13. Необходимо формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Данный процесс обеспечивает механизм, посредством которого цены на энергоресурсы в Казахстане могут постепенно вырасти до паритета с ценами в других государствах-членах ЕАЭС (прежде всего России) в ходе продвижения по пути создания открытых интегрированных рынков. Более высокий уровень цен на энергоресурсы принесет ощутимую выгоду за счет повышения эффективности энергопотребления.

14. Авторами разработана Модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики, отражающая меры по повышению эффективности развития нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса Республики Казахстан.

15. В Республике Казахстан прогнозируется ощутимое снижение объемов добычи нефти, связанное с добровольным решением страны в рамках членства в альянсе ОПЕК+. На фоне сокращения объемов добычи нефти, соответственно, в среднесрочном периоде ожидается снижение объемов экспорта сырой нефти и объемов ее потребления.

16. Такие тренды говорят о том, что Правительству Республики Казахстан, в целях снижения влияния существенных потерь от уменьшения объемов добычи и реализации сырой нефти необходимо задуматься о диверсификации, т.е. следует развивать альтернативные источники доходов, а также предпринимать предложенные нами меры для поддержки нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов промышленности.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Для успешной реализации государственной политики в организационно-экономических механизмах развития нефтедобывающей промышленности необходимо:

1. Добиться устойчивого развития топливно-энергетического комплекса для обеспечения энергетической безопасности страны. Вследствие чего, необходимо, формирование эффективной системы государственного управления в области развития нефтедобывающей промышленности, применение системного подхода к планированию эффективного развития нефтедобывающего комплекса республики, который позволит снизить эти риски и повысить конкурентоспособность экономики. Правительство страны должны последовательно принимать системные изменения по регулированию отрасли и решению важнейших задач в сфере декарбонизации национальной экономики.

2. Пересмотреть ключевые направления для развития отрасли на ближайшие годы:

-Разведка и добыча новых месторождений, развитие нефтегазовых месторождений с учетом новых экологических требований;

-Создание и развитие альтернативных путей транспортировки нефти и газа на экспортный рынок;

-Инвестиции в модернизацию и реконструкцию предприятий, создание новых нефтеперерабатывающих предприятий;

-Цифровизация отрасли

3. Для достижения поставленных целей использовать предложенную Модель системного подхода к государственному регуляторному воздействию на сектора экономики Казахстана на примере нефтедобывающего комплекса республики. Основной целью которой является создание основы для дальнейшего диалога и сотрудничества между государственными структурами, бизнесом и научным сообществом, и независимым руководством для разработки взвешенной государственной политики, принятия важных решений, способствующих устойчивому развитию энергетического сектора Казахстана.

4. Разработанный нами прогноз развития нефтедобывающей промышленности Республики Казахстан до 2030 года показал нам, что в Республике Казахстан прогнозируется ощутимое снижение объемов добычи нефти, связанное с добровольным решением страны в рамках членства в альянсе ОПЕК +. На фоне сокращения объемов добычи нефти, соответственно, в среднесрочном периоде ожидается снижение объемов экспорта сырой нефти и объемов ее потребления.

5. Такие тренды говорят о том, что Правительству Республики Казахстан, в целях снижения влияния существенных потерь от уменьшения объемов добычи и реализации сырой нефти необходимо задуматься о диверсификации, т.е. следует развивать альтернативные источники доходов, а также предпринимать предложенные нами меры для поддержки нефтедобывающего и нефтеперерабатывающих секторов промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Адизес, И Управление жизненным циклом корпорации: пер.с англ./Адизес,И – СПб.: Питер, 384с.
2. Александров А.В., Александрова С.А. Экономическое развитие промышленных предприятий Республики Беларусь- Могилев, БРУ, 2020. - e.biblio.bru.bu/handle/1212121212/13522
3. Александрова Л.А. Конкурентоспособные промышленные кластеры: теория и практика формирования, Саратов.СГСЭУ, 2005.
4. Ассоциация KAZENERGY. Нефть и газ независимого Казахстана: Путь преобразований и перемен. – 2017. – С. 146–147. [KazEnergy Association. Oil and gas of independent Kazakhstan: the Way of transformations and changes. – 2017. – P. 146–147.]
5. Ассоциация KAZENERGY. Нефть и газ независимого Казахстана: Путь преобразований и перемен. – 2017. – С. 159. [KazEnergy Association. Oil and gas of independent Kazakhstan: the Way of transformations and changes. – 2017. – P. 159.]
6. Association of Legal Entities “Kazakhstan Association of Oil-Gas and Energy Sector Organizations “Kazenergy”. (2017), Natsionalnyi Energeticheskii Doklad [National Energy Report]. Available from: http://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport17_ru.pdf.
7. Азольский А. Тенденции развития мирового рынка нефти//vwww.hedgfond.ru/world/oil/070200.htm
8. Акшолоков У. Жалтаев Г., Карпеков К. и др. Национальная нефтяная энциклопедия. Астана, Лондон, 1999г.
9. Андреев В. Мировой рынок нефти эволюция структуры //www. iskran. iip//russ/works00/2
10. Апостолоу А. Новая нефтяная политика накладывает новое бремя на плечи иностранных фирм//www.eurasianet.org/skvazhina/oil/280101/htm

11. Аубакирова Г. Индустриально-инновационное развитие Казахстана: роль государства // Экономист. 2014. № 12. С. 52–68.
12. Andronova I.V. The Role of Innovative Decisions in the Development of Oil and Gas Companies. International. Journal of Energy Economics and Policy. 2017. № 7 (2). P. 346–351.
13. Болотов С.П. Развитие менеджмента в условиях глобализации//Вестник Научно-исслед. Центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования. Сыктывкарского гос.универ. - <http://koet.syktsu.ru/vestnik/2005/2005-4/5/htm>
14. Байзулина, А. О развитии стандартизации в нефтегазовой отрасли Казахстана / А. Байзулина, А. Кали // International Scientific Review. – 2016. – № 16. (26). – С. 15- 16.
15. Бутырина, Е. ТШО работает над поиском альтернативных маршрутов транспортировки углеводородного сырья для смягчения возможных последствий от антироссийских санкций / Е. Бутырина // Панорама. – 2014. – № 44. – 14.11.2014. – С. 6.
16. Бирюкова В.В Особенности интеграционных процессов в нефтегазовой отрасли // Международный научный журнал «Инновационная наука». 2016. № 7–8. С. 55–60.
17. Виссема Х. Стратегический менеджмент и предпринимательство:/пер.с англ. -М.: ФИНПРЕСС, 2010, с. 115.
18. BP Energy Outlook: 2019 edition//BP p.l.c. 2019. – С.15.
19. BP Statistical Review of World Energy June 2019. URL:<https://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics.html>
20. OPEC Annual Statistical Bulletin 2019//2019 Organization of the Petroleum Exporting Countries. – С.60.
21. British Petroleum Statistical Review of World Energy 2018. – UK, L., 2018
22. Global upstream activity and market fundamentals//Wood Mackenzie. April 2019. – С. 33.
23. Downs A.: Inside Bureaucracy. -Boston: Little, Brown.292.P.1967

24. Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России/ под ред. Т.Митрова, И. Гайда, 2021, с. 24 Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО.
25. Данные Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан. URL:<http://stat.gov.kz/> [Data of the Committee on statistics of the Ministry of national economy of the Republic of Kazakhstan. URL:<http://stat.gov.kz/>]
26. Джантуреева, Э. Нефтегазовый комплекс: запасы, добыча, инвестиции / Э. Джантуреева // Kazakhstan. – 2014. – № 5. – С. 18-22.
27. Джолдасбаева, Г. Пути повышения конкурентоспособности нефтегазового комплекса за счет диверсификации и реструктуризации: теория, практика, приоритеты (на примере Республики Казахстан): Монография / Г.У. Джолдасбаева. – Алматы: Экономика, 2012. – 312 с.
28. Егоров О.И., Чигаркина О.Ф. Приоритеты развития нефтегазопереработки в Казахстане // Нефть и газ. 2015. № 4 (88). С. 41–50.
29. Закон РК «О приватизации».
30. Закон «Об иностранных инвестициях» от 27 декабря 1994 года 266-ХІІ (с изменениями и дополнениями)
31. Закон «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 года №2828
32. Законом РК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в Республике Казахстан» от 11 августа 1999 года.
33. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли/ ж. Нефтесервис №8, 2021.
34. International Energy Agency: World Energy Statistics 2018. URL:<https://www.iea.org>
35. Кибер Ленинка.<https://cyberleninka.ru>

36. Кошечкин С.А. Система целей предприятия // Электронный учебник «Экономика предприятия». – [http://www. businesscom.biz / biblio / ebooks / economics / 96/html](http://www.businesscom.biz/biblio/ebooks/economics/96/html)
37. Качалина Л.Н. Конкурентоспособный менеджмент. М.: Эксмо, 2006.г.
38. Мильнер Б.З Теория организации. Учеб. /Б.З. Мильнер-8 изд.-М.: ИНФРАМ, 2021г – 848 с.
39. Каренов, Р. Приоритетные направления развития нефтяной отрасли в мире и Казахстане / Р.С. Каренов, Е.Б. романько, А.М. Иманбекова, А.С. Ахметова // «Инновации в науке»: сборник статей по материалам ЛП международной научно-практической конференции (28 декабря 2015 г.). – 2015. – № 52-2. – С. 61-76.
40. Капустин В.М. Развитие инновационных технологий глубокой переработки углеводородного сырья // Вестник химической промышленности. М.: НИИТЭХИМ, 2015. № 6. С. 16–23.
41. Катона, В. Модернизация НПЗ Казахстана: конец «бензинового голода»? / В. Катона // Евразия-эксперт. – 26.06.2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eurasia.expert/modernizatsiya-npz-kazakhstan/> (дата обращения: 25.07.2018).
42. Кажегельдин А. Большие проблемы большой нефти // [www.kazhegeldin.kz.articles/works070301 .htm](http://www.kazhegeldin.kz/articles/works070301.htm)
43. Казахстан прячет свои богатства // www.CaspeanSea.ru/reu/news/oil/kz120900/htm
44. Карачаганак взгляд в будущее. // Petroleum, 2003г., № 5 (23).
45. Киинов Л. Будущее начинается сегодня. // Нефтегазовая вертикаль, сентябрь, 2002г., №15 (82).
46. Кирьянова Э. Друзья и враги Каспия// Petroleum, 2003г., № 4 (22).
47. Китай хочет больше казахской нефти. // Petroleum, 2003г., № 3 (21).
48. Кодекс Республики Казахстан о налогах и других платежах в бюджет (Налоговый кодекс). Алматы: Изд. Дом «БИКО», 2003г.

49. Кожантаева У. Чем объяснить дефицит нефти? //Деловой мир Астана, 2000, №2 (7)
50. Конституция Республики Казахстан от 30 августа 1995
51. Маткеримова, А. М. Добыча, переработка нефти и газа в Кыргызстане: история и пути их развития // Молодой ученый. — 2016. — № 19 (123). — С. 471-473. — URL: <https://moluch.ru/archive/123/34009/> (дата обращения: 08.02.2024)
52. Мауина, Г. Экономика нефтегазовой отрасли Республики Казахстан / Г.А. Мауина, А.Е. Жансагимова, А.Ж. Жолмуханова // Вестник Университета Туран. – 2016. – № 3 (71). – С. 66-70. Вестник Евразийской науки The Eurasian Scientific Journal 2018, №5, Том 10 2018, No 5, Vol 10 ISSN 2588-0101 <https://esj.today> Страница 12 из 13 65ECVN518 Издательство «Мир науки» \ Publishing company «World of science» <http://izd-mn.com>
53. Новиков Д.А., Иващенко А.А. Модели и методы организационного управления инновационным развитием фирмы. -М.: ЛЕНАНД. 2016. с. 87.
54. Новиков Д.А. Теория управления организационными системами: М.: МПСИ, 2025, с.62 big_economic_dictionary_academic.ru/124223/Развитие
55. Нефтегазовая отрасль в 2021-2022году. Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний. //Ж. Neftegaz.RU, №2, февраль 2023г.
56. Нефтегазовый комплекс прикаспийского региона О.И. Егоров Институт экономики Комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан
57. Нефтегазовая отрасль Республики Казахстан, 01 ноября 2017 года, Казахстанская фондовая биржа (KASE)
58. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.47
59. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.15, <https://www.kazenergy.com/ru/operation/ned/2117/>
60. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.17

61. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.21, <https://www.kazenergy.com/ru/operation/ned/2117/>
62. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.136
63. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с49
64. Национальный энергетический доклад. Казэнержи, 2023 г., с.16
65. Национальный статистический комитет КР, статистика промышленности Кыргызстана <https://www.stat.kg/ru/statistics/promyshlennost/>
66. Нефтегазодобыча //www.akt.ru/neft/dobkz
67. Нефть Казахстана приманка для мировых держав //www.ngv.ru/news/kzoil250401 .htm
68. Нефть и газ Казахстана перспективы развития (Интервью с премьер-министром РК И. Тасмагамбетовым) // Нефтегазовая вертикаль, сентябрь, 2002г., №15 (82).
69. Нефтяная отрасль РК (Аналитическая служба «Нефтегазовой вертикали»). // Нефтегазовая вертикаль, сентябрь, 2002г., №15 (82).
70. Новейшая история казахстанской нефти. // Petroleum, 2003г., № 5 (23).
71. Окшантаева Н. Экспорт казахстанской нефти. //Деловой мир Астана,2000, №5 (10)
72. Новоселова, Т.Н. Учетно-методическое обеспечение управления расходами и доходами в организации по добыче сырой нефти, нефтяного попутного газа: автореф. дис. ... канд. экон, наук: 08.00.12 / Нвоселова Тамара Николаевна. – Самара, 2008. – 22 с.
73. Оразбаева, К. Формирование нефтехимического кластера и создание интегрированного нефтехимического комплекса в Казахстане / К Оразбаева, Б. Утенова, М. Курсина // Промышленность Казахстана. – 2014. – № 4 (85). – С. 20- 22.
74. Отчет бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан // https://stat.gov.kz/for_users/economic_quality.06.08.2021.

75. Обзор энергетики стран БРИКС / Министерство энергетики РФ. – М., 2020. – 152 с.
76. Постановление Правительства Республики Казахстан. Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года: утв. 28 июня 2014 года, №724 // <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1400000724>. 06.08.2021.
77. Полтавский С. Сырьевая стратегия Казахстана. Мифы и реальность //www.republica.kz/news 31.09.00.htm
78. Положение «О порядке регистрации контрактов на недропользование» от 15 июля 1996 года
79. Положение «О порядке заключения контрактов на недропользование»
80. Постановление Правительства РК от 25.01.2001г. «О Министерстве энергетики и минеральных ресурсов» // САПП, 2001, №3.
81. Постановление Правительства РК «Об утверждении Модельного контракта на проведение операций по недропользованию в Республике Казахстан» от 31 июля 2001 г.
82. Портер М. Международная конкуренция. Конкурентные преимущества стран. М.: Международные отношения, 2010. 896 с.
83. Портер М. Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов. М.: Альпина Паблишер, 2015. 456 с.
84. Указ Президента Республики Казахстан. Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы: утв. 1 августа 2014 года, №874 // <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U1400000874>. 14.10.2021.
85. Prahalad C., Hamel G. The core competence of the corporation//Harvard Business review, 1990. -V.68.,- No.3, –Pp.79-91
86. ru.wikipedia.org/wiki/экономическая система
87. Райсберг Б.А. Лобко А.Г. Программно-целевое планирование и управление: учеб.М.:ИНФРА-М, 2002, с.136.

88. Разумов Я. Что дает нефть Восточного Казахстана Казахстану и его народу // PANORAMA, 2000, №28
89. Рогинский С., Битеряков А. Предварительные итоги. // Нефтегазовая вертикаль, 2003г., № 9-10 (94).
90. Рогинский С. Мировая нефть: стратегия независимых. // Нефтегазовая вертикаль, 2003г., № 9-10 (94).
91. Рустемов М. Окошечко на Восток. // Нефть и капитал, 1999г., № 5 (50).
92. Стратегия «Казахстан-2050». URL: <http://energo.gov.kz/uploads/files/2014http://akorda.kz> (дата обращения: 12.11.2023).
93. Сейтказин А. Иностранцы, выкачивающие казахстанскую нефть // AzattyqRýhy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rus.azattyqruhy.kz/analytics/13926-inostrantsy-vykachivaiushchie-kazakhstanskuiu-neft> (дата обращения: 20.12.2023).
94. Смагулова, С.М. Внешнеэкономическая диверсификация нефтегазового комплекса Республики Казахстан / С.М. Смагулова / В сб. «Актуальные проблемы управления – 2017»: материалы международной научно-практической конференции. – М.: Изд. дом ГУУ, 2017. – С. 95-98
95. Сураганов А. Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана // Jusan Analytics [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://jusananalytics.kz/wpcontent/uploads/2022/08/obzor-neftegazovoj-otrasli-rk.pdf>.
96. Смагулова, С.М. Современный этап позиционирования Республик Казахстан в энергетической архитектуре Каспийского региона / С.М. Смагулова // Вестник университета (Государственный университет управления). – 2017. – № 2. – С. 42- 47.
97. Туровец О.Г, Бухалков М.И. и др организация производства и управление предприятием; по ред Туровца О.Г. -2 изд.-ИНФРА-М.: 2017г. 565 с.

98. Тарасов И.В. Технологии индустрии 4.0: влияние на повышение производительности промышленных компаний // Стратегические решения и Риск менеджмент. – 2018. – №2(107). – С. 62-69.
99. Федорович В.О, Конципко Н.В. Экономика организаций, из-во Проспект, 2016, с.213
100. У.С. Карабалин, А.К. Тукаев, Развитие нефтегазовой отрасли Казахстана в контексте современных проблем, АО «Казахский институт нефти и газа», Нефть и газ, 2019. 4 (112), с. 14
101. Helge Nove Haldorsen. Invited Perspective: The Outlook for Energy: A View to 2040. URL:<https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=1485>
102. Фатхудинов Р.А. Управление конкурентоспособностью организации. /3 изд., перераб и доп.-М.: Маркет ДС, 2008, с391
103. Фатхутдинов Р.А. Управление конкурентоспособностью организации: учеб 3-е изд.М.: Маркет, 2008, с. 195
104. Чердабаев Р.Т. Мировые запасы углеводородного сырья: уровень добычи и потребления // Нефть: вчера, сегодня, завтра. – М., 2010. – 352 с.
105. Широкова Г.В. Меркурьева И.С. Особенности формирования жизненных циклов российских организаций// Российский журнал менеджмента, 2006.т.4, №3, с3-26,
106. http://www.rjm.ru/files/Shirokova_life%20Cycles_Russian%20Companies.pdf
107. World Energy Investment 2020- Analysis-IEF mai2020.
108. World Energy Investment 2019//IEA 2019. – С. 83
109. WorldEnergyOutlook // 2017, London, 14 November. 2017. P. 4–15.
110. WorldEnergyOutlook // 2014, London, November. 2014. P. 5–17.
111. big_economic_dictionary_academic.ru/124223/
112. BP Statistical Review of World Energy, June 2004, <http://www.bp.com/>
113. Ernest E.Smith, John S.Dzienkowski, Owen L.Anderson, Gary B.Conine, John S.Lowe. Minerals on international petroleum transactions. Rocky Mountain Mineral Law Foundation. Denver, Colorado, 1993.

114. Energy Statistics Yearbook, United Nations, New York, за соответствующие годы.
115. Forecasts of Future Oil Output //www.hubbertreak.com/a/contactes.asp
116. Global crude oil supply and demand//www.verndsky.ru/ng/ng 10angl.htm
117. Neto J.S.C. Risk bearing service contracts in Brazil. // Journal of energy and natural resources law, 1985, N3.
118. Oil consumption//www.xist.org/index.htm
119. Oil //www. index.htm.lindex.html
120. Oil consumers and oil producers/ /www.zawya.com/arabbusiness140. Oilconsumption//www.starfire.ne.uiuc.edu/ne201/course/topics/references.html
121. Richard Lynch. The Energy Oil Overview of the Republic of Kazakhstan//www.energydep.com/oil/world/kzwork 24.05.00.htm
122. <https://oilandgasclimateinitiative.com/>
123. <https://www.ccacoalition.org/en/activity/global-methane-alliance>
124. <https://informburo.kz/stati/istoriya-chyornogo-zolota-5-vazhneyshih-sobytiy-neftegazovoy-otrasli-kazahstana.html>
125. <https://ru.wikipedia.org/wiki>
126. <https://chemjournal.kz/index.php/journal/article/download/200/178/357>
127. https://kase.kz/files/presentations/ru/Oil_gas_november_2017.pdf
128. <https://oilandgasclimateinitiative.com/>
129. <https://www.ccacoalition.org/en/activity/global-methane-alliance>
130. <https://methaneguidingprinciples.org/>
131. <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%88%D0%B0%D0%B3%D0%B0%D0%BD>
132. <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141433-tengizskoe-neftegazovoe-mestorozhdenie/>
133. <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
134. <https://halykfinance.kz/research/47-neftegazovyy-sektor-v-ekonomike-kazahstana.html>

135. <https://jusananalytics.kz/wp-content/uploads/2022/08/obzor-neftegazovoj-otrasli-rk.pdf>
136. <https://www.kazenergy.com/ru/press-center/news/3154/>
137. <https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-industrial-production/>
138. <https://stat.gov.kz/ru/industries/economy/foreign-market/publications/>
139. <https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-invest/>
140. <https://arch.kyrlibnet.kg/uploads/GPTB%20DEYATELNOST%20NEFTEPERERABATIVAUSHIH%20KOMPANIY%20V%20KR.pdf>
141. <https://geoportal-kg.org/ru>
142. <https://stanradar.com/news/full/4015-neftjanye-i-gazovye-mestorozhdenija-kyrgyzstana-karta.html>
143. <http://www.kgz.moost.ru/ekonomnfprm.php>
144. https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/877/#:~:text
145. <https://rus.caspianlife.kz/23611/>
146. <https://nangs.org/news/markets/oil/dokhody-kazahstana-ot-eksporta-nefti-v-2022-godu-vyrosli-na-50>
147. Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://stat.gov.kz/> .
148. 44% государственного бюджета Казахстана формирует нефтегазовый сектор // Forbes KAZAKHSTAN [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://goo.su/OFuWifP> (дата обращения: 20.12.2023)