Министерство науки и высшего образования Республики Казахстан

Казахский национальный университет имени аль-Фараби

УДК 339.9 (574) (043)

На правах рукописи

СУЛЕЙМЕНОВА АРАЙЛЫМ ШАЙМУРАТОВНА

Трансформация мирового рынка нефти и перспективы развития нефтяной отрасли экономики Казахстана

6D051300 – Мировая экономика

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
кандидат экономических наук,
профессор Панзабекова А.Ж.
кандидат экономических наук,
доцент Нгуэн Ан Ха (Вьетнам)

Республика Казахстан
Алматы, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки **3**
Краткие обозначения и сокращения **5**
Введение **7**
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ **20**
1.1 Эволюция мирового рынка нефти и предпосылки его трансформации 20
1.2 Факторы и условия трансформации мирового рынка нефти 30
1.3 Международные механизмы регулирования и их влияние на трансформацию мирового нефтяного рынка 41
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В УСЛОВИЯХ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ **57**
2.1 Комплексная оценка экономического потенциала нефтяной отрасли Казахстана в условиях трансформации мирового рынка нефти 57
2.2 Анализ институциональных и инвестиционных механизмов развития нефтяного сектора Казахстана 76
2.3 Моделирование влияния факторов трансформации мирового нефтяного рынка и их значение для нефтяной отрасли Казахстана 89
3 РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАЗВИТИЮ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА В УСЛОВИЯХ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ **102**
3.1 Сценарии развития мирового нефтяного рынка и их значение для нефтяной отрасли Казахстана 102
3.2 Приоритетные направления повышения экспортного и производственного потенциала нефтяной отрасли на основе ее структурной диверсификации . 117
3.3 Формирование нефтегазохимического кластера как новой модели структурной трансформации нефтяной отрасли Казахстана 139
Список использованной литературы **158**
Приложение **177**

Нормативные ссылки

В настоящей диссертации на соискание степени доктора философии (PhD) использованы ссылки на следующие стандарты:

Конституция Республики Казахстан, принятая на республиканском референдуме 30 августа 1995 года.

Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК «О недрах и недропользовании».

«Предпринимательский кодекс Республики Казахстан» от 29 октября 2015 года № 375-V ЗРК

Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 532-IV «О газе и газоснабжении».

Закон Республики Казахстан «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2025 г.).

Указ Президента Республики Казахстан от 18 октября 1995 г. № 2537 «О ратификации Договора к Энергетической Хартии и Протокола к Энергетической Хартии по вопросам энергетической эффективности и сопутствующим экологическим аспектам».

Указ Президента Республики Казахстан от 17 мая 2003 года № 1096 «О Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003-2015 годы».

Указ Президента Республики Казахстан от 02 февраля 2023 года № 121 «Об утверждении Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июля 2025 года № 549 «Об утверждении Концепции развития нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на 2025–2040 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 17 мая 2001 года № 649 «Об утверждении Программы восстановления и развития химической и нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2001-2002 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 января 2004 года №101 «Об утверждении Программы развития нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2004-2010 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 января 2004 года № 101 «Об утверждении Программы развития нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2008-2013 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июня 2025 года № 463 «Об утверждении Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2025-2029 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2023 года № 1062 «Об утверждении Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023- 2027 годы». Постановление Правительства Республики Казахстан от 19 октября 2023 года №

924 «Об утверждении Плана энергоэффективности и бережного потребления газа на 2023-2025 годы».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года № 1024 «Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа».

Постановление Правительства Республики Казахстан от 25 июня 2005 г. № 633 «Об утверждении Программы по формированию и развитию перспективных кластеров в Республике Казахстан».

Краткие обозначения и сокращения

АО	–	Акционерное общество –
АНПЗ	–	Атырауский нефтеперерабатывающий завод
ВБ	–	Всемирный банк
ВВП	–	валовой внутренний продукт
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГРР	–	геологоразведочные работы
ГСМ	–	горюче-смазочные материалы
ГЧП	–	государственно-частное партнёрство
ЕАЭС	–	Евразийский экономический союз
ЕС	–	Европейский союз
ИРН	–	индивидуальный регистрационный номер
КБТУ	–	Казахстанско-Британский технический университет
КМГ	–	КазМунайГаз
КН МНВО РК	–	Комитет науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан
КОКНВО РК	–	Комитет по обеспечению качества в сфере науки и высшего образования Республики Казахстан
КТЖ	–	Казахстан темир жолы
КТК	–	Каспийский трубопроводный консорциум
МГК	–	метод главных компонент
МНПК	–	международная научно-практическая конференция
МСБ	–	малый и средний бизнес
МЭА	–	Международное энергетическое агентство
НБ РК	–	Национальный банк Республики Казахстан
НГХ	–	нефтегазохимия; нефтегазохимический
НИОКР	–	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НИИ	–	научно-исследовательский институт
НИНТ	–	Национальный индустриальный нефтехимический технопарк
НК	–	национальная компания
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НУХ	–	национальный управляющий холдинг
ООН	–	Организация Объединённых Наций
ОПЕК	–	Организация стран - экспортёров нефти
ОПЕК+	–	формат сотрудничества стран ОПЕК и государств, не входящих в ОПЕК
ОЭСР	–	Организация экономического сотрудничества и развития
ПИИ	–	прямые иностранные инвестиции
ПКОП	–	ПетроКазахстан Ойл Продактс
ПНГ	–	попутный нефтяной газ
ПНХЗ	–	Павлодарский нефтехимический завод
РК	–	Республика Казахстан

СНГ	–	Содружество Независимых Государств
СП	–	совместное предприятие
СПГ	–	сжиженный природный газ
СРП	–	соглашение о разделе продукции
СССР	–	Союз Советских Социалистических Республик
США	–	Соединенные Штаты Америки
СЭЗ	–	специальная экономическая зона
ТОО	–	товарищество с ограниченной ответственностью
ТШО	–	Тенгизшевройл
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
BP	–	British Petroleum
BTC	–	нефтепровод Баку - Тбилиси - Джейхан
CNPC	–	Китайская национальная нефтегазовая корпорация
COP28	–	28-я Конференция сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата
COVID-19	–	коронавирусная инфекция 2019 года
EITI	–	Инициатива прозрачности добывающих отраслей
G7	–	Группа семи
GCB	–	глобальный углеродный бюджет
GPR Index	–	индекс геополитического риска
IEA	–	International Energy Agency
IHS	–	информационно-аналитическая компания IHS Markit
IPI	–	индекс промышленного производства
KEBCO	–	Kazakhstan Export Blend Crude Oil
MEWA	–	Ministry of Environment, Water and Agriculture
NCOC	–	North Caspian Operating Company
PCI	–	индекс производственного потенциала
PV.EST	–	показатель политической стабильности и отсутствия насилия/терроризма
SWOT	–	метод анализа сильных и слабых сторон, возможностей и угроз
VIF	–	фактор инфляции дисперсии
WTI	–	West Texas Intermediate

Введение

Общая характеристика работы. В диссертационном исследовании представлено комплексное исследование трансформации мирового рынка нефти и перспектив развития нефтяной отрасли экономики Казахстана с учётом изменения факторов и условий функционирования мирового нефтяного рынка. В исследовании раскрыты теоретические аспекты трансформации мирового рынка нефти, дана оценка современному состоянию и особенностям развития нефтяной отрасли Республики Казахстан. Кроме того, в работе разработаны рекомендации по повышению экспортного и производственного потенциала нефтяной отрасли на основе структурной диверсификации и формирования нефтегазохимического кластера.

Актуальность исследования. Нефть, являясь основным энергетическим ресурсом, сырьем для перерабатывающих производств, до сих пор остаётся источником экспортных доходов и фактором устойчивости экономик нефтедобывающих государств. Появление и расширение использования возобновляемых источников энергии не сильно повлияло на снижение влияния мирового рынка нефти на международную торговлю, движение инвестиций, промышленное развитие и энергетическую безопасность. Вместе с тем современный этап его функционирования характеризуется ростом ценовой волатильности, изменением структуры спроса, перестройкой торговых потоков и усилением роли институциональных и геополитических факторов [1].

Для Республики Казахстан данные процессы имеют непосредственное значение. Нефтяная отрасль остаётся одной из базовых отраслей национальной экономики, формирующей значительную часть экспортных поступлений, инвестиционной активности, занятости в нефтедобывающих регионах и доходов государственного бюджета. Наличие крупных запасов углеводородного сырья, действующих месторождений, экспортной инфраструктуры и накопленного производственного опыта позволило Казахстану занять устойчивое место на мировом энергетическом рынке. В Национальном энергетическом докладе KAZENERGY 2023 подчёркивается, что Казахстан за несколько десятилетий приобрёл статус крупного участника глобальных энергетических рынков, при этом развитие отрасли происходит в условиях геополитической турбулентности и нарушения сложившихся торгово-транспортных потоков [2].

Вместе с тем сложившаяся модель развития нефтяной отрасли Казахстана по-прежнему во многом ориентирована на добычу и экспорт сырой нефти. Такая модель обеспечивает значительные текущие доходы, однако ограничивает возможности формирования добавленной стоимости внутри страны и усиливает зависимость отрасли от внешней ценовой конъюнктуры, состояния экспортных маршрутов, инвестиционного режима и технологических условий добычи. Долгосрочное развитие нефтяного сектора Казахстана также ограничивается под воздействием внешних шоков и санкционных ограничений, вследствие чего происходит вынужденное изменение логистики, требующих краткосрочных решений и дополнительных ресурсов.

В связи с вышеприведенными обстоятельствами развитие переработки нефти выступает необходимым условием изменения сложившейся модели нефтяного сектора. Новая модель должна быть направлена на расширение выпуска продукции более высоких переделов, укрепить производственные связи между предприятиями и повысить устойчивость отрасли в долгосрочной перспективе. Данный подход нашёл отражение в Концепции развития нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на 2025-2040 годы, где одним из основных направлений обозначены расширение мощностей переработки нефти, развитие нефтехимии, повышение технологического уровня нефтеперерабатывающих заводов [3].

Актуальность диссертационного исследования определяется необходимостью выявления закономерностей трансформации мирового рынка нефти, систематизации факторов и условий, влияющих на его развитие, а также оценки их значения для нефтяной отрасли Казахстана. В прикладном отношении исследование направлено на обоснование сценариев развития отрасли, определение приоритетов повышения её экспортного и производственного потенциала и разработку предложений по формированию нефтегазохимического кластера как одного из направлений структурной диверсификации нефтяного сектора Казахстана.

Целью диссертационного исследования является разработка концептуальных подходов и практических рекомендаций по развитию нефтяной отрасли Республики Казахстан на основе исследования особенностей трансформации мирового рынка нефти, факторов и условий его современного функционирования.

Для достижения данной цели в работе ставятся следующие **задачи:**

– исследовать теоретические аспекты трансформации мирового рынка нефти, раскрыть этапы его эволюции и уточнить содержание категории «трансформация мирового рынка нефти»;

– выявить и систематизировать факторы и условия трансформации мирового рынка нефти с учётом роли кризисных периодов и ценовых шоков;

– раскрыть влияние международного регулирования на трансформацию мирового нефтяного рынка и систематизировать инструменты его воздействия;

– провести комплексный анализ экономического потенциала нефтяной отрасли Казахстана в условиях трансформации мирового рынка нефти;

– проанализировать институциональные и инвестиционные механизмы развития нефтяного сектора Казахстана;

– оценить факторы трансформации мирового нефтяного рынка и определить их значение для нефтяной отрасли Казахстана;

– разработать сценарии развития мирового нефтяного рынка и определить их значение для перспектив нефтяной отрасли Казахстана;

– обосновать приоритетные направления повышения экспортного и производственного потенциала нефтяной отрасли Казахстана на основе её структурной диверсификации;

– разработать предложения по формированию нефтегазохимического кластера как новой модели развития нефтяной отрасли Казахстана.

Объект исследования: мировой рынок нефти и нефтяная отрасль Казахстана в условиях трансформации мирового нефтяного рынка.

Предмет исследования: экономические отношения, факторы и механизмы трансформации мирового рынка нефти, а также их влияние на развитие нефтяной отрасли Республики Казахстан.

Степень разработанности проблемы. Проблематика трансформации мирового рынка нефти занимает устойчивое место в исследованиях мировой экономики, энергетической политики и развития сырьевых рынков. Она рассматривается через историю формирования нефтяной отрасли, изменение структуры спроса и предложения, нефтяные кризисы, финансовизацию торговли, деятельность международных институтов, энергетическую безопасность и особенности развития стран, зависящих от экспорта углеводородов. Для данной диссертации наибольшее значение имеют работы, позволяющие связать изменения мирового нефтяного рынка с перспективами развития нефтяной отрасли Казахстана.

Историко-экономическое направление представлено трудами Д. Ергина, К. Тьюгендхэта и А. Гамильтона, М. Уилкинс, М.М. Судо, З.Х. Сергеевой, С.В. Жукова, А.И. Громова и Г.В. Кузнецовой. В работе Д. Ергина развитие нефтяной отрасли показано через борьбу за ресурсы, контроль над добычей и транспортной инфраструктурой, государственные интересы и геополитическое соперничество [4]. К. Тьюгендхэт и А. Гамильтон раскрывают становление нефтяного бизнеса через формирование крупных компаний, вертикально интегрированных структур и международной системы нефтяной торговли [5]. М. Уилкинс рассматривает многонациональные предприятия, включая нефтяные компании, как один из ранних институтов глобализации производства и капитала [6]. В работах С.В. Жукова, А.И. Громова и Г.В. Кузнецовой внимание сосредоточено на современных изменениях мирового нефтяного рынка, связанных со сланцевой добычей, изменением структуры предложения, энергетической трансформацией, технологическими сдвигами и неопределённостью долгосрочного спроса [7-9]. В совокупности эти исследования дают основание рассматривать мировой рынок нефти как исторически сложившуюся систему, в которой экономическая конкуренция неотделима от государственного регулирования, технологических сдвигов и геополитических факторов.

Теоретические аспекты анализа нефти как исчерпаемого ресурса заложены в работах Г. Хотеллинга и М. Адельмана. Г. Хотеллинг поставил вопрос о межвременном выборе между текущей добычей невозобновляемого ресурса и его сохранением на будущее [10]. М. Адельман развил данный подход применительно к нефтяной отрасли, уделив внимание разведке, структуре запасов, технологическому развитию, издержкам добычи и рыночной организации отрасли [11]. Эти работы не исчерпывают современное понимание нефтяного рынка, но задают важную теоретическую основу: нефтяной рынок

нельзя сводить к текущему обмену сырьём, поскольку его развитие определяется долгосрочными ресурсными, инвестиционными и технологическими решениями

Исследование нефтяных шоков и кризисной динамики связано с работами Дж. Д. Гамильтона и Л. Килиана. Дж. Д. Гамильтон показал макроэкономические последствия резких изменений нефтяных цен, а Л. Килиан разграничил шоки предложения, глобального спроса и ожиданий участников рынка [12, 13]. Эти подходы использованы в диссертации при анализе кризисных периодов как формы проявления факторов трансформации мирового нефтяного рынка.

Отдельная группа исследований посвящена финансовизации нефтяной торговли. Наиболее последовательно этот вопрос раскрыт в работах Б. Фаттуха, который переносит анализ нефтяного ценообразования из плоскости физического баланса спроса и предложения к исследованию биржевых механизмов, срочных контрактов, коммерческих запасов, ожиданий инвесторов и поведения финансовых участников [14]. В близком направлении выполнены работы В.В. Бушуева, Н.К. Куричевой, А.А. Конопляника, Я.М. Миркина и Л.Л. Разумновой, где нефтяные цены рассматриваются во взаимосвязи с инвестиционными циклами, финансовыми инструментами и процессами финансовой глобализации [15-17]. Эти труды позволяют объяснить, почему современный нефтяной рынок уже не может восприниматься только через показатели добычи, потребления и запасов.

Международное регулирование нефтяного рынка исследуется через деятельность ОПЕК, ОПЕК+, Международного энергетического агентства, стратегические резервы, санкционные ограничения, энергетическую безопасность и межгосударственную координацию. Д. Гейтли показал, что поведение ОПЕК не укладывается в простую картельную схему, поскольку зависит от свободных добывающих мощностей, состояния спроса, бюджетных интересов стран-участниц и конкуренции производителей вне организации [18]. Дж. Колган обращает внимание на пределы влияния ОПЕК, обусловленные внутренней неоднородностью организации и изменением структуры мирового предложения [19]. Х. Альмутаири, А. Пьерру и Дж. Л. Смит анализируют координацию производителей в формате ОПЕК+ [20]. В работах К.В. Трачука, Н.А. Симонии и А.В. Торкунова энергетические ресурсы рассматриваются в более широком контексте энергетической безопасности, глобализации и перераспределения влияния между государствами [21, 22]. Эти исследования показывают, что мировой нефтяной рынок развивается не только под воздействием спроса, предложения и цен, но и под влиянием межгосударственных решений, институтов и политико-экономических интересов.

Отечественная научная литература уделяет значительное внимание развитию нефтяной отрасли Казахстана. В монографии О.И. Егорова, О.А. Чигаркиной и А.С. Баймуканова нефтегазовый комплекс Казахстана раскрыт как стратегически значимый сектор национальной экономики, связанный с ресурсной базой, добычей, транспортировкой, экспортным потенциалом и проблемами эффективного функционирования [23]. Ж.Д. Османов и Д.Д. Ермекбаева исследуют нефтегазовый комплекс Прикаспийского региона,

акцентируя значение крупных проектов, региональной специализации и инфраструктурного обеспечения отрасли [24]. В работах К.А. Туркеевой, А. Тулеметовой и Н. Жанаковой нефтяной рынок рассматривается во взаимосвязи с трансформационными процессами мировой экономики и воздействием внешних факторов на национальный нефтяной сектор [25]. Г. Сарсембек, У. Шалболова, К. Бисенов и С. Маханов анализируют современное состояние нефтегазовой промышленности Казахстана и значение диверсификации нефтегазового комплекса для национальной экономики [26, 27]. Данные исследования создают основу для рассмотрения нефтяной отрасли Казахстана как части мировой нефтяной системы, чувствительной к изменению внешней конъюнктуры, инвестиционных условий и направлений глобальной энергетической политики.

Институциональные и инвестиционные условия развития нефтегазового сектора Казахстана раскрыты в работах М.К. Сулейменова, Е.Б. Осипова, Б.К. Султанова, А.А. Арупова. М.К. Сулейменов и Е.Б. Осипов исследуют законодательную базу инвестиций в нефтегазовом секторе и правовые условия деятельности недропользователей [28]. В одной из работ М.К. Сулейменова прослеживается эволюция инвестиционного законодательства Казахстана, что необходимо для оценки институциональной среды привлечения капитала в стратегические отрасли [29]. А.Б. Отарбаева и А.А. Арупов рассматривают влияние прямых иностранных инвестиций на развитие нефтегазового сектора, включая их роль в реализации крупных проектов и технологическом обновлении отрасли [30]. Эти исследования показывают, что перспективы казахстанской нефтяной отрасли определяются не только ресурсной базой, но и качеством правового регулирования, инвестиционного режима и институциональной среды.

Вопросы транспортной инфраструктуры и экспортного потенциала Казахстана представлены в работах О.И. Егорова, О.А. Чигаркиной, Ж.Д. Османова, П.В. Климова, Е.С. Махмотова, Б.К. Саяхова. О.И. Егоров и О.А. Чигаркина рассматривают диверсификацию нефтегазовых транспортных систем Казахстана как условие повышения устойчивости экспортной модели [31]. Ж.Д. Османов, П.В. Климов, Е.С. Махмотов и Б.К. Саяхов анализируют состояние и перспективы развития транспорта нефти и газа, подчёркивая значение трубопроводной инфраструктуры для реализации экспортного потенциала страны [32]. Эти работы представляют особую важность для оценки зависимости Казахстана от внешних рынков, транзитных направлений и устойчивости международной логистики.

Проблемы переработки углеводородного сырья и повышения глубины его использования разработаны в трудах Н.К. Надирова, О.А. Чигаркиной, Б.С. Саубетовой, Д.И. Аншаевой, А.А. Калыбая, Д.У. Бодыкова, А.К. Абжали. Н.К. Надиров одним из первых поставил вопрос об эффективной добыче и использовании вязких и сернистых нефтей Казахстана [33]. О.А. Чигаркина, Б.С. Саубетова и Д.И. Аншаева обосновали направления развития нефтепереработки за счёт диверсификации используемых видов углеводородного сырья [34]. А.А. Калыбай, Н.К. Надиров, Д.У. Бодыков и А.К. Абжали развили данную

проблематику применительно к переработке высоковязких нефтей, природных битумов и нефтяных остатков [35]. В этих работах заложена важная для диссертации мысль о необходимости перехода от преимущественной ориентации на добычу и экспорт сырой нефти к более глубокому и технологически сложному использованию углеводородной базы.

Развитие нефтегазохимического направления рассматриваются в работе А.К. Кадырбергеновой, Л.Б. Избасаровой, Г.М. Жантелеуовой. Эти авторы исследовали развитие отечественной нефтехимической продукции и рассмотрели возможности ухода от сырьевой направленности и предложили пути повышения конкурентоспособности продукции более высоких переделов [36]. С.С. Маханов, У.Ж. Шалболова и Е.Г. Ким оценили эмпирическое влияние диверсификации нефтегазового комплекса на экономику Казахстана [37]. Основные аспекты применения кластерного принципа формирования нефтехимического производства в Казахстане были изложены в работах К. Оразбаевой и соавторов [38] и Т.В. Пономаренко [39].

Изучение научной литературы показывает достаточно широкое освещение проблематики развития мирового нефтяного рынка и нефтяной отрасли Казахстана. В основном исследования сосредоточены в изучении эволюции нефтяного рынка, природы ценовых шоков, аспектов международного регулирования рынка, проблемных вопросов нефтяной торговли. Очень много работ посвящено ресурсным, производственным, инвестиционным и инфраструктурным аспектам развития нефтяной отрасли страны. Следует подчеркнуть, что перечисленные направления исследований чаще рассматриваются обособленно. Так, если мировой рынок нефти анализируется в контексте изменение глобальной конъюнктуры, механизмов ценообразования и регулирования, то отечественный рынок изучается в рамках национальных отраслевых задач. Поэтому связь между трансформацией мирового нефтяного рынка и направлениями развития нефтяной отрасли Казахстана остаётся недостаточно изученным. В связи с этим возрастает необходимость изучения трансформации мирового рынка нефти в качестве фактора, влияющего на её экспортный и производственный потенциал, возможности структурной диверсификации и развитие более глубоких переделов нефти. Такая постановка проблемы определила цель, задачи и логику настоящего диссертационного исследования.

Источниковая база исследования. При написании диссертационного исследования был использован широкий круг источников, которые могут быть классифицированы следующим образом.

Первую группу источников составляют нормативно-правовые документы, куда относятся: законодательные акты Республики Казахстан (РК), такие как Конституция РК [40], Кодексы и Законы РК [41-44], регулирующие отношения в сфере недропользования Казахстана, а также Законы других рассматриваемых нефтедобывающих стран [45].

Вторую группу источников составляют документы программного характера принятые указом Главы Государства РК [46-49] и Правительством РК [3, 50-58], касающиеся диверсификации структуры экономики и приоритетные

направления развития нефтяной отрасли Казахстана; «Национальная программа преобразований» (National Transformation Program) Министерства окружающей среды, водных ресурсов и сельского хозяйства (MEWA) Правительства Королевства Саудовской Аравии (СА) [59]; приказы министров РК, в том числе Приказ Министра энергетики РК «Об утверждении Генеральной схемы газификации Республики Казахстан на 2023 – 2030 годы» [60].

Третью группу источников составляют послания Президента РК народу Казахстана [61, 62], ежегодные аналитические отчеты, доклады, обзоры, информационные бюллетени подведомственных организации РК и других нефтедобывающих стран, отечественных и зарубежных нефтегазовых компании: Национальные отчеты Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК [63,64], Бюджетного управления Конгресса Соединенных Штатов Америки (США) [65]; Национальные энергетические доклады АО Kazenergy [2, 66], АО НК Казмунайгаз (АО НК КМГ) [67-70], АО Казахский институт нефти и газа [71, 72], Центра глобальной энергетической политики США [73], Energy insights & analytics [74, 75]; ежегодные отчеты Всемирного банка (ВБ) [76], International Energy Agency (IEA) [77], отчеты Международного валютного фонда [78] и других рейтинговых компании [79-90], базу данных, которая позволила всесторонне исследовать поставленные проблемы и раскрыть задачи и цель работы.

К четвертой группе относятся общие и страновые статистические данные макроэкономики и энергоресурсов Казахстана и других нефтедобывающих стран, таких как США, Норвегия и т.д., опубликованные международными и национальными статагенствами: Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан [91], U.S. Energy Information Administration (EIA) [92], BP Statistical Review of World Energy (BP) [93], International Energy Agency (IEA) [94], Всемирный банк (ВБ) [95], Trade Map: Trade statistics for international business development [96], Statistics Norway [97], Knoema. World Data Atlas [98], Национальный банк РК (НБ РК) [99], ОПЕК World Oil Outlook [100] и другие статистические данные мировых организации [101-103].

К пятой группе относятся литература справочного характера, необходимая для изучения материалов по теме диссертации [104, 105]; информационные материалы Интернет – порталов министерств Казахстана [106-109] и других нефтедобывающих стран [110, 111], нефтегазовых [94, 112-121] и иных компании [122-129]; новостные ленты официальных средств массовой информации (электронные и печатные), публикуемые в странах, представленных в исследовании: kazpravda.kz, inform.kz, zakon.kz, kz.kursiv.media, neftegaz.ru, inbusiness.kz, arabnews.com и т.д. .

Теоретическую и методологическую основу исследования составили положения теории мирового рынка, теории исчерпаемых природных ресурсов, концепции нефтяных шоков, институционального подхода к анализу международного регулирования, теории финансовизации сырьевых рынков, кластерного подхода и стратегического сценарного анализа. Их использование позволило рассмотреть мировой рынок нефти как систему, развитие которой

определяется взаимодействием ресурсных, экономических, финансовых, технологических, экологических, геополитических и институциональных факторов.

При раскрытии эволюции и трансформации мирового нефтяного рынка использованы подходы Д. Ергина, К. Тьюгендхэта, А. Гамильтона, М. Уилкинс, Г. Хотеллинга, М. Адельмана, Дж. Д. Гамильтона, Л. Килиана, Б. Фаттуха и других исследователей. Эти подходы позволили обосновать специфику нефти как стратегического и исчерпаемого ресурса, раскрыть значение нефтяных кризисов, ценовых шоков, финансовых факторов и международного регулирования в изменении условий функционирования мирового нефтяного рынка.

Анализ нефтяной отрасли Казахстана опирался на научные положения, раскрывающие зависимость нефтедобывающих экономик от мировой сырьевой конъюнктуры, инвестиционной среды, транспортно-логистической инфраструктуры, глубины переработки углеводородного сырья и возможностей структурной диверсификации. Это позволило связать трансформацию мирового рынка нефти с перспективами развития национального нефтяного сектора.

При обосновании нефтегазохимического кластера использована концепция М. Портера, в рамках которой отраслевое развитие связывается с концентрацией предприятий, поставщиков, сервисных организаций, научно-образовательных учреждений и институтов развития [130]. В диссертации данная концепция положена в основу организационно-экономической модели нефтегазохимического кластера Казахстана

Методологическая база факторно-регрессионного анализа сформирована с опорой на работы А.Б. Костелло, Дж.У. Осборна [131], А.Г. Ёнга и С. Пирса [132], в которых раскрыты принципы применения факторного анализа при выделении скрытых взаимосвязей между наблюдаемыми показателями. Методологические положения сценарного анализа определены на основе трудов П.Дж.Х. Шумейкера [133], М. Амера, Т.У. Дайма, А. Джеттера [134], П. Дюранса, М. Годе [135] и П. Шварца [136], рассматривающих сценарное планирование как инструмент стратегического анализа в условиях неопределённости.

Методы исследования. В диссертационном исследовании использован комплекс общенаучных, историко-экономических, институциональных, статистико-экономических, экономико-математических и прогнозно-сценарных методов, выбор которых определялся задачами работы и логикой перехода от анализа мирового нефтяного рынка к оценке перспектив нефтяной отрасли Казахстана.

Системный подход применён для рассмотрения мирового рынка нефти и нефтяной отрасли Казахстана как взаимосвязанных элементов мировой энергетико-экономической системы, находящихся под воздействием ресурсных, рыночных, институциональных, технологических, геополитических и экологических факторов (1.1-3.3). Методы теоретического обобщения, научной абстракции и анализа научной литературы использованы для раскрытия научных подходов к исследованию мирового нефтяного рынка, уточнения категории

«трансформация мирового рынка нефти» и формирования теоретико-методологической основы работы (1.1, 1.2, 1.3). Историко-экономический метод, классификация, систематизация и сравнительный анализ применены для выделения этапов эволюции мирового нефтяного рынка, анализа кризисных периодов, группировки факторов трансформации по конъюнктурному, экономическому, геополитическому, экологическому и технологическому направлениям, а также для систематизации инструментов международного регулирования (1.1, 1.2, 1.3). Институциональный и нормативно-правовой анализ использованы при исследовании роли ОПЕК, ОПЕК+, Международного энергетического агентства, стратегических нефтяных резервов, санкционных режимов, климатических соглашений, законодательства о недропользовании, инвестиционного режима и механизмов государственного регулирования нефтяного сектора Казахстана (1.3, 2.2).

Для проведения анализа объемов добычи, переработки, инфраструктуры экспорта, уровня инвестиционной активности и роли нефтяной отрасли для экономики Казахстана были использованы статистико-экономический, структурно-динамический и расчётно-аналитический методы (2.1, 2.2, 3.2). Оценки взаимосвязей между показателями, выделения укрупнённых факторов трансформации мирового нефтяного рынка были осуществлены с помощью применения таких методов, как корреляционный анализ, метод главных компонент, вращение факторной структуры Varimax (2.3). Для оценки влияния массива факторов на динамику мировой нефтедобычи использован регрессионный анализ, а при диагностике модели использованы тесты Бройша-Пагана, Шапиро-Уилка, критерий Дарбина-Уотсона и другие методы, с помощью которых была проведена оценка гетероскедастичности, автокорреляции и мультиколлинеарности (2.3).

При разработке сценарной матрицы развития мирового нефтяного рынка использованы прогнозный метод, сценарный анализ, матричный метод (3.1). Метод критериального отбора, экономико-логический анализ, SWOT-анализ, кластерный подход и структурно-функциональное моделирование использованы для обоснования приоритетов структурной диверсификации нефтяной отрасли Казахстана, оценки предпосылок формирования нефтегазохимического кластера и разработки его функциональной и структурной модели (3.2, 3.3). Для представления статистического и аналитического материала применены табличные и графические способы визуализации данных.

Статистическая обработка данных, расчёт факторных оценок, построение регрессионной модели, проверка её диагностических характеристик и получение прогнозных значений мировой добычи нефти выполнены с использованием программного пакета Stata.

Результаты, имеющие научную новизну. Систематизированы факторы трансформации мирового рынка нефти на основе анализа кризисных периодов его развития; в отличие от существующих подходов, кризисные эпизоды рассмотрены как форма проявления структурных изменений рынка, что позволило выделить факторы, условия их проявления и систему показателей для последующего качественного и количественного анализа.

Построена факторно-регрессионная модель влияния укрупнённых факторов трансформации мирового нефтяного рынка на динамику мировой нефтедобычи, в рамках которой исходная система показателей агрегирована в три латентных фактора и определена их количественная связь с изменением мирового объёма добычи нефти.

Разработана сценарная матрица развития мирового нефтяного рынка, позволяющая соотнести возможные варианты его трансформации с направлениями адаптации нефтяной отрасли Казахстана; на этой основе определены сценарии развития отрасли и обоснованы приоритеты её структурной диверсификации.

Разработана функциональная модель нефтегазохимического кластера Республики Казахстан, раскрывающая взаимосвязь добывающих, перерабатывающих, нефтегазохимических, сервисных, научно-образовательных, инфраструктурных и финансовых участников в рамках единой организационно-экономической системы структурной перестройки нефтяной отрасли.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) Кризисные периоды мирового нефтяного рынка представляют собой не только краткосрочные ценовые колебания, но и особую форму проявления его структурной трансформации, поскольку в условиях кризиса одновременно изменяются соотношение спроса и предложения, поведение производителей и потребителей, механизмы международного регулирования, направления торговых потоков, условия ценообразования и инвестиционные ожидания участников рынка. Данное положение раскрывает необходимость рассмотрения нефтяных кризисов как комплексных экономических процессов, отражающих глубинные изменения в функционировании мирового рынка нефти. На этой основе систематизация факторов трансформации и формирование системы показателей, охватывающих конъюнктурные, экономические, геополитические, экологические и технологические изменения, позволяет перейти от описательного анализа отдельных кризисных периодов к комплексной качественной и количественной оценке факторов трансформации мирового нефтяного рынка.

2) Факторно-регрессионная модель оценки влияния факторов трансформации мирового нефтяного рынка на динамику мировой нефтедобычи позволяет выявить не только статистическую взаимосвязь между отдельными показателями, но и экономическое значение укрупнённых направлений изменений, определяющих развитие глобального нефтяного сектора. В модели исходная система показателей агрегирована в три латентных фактора, отражающих основные направления изменений мирового нефтяного рынка. Установлено, что наиболее выраженную связь с динамикой мировой нефтедобычи имеет фактор, объединяющий технологическую модернизацию, процессы декарбонизации и усиление геополитической нестабильности, что свидетельствует о возрастающем влиянии технологических и институционально-политических условий на развитие нефтедобычи. Фактор ценовой конъюнктуры и инвестиционной активности оказывает положительное

воздействие на изменение объемов добычи, поскольку благоприятная рыночная среда и инвестиционная устойчивость стимулируют расширение производственных возможностей. В то же время фактор экологического регулирования, углеродного налогообложения и роста производственных издержек сдерживает динамику нефтедобычи, отражая усиление ограничений, связанных с переходом мировой энергетики к низкоуглеродной модели развития. Полученные результаты имеют прикладное значение для оценки внешних условий развития нефтяной отрасли Казахстана, поскольку позволяют учитывать необходимость технологического обновления, повышения углеродной эффективности, укрепления инвестиционной устойчивости и адаптации национального нефтяного сектора к изменениям мировой энергетической системы.

3) Сценарная матрица развития нефтяной отрасли Казахстана в условиях трансформации мирового нефтяного рынка позволяет определить возможные траектории адаптации национального нефтяного сектора к изменяющимся внешним условиям. В основу матрицы положено сочетание ключевых факторов глобальной трансформации, включая состояние мировой экономики, темпы энергетического перехода, интенсивность климатического регулирования, инвестиционную активность, а также институционально-технологические изменения на мировом нефтяном рынке. На этой основе выделены четыре сценария развития нефтяной отрасли Казахстана: инерционный энергопереход, сбалансированный энергопереход, ускоренный энергопереход и энергетическая стагнация. Предложенный подход имеет прикладное значение, поскольку позволяет соотнести возможные траектории развития мирового нефтяного рынка с мерами по снижению зависимости Казахстана от экспорта сырой нефти, повышению глубины переработки, расширению производственного и экспортного потенциала, а также укреплению устойчивости отрасли к внешним шокам.

4) Переход нефтяной отрасли Казахстана от преимущественно сырьевой модели развития к модели формирования добавленной стоимости является необходимым условием ее структурной модернизации и повышения устойчивости к изменениям мировой конъюнктуры. Функциональная модель нефтегазохимического кластера отражает организационно-экономический механизм такого перехода. Модель объединяет вертикальную интеграцию добычи, переработки нефти, а также нефтегазохимии с горизонтальным взаимодействием промышленных предприятий, субъектов МСБ, научно-образовательных организаций, сервисных компаний, транспортно-логистической инфраструктуры, финансовых институтов и специальных экономических зон. В рамках предлагаемой модели нефтегазохимический кластер выступает инструментом перестройки структуры нефтяной отрасли Казахстана, и предполагает повышение внутренней добавленной стоимости, диверсификацию экспорта, развитие технологических связей и снижение зависимости отрасли от внешней сырьевой конъюнктуры.

Теоретическая и практическая значимость исследования.

Теоретическая значимость диссертационного исследования определяется тем, что в нем уточнено представление о характере изменений, происходящих на мировом рынке нефти. Трансформация мирового рынка нефти в работе рассматривается как результат одновременного воздействия экономических, технологических, институциональных, геополитических и экологических факторов. Для каждой группы факторов установлены условия проявления и показатели, пригодные для последующей оценки. Подобный подход позволяет исследовать изменение цен на нефть не только под воздействием спроса и предложения, но и связать с перестройкой логистики международной торговли нефтью, а также изменением условий добычи, в том числе из-за усиления экологических требований и ужесточением межгосударственного регулирования. Также в диссертационном исследовании уточнено содержание нефтяных кризисов, которые трактуются как этапы, в ходе которых проявляются накопленные структурные противоречия мирового нефтяного рынка. Это позволяет анализировать нефтяные кризисы с точки зрения факторов, вызывающих более длительные изменения структуры рынка.

Методологическая значимость исследования заключается в применении факторно-регрессионного анализа для оценки воздействия укрупнённых групп факторов (эколого-технологических, институционально-геополитических, экономических и регуляторных) на динамику мировой нефтедобычи. Это позволило сместить акцент исследования от описания отдельных тенденций к количественной оценке их совокупного воздействия на развитие мирового нефтяного рынка.

Практическая значимость полученных результатов характеризуется возможностью их применения при анализе внешних условий развития нефтяной отрасли Республики Казахстан. Так, выводы исследования могут использоваться при подготовке решений, связанных с адаптацией нефтяной отрасли к изменению мировой конъюнктуры, усилению экологических требований, геополитической нестабильности. В частности, сценарная матрица, разработанная в рамках исследования направлена на оценку вероятных направлений развития нефтяной отрасли Казахстана при различных сочетаниях внешних и внутренних условий. Её использование позволяет сравнивать сценарии, выявлять связанные с ними ограничения и определять меры, необходимые для снижения отраслевых рисков. Разработанная функциональная модель нефтегазохимического кластера может использоваться в качестве основы организационно-экономического механизма взаимодействия предприятий и организаций, участвующих в создании отраслевой стоимости. Реализация модели позволит согласовать интересы участников, развить производственную кооперацию, что приведет к формированию устойчивых связей между добычей, переработкой, наукой.

Результаты исследования могут быть использованы профильными государственными органами Республики Казахстан, институтами развития, национальными компаниями, аналитическими центрами и организациями нефтегазового сектора при подготовке отраслевых стратегий, программных документов, прогнозных материалов и мер по повышению устойчивости

нефтяной отрасли к внешним шокам. Материалы диссертации также могут применяться в учебном процессе при преподавании дисциплин, связанных с мировой экономикой, международными сырьевыми рынками, энергетической политикой и экономикой нефтегазового комплекса.

Взаимосвязь диссертационного исследования с государственными программами. Диссертационная работа была выполнена в рамках следующих проектов:

- грантовые проекты фундаментальных исследований по темам: ИРН AP08052800 «Интеллектуальный потенциал регионов Республики Казахстан: оценка и перспективы развития» (2020-2022 гг.); ИРН AP14869893 «Новые форматы сотрудничества в приграничных территориях сопредельных стран: факторы, условия и приоритеты экономического партнерства для национальных экономик Казахстана и Узбекистана» (2022-2024 гг.); ИРН AP19677212 «Ресурсосбережение как стратегическое направление формирования «зеленой» экономики в нефтегазовом комплексе Казахстана в условиях ресурсной ограниченности: механизмы реализации» (2023-2025 гг.).

- проект программно-целевого финансирования по теме ИРН OR11465433 «Разработка концепции и механизмов сбалансированного территориального развития экономики и общества Казахстана» (2021-2022 гг.).

Апробация результатов исследования. Основные положения и результаты диссертационного исследования были апробированы на двух международных научно-практических конференциях, а также обсуждены на научных семинарах Института экономики КН МНВО РК.

Полнота отражения результатов диссертации в публикациях. По теме диссертационного исследования опубликовано 11 научных работ общим объёмом 6,5 п. л., отражающих основные положения и результаты диссертации. В их числе 2 статьи в журнале, индексируемом в международной базе Scopus: International Journal of Energy Economics and Policy (Q2, 71-й процентиль), 4 статьи в изданиях, рекомендованных КОКНВО РК, и 5 публикаций в материалах международных научно-практических конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа изложена на 186 страницах и включает 9 рисунков, 36 таблиц и 6 приложений.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ

1.1 Эволюция мирового рынка нефти и предпосылки его трансформации

В условиях углубления глобальных экономических, технологических и геополитических изменений мировой рынок нефти продолжает оставаться одним из ключевых элементов мировой хозяйственной системы, оказывая существенное влияние на структуру международной торговли, динамику цен, распределение инвестиционных потоков и энергетическую безопасность государств. Несмотря на расширение использования возобновляемых источников энергии, проведение политики декарбонизации, нефть сохраняет ключевое место в мировой экономике. Для многих нефтедобывающих стран состояние нефтяного сектора по-прежнему напрямую связано с бюджетными поступлениями, экспортными доходами, инвестиционной активностью и общей устойчивостью национальной экономики.

Вместе с тем мировой рынок нефти заметно меняется – перестраивается география производства и потребления, изменяются направления международных поставок, усиливается роль национальных нефтяных компаний и пересматриваются сложившиеся механизмы регулирования. На рыночную конъюнктуру всё больше влияют не только физические объёмы спроса и предложения, но и биржевые операции, финансовые инструменты, технологические сдвиги в добыче, санкционные ограничения и климатическая политика. При этом все эти процессы происходят одновременно. По этой причине анализ эволюции мирового нефтяного рынка требует учёта не только текущих изменений, но и их последствий. Это обосновывает необходимость исследования предпосылок, факторов и направлений его трансформации.

Теоретическое осмысление трансформации мирового рынка нефти требует обращения к различным научным подходам. К ним относятся теория исчерпаемых ресурсов, концепции рыночной структуры и несовершенной конкуренции, исследования ценовых шоков и их макроэкономических последствий, а также институциональные и геоэкономические подходы. В последние десятилетия данный перечень был дополнен работами, посвящёнными финансовизации товарных рынков, изменению роли биржевых инструментов и влиянию энергетического перехода на нефтяной сектор. Данные подходы в совокупности позволяют объяснить не только отдельные этапы развития рынка, но и причины изменения его структуры, состава участников и механизмов регулирования.

Основополагающим направлением в изучении нефтяного рынка стала теория исчерпаемых ресурсов, заложенная Хотеллингом [10]. Согласно данному подходу, нефть рассматривается как невозобновляемый ресурс, использование которого предполагает выбор между текущей добычей и сохранением запасов для будущего потребления. При этом стоимость ресурса определяется не только текущими производственными затратами, но и ожидаемой доходностью его последующего извлечения. Следствием данного подхода явилось появление в экономическом анализе категории ресурсной ренты, межвременного выбора и

ожидаемого дефицита. Последние впоследствии стали применяться при исследовании динамики нефтяных цен и поведения собственников месторождений.

Позже практика развития нефтяной промышленности показала ограниченность модели, которая заключалась преимущественно на предпосылке постепенного истощения запасов. М. Адельман обратил внимание на то, что объём экономически доступных ресурсов не является постоянной величиной [11]. Он изменяется из-за воздействия геологоразведки, уровня цен, издержек добычи, технологических решений и освоения новых нефтегазоносных территорий. Благодаря этому нефть в экономической теории начала рассматриваться как объект постоянного технологического расширения запасов за счет геологоразведки, освоения новых месторождений и совершенствования методов добычи. Такой подход особенно важен для объяснения того, почему фактическая динамика мирового нефтяного рынка нередко отклоняется от упрощенных моделей ресурсного истощения.

Второе направление связано с анализом рыночной структуры мирового нефтяного рынка. В рамках данного подхода рынок нефти рассматривается как особая форма несовершенной конкуренции, в которой в различные исторические периоды доминировали монополистические, олигополистические и картельные формы координации. Исследования ОПЕК и мирового ценообразования на нефть показывают, что поведение крупнейших производителей не может быть объяснено моделью совершенной конкуренции. Напротив, для нефтяного рынка характерны элементы доминирующей фирмы, картельного взаимодействия, стратегического ограничения предложения и конкуренции за долю рынка. Именно поэтому в экономической теории мировой рынок нефти часто анализируется через призму теории олигополии, картельного поведения и ресурсного национализма [137].

Третье направление представлено исследованиями нефтяных шоков и их макроэкономических последствий. В работах Дж.Гамильтона было показано, что изменения цен на нефть оказывают нелинейное и существенное влияние на экономическую динамику, инфляцию, промышленное производство и циклические колебания, особенно в странах импортерах нефти [12, 138]. Позднее Л. Килиан обосновал, что не все нефтяные шоки имеют одинаковую природу: цена нефти может изменяться под воздействием шоков предложения, глобального промышленного спроса и превентивного спроса, связанного с ожиданиями дефицита [13]. Это существенно расширило теоретическое понимание мирового нефтяного рынка, поскольку позволило рассматривать его не просто как рынок физического товара, а как систему, в которой цена формируется на стыке ресурсных, макроэкономических, финансовых и ожидательных факторов.

Четвертое направление связано с современными исследованиями финансовизации нефтяного рынка. В работах Б.Фаттуха и других авторов показано, что начиная с конца XX века механизмы ценообразования на нефть все в большей степени определяются не только соотношением физического спроса и предложения, но и состоянием запасов, структурой срочного рынка, динамикой фьючерсной кривой, ожиданиями участников и инвестиционным поведением

финансовых агентов [14, 139]. В результате мировой рынок нефти в экономической теории все чаще трактуется как гибридный рынок, сочетающий свойства товарного, финансового и геополитического рынка.

Наконец, в современных исследованиях усиливается институциональный и геоэкономический подход к анализу мирового рынка нефти. В рамках данного подхода рынок рассматривается как пространство взаимодействия государств, национальных и транснациональных компаний, международных организаций, биржевых институтов и механизмов регулирования [19]. Это позволяет объяснить, почему трансформация мирового рынка нефти определяется не только технологическими изменениями и колебаниями спроса, но и санкционной политикой, экологическим регулированием, стратегией энергетической безопасности и борьбой за контроль над цепочками поставок.

Таким образом, в экономической теории мировой рынок нефти рассматривается как многоуровневая система, сочетающая признаки рынка исчерпаемого ресурса, олигополистического рынка, объекта макроэкономических шоков и институционально регулируемой глобальной энергетической системы. Такой подход позволяет перейти от описательного анализа исторической эволюции нефтяного рынка к выявлению закономерностей его современной трансформации и факторов, определяющих изменение его структуры, механизмов ценообразования и распределения рыночной власти.

Формирование мирового рынка сопровождалось его постоянным изменением под воздействием внешних и внутренних факторов. В научной литературе трансформация рынка рассматривается как преобразование его структуры, форм и функций рынка, приводящее к изменению характера взаимодействия участников и механизмов функционирования рыночной системы [140]. Подобные изменения, как правило, сопровождаются перестройкой цепочек создания стоимости, перераспределением рыночной власти между субъектами, изменением институциональных условий конкуренции и формированием новых моделей кооперации. При этом нарушение баланса интересов участников рынка и неравномерность распределения доходов нередко вызывают применение защитных мер со стороны менее конкурентоспособных субъектов, что, в свою очередь, влияет на траекторию рыночной трансформации [141].

Мировой рынок нефти представляет собой сложную многоуровневую систему, включающую процессы разведки, добычи, транспортировки, переработки, сбыта, экспорта и импорта нефти и нефтепродуктов. Как стратегический природный ресурс нефть исторически играла важную роль в обеспечении жизнедеятельности общества, развитии промышленности, транспорта и энергетики. Поэтому эволюция мирового нефтяного рынка отражает не только изменения в структуре энергопотребления, но и более глубокие процессы, связанные с технологическим развитием, геополитическими сдвигами, институциональными преобразованиями и усилением глобальной взаимозависимости. В последние десятилетия на мировом рынке нефти особенно отчетливо проявляются трансформационные процессы, сопровождающиеся как возникновением новых рисков, так и формированием новых возможностей развития [17].

Следовательно, исследование трансформации мирового рынка нефти требует сочетания ресурсного, институционального, структурного и макроэкономического подходов, поскольку изменения в данной сфере обусловлены не одним фактором, а взаимодействием технологий, рыночной власти, геополитики и глобального спроса.

Проведенное исследование позволило выделить основные этапы эволюции мирового рынка нефти, отражающие изменения его географической структуры, характера конкуренции, институциональной организации и роли альтернативных источников энергии (Таблица 1).

Нефть как природный ресурс известна с древности: ее применяли в различных целях в Китае, на Ближнем Востоке и в античном мире [143]. Однако современная нефтяная промышленность начала формироваться лишь во второй половине XIX века, когда в 1859 г. Э. Дрейк пробурил первую промышленную нефтяную скважину в Пенсильвании [144]. Именно с этого момента начинается становление нефтедобычи как самостоятельной отрасли, основанной на рыночных принципах организации производства.

На раннем этапе развития нефтяной отрасли в США добыча и переработка нефти осуществлялась в условиях свободной конкуренции. Одним из ключевых правовых оснований регулирования нефтедобычи стало так называемое «право захвата», восходящее к нормам английского общего права. Оно закрепляло право собственности на добытый ресурс за тем субъектом, который первым извлек его из недр. В этот период добыча нефти носила во многом стихийный характер: отсутствовали полноценная геологоразведка, стандартизация продукции, развитая транспортная инфраструктура и система стратегического планирования. Основным продуктом переработки выступал керосин, использовавшийся преимущественно для освещения. В этой связи конец XIX – начало XX века в научной литературе обычно рассматривается как «керосиновый» (или «ламповый») этап становления нефтяной промышленности [6].

Таблица 1 – Этапы эволюции мирового нефтяного рынка

Период развития	Пространственный масштаб рынка	Преобладающая рыночная структура	Доминирующий энергоресурс в мировом энергобалансе	Характер конкурентных отношений	Ключевые институционально-технологические характеристики этапа
1859-1870 гг. - этап становления нефтяной промышленности и формирования локального рынка нефти	Локальный (национальный)	Конкурентный рынок	Биомасса, уголь, нефть (керосин)	Стихийная ценовая конкуренция	Отсутствие развитой геологоразведки, стандартизации, логистики и системного регулирования
1870-1910 гг. – этап монополизации нефтяного рынка и доминирования Standard Oil	Преимущественно национальный	Монополистическая структура	Биомасса, уголь, нефть (керосин, бензин)	Вертикально интегрированная монополистическая конкуренция	Формирование корпоративной концентрации, развитие нефтеналивного транспорта, становление инфраструктуры переработки и сбыта
1910-1960 гг. - этап интернационализации нефтяного рынка и доминирования международных нефтяных корпораций	Региональный/ межрегиональный	Олигополистическая структура	Уголь, нефть, биомасса	Олигополистическая конкуренция между международными корпорациями	Укрепление позиций транснациональных нефтяных компаний, расширение географии добычи, развитие автотранспорта, авиации и нефтесбытовой сети
1960-1980 гг. – этап картелизации мирового нефтяного рынка и усиления роли государств-экспортеров	Межрегиональный /мировой	Картельно-регулируемая структура	Нефть, уголь, газ	Конкуренция в условиях усиления государственного контроля над ресурсами	Создание ОПЕК и МЭА, формирование стратегических резервов, рост политизации нефтяного рынка, усиление роли государств-экспортеров
1980-2005 гг. – этап диверсификации мирового предложения и финансовизации нефтяного рынка	Мировой	Смешанная олигополистическая структура	Нефть, газ, уголь, ВИЭ	Усиление межстрановой и межкорпоративной конкуренции	Снижение рыночной доли ОПЕК, рост роли производителей вне ОПЕК, развитие фьючерсной торговли, переход от рынка физической нефти к рынку производных финансовых инструментов
С 2005 – по настоящее время - этап технологической и энергетической трансформации мирового рынка нефти	Глобальный	Полицентричная и высоковолатильная структура	Нефть, газ, уголь, ВИЭ, электроэнергия	Конкуренция в условиях технологических, геополитических и экологических ограничений	Сланцевая революция, усиление роли национальных компаний, рост значения ОПЕК+, энергетический переход, декарбонизация и усиление финансово-спекулятивной составляющей рынка
Примечание – составлено автором на основе [142]					

Качественный перелом в развитии рынка произошел с созданием в 1870 г. компании Standard Oil, основанной Дж. Рокфеллером. Она стала первой крупной нефтяной корпорацией, сосредоточившей значительный контроль над переработкой, транспортировкой и сбытом нефти в США. Формирование такой монополии заложило основы вертикальной интеграции в нефтяной отрасли и определило новую модель рыночной организации, основанную на корпоративной концентрации и контроле над цепочкой создания стоимости [145]. Создание монополий позволяло консолидировать и регулировать поставки, доступ к рынкам, стабилизировать цены, поддерживать и увеличивать прибыль, а также преодолевать кризисы, вызванные дисбалансом спроса и предложения. Создание крупных монополистических структур позволяло стабилизировать поставки, расширять доступ к рынкам, влиять на уровень цен и повышать устойчивость бизнеса в условиях дисбаланса спроса и предложения. В этот же период развитие нефтеналивного флота, транспортной инфраструктуры и биржевых механизмов торговли заложило основы будущей глобализации нефтяного рынка [146].

Вместе с тем усиление монополизации привело к обострению противоречий между принципами свободного предпринимательства и интересами крупных интегрированных структур. В 1911 г. по результатам антимонопольного разбирательства Standard Oil была разделена на несколько компаний [146]. Это событие стало важным рубежом в эволюции нефтяного рынка, поскольку ознаменовало переход от ранней монополистической модели к более сложной системе конкуренции между крупными корпоративными субъектами.

Начало XX в. сопровождалось значительным технологическим прорывом. Развитие автомобилестроения, авиации и тяжелой промышленности обусловило резкий рост спроса на бензин и мазут, тогда как значение керосина постепенно снижалось. В результате объем мирового производства сырой нефти вырос многократно: если в 1900 г. он составлял 149 млн баррелей, то к 1930 г. достиг 1410 млн баррелей [92]. Рост спроса стимулировал активный поиск новых месторождений за пределами США, прежде всего в Венесуэле, Мексике, странах Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии. Впоследствии именно эти регионы стали ключевыми центрами мировых запасов и добычи нефти [93].

После распада Standard Oil на мировом рынке укрепились новые крупные нефтяные корпорации – Exxon, Mobil, Chevron, Royal Dutch Shell, British Petroleum и др., которые в дальнейшем образовали картель «Семь сестёр». Данный этап в научной литературе характеризуется как период становления международных нефтяных корпораций и перехода рынка к олигополистической модели [145]. Рыночная власть постепенно начала концентрироваться не в рамках одной монополии, а в руках группы крупнейших транснациональных компаний, контролировавших значительную часть мировой добычи, переработки и распределения нефти.

Первая мировая война и последующее развитие индустриального производства продемонстрировали стратегическое значение нефти как ресурса военной, экономической и транспортной мощи. Нефть перестала быть исключительно коммерческим товаром и превратилась в важнейший элемент национальной безопасности. Это обусловило усиление борьбы ведущих индустриальных держав за контроль над нефтяными месторождениями Ближнего Востока, Латинской Америки и Юго-Восточной Азии. Одновременно в нефтедобывающих странах возрастали элементы экономического национализма, выражавшиеся в усилении государственного регулирования, введении дополнительных налогов и ограничений, стремлении к увеличению доли национального участия в нефтяных доходах [145].

В 1930-е годы на фоне Великой депрессии произошло усиление государственного вмешательства в нефтяной сектор. Снижение мирового спроса вызвало заметное падение цен на нефть – с 1,19 до 0,65 долл. за баррель [93]. В этих условиях государства начали активнее вмешиваться в регулирование объемов производства, экспорта и ценообразования, а нефть окончательно утвердилась в статусе стратегического ресурса. Таким образом, уже на данном этапе были заложены важные предпосылки будущей политизации мирового нефтяного рынка.

Вторая мировая война еще более усилила значение нефти в мировой экономике и военной стратегии. Объем производства сырой нефти вырос с 1410 млн баррелей в 1930 г. до 2747 в 1946 г. (рост в 2 раза) [93]. Если до войны основными поставщиками нефти на мировой рынок выступали США и страны Карибского бассейна, то в послевоенный период центр нефтедобычи постепенно сместился в страны Ближнего Востока. За 1946–1960 гг. добыча нефти в странах Персидского залива увеличилась более чем в семь раз с 265 до 1860 млн баррелей [93]. Значительно возросла и добыча в Иране – с 10,6 млн т в 1938 г. до 52,3 млн т в 1960 г. [147].

Параллельно происходили существенные изменения в мировом топливно-энергетическом балансе. Если в 1950-е гг. доминирующее положение сохранял уголь, то уже в 1960-е гг. значительно возросла доля нефти и природного газа. Так, в 1950 г. доля нефти в мировом топливно-энергетическом балансе составляла 19,5%, газа – 7,5%, угля – 45,1%, а в 1960 г. соответствующие показатели достигли 27,3; 11,0 и 38,0% [148]. Это свидетельствовало о качественном изменении роли нефти в глобальной энергетической системе и формировании новой модели мирового энергопотребления.

Рост потребления нефти и стремление нефтедобывающих стран к увеличению доли нефтяной ренты обусловили создание в 1960 г. Организации стран – экспортеров нефти (ОПЕК), первоначально объединившей Венесуэлу, Кувейт, Ирак, Иран и Саудовскую Аравию [4]. Создание ОПЕК стало одним из ключевых этапов трансформации мирового нефтяного рынка, поскольку ознаменовало переход части рыночной власти от транснациональных корпораций к государствам-производителям. Если на предыдущем этапе доминировали международные нефтяные компании, то теперь все более

значимую роль начали играть национальные интересы экспортеров и межгосударственная координация нефтяной политики.

С усилением позиций ОПЕК изменилась и логика конкуренции на рынке. Если ранее определяющую роль играла конкуренция между корпорациями, то в дальнейшем она стала все в большей степени перемещаться в плоскость взаимодействия между государствами, международными организациями и крупными нефтяными компаниями. При этом страны ОПЕК получили возможность влиять на предложение нефти и механизмы ценообразования, тогда как международные нефтяные корпорации сохраняли значительное влияние на транспортировку, переработку, сбыт и формирование коммерческих запасов. К 1970 г. мировой спрос на нефть увеличился с 18 до 40 млн баррелей в сутки (барр./с.) [93], что усилило значение координации действий производителей.

В 1960-1970-е гг. нефть окончательно заняла доминирующее положение в топливно-энергетическом балансе ведущих стран мира. В этот период резко возросли объемы международной торговли нефтью: с примерно 100 млн т в год в довоенный период до более чем 1,7 млрд т в 1973 г., что соответствовало 60% мирового потребления нефти [5]. Быстрый рост спроса сопровождался расширением нефтехимической промышленности, развитием транспорта и углублением нефтяной специализации мировой экономики.

Одновременно усиливались и противоречия в распределении нефтяных доходов. В 1971 г. в Тегеране было достигнуто соглашение о повышении доли государств-производителей в нефтяных доходах, а в 1973 г. нефтяное эмбарго ОПЕК в отношении стран, поддержавших Израиль, вызвало первый глобальный энергетический кризис. Цена на нефть выросла с 3 до 11,6 долл. США за баррель [93]. Этот кризис стал переломным моментом в развитии мирового нефтяного рынка: он продемонстрировал высокий уровень политической чувствительности нефтяной системы, стимулировал энергосбережение, развитие альтернативных источников энергии и формирование стратегических нефтяных резервов.

Второй мощный ценовой шок был связан с иранским кризисом 1979 г., когда цены на нефть достигли 35–50 долл. США за баррель [92]. Рост цен и нестабильность поставок ускорили разработку новых месторождений вне ОПЕК, прежде всего в Северном море, Мексике, Китае и СССР. К началу 1980-х гг. мировой нефтяной рынок вступил в стадию демонополизации: роль стран вне ОПЕК существенно возросла, а сама структура предложения стала более диверсифицированной.

Как показывают данные, представленные в таблице 2, в 1980-е гг. значительно увеличилась доля добычи в Северной Америке, Западной Европе, СССР и странах Азиатско-Тихоокеанского региона, тогда как удельный вес Ближнего Востока сократился. Это означало, что мировой рынок нефти стал менее зависимым от узкой группы производителей, а конкуренция между поставщиками усилилась.

Таблица 2 - Производство сырой нефти по регионам, в %

Регион	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Весь мир	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Северная Америка	22,3	24,1	25,8	26,2	26,4	26,7	24,6	24,4	23,3	22,0
Южная и центральная Америка	6,0	6,3	6,2	6,3	6,5	6,5	6,6	6,5	6,5	6,5
Западная Европа	4,7	5,3	6,1	7,0	7,4	8,0	7,7	7,8	7,4	7,2
СССР	19,3	20,6	21,5	21,9	21,3	20,7	20,4	20,7	19,8	19,0
Ближний Восток	30,0	27,2	23,5	20,9	19,5	18,5	21,5	21,4	24,0	25,4
Африка	9,9	8,3	8,4	8,6	9,0	9,4	8,9	8,9	9,0	9,7
Азиатско-Тихоокеанский регион	7,9	8,2	8,4	9,1	9,9	10,3	10,2	10,3	10,0	10,2

Примечание – составлено автором на основе данных [93]

К числу крупнейших альтернативных поставщиков нефти в этот период относились страны Северного моря и СССР. Освоение месторождений Северного моря к 1980-м гг. обеспечивало добычу свыше 2 млн барр./с. [93]. СССР также значительно нарастил нефтедобычу и экспорт, что усилило его позиции на мировом рынке [149]. В ответ страны ОПЕК были вынуждены пересматривать экспортную стратегию и ценовую политику. Так, в 1986 г. цена нефти снизилась с 27,5 до 14,4 долл. США за баррель, что стало отражением нового этапа ценовой конкуренции между основными производителями.

Нефтяные кризисы 1970–1980-х гг. стали важным стимулом для формирования стратегических нефтяных резервов, развития энергосберегающих технологий и расширения использования альтернативных источников энергии. В этот период усилилось также значение финансовых механизмов регулирования нефтяного рынка. Развитие нефтяных фьючерсов, электронных торгов и биржевой инфраструктуры способствовало формированию рынка так называемой «бумажной нефти», в рамках которого операции с контрактами и обязательствами стали играть все более значимую роль по сравнению с физическими поставками. Тем самым нефтяной рынок вступил в фазу финансовизации, когда динамика цен начала в большей степени определяться не только фундаментальными параметрами спроса и предложения, но и ожиданиями, инвестиционными стратегиями и спекулятивной активностью участников рынка.

С распадом СССР и либерализацией постсоциалистических экономик в 1990-е гг. мировой нефтяной рынок приобрел новые черты. Появление на глобальном рынке новых независимых поставщиков, формирование крупных вертикально интегрированных компаний и усиление конкуренции между экспортерами способствовали дальнейшей перестройке рыночной структуры.

Вместе с тем в 1990-е гг. рынок характеризовался высокой волатильностью цен, неустойчивостью спроса и углублением конкуренции между странами ОПЕК и независимыми производителями.

С середины 2000-х гг. мировой рынок нефти вступил в новый этап трансформации, затронувший его географическую, институциональную, технологическую и энергетическую структуру [149]. Во-первых, изменилась география мирового спроса и торговли нефтью. Если ранее основными импортерами выступали развитые страны, то в XXI веке ключевыми центрами роста спроса стали Китай и Индия. Усиление роли азиатских экономик привело к переориентации значительной части мировых нефтяных потоков в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона и Индийского океана [93].

Во-вторых, произошло изменение соотношения сил между транснациональными и национальными нефтяными компаниями. Если в XX веке определяющую роль играли крупнейшие международные корпорации, то в XXI веке заметно усилились позиции национальных нефтегазовых компаний, контролирующих основную часть мировых запасов углеводородов. Это свидетельствует о дальнейшем усилении государственного компонента в мировой нефтяной системе и повышении роли ресурсного национализма.

В-третьих, важнейшим фактором трансформации стала так называемая сланцевая революция в США. Развитие технологий горизонтального бурения и гидроразрыва пласта привело к быстрому росту добычи сланцевой нефти и существенно изменило баланс сил на мировом рынке. Увеличение предложения нефти со стороны США усилило конкуренцию, снизило зависимость американской экономики от внешнего импорта и стало одним из факторов ценового кризиса 2014 г. [7]. В этих условиях прежние механизмы стабилизации рынка оказались недостаточно эффективными, что обусловило создание формата ОПЕК+ как новой модели координации действий производителей.

В-четвертых, существенное влияние на рынок оказали геополитические сдвиги и открытие новых месторождений в различных регионах мира. Это привело к дальнейшему усложнению географии добычи и расширению круга стран, способных оказывать влияние на мировое предложение нефти. Наряду с традиционными экспортерами все большую роль стали играть США, Канада, Бразилия, Казахстан, а также ряд государств Африки и Латинской Америки.

В-пятых, современный этап характеризуется усилением энергетической трансформации и переходом к низкоуглеродной модели развития. Изменение глобального энергетического баланса, рост доли природного газа и возобновляемых источников энергии, ужесточение экологических требований и декарбонизационная повестка оказывают все более заметное воздействие на перспективы мирового нефтяного рынка. Хотя говорить о завершении углеводородной эпохи преждевременно, очевидно, что нефтяной рынок вступил в фазу глубоких структурных изменений, связанных не только с колебаниями цен и объемов добычи, но и с изменением самой архитектуры мирового энергопотребления.

Проведённый анализ позволяет рассматривать мировой рынок нефти как сложную многоуровневую систему, развитие которой определяется совокупным воздействием ресурсных, институциональных, технологических, геополитических и макроэкономических факторов. В его эволюции последовательно выделяются стадии локализации, монополизации, интернационализации, картелизации, демонополизации, финансовизации и современной энергетической трансформации. Анализ литературы показывает, что предпосылки современных изменений обусловлены с перемещением основных центров спроса и предложения, возрастанием роли государств и национальных нефтяных компаний, расширением использования финансовых инструментов в нефтяной торговле, внедрением новых технологий добычи, а также с декарбонизационными ограничениями. Исходя из этого, авторское понимание трансформации мирового рынка нефти сформулировано следующим образом: это процесс качественного изменения географической, институциональной, технологической и конкурентной структуры мирового рынка нефти, приводящего к изменениям механизмов ценообразования, распределения рыночной власти и форм взаимодействия основных участников рынка.

Полученные выводы важны для последующего изучения перспектив нефтяной отрасли Казахстана. Высокая степень включённости экономики страны в мировую нефтяную систему означает, что изменения в структуре глобального спроса, характере конкуренции, механизмах формирования цен, темпах энергетического перехода и распределении рыночной власти непосредственно отражаются на экспортных возможностях, инвестиционной привлекательности нефтяного сектора, устойчивости бюджетных поступлений и выборе стратегических ориентиров отрасли. По этой причине исследование эволюции мирового нефтяного рынка и предпосылок его трансформации создает теоретико-методологическую основу для оценки современных тенденций развития нефтяной отрасли Казахстана и определения направлений её адаптации к изменяющимся условиям.

1.2 Факторы и условия трансформации мирового рынка нефти

Анализ эволюции мирового рынка нефти свидетельствует о том, что его трансформация обусловлена совокупным воздействием нескольких факторов. На различных этапах развития отрасли менялись источники рыночной нестабильности, структура спроса и предложения, механизмы ценообразования, состав ключевых участников и характер государственного регулирования. В одни периоды определяющее значение имели физические ограничения поставок и решения крупнейших стран-производителей, в другие - темпы роста мировой экономики, финансовые ожидания, технологические изменения, экологические требования либо геополитические ограничения. Поэтому анализ трансформации мирового нефтяного рынка требует рассмотрения совокупности

взаимосвязанных факторов, формирующих условия его перехода из одного состояния в другое.

В научной литературе факторы изменения нефтяного рынка рассматриваются в рамках нескольких исследовательских направлений. Первое направление связывает рыночную динамику с нефтяными шоками и нарушениями равновесия между спросом и предложением. Второе исходит из особенностей нефти как исчерпаемого ресурса, цена и объёмы добычи которого зависят не только от текущей конъюнктуры, но и от ожиданий будущей стоимости запасов. Третье направление акцентирует внимание на институциональной структуре рынка, роли ОПЕК, изменении механизмов регулирования и перераспределении рыночной власти между производителями и потребителями. Согласно четвёртому направлению, нефтяной рынок рассматривается в качестве элемента глобальной финансовой системы, где ценообразование зависит от инвестиционных ожиданий, срочных контрактов, спекуляций и макроэкономической неопределённости.

Представитель теории нефтяных шоков Дж. Гамильтон показал, что резкие изменения цен на нефть влияют на темпы экономического роста, инфляцию и структуру потребления энергии [137, 138]. Согласно его мнению, в периоды нефтяных кризисов нарушается ценовое равновесие, вследствие чего выявляются более глубокие противоречия мировой хозяйственной системы. Еще один представитель этого подхода Л. Килиан разработал структурную модель нефтяного рынка, которая связывает изменение цен на нефть тремя группами факторов – шоков предложения, изменений глобального спроса и специфических ожиданий участников рынка [150]. Таким образом, вклад Л.Килиана в развитие теории нефтяных шоков состоит в разграничении разных источников колебаний цен на нефть. Например, снижение цен может быть следствием сокращения добычи, ускорения мирового спроса – с одной стороны, либо изменения ожиданий относительно будущего дефицита или избытка предложения – с другой стороны.

В теории исчерпаемых ресурсов Х. Хотеллинга цена невозобновляемого ресурса определяется не только текущими издержками добычи и соотношением спроса и предложения, но и межвременным выбором собственников запасов относительно темпов их добычи [10]. Важность его выводов сложно переоценить, так как решения об объёмах добычи принимаются с учётом ожидаемой рыночной конъюнктуры, величины запасов, доступных технологий и возможного изменения спроса.

М. Адельман, исследуя мировой рынок нефти как систему взаимодействия производителей, потребителей и регулирующих институтов, приходит к выводу, что наиболее существенные изменения в механизме ценообразования происходят в периоды кризисов, когда прежняя система координации перестаёт обеспечивать устойчивое равновесие [151]. В этом смысле кризисы выступают не только формой ценовой нестабильности, но и моментом пересмотра рыночных правил.

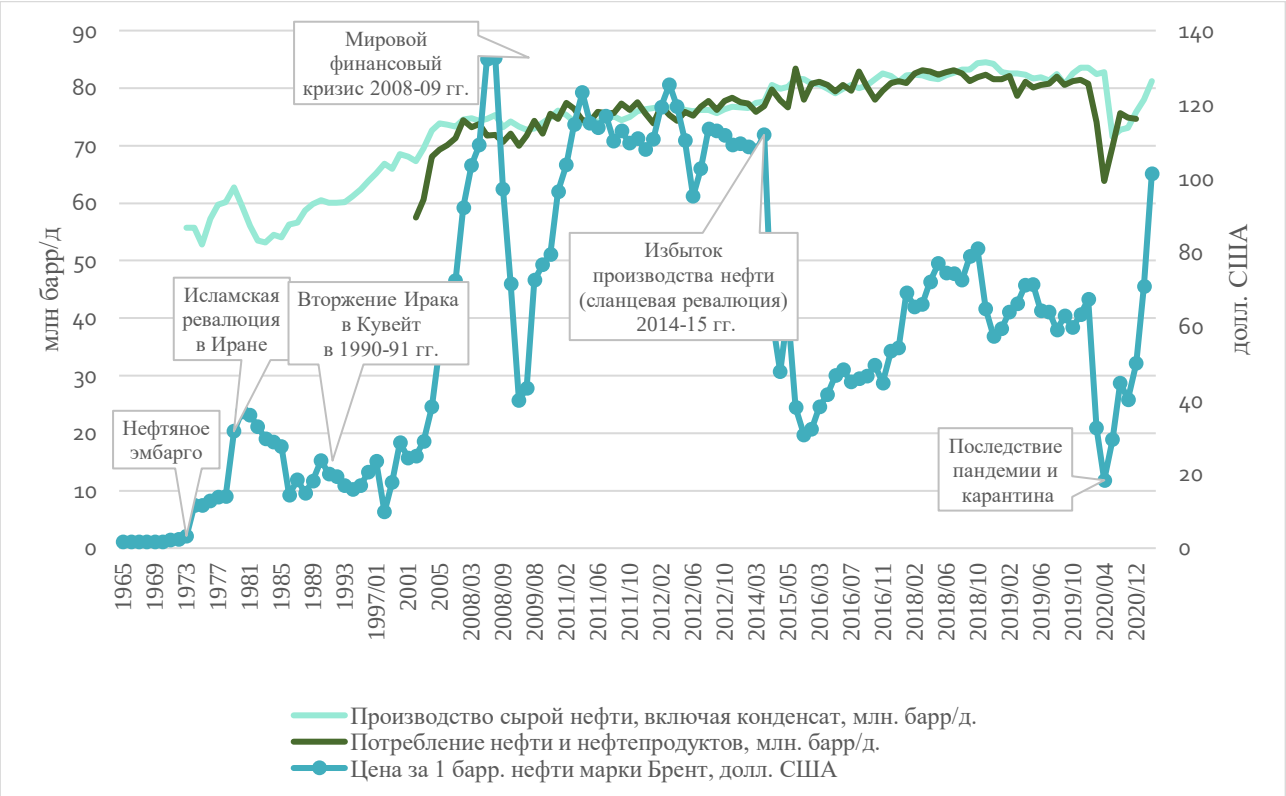
Особое значение для понимания структурных изменений имеет кризис 1985-1986 гг. Его анализ в работах Д. Гейтли [18] и Ф. Верлегера [152] показал, что резкое снижение цен было связано не только с избытком предложения, но и с исчерпанием прежней модели регулирования, основанной на поддержании цен посредством ограничения добычи отдельными производителями. Ослабление административного механизма ценообразования ОПЕК сопровождалось расширением спотовой и биржевой торговли, усилением роли рыночных котировок и повышением значения финансовых ожиданий.

С начала XXI в. в исследованиях нефтяного рынка всё большее значение приобрёл финансовый фактор. Расширение срочной торговли, рост участия институциональных инвесторов и усиление роли производных финансовых инструментов изменили механизм формирования нефтяных цен. Цена нефти стала зависеть не только от физических параметров добычи, запасов и потребления, но и от состояния мировых рынков капитала, динамики ликвидности, валютных колебаний и ожиданий инвесторов [150, 153]. В результате нефтяной рынок оказался теснее связан с глобальными финансовыми циклами, чем в предшествующие периоды.

Современные исследования подтверждают, что крупные ценовые спады на нефтяном рынке обычно сопровождаются изменением инвестиционных программ, перераспределением рыночных долей, технологической адаптацией производителей и пересмотром энергетической политики. Б. Фаттух и Л. Махадева, анализируя эволюцию ОПЕК, показывают, что способность организации влиять на цены не является постоянной и зависит от состояния рыночной конъюнктуры, уровня свободных мощностей, внутренней координации участников и конкуренции со стороны производителей вне ОПЕК [154]. Аналогичный вывод следует из аналитических материалов Международного энергетического агентства и ОПЕК, где ценовые кризисы рассматриваются во взаимосвязи с изменениями мирового спроса, структуры предложения, инвестиционного цикла и торговых потоков [1].

Рассмотренные теоретические подходы позволяют сделать важный методологический вывод. Факторы трансформации мирового нефтяного рынка не проявляются изолированно. Их воздействие наиболее отчётливо обнаруживается в периоды кризисов, когда нарушается прежнее равновесие, ускоряется изменение ценовых механизмов, меняется поведение производителей и потребителей, а также возрастает роль государственных и межгосударственных решений. Поэтому нефтяные кризисы в рамках настоящего исследования рассматриваются не как отдельные исторические события, а как концентрированная форма проявления факторов трансформации мирового нефтяного рынка.

Это положение подтверждается анализом исторической динамики цен на нефть марки Brent, мирового производства и потребления нефти, позволяющим проследить смену фаз роста, спада и последующей адаптации рынка (рисунок 1).



Примечание – составлено автором на основе данных [94, 102, 155]

Рисунок 1 - Динамика цены, производства и потребления нефти в мире

Данные, представленные на рисунке 1, показывают, что развитие мирового нефтяного рынка происходило через чередование относительно устойчивых периодов и кризисных фаз. При этом изменение цены выступало внешним проявлением более сложных процессов: перестройки структуры спроса и предложения, изменения роли крупнейших производителей, пересмотра механизмов регулирования, технологической модернизации добычи и усиления влияния геополитических ограничений.

Историко-экономический анализ кризисных периодов позволяет проследить, как менялся состав факторов, определявших развитие мирового нефтяного рынка. В ранние периоды преобладали геополитические и ресурсные ограничения, связанные с контролем над поставками. Позднее возросла роль макроэкономических, финансовых и технологических факторов. В современных условиях к ним добавились экологические ограничения, санкционные режимы, регионализация торговых потоков и требования энергетической безопасности. (Таблица 3).

Таблица 3 – Кризисные периоды и их влияние на трансформацию мирового рынка нефти

Название кризисного периода	Период охвата	Основные причины и предпосылки возникновения	Тип кризиса	Последствия для мирового рынка нефти	Основные показатели
Нефтяное эмбарго	1973-1974 гг.	– Арабо-израильский конфликт; – использование нефти как инструмента внешнеполитического давления; – ограниченность свободных добывающих мощностей	Геополитический	– переход контроля над ресурсами от международных нефтяных компаний к национальным государствам; – усиление роли ОПЕК; – создание системы стратегических резервов.	Рост мировых цен примерно в 4 раза; изменение структуры управления рынком
Исламская революция и ирано-иракский конфликт	1979-1981 гг.	– политическая нестабильность в Иране; – сокращение экспорта; – военные действия в регионе Персидского залива	Геополитический	– ускорение энергосбережения; диверсификация источников импорта; – активизация добычи вне ОПЕК; расширение биржевых механизмов торговли.	Рост цен более чем в 2 раза
Кризис перепроизводства и ценовой спад	1985-1986 гг.	– перепроизводство нефти; – рост добычи вне ОПЕК; – изменение экспортной стратегии Саудовской Аравии.	Конъюнктурный, институциональный	– ослабление административного ценообразования ОПЕК; – переход к спотовой и биржевой торговле нефтью	Снижение цен более чем в 2 раза
Кризис в Персидском заливе	1990-1991 гг.	– вторжение Ирака в Кувейт; – перебои поставок; – последующее восстановление экспорта	Геополитический	– использование стратегических резервов стран МЭА; – усиление значения фактора региональной безопасности	Рост цен свыше 40 долл. за баррель с последующим снижением до 17-18 долл.
Азиатский финансовый кризис	1997-1998 гг.	– Избыток предложения нефти вследствие снижения спроса в странах Восточной и Юго-Восточной Азии,	Экономический	– усиление координации добычи странами ОПЕК; – возрастание роли развивающихся экономик в формировании мирового спроса	Падение цен ниже 10 долл. за баррель

Продолжение таблицы 3

Глобальный финансово-экономический кризис	2008-2009 гг.	– финансовый кризис; – спад промышленного производства; – сокращение мирового спроса	Финансово-экономический	– усиление взаимосвязи нефтяного рынка с рынками капитала; – скачки цен	Рост цен до 147 долл. и последующее снижение до около 40 долл.
Сланцевый кризис	2014-2016 гг.	– рост добычи нефти в США; избыток предложения; замедление темпов развития экономики Китая.	Технологический	– усиление роли США на мировом рынке; – перераспределение рыночных долей; – формирование предпосылок создания ОПЕК+	Снижение цен со 110 до около 30 долл.
Постпандемийный геополитический цикл	2020-2025 гг.	– распространение пандемии COVID-19 и связанное с ней резкое сокращение мирового спроса на нефть; – кризис координационного механизма ОПЕК+; – обострение геополитических конфликтов; – введение санкционных ограничений и последующая перестройка направлений мировой торговли нефтью	Экономический, геополитический, институциональный	– ускорение энергетического перехода; – перераспределение мировых торговых потоков нефти; перестройка логистики поставок; рост значения энергетической безопасности.	Падение цен ниже 20 долл. за баррель в 2020 г.; последующий рост свыше 100 долл.; высокая волатильность
Кризис в Ормузском проливе	С 28 февраля 2026 г.	– эскалация конфликта между Ираном, Израилем и США; – геополитическая напряжённость в зоне Персидского залива; – рост спекуляции цен на нефть.	Геополитический, транспортно-логистический, финансово-экономический	– активизация инвестиций в развитие трубопроводной инфраструктуры и альтернативной логистики; – ускорение диверсификации экспортных маршрутов и транспортных коридоров; – наращивание стратегических нефтяных резервов странами-импортёрами;	Блокирование от 20% до 25% мирового экспорта нефти и газа в день. Резкий рост цен от 70 до 120 долл. в период конфликта и резкий спад в период перемирия
Примечание – составлено автором [94, 156]					

Сопоставление кризисных периодов показывает, что их экономические природы постепенно усложнялись. Нефтяные кризисы 1970-х гг. были связаны прежде всего с геополитическими событиями и ограничением физического предложения. Кризис 1985-1986 гг. имел иной характер: его основой стало перепроизводство, изменение стратегии ОПЕК и ослабление прежней системы административного ценообразования. Кризисы 1997-1998 гг. и 2008-2009 гг. продемонстрировали зависимость нефтяного рынка от состояния мировой экономики и финансовой системы. События 2014-2016 гг. вывели на первый план технологический фактор, связанный с распространением сланцевой добычи. Постпандемийный период показал, что современный рынок функционирует под одновременным воздействием спросовых шоков, геополитических ограничений, логистических изменений, санкционных режимов и энергетической политики [155].

Кризис 1985-1986 гг. занимает особое место в истории нефтяного рынка. Его предпосылки были связаны с ростом добычи вне ОПЕК, снижением спроса после ценовых шоков 1970-х гг. и сокращением рыночной доли Саудовской Аравии. Переход к более активной добычной политике усилил избыток предложения и вызвал резкое падение цен. Последствия этого кризиса не ограничивались краткосрочным снижением доходов стран-экспортёров. Он ускорил переход к рыночным механизмам торговли, повысил значение спотовых цен и показал ограниченность картельного регулирования в условиях растущей конкуренции.

Кризис 1990-1991 гг. подтвердил значимость геополитического фактора. Вторжение Ирака в Кувейт вызвало опасения относительно устойчивости поставок из региона Персидского залива, что привело к быстрому росту цен. После завершения военной операции и восстановления рыночных ожиданий цены снизились. Этот период показал, что нефтяной рынок реагирует не только на фактическое сокращение предложения, но и на риск такого сокращения. Именно поэтому ожидания участников рынка становятся самостоятельным элементом ценовой динамики.

Кризисные эпизоды 1997-1998 гг. и 2008-2009 гг. отразили усиление макроэкономических и финансовых факторов. Азиатский финансовый кризис сопровождался снижением экономической активности в странах, обеспечивавших значительную часть прироста мирового спроса на энергоносители. В результате падение спроса совпало с избытком предложения, что привело к резкому снижению цен. Мировой финансово-экономический кризис 2008-2009 гг. имел более широкий характер: нефтяной рынок одновременно испытал воздействие сокращения промышленного производства, падения мировой торговли, ухудшения инвестиционных ожиданий и снижения ликвидности на финансовых рынках.

События 2014-2016 гг. стали примером того, как технологические изменения способны изменить структуру мирового предложения. Распространение горизонтального бурения и гидроразрыва пласта позволило США существенно увеличить добычу нефти из трудноизвлекаемых запасов. При замедлении роста спроса это привело к устойчивому избытку предложения. Это

в свою очередь способствовало перераспределению рыночных долей, усилению конкуренции между традиционными экспортёрами и новыми производителями, а координационные механизмы нефтяной политики получили дальнейшее развитие в формате ОПЕК+.

В период пандемии COVID-19 произошло сокращение промышленного производства и мирового спроса на нефть. Ценовую нестабильность усугубили разногласия между членами ОПЕК+. После завершения пандемии рынок был подвергнут более сильному влиянию санкционных ограничений, вследствие которых требовалось изменить маршруты поставок и логистику. Еще одним шоком стал рост значения энергетической безопасности и ускорение низкоуглеродной повестки. Этот кризис в корне отличается от прежних, так как источником нестабильности стало сочетание разрозненных факторов.

Кроме этого, на мировом рынке нефти в последнее время происходят события, демонстрировавшие возрастающую роль транспортно-логистических факторов. Это кризис в Ормузском проливе, возникший на фоне конфликта между Ираном и Израилем в начале 2026 г. Стратегическое значение Ормузского пролива определяется тем, что ежедневно через него морскими перевозками проходит около 25% мировой нефти и до 20% сжиженного природного газа (СПГ) [94]. Поэтому данный маршрут критически важен для конъюнктурной стабильности мирового нефтяного рынка и обеспечения глобальной энергетической безопасности. Обострение конфликта между Ираном и Израилем совместно с США обусловило резкий рост стоимости страхования морских перевозок и снижение привлекательности данного транспортного маршрута для судоходных компаний. Последовавшее нарушение логистических цепочек способствовало росту мировых цен на нефть в период конфликта и усилению угроз энергетического дефицита в странах Азии, существенно зависящих от поставок углеводородов из региона Персидского залива. В результате, крупнейшие потребители нефти, такие как Китай и Индия, активизировали меры по наращиванию стратегических резервов, расширению круга поставщиков и развитию альтернативных транспортных коридоров.

Таким образом, кризисные периоды позволяют выявить закономерность трансформации мирового нефтяного рынка. На ранних этапах решающую роль играли физические ограничения поставок и геополитические конфликты. В дальнейшем усилилось влияние рыночной конъюнктуры, макроэкономических циклов, финансовых процессов и технологических изменений. Современный этап характеризуется совокупным воздействием экономических, геополитических, экологических, технологических и институциональных факторов.

Выявленная закономерность создаёт основание для систематизации факторов трансформации мирового рынка нефти. В настоящем исследовании они сгруппированы по пяти направлениям: конъюнктурные, экономические, геополитические, экологические и технологические. Такое деление отражает как краткосрочные колебания рыночного равновесия, так и долгосрочные структурные изменения в мировой энергетике.

Качественного выделения факторов недостаточно для последующего анализа. Каждая группа должна быть представлена системой измеримых показателей, позволяющих оценить направление, масштаб и устойчивость её воздействия на мировой нефтяной рынок. Поэтому следующий этап исследования связан с переходом от содержательной классификации факторов к их количественной операционализации (таблица 4).

Таблица 4 - Факторы и условия трансформации мирового рынка нефти

Фактор	Условия трансформации	Ключевые показатели (метрики) влияния
Конъюнктурный	Волатильность мирового спроса и предложения; динамика мировых цен на нефть; колебания глобальных запасов сырья; изменение структуры потребления топлива.	Объемы мирового производства (добыча) нефти, объемы мирового потребления (спрос) нефти, мировая цена нефти (марки Brent)
Экономический	Мировые кризисы и обвалы; изменение инвестиционных потоков; изменение нефтяной инфраструктуры; степень диверсификации экономики производителей.	Темпы роста мирового ВВП, индекс промышленного производства (IPI), частные инвестиции в нефтепромысловое оборудование и программное обеспечение, темпы инфляции, индекс производственного потенциала (PCI)
Геополитический	Санкции и торговые ограничения; решения энергетических организации (ОПЕК, ОПЕК+); мировые конфликты и региональная нестабильность; соглашения о квотах и транзите нефти.	Индекс геополитического риска (GPR Index), политическая стабильность и отсутствие насилия/терроризма (PV.EST) стран ОПЕК, количество глобальных санкций
Экологический	Международные климатические соглашения; рост доли ВИЭ и низкоуглеродных технологий; ужесточение экологических стандартов; реализация стратегий декарбонизации.	Выбросы CO_2, углеродоемкость ВВП, доля ВИЭ, производство систем автоматического экологического контроля, углеродный бюджет (GCB) от выбросов при производстве ископаемого топлива, налог на выбросы CO2
Технологический	Внедрение новых методов разведки и добычи; цифровизация нефтегазового сектора; повышение эффективности переработки и хранения; инновации в энергетике и декарбонизации.	Безубыточная внешняя цена на нефть, совокупные затраты нефтеперерабатывающих компаний на приобретение сырой нефти в США, объёмы добычи сланцевой нефти, бюджет в НИОКР в энергетике, количество патентов на ископаемое топлива и в энергетику в целом, производство машин и оборудования для нефтегазопромыслов, загрузка производственных мощностей в добыче нефтегаза

Примечание – составлено автором на основе таблицы 3 – Кризисные периоды и их влияние на трансформацию мирового рынка нефти

Отбор представленных показателей осуществлялся с учётом задач последующего факторного анализа, необходимости международной сопоставимости статистических данных, наличия продолжительных временных рядов и регулярности публикации информации. К числу краткосрочных индикаторов отнесены объёмы мировой добычи нефти, уровень потребления и цена нефти марки Brent. Марка Brent выбрана в качестве базового ценового ориентира не случайно, так как именно этот сорт является ключевым международным бенчмарком.

Показатели темпов роста мирового ВВП, индекса промышленного производства, инфляции и инвестиционной активности характеризуют макроэкономическую среду функционирования нефтяного рынка. Их включение в систему анализа связано с тем, что спрос на нефть в значительной степени носит производный характер и определяется динамикой промышленного выпуска, международной торговли, транспортной активности и общими условиями экономического роста.

Особое место в системе факторов занимают геополитические индикаторы, включая индекс геополитического риска, показатели политической стабильности и санкционные ограничения. Их использование обусловлено тем, что нефтяной рынок реагирует не только на фактическое сокращение поставок, но и на изменение ожиданий относительно вероятности конфликтов, торговых барьеров и решений крупнейших стран-производителей. В ряде случаев именно ожидания участников рынка становятся источником опережающих ценовых колебаний.

Экологические показатели отражают влияние климатической политики, распространения низкоуглеродных технологий и постепенного изменения структуры мирового энергопотребления. Рост доли возобновляемых источников энергии, изменение углеродоёмкости экономики и расширение практики углеродного регулирования формируют долгосрочные ограничения спроса на нефть и корректируют инвестиционные стратегии участников рынка.

Технологические показатели отражают изменение производственных возможностей отрасли. Развитие новых методов разведки и добычи, рост добычи трудноизвлекаемых запасов, инвестиции в НИОКР, обновление оборудования и изменение уровня издержек способны существенно влиять на структуру мирового предложения. Именно технологический фактор во многом объясняет изменение конкурентных позиций отдельных стран и компаний на мировом нефтяном рынке.

Данные показатели формализуют влияние ключевых факторов трансформации мирового рынка нефти и создают эмпирическую основу для последующего многофакторного анализа. Так, они были использованы для регрессионной модели в качестве независимых переменных. В связи с мультиколлинеарностью модель была преобразована в факторно-регрессионную модель (более подробно модель раскрыта в параграфе 2.3). Использование факторного анализа в сочетании с регрессионным моделированием обеспечивает переход от множества коррелирующих переменных к ограниченному числу

латентных факторов, что повышает устойчивость оценок, и является преимуществом данной модели. В результате формируется аналитическая основа для построения эконометрической модели, отражающей интегральное воздействие выявленных ключевых факторов на динамику мировой нефтедобычи. Это позволяет перейти от описательного анализа кризисных и структурных изменений к их количественной интерпретации, определяя вклад отдельных групп факторов в формирование современных тенденций развития мирового нефтяного рынка. Выбор данной модели обусловлен поставленными задачами исследования, в частности по оценке факторов трансформации мирового нефтяного рынка, определению их значения для нефтяной отрасли Казахстана и разработке сценариев развития мирового нефтяного рынка.

Факторно-регрессионная модель обеспечивает не только оценку направления и силы влияния факторов, но и повышение аналитической точности исследования за счёт интеграции методов снижения размерности данных и эконометрического моделирования. Применение данного подхода является общепринятой практикой в современной эконометрике при анализе макроэкономических и отраслевых данных. Преимуществом данной модели является сокращение большого массива исходных показателей до ограниченного числа факторов, что упрощает интерпретацию результатов, и определение их относительную значимости в формировании динамики мировой нефтедобычи. В то время как ограничением модели является агрегирование большого числа показателей в укрупнённые факторы, что приводит к частичной потере информации о влиянии отдельных переменных, а также включение в модель только количественно измеримых показателей. Влияние трудноформализуемых факторов, таких как политические решения, военные конфликты, технологические прорывы или чрезвычайные события, отражено не в полной мере. Полученные результаты следует рассматривать как инструмент анализа и оценки тенденций развития мирового нефтяного рынка, а не как универсальную модель, полностью описывающую все процессы, влияющие на мировую нефтедобычу.

Выводы. Проведённый теоретический и историко-экономический анализ позволяет сформулировать следующие выводы.

1. Трансформация мирового рынка нефти имеет многофакторный и неравномерный характер. На различных этапах развития отрасли менялось соотношение конъюнктурных, экономических, геополитических, технологических и экологических факторов, что отражает изменчивость условий функционирования мирового нефтяного рынка.

2. Нефтяные кризисы являются важнейшей формой проявления трансформационных процессов. В периоды резких ценовых колебаний наиболее отчётливо обнаруживаются структурные диспропорции рынка, меняются механизмы ценообразования, перераспределяются рыночные доли, корректируется экспортная политика государств и перестраиваются международные торговые потоки.

3. Теоретические подходы Дж. Гамильтона, Л. Килиана, Х. Хотеллинга, М. Адельмана и других исследователей показывают, что нефтяные шоки имеют

различную экономическую природу. Они могут быть вызваны нарушением предложения, изменением глобального спроса, ожиданиями участников рынка, институциональными изменениями, технологическими сдвигами и финансовыми процессами.

4. Историко-экономический анализ кризисных эпизодов позволил установить, что развитие мирового нефтяного рынка сопровождалось постепенным усложнением состава факторов. Если ранние кризисы преимущественно определялись геополитическими событиями и физическими ограничениями поставок, то современный этап формируется под одновременным воздействием макроэкономических, финансовых, технологических, экологических и институциональных процессов.

5. Выявленная закономерность трансформации выражается в переходе от преобладания конъюнктурных и ресурсных факторов к комплексному воздействию взаимосвязанных факторов, определяющих не только текущую ценовую динамику, но и долгосрочную структуру мирового нефтяного рынка.

6. Систематизированы пять групп факторов трансформации мирового рынка нефти – конъюнктурные, экономические, геополитические, экологические и технологические. Сформированная система показателей будет использована при осуществлении количественной оценки их влияния на трансформацию мирового нефтяного рынка на современном этапе.

1.3 Международные механизмы регулирования и их влияние на трансформацию мирового нефтяного рынка

После того как нефть приобрела стратегическое значение, её развитие стало неотделимо от международных экономических, политических и институциональных отношений. Зависимость промышленности и транспорта от нефти, а также их роль в обеспечении энергетической безопасности, формировании доходов стран-экспортёров побуждали правительства постоянно влиять на объёмы добычи и уровень цен. Поэтому мировой нефтяной рынок никогда не может функционировать исключительно на основе саморегулирования. Развитие нефтяного рынка определяется не только рыночными механизмами, а также межгосударственными договорённостями, антикризисными мерами и климатической повесткой.

Особенность нефтяного рынка состоит в том, что нефть одновременно является товаром, финансовым активом и геополитическим ресурсом. В качестве товара она подчиняется соотношению спроса и предложения, а также зависит от затрат на добычу, транспортировку и переработку [157]. В финансовом обороте её стоимость связана с биржевыми котировками, срочными контрактами, валютой расчётов и ожиданиями инвесторов [150]. Стратегическое значение нефти обусловливает влияние на рынок внешнеполитических решений, санкций, контроля над маршрутами поставок и мер в сфере энергетической безопасности [158]. Поэтому цена на нефть образуется не только под влиянием спроса и предложения, но и с учётом состояния институтов, надёжности логистических

цепочек, доступности финансовой инфраструктуры и ожиданий относительно будущего спроса.

В диссертационном исследовании международное регулирование мирового нефтяного рынка понимается как система институтов, соглашений, норм и практических мер, с помощью которых государства, международные организации и устойчивые объединения стран влияют на объёмы добычи, направления экспортных поставок, стратегические резервы, торговые условия, инвестиционные решения и долгосрочную динамику спроса. Такой подход не ограничивает регулирование отдельными чрезвычайными мерами. Решения, принимаемые в ответ на крупные потрясения, со временем закрепляются в практике участников рынка, формируя новые правила поведения и тем самым воздействуют на его дальнейшую структуру. Применительно к нашему исследованию, следует различать институты, механизмы и инструменты регулирования. Так, институты формируют организационные рамки взаимодействия участников рынка. К ним относятся ОПЕК, Международное энергетическое агентство, формат ОПЕК+, климатические режимы и межгосударственные коалиции. А механизмы отражают устойчивые способы координации действий, такие как квотирование добычи, совместное использование стратегических запасов, применение санкционных режимов, ценовых ограничений и экологических обязательств. Инструменты же представляют собой конкретные меры воздействия, включая производственные квоты, добровольное сокращение добычи, высвобождение резервов, эмбарго, ограничения на страхование и перевозки, установление ценовых пределов, введение углеродных стандартов и требований по сокращению выбросов.

Обозначенное выше разграничение имеет важное методологическое значение для диссертационного исследования. Дело в том, что изменения мирового нефтяного рынка связаны не только с колебаниями добычи и спроса, но и с пересмотром правил доступа к ресурсам, инфраструктуре, капиталу и рынкам сбыта. В зависимости от ситуации международное регулирование может быть направлено на преодоление дефицита предложения, сдерживание избыточной добычи, изменение направлений торговых потоков или сокращение будущей зависимости от нефти. Поэтому его следует рассматривать в качестве одного из способов его институционального развития.

Историческая динамика показывает, что международные регулирующие механизмы наиболее отчётливо формировались после крупных потрясений. Нефтяное эмбарго 1973-1974 гг. привело к созданию системы коллективной энергетической безопасности стран-импортёров. Усиление позиций государств-производителей в 1970-е гг. закрепило значение ОПЕК как института согласования политики в сфере добычи нефти. Ценовой спад 2014-2016 гг. стал одной из предпосылок формирования ОПЕК+. Пандемийный кризис 2020 г. выявил необходимость масштабной координации добычи при резком сокращении спроса. Ограничительные меры после 2022 г. изменили не только направления нефтяной торговли, но и условия доступа к страховой, транспортной и финансовой инфраструктуре. Тем самым каждый крупный

кризис нарушал рыночное равновесие и одновременно создавал новый уровень международного регулирования.

Одним из первых устойчивых институциональных ответов на уязвимость мировой нефтяной системы стало создание Международного энергетического агентства (МЭА) в 1974 г. после нефтяного кризиса и резкого роста цен. Принятое в тот же период Соглашение о международной энергетической программе закрепило энергетическую безопасность в качестве предмета коллективной политики индустриально развитых стран-импортёров. Это Соглашение также предполагало определенный регламент действий и обязательств его участников при серьёзных перебоях поставок нефти. Так, одним из обязательств государств-участников явилась поддержка нефтяных запасов в объёме не менее 90 дней чистого импорта [159].

Роль МЭА заключалась не только в создании страхового объёма нефти. Она стала своего рода площадкой для регулирования энергетической безопасности в коллективном режиме, где крупные потребители получили возможность согласованно реагировать на внешние потрясения. МЭА таким образом работал в интересах потребителей, тем самым создав институциональный противовес странам-экспортёрам, которые координировались через ОПЕК [160].

При этом МЭА не могла влиять на рынок напрямую, поэтому его усилия были направлены на снижение уязвимости потребителей и изменение ожиданий участников торговли. Стратегические запасы позволяли временно компенсировать нарушения поставок без немедленного наращивания производства, что имело особое значение для нефтяной отрасли, отличающейся высокой технологической инерцией и продолжительным инвестиционным циклом. При этом значение резервов не ограничивалось физическим восполнением недостающих объёмов [161]. Сам факт наличия согласованных запасов служил сигналом рынку о готовности государств ограничить последствия дефицита и тем самым сдерживать панические реакции переработчиков, трейдеров и конечных потребителей.

Практическая роль стратегических резервов проявлялась в периоды войн, природных катастроф, перебоев поставок и геополитической нестабильности, когда экстренное высвобождение запасов позволяло временно смягчить дефицит предложения и ослабить ценовой всплеск [162]. Вместе с тем данный инструмент не следует переоценивать: он не предназначен для долговременного управления ценой нефти и не способен заменить инвестиции в добычу, диверсификацию поставок либо изменение структуры потребления. В качестве примера можно привести Стратегический нефтяной резерв Соединённых Штатов Америки. Этот резерв был создан в 1975 г. для обеспечения страховых запасов. Со временем, по мере увеличение объема запасов нефти, резерв превратился в некий инструмент краткосрочного воздействия на ожидания. Имея огромные запасы нефти, импортёр мог не соглашаться с невыгодными условиями поставщика во время дефицита [162], тем самым снизив внешнюю уязвимость. А для государств-производителей существование резерва ограничило извлечение сверхдоходов в периоды краткосрочного дефицита. Тем самым система запасов изменила баланс

интересов между экспортёрами и импортёрами нефти. Она не устранила зависимость мировой экономики от углеводородов, но придала этой зависимости более управляемый характер, поскольку часть рисков была перенесена из сферы стихийной ценовой реакции в сферу заранее подготовленных государственных и межгосударственных процедур.

Следовательно, деятельность Международного энергетического агентства и система стратегических нефтяных резервов закрепили особый тип регулирования, ориентированный не на управление добычей, а на управление рисками поставок и устойчивостью потребления. Его трансформационное значение состоит в том, что страны-импортёры перестали быть пассивными участниками нефтяного рынка и получили собственный институциональный механизм реагирования на кризисные ситуации. С этого момента устойчивость мирового нефтяного рынка стала зависеть не только от физических объёмов добычи и текущего спроса, но и от способности государств согласованно использовать резервы, координировать действия и воздействовать на ожидания участников торговли [163].

Иной характер международного регулирования сформировался со стороны стран-экспортёров нефти. Его институциональным выражением стала Организация стран-экспортёров нефти, созданная в 1960 г. в условиях, когда значительная часть контроля над добычей, транспортировкой и реализацией нефти сохранялась за международными нефтяными компаниями [164].

В 1970-е гг. влияние ОПЕК заметно усилилось - нефтедобывающие государства стали активнее воздействовать на условия добычи, экспорта и распределения нефтяной ренты [165]. Это способствовало изменению прежней структуры рынка, где ведущие позиции занимали вертикально интегрированные международные компании. Если раньше решения по объёмам добычи определялись коммерческими интересами корпораций, то сейчас - бюджетными, социальными и стратегическими задачами государств-экспортеров.

ОПЕК воздействовал на мировой нефтяной рынок через квотирование - инструмент согласования объёмов добычи между государствами-участниками с целью недопущения избыточного предложения и связанного с ним падения цен. Однако установление и соблюдение квот является очень сложным процессом из-за противоречий между национальными и общими интересами, ведь сокращение объемов добычи нефти для отдельных государств означает уменьшение текущих доходов. Таким образом, регулирование объемов предложения нефти на основе достигнутых договорённостей между странами-экспортёрами превратилось еще в один фактор, от которого зависит ценообразование. Кроме того, являясь товарным рынком, мировой рынок нефти зависит от политически согласованных действий государств. Перечисленные обстоятельства наглядно показали роль ОПЕК в процессе трансформации мирового нефтяного рынка.

Среди государств-участников ОПЕК особое положение занимает Саудовская Аравия, обладающая огромными запасами нефти и возможностью быстрее многих других производителей изменять объёмы добычи. В силу этого она нередко выполняла функцию балансирующего производителя, принимая на себя часть нагрузки по стабилизации предложения. Однако и эта роль не

означает полного контроля над мировой ценой нефти. На рынок одновременно воздействуют спрос, коммерческие запасы, добыча вне ОПЕК, финансовые ожидания, технологические сдвиги и геополитические риски, поэтому даже крупнейший производитель способен лишь влиять на ценовую динамику, но не определять её единолично.

Ограниченность классической модели ОПЕК особенно отчётливо проявилась по мере роста добычи вне организации. Расширение сланцевого сектора Соединённых Штатов Америки, увеличение производства в Канаде, Бразилии и ряде других государств изменили структуру мирового предложения [166]. Сокращение добычи странами ОПЕК приводило к тому, что освободившуюся рыночную нишу могли занимать производители, не связанные квотными обязательствами. Особенно отчётливо эта проблема проявилась в период ценового спада 2014-2016 гг. [166].

Для решения проблемы ОПЕК привлёк к переговорам крупные нефтедобывающие государства, формально не входившие в ОПЕК. Так появился формат сотрудничества ОПЕК+ в 2016 г. В его состав вошли Россия, Казахстан и другие производители, которые не были членами ОПЕК [167]. Расширенный состав участников включал государства с разной себестоимостью производства и разной зависимостью бюджетов от нефтяных доходов, что еще больше усложнил процесс принятия решений касательно добычи нефти.

Особенно заметной роль ОПЕК+ стала в период пандемийного кризиса 2020 г., когда резкое сокращение транспортной активности, промышленного производства и потребления топлива вызвало обвальное падение спроса на нефть. Угроза переполнения хранилищ и дальнейшего снижения цен потребовала масштабного согласования добычи. Договорённости ОПЕК+ о сокращении производства стали не только мерой ценовой поддержки, но и способом предотвращения системной дестабилизации рынка, поскольку обычный ценовой механизм в тот момент не мог быстро восстановить равновесие между спросом, предложением и доступной инфраструктурой хранения.

В последующий период значение данного формата сохранилось. Решения 2023-2024 гг. о добровольных сокращениях добычи и компенсации ранее допущенного превышения согласованных уровней производства показали, что ОПЕК+ превратилась из временной антикризисной организации в устойчивый механизм регулярной координации крупнейших производителей. Тем самым воздействие на нефтяной рынок стало осуществляться не только через чрезвычайные коллективные меры, но и посредством постоянной корректировки предложения с учётом изменения спроса, запасов и ценовой конъюнктуры.

Вместе с тем ОПЕК+ также нельзя рассматривать как бесконфликтную и полностью устойчивую систему. Её результативность зависит от уровня доверия между участниками, возможностей мониторинга, дисциплины исполнения добровольных обязательств и способности государств соотносить краткосрочные бюджетные интересы с задачами долгосрочной стабилизации рынка. Различия в структуре добычи, доступе к рынкам сбыта и геополитических ориентирах сохраняют риск расхождения позиций. Поэтому значение ОПЕК+

заключается не в устранении конфликта интересов, а в создании институционального механизма его регулярного согласования.

Таким образом, ОПЕК и ОПЕК+ представляют два последовательных этапа международного регулирования предложения на мировом нефтяном рынке. ОПЕК закрепила ресурсный суверенитет стран-экспортёров и изменила распределение рыночной власти между государствами и международными нефтяными компаниями. ОПЕК+ стала ответом на диверсификацию мирового предложения и показала, что в новых условиях воздействие на рынок возможно лишь при участии более широкого круга производителей. В результате регулирование предложения превратилось из периодической антикризисной меры в постоянный элемент институциональной архитектуры мирового нефтяного хозяйства.

Наряду с производственной координацией всё большее значение в регулировании нефтяного рынка приобретают санкционные и торгово-ограничительные меры. Их природа отличается от механизмов ОПЕК, ОПЕК+ и Международного энергетического агентства. Если квотирование добычи воздействует на объём предложения, а стратегические резервы служат защите потребителей от перебоев поставок, то санкционные режимы изменяют сами условия участия отдельных производителей в мировой торговле. Они затрагивают доступ к рынкам, технологиям, капиталу, страхованию, морским перевозкам, расчётной инфраструктуре и юридическому сопровождению сделок. По этой причине санкции в современной нефтяной системе следует рассматривать не только как политический инструмент давления, но и как особую форму внешнего регулирования рыночного пространства.

Исторически эмбарго и санкции применялись как средство ограничения поставок либо изменения поведения отдельных государств, однако в условиях современной нефтяной торговли их действие стало более сложным. Полное исключение крупного производителя из рынка способно вызвать дефицит предложения и рост мировых цен, что наносит ущерб не только объекту ограничений, но и странам-инициаторам [168]. Вследствие этого в последние годы всё шире используются не прямые запреты на физическое движение нефти, а более сложные режимы, воздействующие на цену сделки, маршруты поставок, страхование, фрахт, финансирование и расчёты.

Применение санкционного режима изменило значение отдельных элементов нефтяной торговли. Наряду с объёмом добычи, качеством сырья, расстоянием до потребителя, транспортными расходами и условиями контракта возросла роль страхования танкеров, доступа к фрахту и банковским расчётам, юридического сопровождения, участия трейдеров и юрисдикции сторон. Теперь транспортировка нефти стала зависеть также от возможности использовать финансовую и правовую инфраструктуру международного рынка. В качестве наглядного примера можно привести ограничения, введённые после 2022 г. в отношении российской нефти. Установленный странами G7 и Европейским союзом ценовой предел не является прямым регулированием цены на нефть. Согласно выдвинутым требованиям, Россия могла пользоваться западными

страховыми, финансовыми и транспортными услугами только при соблюдении установленного уровня цены.

Последствия санкций носят противоречивый характер. Страны, вводящие ограничения, получают возможность сокращать доходы определённых экспортёров и затруднять их доступ к капиталу, технологиям и логистическим услугам. В условиях санкций, когда ограничен доступ к отдельным направлениям сбыта, экспортёры ищут новых покупателей, предоставляют скидки, меняют порядок расчётов и привлекают дополнительных посредников, трейдеров, страховые организации и т.д. В то же время, трансакционные издержки растут, прозрачность перевозок снижается, меняются направления поставок, состав посредников, а также способы обслуживания сделок. Эти последствия санкционных режимов позволяет называть их тоже одним из факторов трансформации мирового рынка нефти.

С санкционным механизмом тесно связаны торгово-логистические инструменты регулирования, к последним можно отнести соглашения по трубопроводным поставкам, транзитные режимы, развитие портов и терминалов, диверсификация транспортных направлений, обеспечение безопасности морских перевозок и межправительственные договорённости. Перечисленные меры влияют на пространственную организацию рынка, хотя непосредственно не определяют объёмы добычи. От них зависят доступ отдельных сортов нефти к регионам потребления, приоритетность экспортных маршрутов, значение транспортных коридоров и положение транзитных государств. Эта зависимость сильно заметна в периоды политической нестабильности, когда экспортеры вынужденно меняют направления экспортных потоков. Изменение условий транзита означает необходимость закрытия портов, удорожание фрахта, ограничения морского страхования или отказ от привычного маршрута. Всё это в совокупности способно в короткий срок нарушить региональное соотношение спроса и предложения. К тому же все эти действия могут повлечь не только временные расходы, но и устойчивые изменения в географии мировой торговли нефтью, ибо трубопроводы, терминалы, танкерный флот, нефтеперерабатывающие мощности и долгосрочные контракты обладают высокой инерционностью.

Как отмечалось ранее, нефть является не только товаром, но и объектом биржевой и внебиржевой торговли. По этой причине отдельного внимания в регулировании мирового рынка нефти заслуживает финансово-ценовая инфраструктура. На современном этапе для оценки будущей стоимости нефти и принятия инвестиционных решений участниками рынка используются срочные контракты, индикаторы Brent, WTI и другие бенчмарки, инструменты хеджирования, а также валютные условия расчётов [139]. Отсюда следует, что рыночная цена на нефть формируется под воздействием текущего соотношения добычи и потребления, а также ожиданий, уровня запасов, процентных ставок, валютной динамики и геополитических рисков.

Усиление роли финансовых факторов изменило сам характер ценообразования. Биржевые котировки стали восприниматься не только как итог совершённых сделок, но и как сигнал о будущем состоянии рынка.

Производители используют их для оценки доходов и планирования инвестиций; потребители - для страхования ценовых рисков; трейдеры и финансовые участники - для операций, основанных на ожиданиях [169]. Это повышает чувствительность нефтяных цен к информации, заявлениям крупнейших производителей, ограничительным решениям, данным о запасах и прогнозам спроса. В результате международное регулирование всё чаще воздействует на рынок не только через физические объёмы нефти, но и через условия формирования ожиданий.

Валютный режим расчётов также влияет на устойчивость и направление трансформации нефтяного рынка. Долгое время международная торговля нефтью была тесно связана с долларовой системой, что обеспечивало высокую ликвидность сделок, сопоставимость ценовых ориентиров и включённость нефтяных контрактов в глобальную финансовую инфраструктуру [161]. Одновременно такая зависимость усиливала влияние финансовой политики Соединённых Штатов Америки, состояния долларовых рынков и санкционных возможностей стран, контролирующих ключевые расчётные каналы [169]. Отдельные государства пытались снизить данную зависимость путем расширения использования альтернативных валют в нефтяной торговле, но безуспешно. Это неудивительно, так как внедрение альтернативной валюты требует наличия развитых финансовых институтов и доверия к валюте расчётов.

Как показало проведённое исследование, на объём добычи нефти, а также на условия его обращения в мировой экономике, можно оказывать влияние посредством применения санкционных, торгово-логистических и финансово-ценовых инструментов. В обращении нефти в экономике важными условиями являются маршруты поставок, страховые гарантии, расчётные каналы, ценовые индикаторы, договорные режимы и доверие к инфраструктуре торговли. Этими условиями определяются география поставок, структура посредничества, распределение доходов и сегментация рынка.

Рассмотрим роль экологического и климатического регулирования на трансформацию мирового рынка нефти. Его воздействие менее заметно в краткосрочной конъюнктуре, чем решения ОПЕК+ или санкционные ограничения, однако значительно глубже по своим долговременным последствиям. Климатическая политика изменяет не столько сегодняшнее предложение нефти, сколько представления участников рынка о допустимых пределах потребления углеводородов, будущей структуре спроса, инвестиционной привлекательности добычных проектов и технологических требованиях к энергетике.

Парижское соглашение 2015 г. закрепило климатическую повестку как устойчивое направление международной политики и тем самым изменило условия, в которых оцениваются перспективы нефтяного рынка [170]. Его значение для отрасли состоит не только в признании цели сокращения выбросов, но и в постепенном изменении инвестиционной логики. Проекты, которые ранее оценивались преимущественно по объёму запасов, себестоимости и ожидаемой цене нефти, всё чаще рассматриваются с учётом углеродной интенсивности,

возможных регуляторных ограничений, доступа к финансированию и репутационных рисков.

Последующее развитие климатической повестки получило дополнительное выражение в решениях Конференции ООН по климату 2023 г. (COP28), где был подтверждён курс на поэтапное снижение зависимости мировых энергетических систем от ископаемого топлива. Для нефтяного рынка это означает усиление долгосрочной неопределённости спроса и ускорение структурной перестройки инвестиционных приоритетов [1]. Тем самым климатическое регулирование перестаёт быть внешним фактором и превращается в один из элементов стратегической среды функционирования отрасли. Для нефтедобывающих государств и компаний это означает усложнение стратегического выбора. Сохраняющийся спрос на нефть поддерживает значение экспортных доходов, действующей инфраструктуры добычи и переработки, однако долговременная климатическая политика усиливает неопределённость относительно будущих рынков сбыта. В подобных условиях возрастает интерес к снижению углеродного следа добычи, развитию нефтехимии, повышению глубины переработки, технологиям улавливания и хранения углерода, а также к диверсификации энергетических и промышленных активов. Иначе говоря, климатическое регулирование не устраняет нефтяной рынок немедленно, но вынуждает его участников иначе оценивать будущую устойчивость своих проектов.

Для стран-импортёров климатическая повестка имеет иной экономический смысл. Развитие энергоэффективности, электрификации транспорта, возобновляемых источников энергии и низкоуглеродных технологий позволяет сокращать зависимость от внешних поставок нефти. В этом отношении современная климатическая политика продолжает логику энергетической безопасности, но иными средствами: если после кризиса 1973-1974 гг. основной упор делался на стратегические резервы и диверсификацию поставщиков, то теперь всё большее значение приобретает уменьшение самой нефтяной зависимости [171].

Воздействие климатического регулирования на нефтяной рынок не является прямолинейным. В краткосрочном периоде нефть сохраняет устойчивые позиции в автомобильном транспорте, авиации, судоходстве, нефтехимии и ряде промышленных процессов. Более того, недостаточные инвестиции в добычу при сохранении значительного спроса способны, напротив, усиливать ценовую нестабильность. Следовательно, речь идёт не о быстром вытеснении нефти из мировой экономики, а о постепенном изменении горизонта планирования, структуры капитальных вложений и критериев конкурентоспособности нефтяных проектов. Особенно заметно это проявляется в различиях между производителями. В условиях ужесточения экологических требований более устойчивые позиции получают страны и компании с низкой себестоимостью добычи, сравнительно меньшей углеродной интенсивностью, технологическими возможностями модернизации и доступом к долгосрочному капиталу. Высокозатратные проекты, напротив, сталкиваются с ростом регуляторных, финансовых и репутационных рисков. Тем самым климатическое

регулирование изменяет не только сторону спроса, но и внутреннюю структуру предложения, усиливая конкуренцию между различными типами нефтедобычи [172].

В отличие от производственных, резервных и санкционно-инфраструктурных мер экологические и климатические механизмы воздействуют не столько на текущую цену либо физический объём поставок, сколько на будущую траекторию спроса, структуру инвестиций и технологические условия добычи. Их значение состоит в том, что нефтяной рынок начинает оцениваться не только через параметры текущей конъюнктуры, но и через ограничения, связанные с низкоуглеродным развитием мировой экономики.

Проведённый анализ позволяет рассматривать международное регулирование мирового нефтяного рынка как многоуровневую систему, в которой отдельные институты и инструменты действуют по различным каналам, но в совокупности изменяют общую архитектуру рынка. МЭА и стратегические резервы укрепляют позиции стран-импортёров и снижают уязвимость перед перебоями поставок; ОПЕК и ОПЕК+ воздействуют на предложение через согласование политики в сфере добычи нефти; санкционные и инфраструктурные ограничения изменяют условия доступа к рынкам, финансам, страхованию и логистике; торгово-финансовые механизмы влияют на маршруты движения нефти и формирование ценовых ожиданий; климатическое регулирование задаёт долгосрочные пределы и ориентиры нефтяного спроса.

Все указанные направления не существуют изолированно. В реальной динамике нефтяного рынка они накладываются друг на друга и особенно отчётливо проявляются в периоды кризисов, когда обычный ценовой механизм оказывается недостаточным для быстрого восстановления равновесия. Кризис создаёт давление на участников рынка, международное решение оформляет политико-институциональный ответ, конкретная мера воздействует на определённый параметр рынка, а последующая трансформация закрепляется в структуре предложения, торговых потоков, ценовых ориентирах, инвестиционных ожиданиях и долгосрочном спросе. Эти обстоятельства позволяют утверждать, что международное регулирование является одной из внутренних форм исторического развития мирового рынка нефти.

Резюмируя проведенное исследование, можно заключить, что современные кризисные шоки на мировом нефтяном рынке характеризуются высокой ценовой волатильностью и более продолжительным сохранением последствий. Кроме того, кризисные процессы на современном этапе сопровождаются одновременным воздействием геополитических, финансовых, логистических и институциональных факторов, тогда как в предыдущих десятилетиях нарушения рыночного равновесия происходили из-за изменения соотношения спроса и предложения. Ярким подтверждением данной тенденции является период кризиса 2020-2022 гг. В этот период вследствие пандемии произошло резкое сокращение спроса, что сопровождалось усилением санкционных ограничений и ускорением мер энергетического перехода.

Для обобщения выявленных причинно-следственных связей между кризисными предпосылками, международными решениями, мерами реагирования и структурными последствиями для мирового нефтяного рынка представлена авторская концептуальная модель (Рисунок 2).

Она отражает неоднократно воспроизводившуюся в различные периоды логику трансформации рынка: возникновение дисбаланса либо кризисной ситуации вызывает международный институциональный ответ; принятое решение закрепляется в форме соглашения, режима или коалиционной договорённости; далее оно реализуется посредством конкретных мер воздействия; в результате изменяются устойчивые параметры функционирования мирового нефтяного рынка.

Представленная на Рисунок 2 схема показывает, что международное регулирование воздействует на нефтяной рынок не через один универсальный канал, а посредством совокупности разнородных, но взаимосвязанных решений. В качестве исходных предпосылок выступают ценовая нестабильность, перебои поставок, геополитические риски, изменение структуры предложения, технологические сдвиги и экологические ограничения.

Институциональную основу регулирования образуют международные соглашения, документы и специальные режимы. К их числу относятся Соглашение о международной энергетической программе, решения ОПЕК по координации добычной политики государств-членов, Декларация о сотрудничестве ОПЕК+, санкционные режимы, механизм предельного уровня цен, Парижское соглашение и решения COP28. Эти документы в основном направлены на согласование объёмов добычи нефти, использования запасов, ограничение доступа к инфраструктуре, диверсификацию маршрутов поставок, применение финансовых инструментов и экологических стандартов. Тем самым международное регулирование оказывает воздействие не только на текущую рыночную конъюнктуру, но и на долговременную систему функционирования мирового нефтяного хозяйства.



Рисунок 2 – Модель влияния международного регулирования на трансформацию мирового нефтяного рынка

Для более чёткого представления выявленных взаимосвязей инструменты международного регулирования целесообразно систематизировать по характеру их воздействия на трансформацию мирового нефтяного рынка (Таблица 5). Подобная систематизация позволяет показать, что один и тот же рынок изменяется под влиянием различных типов решений: одни затрагивают физическое предложение нефти, другие – устойчивость потребления, третьи – маршруты и инфраструктуру торговли, четвёртые – механизм формирования цен, пятые – долгосрочную структуру спроса.

Как видно из таблицы 5, инструменты международного регулирования носят многоспекторный характер. Так, инструменты согласования предложения воздействуют преимущественно на объёмы добычи; резервные механизмы направлены на снижение уязвимости потребителей; санкционные и торгово-логистические меры изменяют пространственную организацию торговли; финансово-ценовые инструменты влияют на механизм формирования котировок и перераспределение рисков; экологическое и климатическое регулирование определяет долговременные параметры спроса и инвестиционной активности. Следовательно, международное регулирование выступает не единичной формой вмешательства, а совокупностью взаимосвязанных мер, каждая из которых затрагивает отдельный аспект трансформации мирового нефтяного рынка.

Таблица 5 – Систематизация инструментов международного регулирования мирового нефтяного рынка и направлений их влияния на его трансформацию

Форма международного регулирования	Субъекты регулирования	Инструменты	Механизм воздействия	Направление трансформации	Горизонт воздействия	Факторы, ограничивающие реализацию
Согласование добычи и предложения	ОПЕК, ОПЕК+	Квоты добычи, добровольные ограничения, механизмы контроля исполнения договорённостей	Воздействие на объём предложения нефти через согласование национальных политик по добыче нефти	Возрастание роли межгосударственной координации производителей, изменение структуры мирового предложения	Кратко- и среднесрочный	различия в уровне соблюдения квот странами-участниками, рост добычи вне соглашений
Резервное регулирование	МЭА, государства-импортёры	Стратегические нефтяные резервы, экстренное высвобождение запасов, согласованные действия при перебоях поставок	Временное восполнение дефицита предложения и сдерживание резких реакций рынка в условиях нарушения поставок	Повышение устойчивости стран-импортёров, снижение зависимости от краткосрочных внешних шоков	Краткосрочный	ограниченный объём стратегических резервов, временный эффект
Санкционные ограничения	G7, ЕС, США, ООН, отдельные государства и коалиции стран	Эмбарго, санкционные меры, режим предельной цены на нефть и нефтепродукты, ограничения страхования, морских перевозок, финансирования и доступа к технологиям	Изменение условий доступа отдельных производителей к рынкам сбыта, капиталу, страховым, транспортным и финансовым услугам	Перераспределение торговых потоков, изменение маршрутов поставок, рост издержек и усиление фрагментации нефтяного рынка	Кратко- и среднесрочный	возможность формирования альтернативных каналов поставок и расчётов, рост теневых схем

Продолжение таблицы 5

Торгово-логистическое регулирование	Государства-экспортёры и импортёры, транзитные страны	Трубопроводные соглашения, режимы транзита, развитие портов и терминалов, диверсификация маршрутов поставок	Перераспределение нефтяных потоков между регионами через изменение доступности транспортных направлений и условий транзита	трансформация географии торговли, усиление значения альтернативных транспортных коридоров и транзитных узлов	Средне- и долгосрочный	Инфраструктурная инерция, капиталоёмкость
Финансово-ценовое регулирование	Биржи, регуляторы, финансовые институты, трейдеры	Фьючерсные контракты, ценовые индикаторы, инструменты хеджирования, валютные режимы расчётов	Формирование ценовых ожиданий, перераспределение ценовых рисков и воздействие на инвестиционные решения участников рынка	Финансиализация нефтяного рынка, усиление роли ценовых ориентиров и рост чувствительности котировок к ожиданиям участников	Краткосрочный (ожидания), долгосрочный (инвестиции)	Спекулятивные искажения (влияние финансовых операций, не связанных с физическим оборотом нефти»), зависимость от динамики макроэкономических показателей
Экологическое и климатическое регулирование	ООН, ЕС, государства	Стандарты выбросов, углеродные меры, климатические соглашения	Воздействие на долгосрочные параметры спроса, инвестиционные ожидания и технологические условия добычи	Изменение структуры спроса, повышение значения низкоуглеродных технологий, пересмотр конкурентоспособности нефтяных проектов	Долгосрочный	Ограниченная ликвидность альтернатив нефти
Примечание – составлено автором						

Таким образом, международное регулирование мирового нефтяного рынка представляет собой важнейший фактор его исторической эволюции. Оно формирует условия распределения рыночной власти между производителями и потребителями, определяет устойчивость поставок, влияет на ценовую динамику, маршруты движения сырья, инвестиционные ожидания и будущую структуру спроса. По мере усложнения мировой экономики значение данных механизмов возрастает, а сама трансформация нефтяного рынка всё в большей степени определяется сочетанием рыночных процессов и институционально оформленных международных решений.

Выводы. Установлено, что мировой нефтяной рынок по своей экономической природе не является саморегулируемой системой, поскольку его функционирование определяется взаимодействием рыночных и институциональных факторов. Международное регулирование в данном контексте выступает не внешним воздействием, а внутренним элементом развития рынка, оказывающим влияние на объёмы предложения, условия торговли, ценовую динамику и структуру спроса.

Результаты исследования показали, что формирование механизмов международного регулирования связано с возникновением кризисных дисбалансов. Крупные ценовые и структурные потрясения приводят к выработке межгосударственных решений, которые в дальнейшем институционализируются и закрепляются в системе устойчивых правил функционирования рынка.

Международное регулирование реализуется посредством совокупности разнотипных инструментов, воздействующих на различные аспекты функционирования мирового нефтяного рынка. Их влияние распространяется на объёмы добычи, устойчивость потребления, условия обращения нефти, механизм формирования цен и показатели долгосрочного спроса. Разработанная концептуальная модель отражает последовательность взаимосвязанных этапов трансформации рынка, включающую возникновение дисбаланса, формирование международного решения, реализацию соответствующих мер и закрепление их последствий в структуре рынка. Тем самым показана роль институциональных механизмов в преобразовании краткосрочных нарушений равновесия в долгосрочные изменения в организации рынка.

Систематизация инструментов международного регулирования по направлениям их воздействия позволила выявить неоднородность каналов влияния и многоспекторный характер трансформации мирового нефтяного рынка. Установлено, что изменения его структуры формируются в результате совокупного действия инструментов, различающихся по механизму воздействия, временным горизонтам реализации и условиям применения.

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В УСЛОВИЯХ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ

2.1 Комплексная оценка экономического потенциала нефтяной отрасли Казахстана в условиях трансформации мирового рынка нефти

В условиях трансформации мирового рынка нефти наличие значительных запасов углеводородного сырья продолжает оставаться одним из ключевых факторов конкурентоспособности нефтедобывающих государств. Вместе с тем современный этап развития мировой энергетики характеризуется постепенным смещением акцентов от простого наращивания добычи к вопросам технологической эффективности, устойчивости экспортной инфраструктуры, глубины переработки сырья и способности национальных нефтяных комплексов адаптироваться к структурным изменениям мирового спроса. В этой системе Республика Казахстан сохраняет позиции одного из крупнейших нефтедобывающих государств Евразии, располагающего значительным ресурсно-сырьевым потенциалом и развитой экспортной специализацией нефтяного сектора. По официальным данным, в Казахстане выявлено более 250 месторождений нефти и газа, при этом совокупные балансовые запасы нефти оцениваются в 4,1 млрд т, природного газа – 3,8 трлн м^3, газового конденсата – 414 млн т [108]. Нефтегазоносные районы занимают около 62% территории страны и включают 172 нефтяных месторождения, более 80 из которых находятся в промышленной разработке. Основная часть углеводородных ресурсов сосредоточена в западных регионах Казахстана, что предопределяет высокую территориальную концентрацию нефтедобычи, экспортной инфраструктуры и инвестиционной активности в нефтегазовом секторе [71, 72]. В результате развитие нефтяной отрасли Казахстана оказалось тесно связано с состоянием мировой нефтяной конъюнктуры, динамикой внешнего спроса и устойчивостью международных транспортных коридоров.

Структура сырьевой базы нефтяной отрасли Казахстана характеризуется высокой концентрацией запасов на ограниченном числе крупных месторождений. Более 90% разведанных запасов нефти сосредоточено на 15 крупнейших месторождениях, среди которых ключевое значение имеют Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Концентрация добычи на крупных месторождениях обеспечивает сравнительно высокий уровень производственной эффективности и экспортного потенциала отрасли, однако одновременно усиливает зависимость нефтяного сектора от состояния отдельных проектов, внешних инвестиций, технологического обеспечения и устойчивости экспортно-транспортной инфраструктуры.

В современных условиях трансформации мирового рынка нефти стратегическое значение для экономики Казахстана сохраняют крупнейшие нефтегазовые проекты Кашаган, Тенгиз и Карачаганак, объединяемые в отраслевой практике понятием «Большая тройка». Указанные проекты обеспечивают около двух третей совокупного объема нефтедобычи страны и

выступают ключевыми источниками экспортных поступлений, привлечения прямых иностранных инвестиций и формирования доходов государственного бюджета. Наряду с этим высокая зависимость национальной нефтяной отрасли от ограниченного числа крупных проектов усиливает чувствительность экономики к колебаниям мировой нефтяной конъюнктуры, изменениям инвестиционного климата, технологическим ограничениям и внешнеэкономическим рискам. В этой связи особенности функционирования и инфраструктурного обеспечения проектов «Большой тройки» приобретают определяющее значение для оценки современного экономического потенциала нефтяной отрасли Казахстана (Таблица 6).

Таблица 6 - «Большая тройка» Казахстанских проектов добычи

№	Месторождение	Год открытия / начала освоения	Общие запасы	Особенности проекта и инфраструктуры
1	Кашаган (шельф Сев. Каспия, 80 км от Атырау)	Соглашение с 1997г.; открыто в 2000 г.; эксплуатация с 2016г.	4,8–6,0 млрд т (≈ 38 млрд барр.)	Одно из крупнейших офшорных месторождений (9-е место в мире); резервы занимают 25% от всех месторождений на шельфе; суровые климатические условия (лед до 5 мес. в году);
2	Тенгиз (Атырауская обл.)	Открыто в 1979 г.; соглашение с 1993 г.	3,2 млрд т (≈ 26 млрд барр.)	Расположено в Прикаспийской провинции; обеспечивает ~30% нефтедобычи РК
3	Карачаганак (Западно-Казахстанская обл.)	Открыто в 1979 г.; соглашение с1997 г.	Нефти - 1,2 млрд т, газа – 1,35 трлн м^3	Крупный нефтегазоконденсатный проект; обеспечивает - 50% добычи газа и 16% ЖУВ РК.
Примечание – составлено автором на основе данных [66]				

Крупнейшие нефтегазовые проекты Казахстана обеспечивают стране устойчивые позиции на мировом энергетическом рынке и формируют основу экспортно-сырьевого потенциала национальной экономики. Высокая концентрация запасов и добычи на крупнейших месторождениях предопределяет значительную роль нефтяного сектора в формировании внешнеторговых доходов, инвестиционной активности и бюджетных поступлений государства. Одновременно подобная структура отрасли усиливает зависимость нефтегазового комплекса от мировой ценовой конъюнктуры, внешних инвестиций и стабильности экспортно-транспортной инфраструктуры.

Развитие нефтяной отрасли Казахстана в постсоветский период во многом было связано с освоением крупных экспортно-ориентированных проектов, интегрированных в мировую систему добычи и транспортировки углеводородов. Именно проекты Кашаган, Тенгиз и Карачаганак обеспечили приток иностранных инвестиций, расширение экспортной инфраструктуры и рост нефтедобычи, превратив нефтяной сектор в один из ключевых источников формирования национального дохода. Одновременно высокая концентрация

добычи на ограниченном числе мегапроектов усилила зависимость отрасли от внешней ценовой конъюнктуры, технологического импорта и международной инвестиционной активности.

По данным Statistical Review of World Energy 2024, Казахстан занимает 12-е место в мире по доказанным запасам нефти и 12-е место по добыче нефти и газового конденсата. По запасам природного газа республика находится на 16-м месте, по объёмам производства товарного газа – на 26-м месте в мире [93, 173]. Доказанные запасы нефти оцениваются приблизительно в 30 млрд баррелей, что соответствует около 1,9% мировых запасов. Дополнительные перспективы укрепления ресурсного потенциала нефтяной отрасли Казахстана связываются с дальнейшим освоением месторождения Восточный Кашаган, прогнозные запасы которого, по отдельным оценкам, могут достигать около 50 млрд баррелей [81]. Реализация данного проекта потенциально способна усилить позиции Казахстана среди крупнейших нефтедобывающих государств мира.

Вместе с тем современная трансформация мирового рынка нефти постепенно усиливает значение не только ресурсной обеспеченности, но и технологических, инфраструктурных и логистических факторов развития нефтяной отрасли. В условиях усиления экологических ограничений, изменения структуры мирового спроса и роста конкуренции на энергетических рынках наличие крупных запасов нефти уже не выступает единственным фактором устойчивости нефтедобывающих стран. В этой связи для Казахстана особое значение приобретают вопросы диверсификации экспортных маршрутов, модернизации нефтегазовой инфраструктуры и повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов.

С существующими объёмами доказанных запасов Казахстан входит в число пятнадцати крупнейших нефтедобывающих государств мира, уступая преимущественно странам Ближнего Востока, а также России, США и Канаде. При этом показатель обеспеченности запасами, составляющий около 47 лет, свидетельствует о наличии значительного долгосрочного ресурсного потенциала нефтяной отрасли Казахстана (Таблица 7).

Несмотря на сравнительно ограниченную долю в мировых запасах нефти, Казахстан занимает устойчивые позиции среди крупнейших нефтедобывающих государств мира. Однако в современных условиях конкурентоспособность нефтяного сектора всё в меньшей степени определяется исключительно объёмами ресурсной базы. Существенное значение приобретают технологическая сложность добычи, себестоимость проектов, устойчивость экспортной инфраструктуры и способность нефтяного комплекса адаптироваться к изменениям мировой энергетической системы.

Таблица 7 - Рейтинг мировых стран по доказанным запасам нефти за 2024 г.

Место в мире	Страна	Объем доказанных запасов, млрд т	Объем доказанных запасов, млрд барр.	Доля общемировых запасов, %	Обеспеченность запасов (соотношение запасы/добыча), лет
1	Венесуэла	41,4	303,8	19,4	836
2	СА	35,3	258,6	16,5	69
3	Иран	28,5	208,6	13,3	122
4	Канада	23,2	170,3	10,9	80
5	Ирак	19,8	145	9,3	92
6	Кувейт	13,8	101,5	6,5	106
7	ОАЭ	13,3	97,8	6,2	74
8	Россия	11	80	5,1	21
9	Ливия	6,6	48,3	3,1	118
10	США	6,4	47,1	3,0	7
11	Нигерия	5	36,8	2,3	63
12	Казахстан	4,1	30	1,9	47
Примечание – составлено автором на основе данных [174]					

Согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), к 2040 г. объёмы нефтедобычи в Казахстане могут сократиться на 20-25% при отсутствии ввода в эксплуатацию новых крупных месторождений. Подобные прогнозы свидетельствуют о постепенном исчерпании экстенсивной модели развития нефтяной отрасли Казахстана, основанной преимущественно на расширении добычи углеводородного сырья. В условиях усложнения доступа к новым месторождениям, роста капиталоёмкости проектов и изменения структуры мирового спроса всё более важное значение приобретают вопросы технологической модернизации отрасли, повышения глубины переработки нефти и диверсификации экспортных направлений. Долгосрочные риски могут возрасти также вследствие постепенного истощения ресурсной базы действующих крупных проектов. В частности, по некоторым оценкам, запасы месторождения Тенгиз могут существенно сократиться уже к 2038 г. [175]. Данные тенденции свидетельствуют о необходимости расширения геологоразведочных работ, освоения новых месторождений и технологической модернизации нефтегазового комплекса в условиях трансформации мирового рынка нефти.

Несмотря на наличие долгосрочных структурных ограничений, нефтяная отрасль Казахстана на протяжении последних десятилетий демонстрировала устойчивое расширение производственного потенциала. С момента обретения независимости в стране добыто более 2 млрд т нефти и около 670 млрд $м^3$ природного газа. За рассматриваемый период добыча нефти увеличилась более чем в 4,5 раза - с 20,3 млн т в 1994 г. до максимального значения 90,6 млн т в 2019 г., тогда как добыча газа возросла почти в 7,5 раза – с 7,9 млрд $м^3$ в 1991 г. до 58,8 млрд $м^3$ в 2023 г. [82, 106]. Рост добычи был обеспечен преимущественно за счёт освоения крупных месторождений, привлечения иностранных

инвестиций и интеграции Казахстана в мировую систему нефтегазового экспорта.

Среди стран СНГ Казахстан занимает второе место по объёмам нефтедобычи после Российской Федерации. При этом без учёта России республика выступает крупнейшим производителем нефти на постсоветском пространстве, обеспечивая около 67% совокупной добычи нефти стран СНГ. Для сравнения, доля Азербайджана составляет около 22%, Туркменистана – 7%, Узбекистана – около 1%. По итогам 2024 г. объем добычи нефти и газового конденсата в Казахстане составил 87,6 млн т, что соответствует приблизительно 1,9% общемирового объёма добычи [93] (Таблица 8). Сохранение сравнительно высоких объёмов добычи обеспечивает Казахстану устойчивые позиции на мировом рынке нефти, однако дальнейшее развитие отрасли в значительной степени будет определяться не только масштабами ресурсной базы, но и способностью нефтяного комплекса адаптироваться к изменению структуры мирового спроса, усилению экологических требований и росту конкуренции на внешних энергетических рынках.

Таблица 8 – Рейтинг мировых стран по добыче нефти и газоконденсата за 2024г.

Место в мире	Страна	Объем добычи, млн т	Доля в мировом объеме добычи, %
1	США	857.9	18,9
2	Россия	526,4	11,6
3	СА	510,2	11,2
4	Канада	289,9	6,4
5	Иран	234,5	5,2
6	Ирак	215,6	4,7
7	Китай	212,9	4,7
8	Бразилия	182,1	4,0
9	ОАЭ	179,7	4,0
10	Кувейт	130,8	2,9
11	Мексика	96,4	2,1
12	Казахстан	87,6	1,9

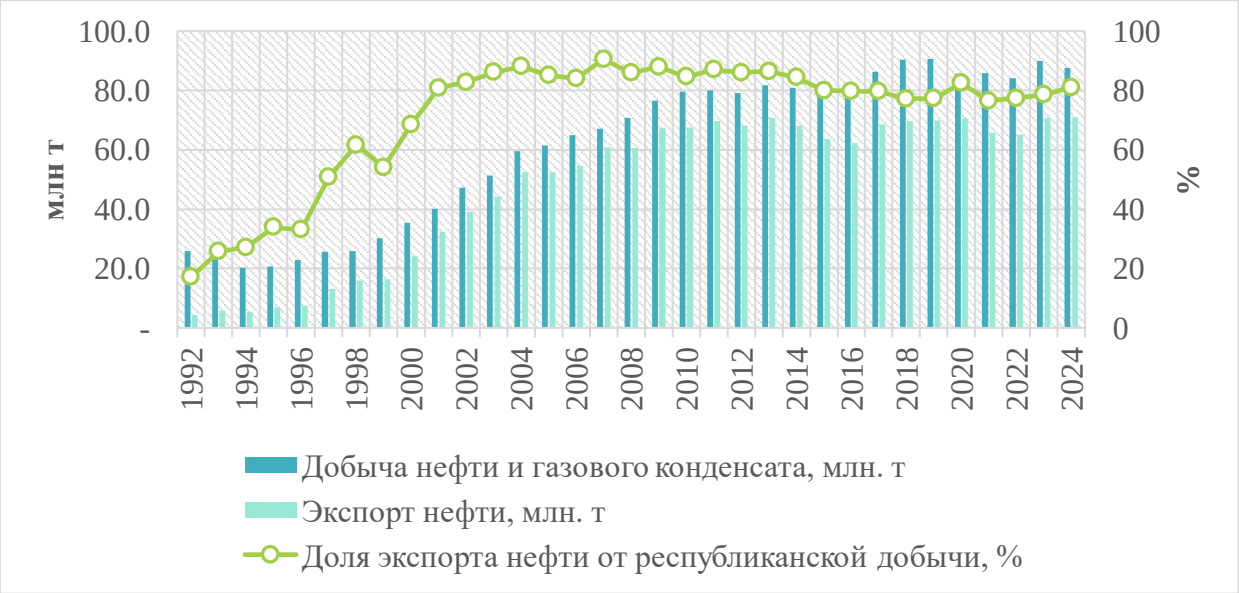
Примечание – составлено по источнику [93]

Несмотря на значительный производственный потенциал нефтяной отрасли, фактические объёмы нефтедобычи Казахстана в последние годы формируются под воздействием как внешних, так и внутренних ограничений. Одним из ключевых факторов выступают обязательства республики в рамках соглашения ОПЕК+, предусматривающие добровольное ограничение добычи нефти в целях поддержания мировой ценовой стабильности. В частности, в 2024 г. Казахстан принял обязательства по сокращению добычи приблизительно до 1,6 млн барр./с., тогда как в 2025–2026 гг. предполагается её дальнейшее ограничение до около 1,5 млн барр./с. [67]. Наряду с этим на динамику добычи продолжают влиять инфраструктурные и технологические ограничения, включая проведение ремонтных работ на крупнейших месторождениях и нестабильность энергетического обеспечения нефтедобывающих регионов. Так,

авария на Мангистауском атомном энергетическом комбинате в 2023 г. привела к перебоям электроснабжения в Мангистауской и Атырауской областях, что негативно отразилось на деятельности ряда нефтедобывающих предприятий [83]. Подобная зависимость нефтяной отрасли от состояния энергетической и производственной инфраструктуры указывает на сохраняющуюся уязвимость нефтяного комплекса Казахстана к внутренним технологическим рискам.

Нефтегазовый сектор продолжает оставаться одним из ключевых источников экспортных доходов и валютных поступлений страны. С момента распада Советского Союза объём экспорта нефти из Казахстана увеличился более чем в 16 раз – с 4,4 млн т до свыше 71 млн т в 2024 г., тогда как доля нефти в общей структуре республиканского экспорта возросла приблизительно с 15% до 46% (приложение А, Б) [96]. Подобная динамика указывает на усиление сырьевой экспортной специализации экономики и рост зависимости внешнеторговых доходов Казахстана от состояния мирового нефтяного рынка.

На протяжении последних двух десятилетий на внутреннюю переработку ежегодно направлялось в среднем около 20% добываемой нефти, тогда как порядка 80% нефтедобычи ориентировалось на внешние рынки. Фактически нефтяная отрасль Казахстана развивалась преимущественно в рамках экспортно-сырьевой модели, при которой устойчивость нефтегазового комплекса во многом зависит от мировых цен на нефть, состояния экспортной инфраструктуры и внешнего спроса на энергоресурсы (Рисунок 3).



Примечание – составлено автором на основе данных [93, 96]

Рисунок 3 – Динамика добычи и экспорта нефти РК и доля экспорта в общем объёме

Согласно данным Бюро национальной статистики Республики Казахстан, в 2024 г. экспорт казахстанской нефти осуществлялся приблизительно в 30 стран мира. Основными направлениями поставок остаются государства Европы и Юго-

Восточной Азии, при этом ведущие позиции в структуре нефтяного экспорта сохраняют европейские страны. Крупнейшим импортёром казахстанской нефти выступает Италия, на долю которой приходится около 30,7 млн т, или 43% совокупного нефтяного экспорта Казахстана. Значительные объёмы нефти также поставляются в Нидерланды – 7,7 млн т (11%), Францию – 5,3 млн т (7%), Румынию – 4,5 млн т (6%) и Грецию – 4,4 млн т (6%) [91] (приложение А). Сложившаяся география поставок показывает, что европейское направление продолжает играть определяющую роль во внешнеторговой специализации нефтяного сектора Казахстана. Одновременно высокая концентрация экспорта на ограниченном числе рынков усиливает зависимость нефтяной отрасли от экономической ситуации в странах ЕС, изменений энергетической политики Евросоюза и устойчивости экспортно-транспортной инфраструктуры [176].

Динамика структуры нефтяного экспорта Казахстана в 2005-2024 гг. отражает постепенное усиление европейского направления поставок, особенно в последние годы. Так, за период 2020-2024 гг. доля стран Европейского союза в структуре нефтяного экспорта Казахстана увеличилась приблизительно с 74% до 84%, прежде всего за счёт роста поставок в Италию, Румынию и Грецию (приложение А).

Существенное влияние на изменение географии экспортных потоков оказали изменения мировой нефтяной торговли, связанные с введением санкционных ограничений в отношении российской нефти и последующей перестройкой европейского энергетического рынка. В результате устойчивость нефтяного экспорта Казахстана стала ещё сильнее зависеть от состояния транспортно-логистической инфраструктуры и стабильности международных транзитных маршрутов.

В современных условиях развитие нефтяной отрасли Казахстана тесно связано с эффективностью функционирования экспортно-транспортной системы. Отсутствие прямого выхода к мировому океану делает нефтяной сектор республики зависимым от внешней транзитной инфраструктуры, международных маршрутов поставок и геополитической устойчивости транзитных направлений. По этой причине транспортно-логистическая инфраструктура выступает не только одним из ключевых элементов экспортного потенциала нефтяной отрасли, но и одним из её наиболее уязвимых структурных звеньев.

Существующая транспортная инфраструктура обеспечивает поставки нефти как на внутренний рынок, так и на экспорт посредством трёх основных видов транспортировки: магистральных нефтепроводов, морского транспорта и железнодорожных перевозок. Основной объём поставок осуществляется трубопроводным транспортом, который обеспечивает наиболее высокую пропускную способность и минимальные издержки транспортировки нефти по сравнению с альтернативными направлениями (Таблица 9).

Таблица 9 - Основные характеристики транспортной инфраструктуры Казахстана

Название магистрали	Удельный вес *, в%	Длина, км	Год ввода	Проектная мощность, млн т/год	Оператор/ владелец
Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)	80	1511 (452 км по РК)	2001	81,5	АО НК КМГ (20,75%)
Атырау – Самара	12,8	1340	1970 (модернизация в 2000)	17,5	АО КазТрансОйл / Транснефть
Атасу – Алашанькоу (Казахстанско-Китайский Трубопровод)	1,7	965	2006	20 (половина мощности используется для транзита российской нефти)	Kazakhstan–China Pipeline LLP (50% АО КТО, 50% CNPC)
Кенкияк – Кумколь	< 0,1	794	2009	10	Kazakhstan–China Pipeline LLP (50% АО КТО, 50% CNPC)
Баку – Тбилиси – Джейхан (BTC)	н/д	1768 (через Азербайджан, Грузию и Турцию)	2006	60 (фактическая загрузка казахстанской нефтью – около 1–2)	BTC Co. (BP, SOCAR, АО НК КМГ и др.)
Железнодорожный экспорт	< 0,1	–	–	3	Казахстанские железные дороги (КТЖ)
Порт Актау (нефтяные терминалы)	5,2	–	1960 (модернизация в 2000)	5,2	АО «Морской порт Актау»
Порт Курык	н/д	–	2017	6 (4 млн т по ж/д, 2 млн т автотранспортом)	АО НК КМГ

* данные за 2024 г.

Примечание – составлено автором на основе данных [70, 109, 114]

Основу экспортно-транспортной системы нефтяной отрасли Казахстана формируют магистральные нефтепроводы, обеспечивающие поставки сырья на внешние рынки и транзит нефти через территорию сопредельных государств. Кроме того, экспортные поставки нефти осуществляются через ограниченное количество маршрутов.

Ключевое значение в системе экспортной инфраструктуры занимает Каспийский трубопроводный консорциум, обеспечивающий транспортировку нефти с месторождений Западного Казахстана к терминалу «Южная Озереевка» на побережье Чёрного моря в районе порта Новороссийск. В отдельные периоды через систему КТК транспортировалось до 90% экспортируемой казахстанской

нефти [70, 85]. Высокая пропускная способность трубопровода, развитая система нефтеперекачивающих станций и сравнительно низкие транспортные издержки обеспечивают КТК стратегическое значение для нефтяной отрасли Казахстана. Одновременно доминирующее положение КТК в системе нефтяного экспорта повышает чувствительность нефтяного сектора Казахстана к внешнеполитическим факторам, санкционным ограничениям и техническим сбоям инфраструктуры.

Функционирование системы КТК обеспечивается 15 нефтеперекачивающими станциями, резервуарным парком общим объёмом 1,3 млн $м^3$ и тремя выносными причальными устройствами [31].

На маршруты Атырау - Самара, Казахстан - Китай, каспийские морские маршруты и железнодорожный транспорт в совокупности приходится менее 10% экспортных поставок нефти. Действительно, согласно подтвержденным данным, более 90% экспортируемой нефти традиционно поставляется через территорию России, а альтернативные маршруты через Каспийское море, Кавказ и Китай обладают ограниченной пропускной способностью и характеризуются более высокими транспортными издержками [25]. Более подробное сравнение всех нефтемаршрутов представлено в Приложении Б. Подобная концентрация экспортных потоков усиливает зависимость нефтяной отрасли Казахстана от российского транзитного направления и повышает чувствительность нефтяного экспорта к внешнеполитическим и геополитическим рискам. Наглядным примером этому могут послужить сбои в системе КТК из-за погодных повреждений инфраструктуры и атак беспилотных летательных аппаратов в 2022-2024 гг.

Несмотря на риски, связанные с высокой концентрацией экспорта нефти, КТК имеет ряд преимуществ. Это наличие банка качества сырой нефти, предсказуемая тарифная политика, относительно не высокие транспортные издержки, а также наличие определённого объёма свободных мощностей.

Казахстанская нефть длительное время не имела самостоятельную идентификацию на мировом рынке. При транспортировке по системе КТК она смешивалась с российскими сортами Urals Blend и Siberian Light, вследствие чего формировался единый экспортный поток без чёткого разграничения происхождения сырья. Вследствие этого казахстанская нефть, наряду с российской, реализовывалась с дисконтом относительно эталонных мировых сортов нефти.

В условиях трансформации мирового нефтяного рынка и усиления санкционного давления на российский нефтяной экспорт Казахстан в июне 2022 г. инициировал выделение собственной экспортной смеси в отдельный торговый сорт – Kazakhstan Export Blend Crude Oil (KEBCO). Выделение KEBCO в самостоятельный экспортный сорт позволило Казахстану снизить репутационные и ценовые риски, связанные с ассоциацией с российскими нефтяными поставками, а также укрепить самостоятельные позиции на мировом нефтяном рынке.

Значимым этапом повышения международного статуса казахстанской нефти стало включение сорта KEBCO в ноябре 2024 г. в систему оценки котировок Platts Market on Close (MOC), являющуюся одним из ключевых мировых механизмов ценообразования на нефтяном рынке. Включение KEBCO в Platts фактически закрепило за казахстанской нефтью статус самостоятельного международного торгового сорта. Первая публичная сделка с нефтью KEBCO была осуществлена между компаниями Eni и Petraco. Объём поставки составил 80 тыс. т нефти, реализованной с дисконтом 1,75 долл. за баррель к эталонной марке Brent, тогда как российская нефть марки Urals в тот период продолжала торговаться со значительно более высоким дисконтом [74].

Вместе с тем качественные характеристики нефти крупнейших экспортоориентированных месторождений Казахстана по отдельным параметрам уступают ряду сортов нефти, входящих в корзину ОПЕК, что продолжает оказывать влияние на ценовую конкурентоспособность казахстанского нефтяного экспорта [74].

Нефть крупнейших месторождений Казахстана – Кашаган, Карачаганак и Тенгиз – относится преимущественно к категории лёгких сортов нефти (таблица 10), что в целом обеспечивает высокий выход светлых нефтепродуктов и повышает её ценность для переработки. Для данных месторождений характерно повышенное содержание сернистых соединений и коррозионно-активных компонентов, включая меркаптаны. В частности, нефть марки Tengiz Light отличается высоким содержанием серы, тогда как для смеси CPC Blend характерно наличие агрессивных химических соединений, вызывающих повышенный износ трубопроводной инфраструктуры и технологического оборудования нефтеперерабатывающих предприятий.

Таблица 10 – Характеристика нефти казахстанских месторождении

Месторождение нефти	Качественная характеристика
Тенгиз, Кашаган, Карачаганак	Легкая, содержит сернистые соединения, большое содержание светлых фракций
Узень	Легкая, парафинистая, сернистая, смолистая
Жетыбай	Смолистая, высокопарафинистая, малосернистая
Кумколь	Легкая, малосернистая, бензинистая
Мангистау	Тяжелая, парафинистая, малосернистая
Северо-бузачи, Каламкас, Каражанбас, Кумсай	Тяжелая, высокосмолистая, сернистая, высокое содержание металла
Жанажол	Легкая, маловязкая, повышенное содержание сернистых соединений, парафинистая
Эмби	Легкая, бензинистая
Кенкияк	Легкая, парафинистая, сернистая, высокое содержание асфальто-смолистых веществ.
Алибекмола	Легкая, парафинистая, сернистая, смолистая
Центральная и Восточная прорва	Сернистая, парафинистая, смолистая
Королевское	Тяжелая, высокосернистая, малопарафинистая
Примечание - составлено автором на основе данных [88, 105]	

Наличие указанных особенностей ограничивает потенциальный рынок сбыта казахстанской нефти, поскольку её переработка требует использования специализированных технологических решений, оборудования с антикоррозийной защитой и адаптированных нефтеперерабатывающих мощностей. Подобные особенности снижают универсальность казахстанской нефти на мировом рынке и усиливают зависимость экспортных поставок от ограниченного круга нефтеперерабатывающих предприятий, технологически адаптированных к переработке высокосернистого сырья.

Нефть месторождения Узень также относится к лёгким сортам, однако отличается высоким содержанием парафинов, достигающим около 35% [177], Подобные физико-химические свойства существенно осложняют процессы добычи и транспортировки сырья, поскольку требуют поддержания температурного режима свыше 30°С для предотвращения застывания нефти в трубопроводной системе. К сожалению, в стране пока недостаточно развита комплексная переработка нефти. Поэтому существует безотлагательная необходимость совершенствования технологий депарафинизации и модернизации действующих мощностей [33, 178].

Более близкая к эталонной марке Brent по ряду характеристик добывается на месторождении Кумколь. Часть добываемого кумкольского сырья поступает на Шымкентский нефтеперерабатывающий завод и используется для обеспечения внутреннего рынка нефтепродуктами. Остальное сырье импортируется Китаем по системе магистральных нефтепроводов [179].

Иные свойства характерны для нефти, добываемой на месторождениях Мангистауской области. Она относится к тяжёлым высокопарафинистым сортам и содержит повышенное количество смолистых веществ и металлов. Нефть Северных Бузачей, например, отличается высоким содержанием ванадия и никеля, что создаёт дополнительные трудности при её транспортировке и переработке. Значительная часть данной нефти транспортируется по нефтепроводу Атырау – Самара, где впоследствии смешивается с более качественными российскими сортами нефти и направляется на европейские рынки.

В целом нефть казахстанских месторождений отличается значительной неоднородностью качественных характеристик. Наряду с лёгкими малосернистыми сортами в стране добываются тяжёлые высокопарафинистые и высокосмолистые виды нефти с повышенным содержанием сернистых соединений и металлов. Это оказывает влияние на экспортную стоимость нефти, транспортные издержки, технологические параметры переработки и конкурентоспособность казахстанского нефтяного экспорта. Вместе с тем наличие в нефти сопутствующих компонентов, включая ванадий, никель и парафины, создаёт дополнительные возможности для комплексного использования углеводородного сырья и развития нефтегазохимической переработки [23].

Физико-химические характеристики казахстанской нефти, включая повышенное содержание сернистых соединений, плотность и вязкость сырья, а также сложные геолого-технологические условия разработки месторождений, во многом определяют себестоимость нефтедобычи. Дополнительные затраты связаны с необходимостью поддержания пластового давления, использованием специализированного оборудования и повышенными требованиями к транспортировке и переработке сырья.

Согласно исследованию IHS, средний уровень безубыточной цены нефти (breakeven costs) в Казахстане, отражающий минимальный уровень цен, обеспечивающий рентабельность добычи с учётом налоговой нагрузки, составляет около 49 долл. за баррель. При этом для сухопутных месторождений данный показатель оценивается на уровне 46 долл. за баррель, тогда как для морских проектов достигает около 51 долл. за баррель. Для сравнения, в Саудовской Аравии и Кувейте уровень безубыточности добычи составляет около 17 долл. за баррель, в Ираке, Иране и ОАЭ – 20-30 долл., в России – 42-44 долл., а в районах морской добычи Великобритании и США – около 40 долл. за баррель [180]. Подобные различия отражают более высокую технологическую сложность и капиталоёмкость разработки казахстанских месторождений

Конкурентоспособность нефтяной отрасли Казахстана также ограничивается высокой капиталоёмкостью новых нефтегазовых проектов. По данным Kazenergy и S&P Global, совокупные затраты полного цикла на разведку и добычу нефти в Казахстане для новых проектов в среднем оцениваются в 67 долл. за баррель при диапазоне от 36 до 99 долл. По уровню затрат Казахстан заметно уступает большинству стран Ближнего Востока, где затраты на реализацию новых проектов, как правило, не превышают 40 долл. за баррель. Более того, согласно прогнозным оценкам, к 2040 г. уровень безубыточности новых нефтегазовых проектов Казахстана может приблизиться к 70 долл. за баррель (в ценах 2022 г.), тогда как свыше 65% мирового объёма добычи будет сосредоточено в регионах с издержками ниже 50 долл. за баррель [181].

Высокий уровень производственных и капитальных затрат снижает ценовую конкурентоспособность нефтяной отрасли Казахстана и усиливает зависимость национального нефтегазового комплекса от мировых цен на нефть [182]. В этих условиях расширение нефтегазохимического производства, модернизация нефтепереработки и увеличение выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью становятся одним из ключевых направлений повышения устойчивости нефтяного сектора.

Сегодня на территории Казахстана функционируют три крупных нефтеперерабатывающих завода, входящих в структуру АО НК «КазМунайГаз»: Атырауский нефтеперерабатывающий завод, Павлодарский нефтехимический завод и Шымкентский нефтеперерабатывающий завод «Петроказахстан ойл продактс» (ПКОП). Наряду с ними в стране действует около 30 малых и средних нефтеперерабатывающих предприятий, включая ТОО СП «Caspi Bitum». Кроме того, в структуру перерабатывающих активов АО НК «КазМунайГаз» входят румынские нефтеперерабатывающие заводы Petromidia и Vega (Таблица 11).

Таблица 11 - Характеристика активов АО НК КМГ по переработке

	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Caspi Bitum	Petromidia	Vega
Местоположение	г.Атырау, РК	г.Павлодар, РК	г.Шымкент, РК	г.Актау, РК	г.Нэводарь, Румыния	г. Плоешти, Румыния
Ввод в эксплуатацию, год	1945	1978	1985	2013	1979	1905
Доля владения АО НК КМГ, %	100,0	100,0	50,0	50,0	54,6	54,6
Совладельцы НПЗ	-	-	CNPC	CITIC	Румыния	Румыния
Проектная мощность переработки, млн т	5,5	6,0	6,0	1,0	6,0	0,5
Глубина переработки, %	84	89	86	-	88	-
Индекс Нельсона	13,9	10,5	8,2	-	10,5	-
Выход светлой продукций, %	74	79	85	-	85	-
Примечание – составлено автором на основе данных [69, 116]						

Наличие собственной нефтеперерабатывающей инфраструктуры позволяет снизить зависимость экономики Казахстана от экспорта сырой нефти и обеспечивает формирование дополнительной добавленной стоимости внутри страны. По мере усиления структурных изменений мирового нефтяного рынка развитие нефтепереработки и нефтегазохимии становится одним из ключевых направлений диверсификации нефтяного экспорта и повышения устойчивости национального нефтегазового комплекса.

В международной практике основными показателями технологического уровня и операционной эффективности нефтеперерабатывающих предприятий являются глубина переработки нефти и индекс технологической сложности Нельсона. Глубина переработки отражает степень конверсии тяжёлых нефтяных остатков в более ценные светлые нефтепродукты и позволяет оценивать эффективность нефтепереработки. В среднем глубина переработки на казахстанских НПЗ составляет около 87%, что соответствует уровню большинства европейских нефтеперерабатывающих предприятий. Для сравнения, в странах Европы данный показатель составляет около 85–90%, тогда как в США достигает 95–96% [3].

Индекс Нельсона отражает уровень технологической сложности нефтеперерабатывающего предприятия и его способность перерабатывать нефть различного качества, включая тяжёлые и высокосернистые сорта, а также производить нефтепродукты с более высокой добавленной стоимостью. Значение индекса Нельсона обычно колеблется от 1 до 20, при среднемировом уровне около 8-10. Самые современные нефтеперерабатывающие заводы в США и Европе имеют индекс технологической сложности выше 15, в то время как минимально приемлемым уровнем конкурентоспособности в современных рыночных условиях считается не менее 10 [3].

Согласно данным Таблица 11, наиболее высокий уровень технологической сложности среди казахстанских НПЗ имеет Атырауский нефтеперерабатывающий завод, индекс Нельсона которого составляет 13,9. Для Павлодарского нефтехимического завода данный показатель оценивается на уровне 10,5, тогда как для Шымкентского НПЗ – 8,2. Различия в уровне технологической сложности отражают неоднородность отечественной нефтепереработки и разную степень адаптации предприятий к переработке сложных сортов нефти и выпуску высокомаржинальной продукции.

Каждый нефтеперерабатывающий завод ориентирован на переработку определённых сортов нефти с учётом их физико-химических характеристик, включая плотность, содержание серы и примесей. Более технологически сложные НПЗ обеспечивают высокий выход светлых нефтепродуктов, обладающих большей рыночной стоимостью и устойчивым спросом. Поэтому модернизация нефтеперерабатывающих мощностей и повышение технологической сложности НПЗ напрямую связаны с повышением эффективности нефтепереработки и расширением производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Повышение эффективности и технического уровня нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана отражается в положительной динамике внутреннего товарооборота нефтепродуктов и постепенном сокращении зависимости от импорта отдельных видов топлива (Таблица 12).

Таблица 12 - Товарооборот нефтяных продуктов РК, тыс. т

Года	Производство			Экспорт			Импорт			Сальдо		
	Бензин*	ДТ	Мазут	Бензин*	ДТ	Мазут	Бензин*	ДТ	Мазут	Бензин*	ДТ	Мазут
2010	2925,9	4435,7	3805,9	142,0	1712,0	3184,8	967,8	372,0	10,3	-825,8	1340,0	3174,5
2011	2775,4	4664,8	4276,9	0,0	806,3	3376,8	758,6	228,9	62,3	-758,6	577,4	3314,5
2012	2876,7	4713,8	3935,9	0,0	291,7	4511,7	1157,8	248,4	243,5	-1157,8	43,3	4268,2
2013	2745,0	5140,5	3734,3	14,1	208,4	4959,1	1278,7	597,6	254,4	-1264,6	-389,2	4704,7
2014	3023,6	5039,0	3876,7	21,8	192,4	4810,1	1242,9	469,6	4,4	-1221,1	-277,2	4805,7
2015	2869,4	4487,5	3899,4	0,0	168,2	4717,3	1415,7	165,1	4,1	-1415,7	3,1	4713,2
2016	2947,8	4651,5	3100,8	0,5	55,1	3639,7	1134,2	434,4	0,2	-1133,7	-379,3	3639,5
2017	3057,8	4352,2	3364,5	2,3	111,9	3824,4	1072,8	473,7	0,3	-1070,5	-361,8	3824,1
2018	3969,2	4671,7	3203,3	14,6	222,9	3002,5	416,0	334,3	1,1	-401,4	-111,4	3001,4
2019	4539,9	5036,8	2993,6	54,1	43,8	2592,6	19,2	249,1	0,9	34,9	-205,3	2591,7
2020	4496,2	4678,5	2369,2	516,3	128,7	1591,7	1,7	660,0	2,4	514,6	-531,3	1589,3
2021	4815,8	4980,7	2816,3	100,9	223,4	2084,6	1,4	338,4	0,3	99,5	-115,0	2084,3
2022	4965,3	5424,7	3371,4	24,2	127,3	2392,0	43,3	182,4	0,0	-19,1	-55,1	2392,0
2023	5311,0	5345,2	2783,4	0,0	62,6	2216,9	9,5	392,7	0,1	-9,5	-330,1	2216,8
2024	5463,7	5509,8	2487,4	37,3	54,8	1861,2	20,4	62,3	168,8	16,9	-7,5	1692,4

* в том числе авиационный бензин

Примечание – составлено автором на основе данных [91]

Данные таблицы 12 отражают существенный рост производства основных видов нефтепродуктов в Казахстане за период 2010-2024 гг. Производство

бензина выросло с 2,9 до 5,5 млн т, дизельного топлива – с 4,4 до 5,5 млн т. Одновременно наблюдалось сокращение импорта бензина с 967,8 тыс. т до 20,4 тыс. т, а также существенное снижение импорта дизельного топлива. Указанные изменения во многом связаны с модернизацией отечественных НПЗ и повышением глубины переработки нефти.

Несмотря на положительную динамику развития нефтеперерабатывающей отрасли, Казахстан продолжает сохранять зависимость от импорта отдельных видов нефтепродуктов, преимущественно из Российской Федерации. Между Казахстаном и Россией ежегодно согласовываются объёмы импорта нефтепродуктов, превышающие 1 млн т, включая автобензин, авиационное топливо, дизельное топливо, гудрон и дорожный битум [3]. Сохраняющаяся зависимость от внешних поставок указывает на сохраняющийся дефицит отдельных видов нефтепродуктов на внутреннем рынке, прежде всего авиатопливом и высокомаржинальной нефтехимической продукцией.

Рост внутреннего потребления нефтепродуктов усиливает значение энергетической безопасности для нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана. В этих условиях с 19 мая 2025 г. по 20 мая 2026 г. в стране введён временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива автомобильным и железнодорожным транспортом с целью стабилизации внутреннего рынка нефтепродуктов [74].

Проведённая модернизация казахстанских НПЗ позволила улучшить обеспеченность внутреннего рынка нефтепродуктами и повысить энергетическую устойчивость страны. Общая мощность нефтепереработки увеличилась примерно на 10% и достигла около 17 млн т в год, что обеспечивает покрытие порядка 93% внутреннего спроса на бензин, 91% – на дизельное топливо и около 62% – на авиационное топливо [77]. Вместе с тем в стране сохраняется дефицит отдельных видов нефтепродуктов (Таблица 12), который в перспективе может усилиться вследствие роста внутреннего потребления и увеличения численности населения. Поэтому в 2025 г. была утверждена долгосрочная концепция развития нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана на 2025–2040 гг., предусматривающая увеличение перерабатывающих мощностей более чем в два раза – с 18 до 39 млн т в год [183].

Кроме технологических ограничений, развитие нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана сдерживается и структурными особенностями нефтяного сектора. Исторически сложившаяся экспортно-сырьевая модель развития, ориентированная преимущественно на поставки сырой нефти в рамках долгосрочных экспортных контрактов, привела к тому, что объёмы внутренней переработки углеводородного сырья остаются сравнительно ограниченными. В настоящее время внутри страны перерабатывается около 20% добываемой нефти, тогда как основная часть сырья направляется на экспорт. Совокупная мощность трёх крупнейших НПЗ Казахстана после модернизации составляет лишь около 17-18 млн т в год, тогда как годовой объём нефтедобычи составляет 85-90 млн т.

Значительная часть тяжёлых нефтепродуктов по-прежнему вывозится за пределы страны. Причём около 80% их экспорта приходится на мазут, который образуется после выделения бензина, керосина и газойля, и считается самым тяжёлым остатком нефтепереработки. Ранее до обновления отечественных НПЗ его выход достигал 30-40% от объёма переработанного сырья, а сейчас не превышает 25%. Тем не менее даже этот уровень остаётся высоким по международным меркам и свидетельствует о недостаточном развитии технологий глубокой переработки углеводородов. Решение данной проблемы усложнено тем, что переработка тяжёлых нефтяных остатков обладает высокой капиталоёмкостью и является технологически сложной. Особенно остро эта проблема стоит на малых НПЗ, где мазут может составлять до половины выпускаемой продукции. Использование современных установок глубокой переработки теоретически позволяет получить из тяжёлых остатков дополнительно около 25-30% моторного топлива [184]. Из-за высокой стоимости оборудования, НПЗ вынуждены большую часть мазута выводить на экспорт. Что касается крупных нефтяных компаний, то у них отсутствуют экономические стимулы для инвестирования в развитие данной сферы. Им в настоящее время выгоднее экспортировать мазут как продукт низкого уровня переработки. Из-за этого в стране должным образом не осуществляется технологическая модернизация, не развивается глубокая переработка нефти. Это в свою очередь приводит к сохранению сравнительно низких показателей переработки углеводородного сырья. В результате Казахстан продолжает уступать ведущим нефтеперерабатывающим государствам мира по уровню развития нефтеперерабатывающего комплекса (Таблица 13).

Данные таблицы 13 свидетельствуют о существенных различиях между странами по уровню развития нефтеперерабатывающей отрасли и степени вовлечения добываемой нефти в переработку. Одним из главных показателей эффективности использования сырьевой базы является соотношение объёмов нефтедобычи и нефтепереработки. Чем ниже значение данного показателя, тем выше уровень развития нефтеперерабатывающего комплекса, глубина переработки сырья и экспортный потенциал продукции с высокой добавленной стоимостью.

Для Казахстана соотношение нефтедобычи и нефтепереработки составляет около 5, что отражает преобладание экспортно-сырьевой модели развития нефтяной отрасли. Для сравнения, в США данный показатель составляет 0,8, в Китае – 0,2, в Индии – 0,14, тогда как в странах с развитой нефтеперерабатывающей отраслью и ограниченной сырьевой базой, включая Японию, Южную Корею, Испанию и Сингапур, значение данного показателя остаётся минимальным. Сложившиеся различия показывают, что конкурентоспособность нефтяного сектора всё в большей степени определяется не объёмами добычи нефти, а уровнем развития нефтепереработки, глубиной переработки сырья и способностью формировать экспорт продукции с высокой добавленной стоимостью.

Таблица 13 - Уровень технологического развития НПЗ Казахстана и зарубежных стран

№	Название страны	Население, млн чел	Нефтедобыча, млн т/год	Нефтепереработка, млн т/год	Соотношение добычи и переработки
1	США	337,5	711	870	0,8
2	Китай	1 411	199	840	0,2
3	Россия	146,4	536	350	1,5
4	Индия	1 428	34	245	0,14
5	Южная Корея	52	2	175	0,01
6	Япония	124,5	1	160	0,006
7	Саудовская Аравия	37,8	515	142	3,6
8	Иран	89,2	168	123	1,4
9	Бразилия	217,7	157	112	1,4
10	Германия	84,6	1,7	104	0,02
11	Канада	39,2	267	96	2,8
12	Италия	58,9	5	93	0,05
13	Испания	46,9	0,3	77	0,004
14	Мексика	129,2	97	76	1,3
15	Сингапур	5,9	0,1	72	0,001
…	Казахстан	20	90	18	5
Примечание – составлено по источнику [3]					

С учётом ориентировочного соотношения численности населения и мощностей нефтепереработки на уровне 1:1, большинство развитых нефтеперерабатывающих государств способны не только обеспечивать внутренний спрос на нефтепродукты, но и формировать значительный экспортный потенциал продукции нефтепереработки. В Казахстане при населении около 20 млн чел. и мощности нефтепереработки порядка 18 млн т по-прежнему сохраняется дефицит отдельных видов нефтепродуктов.

Ряд государств с ограниченной или практически отсутствующей собственной сырьевой базой, включая Сингапур, Японию, Южную Корею и Испанию, сумели сформировать высокотехнологичные нефтеперерабатывающие комплексы, обеспечивающие стабильные поставки нефтепродуктов как на внутренний рынок, так и на экспорт. Опыт указанных стран показывает, что конкурентоспособность нефтяной отрасли определяется не только объёмами природных ресурсов, но и эффективностью их переработки, уровнем технологического развития, качеством институциональной среды и степенью развития транспортно-логистической инфраструктуры.

Кроме крупных нефтеперерабатывающих предприятий, в структуру перерабатывающих активов АО НК «КазМунайГаз» входит ТОО СП «CaspiBitum» – единственный в Казахстане специализированный завод, ориентированный на производство окисленного и модифицированного дорожного битума. Проектная мощность предприятия составляет 1 млн т в год.

Завод был введён в эксплуатацию в 2013 г. в рамках реализации проекта «Производство дорожных битумов на Актауском заводе пластических масс», в рамках Государственной программой форсированного индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2010-2014 гг. Поставка сырья осуществляется с месторождения Каражанбас по системе нефтепроводов АО «КазТрансОйл» общей протяжённостью около 220 км [185].

Наряду с крупными НПЗ в Казахстане функционирует порядка 30 нефтеперерабатывающих предприятий малой мощности – так называемых мини-НПЗ. Согласно Закону Республики Казахстан «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов», к данной категории относятся предприятия, с проектной мощностью переработки менее 800 тыс. т сырой нефти и (или) газового конденсата в год [44].

Казахстана оценивается примерно в 6,5 млн т нефти в год, фактический уровень переработки остаётся крайне низким и не достигает даже 10% от имеющихся мощностей. Основной причиной остаётся ограниченный технологический уровень данных предприятий. По данным Министерства энергетики Республики Казахстан, большинство мини-НПЗ не имеют технологических установок, позволяющих производить значительные объёмы светлых нефтепродуктов. В результате основная часть выпускаемой продукции представлена тёмными нефтепродуктами, печным и дизельным топливом, а также керосином. Получаемый мазут во многих случаях направляется на дополнительную переработку за пределы Казахстана

Сложившаяся ситуация свидетельствует о недостаточном уровне развития глубокой переработки углеводородного сырья в Казахстане. Между тем международный опыт показывает, что при увеличении глубины переработки нефти и газа суммарная добавленная стоимость продукции может многократно превышать доходы от экспорта необработанного сырья. В этих условиях одним из перспективных направлений развития нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана становится формирование производственных кластеров с участием малых и средних предприятий вокруг действующих крупных НПЗ. Формирование подобных кластеров создаёт предпосылки для развития сопряжённых отраслей экономики, включая машиностроение, металлообработку, строительную индустрию и сервисный сектор.

В последние годы в Казахстане обсуждается строительство нового крупного нефтеперерабатывающего завода, что обусловлено ростом внутреннего спроса на нефтепродукты и необходимостью повышения энергетической устойчивости страны. Согласно прогнозам Rystad Energy, добыча нефти на зрелых месторождениях Казахстана в 2025 г. может составить около 30 млн т с последующим снижением до 24 млн т к 2030 г. [75]. Указанный уровень добычи фактически сопоставим с перспективной мощностью отечественных НПЗ после расширения перерабатывающих мощностей с 18 до 24 млн т в год.

Даже с учётом планируемой модернизации Шымкентского НПЗ, предусматривающей увеличение мощности предприятия с 6 до 12 млн т в год

[74], существующие и перспективные перерабатывающие мощности в будущем могут не обеспечить полностью внутренний спрос на нефтепродукты. В условиях возможного ежегодного снижения добычи нефти на 6-7% возрастает вероятность закупки сырья по мировым ценам для покрытия внутреннего спроса. В этой связи строительство нового нефтеперерабатывающего завода рассматривается как одно из стратегических направлений укрепления энергетической и экономической устойчивости Казахстана.

При отсутствии дополнительных инвестиций и технологической модернизации объёмы добычи нефти на зрелых месторождениях Казахстана могут продолжить снижаться в среднем на 6-7% в год. В перспективе это может привести к закупке нефти с крупных экспортноориентированных проектов по мировым ценам. Поэтому вопрос строительства нового нефтеперерабатывающего завода приобретает стратегическое значение для обеспечения энергетической устойчивости страны.

По предварительным оценкам, стоимость создания 1 млн т перерабатывающих мощностей современного высокотехнологичного НПЗ составляет порядка 800 млн-1,2 млрд долл. США. Строительство четвёртого крупного нефтеперерабатывающего завода в Казахстане может потребовать инвестиций в объёме около 8-10 млрд долл. США [186]. При этом глубина переработки нефти на новом предприятии должна соответствовать современным мировым стандартам и составлять не менее 90%, поскольку значительная часть действующих отечественных НПЗ пока уступает ведущим мировым предприятиям по уровню технологической эффективности.

Выводы. Проведённый анализ показывает, что нефтяная отрасль Казахстана сохраняет высокий производственный и экспортный потенциал и в ближайшие десятилетия продолжит оказывать определяющее влияние на развитие национальной экономик ещё длительное время будет оставаться одним из ключевых факторов развития национальной экономики. Вместе с тем современная структура нефтяного комплекса по-прежнему ориентирована преимущественно на экспорт сырой нефти, тогда как уровень глубокой переработки углеводородного сырья остаются ограниченными. В результате увеличение объёмов добычи и экспорта не сопровождается сопоставимым расширением производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

Несмотря на модернизацию нефтеперерабатывающих предприятий, в отрасли сохраняется сравнительно высокая доля тяжёлых нефтяных остатков и экспорта мазута. Это указывает на недостаточную технологическую глубину переработки нефти по сравнению с ведущими нефтеперерабатывающими странами мира. Сложившаяся модель ограничивает возможности формирования добавленной стоимости внутри страны и снижает влияние нефтяного сектора на развитие сопряжённых производств и обрабатывающей промышленности.

Модернизация нефтяного комплекса Казахстана во многом связана с развитием нефтегазохимии, углублением переработки нефти и созданием производственных цепочек на базе действующих НПЗ. Для уменьшения зависимости экономики от внешней ценовой конъюнктуры, повышения

конкурентоспособности промышленной продукции требуется увеличить объёмы внутренней переработки углеводородного сырья.

Одновременно сохраняется высокая уязвимость транспортной инфраструктуры из-за высокой концентрации. Так, основная часть экспортных поставок осуществляется через Каспийский трубопроводный консорциум и территорию России. Санкции в отношении российской нефтяной отрасли, а также периодические нарушения работы инфраструктуры Чёрного моря пошатнули устойчивость экспорта казахстанской нефти и показали необходимость развития альтернативных путей транспортировки нефти.

Результаты исследования также показали наличие рисков, связанных с техническим состоянием части нефтетранспортной системы. Износ оборудования и сетей повышает вероятность аварий, увеличивает экологические угрозы и эксплуатационные расходы. Проблема усложняется ужесточением международных экологических требований, согласно которым необходимо внедрение современных средств мониторинга, цифрового контроля и предупреждения технологических сбоев.

Подводя итоги раздела, можно заключить, что в долгосрочном плане положение отрасли в стране будет определяться не столько наращиванием добычи, сколько качеством обновления перерабатывающей и транспортной инфраструктуры. Переход от преимущественно сырьевой модели к технологичной структуре нефтяного комплекса позволит укрепить экономическую безопасность и сохранить устойчивые позиции Казахстана на мировом энергетическом рынке.

2.2 Анализ институциональных и инвестиционных механизмов развития нефтяного сектора Казахстана

Регулирование инвестиционной деятельности в нефтяном секторе Казахстана началось в 1990-х гг. после перехода к рыночной экономике. Основу государственной политики в этот период составило создание благоприятных условий для привлечения зарубежных инвесторов и ускоренного освоения минерально-сырьевой базы страны.

Институциональную основу данной модели составило принятие комплекса законодательных актов, регулирующих внешнеэкономическую деятельность, иностранные инвестиции, свободные экономические зоны, валютное регулирование и механизмы концессий. Существенное значение для активизации инвестиционных процессов имело принятие в 1997 г. Закона РК «О государственной поддержке прямых инвестиций» [28], закрепившего систему государственных гарантий и преференций для иностранных инвесторов.

Проводимые экономические реформы способствовали постепенному повышению инвестиционной привлекательности страны и приближению национального инвестиционного режима к международным стандартам. Начиная с 2008 г. в Казахстане было реализовано 43 реформы, отражённых в исследовании Doing Business [76]. Дальнейшее совершенствование

инвестиционной политики осуществляется в рамках «Дорожной карты бизнеса 2025» [50] и Стратегии «Казахстан-2050» [62].

Результатом проводимой институциональной трансформации стало укрепление международных позиций Казахстана в инвестиционной сфере. Республика первой среди государств постсоветского пространства получила инвестиционный рейтинг по обязательствам в иностранной валюте в 2002 г. (Moody's Investor Services) и по обязательствам в национальной валюте в 2003 г. (Standard & Poor's) [187].

Следует отметить, что в мировой практике специализированные законы об иностранных инвестициях распространены сравнительно ограниченно, поскольку в большинстве стран иностранные и национальные инвесторы функционируют в рамках единого правового режима. Как правило, подобные законодательные акты принимаются на ранних этапах экономической трансформации и направлены на формирование благоприятных условий для привлечения иностранного капитала посредством предоставления дополнительных гарантий, льгот и отдельных изъятий из национального режима.

По мере стабилизации экономики Казахстана и укрепления внутренних источников финансирования приоритеты государственной инвестиционной политики начали постепенно смещаться в сторону стимулирования национального капитала и унификации инвестиционного законодательства. В результате в 2003 г. Закон «Об иностранных инвестициях» утратил силу, а на основе законов «Об иностранных инвестициях» и «О государственной поддержке прямых инвестиций» был принят единый Закон РК «Об инвестициях» [29, 188]. Последующим этапом институциональной трансформации стало принятие 20 октября 2015 г. Предпринимательского кодекса РК, в который были интегрированы основные положения инвестиционного законодательства [42].

В результате произошёл переход от системы специального регулирования иностранных инвестиций к более унифицированной модели инвестиционного регулирования, ориентированной на сближение условий деятельности национальных и иностранных инвесторов.

Важным элементом инвестиционной политики Казахстана стало заключение двусторонних соглашений о защите инвестиций, обеспечившие международно-правовые гарантии деятельности иностранных инвесторов. Заключение подобных соглашений стало одним из ключевых направлений интеграции Казахстана в мировую систему движения капитала и повышения доверия со стороны зарубежных компаний. К настоящему времени Казахстаном заключено более 50 двусторонних соглашений в сфере защиты инвестиций. Одними из первых стали соглашения с США от 19 мая 1992 г. и Федеративной Республикой Германия от 22 сентября 1992 г. [28]. Данные соглашения закрепили гарантии защиты иностранных инвестиций, механизмы урегулирования инвестиционных споров и обязательства сторон по обеспечению стабильных условий инвестиционной деятельности.

Особое значение для нефтегазового сектора имело присоединение Казахстана к Договору к Энергетической хартии, вступившему в силу 16 апреля

1998 г. Участие в данном соглашении обеспечило международно-правовое закрепление принципов открытости, недискриминационного доступа и защиты иностранных инвестиций в энергетической сфере [46]. В результате была сформирована институциональная основа для расширения участия транснационального капитала в освоении нефтегазовых ресурсов Казахстана.

Сформированная в Казахстане нормативно-правовая база в сфере инвестиционного регулирования способствовала активизации притока иностранного капитала и укреплению инвестиционной привлекательности страны. В результате проводимых институциональных преобразований Казахстан стал одним из крупнейших получателей иностранных инвестиций среди государств постсоветского пространства, а инвестиционный сектор приобрёл важное значение в обеспечении экономического роста и освоении минерально-сырьевых ресурсов [188].

С начала 2000-х гг. совокупный объём привлечённых иностранных инвестиций в экономику Казахстана составил около 4 трлн долл. США [99]. По состоянию на 01.01.2025 г. объём иностранных инвестиций всех видов достиг 252,5 млрд долл., из которых 169,5 млрд долл. (67%) приходилось на прямые иностранные инвестиции, 22,1 млрд долл. (9%) – на портфельные инвестиции, 59,8 млрд долл. (24%) – на прочие инвестиции и 0,7 млрд долл. – на производные финансовые инструменты.

Преобладание прямых иностранных инвестиций в структуре привлечённого капитала свидетельствует о высокой роли долгосрочного иностранного участия в развитии экономики Казахстана, прежде всего в нефтегазовом секторе, где сосредоточена основная часть инвестиционной активности зарубежных компаний.

При анализе инвестиционного климата Казахстана основное внимание целесообразно уделять прямым иностранным инвестициям (ПИИ), поскольку именно данная форма движения капитала занимает преобладающее положение в структуре иностранных инвестиций и характеризуется наиболее высокой степенью участия зарубежных инвесторов в национальной экономике. В отличие от портфельных и иных форм инвестирования ПИИ сопровождаются не только вложением капитала, но и трансфером технологий, управленческих компетенций и производственного опыта, оказывая существенное влияние на развитие принимающей экономики. В результате ПИИ стали ключевым механизмом расширения присутствия иностранного капитала в Казахстане.

Мировая практика показывает, что основным фактором привлечения иностранных инвестиций в ресурсодобывающие страны выступает наличие значительных запасов полезных ископаемых и возможность получения высокой экспортной ренты. В условиях Казахстана главным объектом инвестиционной активности иностранных компаний стал нефтегазовый сектор, обладающий крупной минерально-сырьевой базой и значительным экспортным потенциалом.

Именно нефтяная отрасль стала первым направлением масштабного привлечения иностранного капитала в экономику независимого Казахстана. Существенное значение в этом процессе имело заключение в 1993 г. соглашения

с корпорацией «Chevron» по разработке Тенгизского месторождения, которое стало одним из первых крупных проектов с участием транснационального капитала и способствовало дальнейшему расширению присутствия ведущих мировых нефтегазовых компаний, включая Exxon Mobil, Shell, Eni, Total, BP, Лукойл и CNPC [189].

Важным элементом институционального регулирования нефтяного сектора стало создание Национального фонда Республики Казахстан в 2000 г., обеспечившего механизм аккумулирования нефтяных доходов и частичного сглаживания внешнеэкономических и ценовых шоков. Существенное значение также имело конституционное закрепление положения о государственной собственности на недра, сформировавшее правовую основу государственного контроля над стратегическими природными ресурсами [40].

По мере развития нефтегазового сектора и изменения приоритетов государственной экономической политики система регулирования недропользования в Казахстане подвергалась последовательной институциональной трансформации. Первоначально сформированная в 1990-х – начале 2000-х гг. нормативно-правовая база была ориентирована преимущественно на ускоренное привлечение иностранного капитала и освоение сырьевых ресурсов, однако дальнейшее развитие отрасли потребовало повышения эффективности государственного регулирования и унификации законодательства в сфере недропользования.

В результате 24 июня 2010 г. утратили силу Закон РК «О нефти», Закон РК «О недрах и недропользовании», а также Закон РК «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море». Основные нормы регулирования нефтегазового сектора и механизмы реализации соглашений о разделе продукции были регламентированы в едином документе - Законе РК «О недрах и недропользовании» [187].

Следующим шагом реформирования системы недропользования можно считать принятие Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. [41]. Кодекс отражал более системную модель регулирования, которая была направлена на повышение прозрачности процедур недропользования и усиление государственного контроля над стратегическими ресурсами. Кодекс также предполагал введение лицензионных моделей. Кроме того, согласно новому Кодексу, теперь права недропользования предоставлялось на основе лицензий, электронных аукционов и уведомительных процедур. Благодаря этому сократились сроки административного оформления проектов и повысилась прозрачность доступа к разработке месторождений. Все предпринятые изменения привели к тому, что казахстанская модель стала в большей степени соответствовать подходам, применяемым в странах с развитым управлением сырьевыми ресурсами, как Австралия и Канада [190].

Немаловажным в регулировании недропользования были соглашения о разделе продукции, правовая основа которых была закреплена Законом РК «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 г. По условиям СРП инвестор финансировал

геологоразведочные работы, разработку месторождения и создание необходимой производственной инфраструктуры, а понесённые затраты возмещались за счёт части добытого углеводородного сырья. Соглашение также определяло объёмы инвестиций, порядок распределения продукции, обязательства сторон и основные параметры реализации проекта. Для Казахстана такой механизм имел особое значение на начальном этапе освоения крупных нефтегазовых месторождений. Вместе с тем многие условия заключённых соглашений не раскрывались, поскольку относились к коммерческой тайне и попадали под международно-правовые гарантии защиты иностранных инвестиций.

Первый казахстанский проект, реализованный на основе СРП после обретения независимости был заключён в 1992 г. с французской компанией «Эльф Нефтегаз» [28]. Данный проект стал одним из начальных примеров привлечения иностранного капитала в нефтегазовый сектор страны и отражал стремление государства ускорить освоение минерально-сырьевых ресурсов в условиях ограниченности собственных финансовых и технологических возможностей.

Особенностью данного соглашения являлось то, что оно заключалось в условиях фактического отсутствия сформированной национальной системы регулирования недропользования и нефтяных контрактов. На момент подписания соглашения в Казахстане ещё не была создана полноценная нормативно-правовая база, регулирующая порядок использования недр, реализацию нефтяных проектов и механизм соглашений о разделе продукции. В этот период продолжали действовать отдельные нормативные акты Казахской ССР [28].

Заключение подобных соглашений в начале 1990-х гг. свидетельствовало о формировании в Казахстане модели ускоренного привлечения иностранного капитала в стратегические сырьевые отрасли, основанной на предоставлении инвесторам сравнительно широких условий доступа к разработке природных ресурсов.

Механизм соглашений о разделе продукции получил широкое распространение в странах, обладающих значительными запасами минеральных ресурсов, но ограниченными финансовыми и технологическими возможностями для их самостоятельного освоения. Для Казахстана применение СРП в 1990-х – начале 2000-х гг. стало одним из ключевых инструментов привлечения иностранного капитала и ускоренного ввода в разработку крупных нефтегазовых месторождений. Вместе с тем по мере развития нефтегазового сектора и накопления опыта реализации СРП государство столкнулось с рядом структурных ограничений данной модели:

- рост затрат инвесторов, подлежащих последующему возмещению за счёт добытой продукции, а также перенос сроков ввода месторождений в промышленную эксплуатацию существенно снижали ожидаемый экономический эффект реализации проектов. Наиболее показательным примером стало месторождение Кашаган, промышленная добыча на котором

первоначально планировалась на 2008 г., однако фактическое начало добычи произошло лишь в 2016 г. [191]. В данных условиях государство усилило курс на расширение участия АО НК «КазМунайГаз» в стратегических нефтегазовых проектах, рассматривая увеличение доли национальной компании как механизм усиления государственного контроля и повышения внутреннего экономического эффекта от освоения минеральных ресурсов;

- действующие соглашения о разделе продукции ориентированы преимущественно на экспортную реализацию углеводородного сырья по наиболее коммерчески выгодным направлениям, что ограничивает возможности поставок нефти на внутренний рынок и использования сырья крупнейших международных проектов для загрузки отечественных нефтеперерабатывающих предприятий. В результате обеспечение внутреннего рынка нефтью в значительной степени сохраняется за ресурсной базой АО НК «КазМунайГаз»;

- высокая зависимость государственных доходов от нефтегазового сектора и условий реализации СРП способствует сохранению сырьевой специализации экономики. По данным Бюро национальной статистики, доля нефтегазового сектора в ВВП Казахстана в 2024 г. составила 16,3% [91]. Значительная часть поступлений Национального фонда формируется за счёт налоговых отчислений нефтегазовых компаний, а среди крупнейших налогоплательщиков страны преобладают предприятия нефтяной отрасли [192]. Сохранение такой структуры экономики делает Казахстан чувствительным к колебаниям мировых цен на нефть и обусловливает необходимость дальнейшей диверсификации национальной экономики.

Выявленные ограничения механизма СРП обусловили постепенный пересмотр подходов государства к регулированию недропользования и участию иностранного капитала в стратегических нефтегазовых проектах. В результате Закон РК «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» утратил силу, а дальнейшее развитие системы регулирования стало ориентироваться на лицензионную модель недропользования и усиление государственного контроля в нефтегазовом секторе. Вместе с тем соглашения, заключённые до изменения законодательства, продолжают действовать в рамках ранее установленных условий. В настоящее время в стране действуют 11 контрактов на разведку и добычу углеводородного сырья, заключённых на условиях СРП. К ним относятся наиболее крупные и капиталоёмкие проекты, реализуемые после обретения независимости (приложение В).

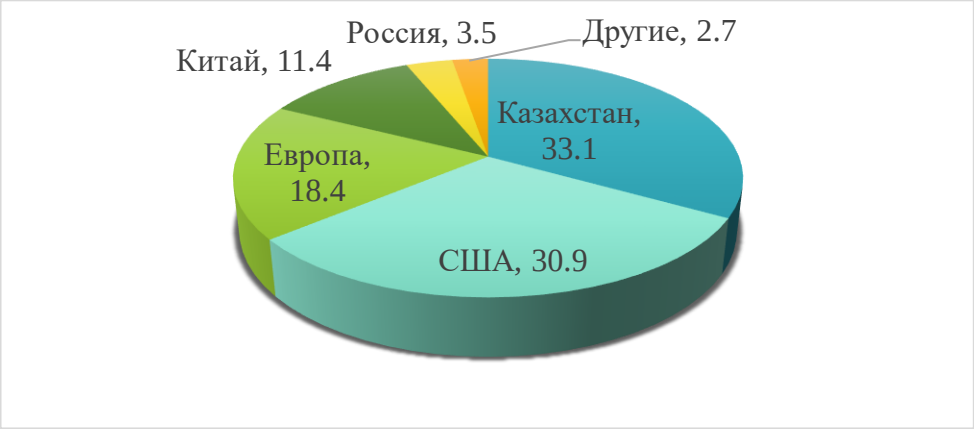
Наибольшее значение для нефтедобычи и ресурсной базы страны имеют Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Их освоение проходило при масштабном участии иностранного капитала, что позволило ускорить разработку месторождений. Наряду с проектами СРП в Казахстане действуют 327 контрактов на недропользование по углеводородному сырью, из которых 133 относятся к разведке, 12 находятся на подготовительной стадии, а 182 связаны с добычей [107].

В результате проводимой инвестиционной политики в нефтегазовом секторе Казахстана сформировалась разветвлённая система недропользования с участием более 100 компаний из 15 стран мира. Контракты на недропользование заключены по 221 месторождению с участием 149 недропользователей [63] (Таблица 14).

Таблица 14 - Основные компании - недропользователи Казахстана, 2024 г.

Компания	Страна	Добыча нефти и газового конденсата, млн т	Доля, %
КазМунайГаз	Казахстан	23,8	27,1
Chevron	США	16,1	18,3
Exxon Mobil	США	9,9	11,3
Eni	Италия	6,5	7,4
Shell	Нидерланды	6,5	7,4
CNPC	Китай	3,9	4,4
Лукойл	Россия	3,0	3,4
Total	Франция	2,9	3,3
Остальные		15,3	17,4
Примечание – составлено автором на основе данных [174]			

Анализ структуры нефтедобычи Казахстана показывает высокую степень участия иностранного капитала в освоении национальных углеводородных ресурсов. Основные объёмы добычи нефти в стране обеспечиваются компаниями США, стран Европы и Китая, совокупная доля которых составляет около 60% общего объёма нефтедобычи Казахстана (Рисунок 4).



Примечание – составлено по источнику [193]

Рисунок 4 – Доля иностранного участия в нефтедобыче Казахстана, %, 2024г.

Несмотря на значительную роль АО НК «КазМунайГаз» в нефтегазовом секторе, существенная часть добычи продолжает концентрироваться в проектах с преобладающим участием иностранных транснациональных корпораций. При

этом участие американских компаний сохраняет одно из ведущих положений в структуре нефтедобычи страны, что отражает долгосрочный характер инвестиционного присутствия западного капитала в стратегических нефтегазовых проектах Казахстана.

В последние годы существенно возросла роль Китая в инвестиционной структуре нефтегазового сектора Казахстана. Китайский капитал участвует в 28 нефтегазовых проектах на территории страны [174], что свидетельствует об усилении экономического присутствия Китая в стратегических отраслях казахстанской экономики.

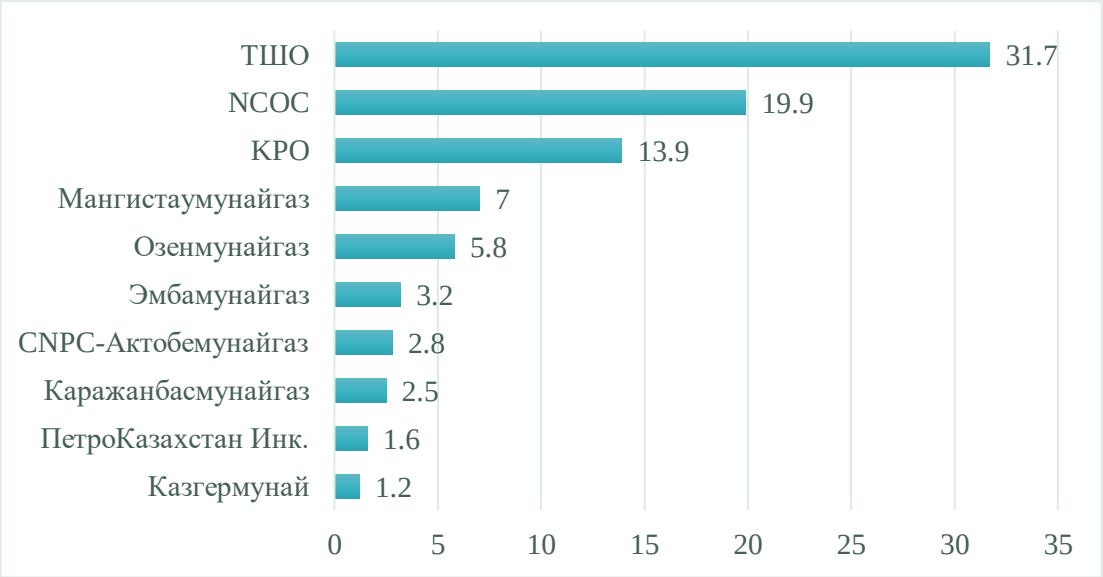
Ключевое место среди китайских инвесторов занимает корпорация CNPC (China National Petroleum Corporation), являющаяся одной из крупнейших нефтегазовых компаний мира и основным государственным оператором нефтегазового сектора Китая. CNPC участвует в разработке ряда нефтегазовых месторождений Казахстана, а также выступает совладельцем объектов транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, включая нефтепроводы, газопроводы, нефтеперерабатывающий завод и предприятие по производству стальных труб большого диаметра [119].

Расширение участия китайского капитала в нефтегазовом секторе Казахстана отражает не только экономические интересы Китая в обеспечении энергетической безопасности, но и постепенное усиление восточного направления внешнеэкономического сотрудничества Казахстана в условиях трансформации мирового энергетического рынка.

Таким образом, несмотря на расширение участия китайского капитала в нефтегазовом секторе Казахстана, ключевые позиции по объёмам добычи нефти по-прежнему сохраняют крупнейшие международные консорциумы с участием компаний США и стран Западной Европы. Это свидетельствует о сохранении высокой зависимости крупнейших нефтегазовых проектов Казахстана от иностранного капитала и зарубежных технологических ресурсов.

АО НК «КазМунайГаз» участвует практически во всех стратегически значимых нефтегазовых активах страны, однако размеры долевого участия национальной компании в ряде крупнейших проектов остаются сравнительно ограниченными. Основные объёмы нефтедобычи с привлечением иностранных инвестиций сосредоточены в проектах ТШО, НКОК и Карачаганак Петролиум Оперейтинг, совокупная доля которых превышает 60% общего объёма добычи нефти в Казахстане (Рисунок 5). При этом доля Казахстана в указанных проектах остаётся относительно невысокой и составляет около 16%. Подобная структура участия отражает высокую концентрацию стратегических нефтегазовых активов в проектах с преобладающим иностранным капиталом.

Аналогичная концентрация наблюдается и в структуре распределения нефтяных запасов. На долю НКОК приходится около 45% запасов, ТШО – 24%, тогда как доля АО НК «КазМунайГаз» составляет около 20%. Около 10% запасов сосредоточено у компаний, разрабатывающих средние и мелкие месторождения, а оставшаяся часть находится в государственном фонде недр и свободна от недропользования [194].



Примечание – составлено на основе данных [174]

Рисунок 5 – Распределение объема добычи нефти в Казахстане, %

Существенной особенностью сложившейся инвестиционной модели нефтегазового сектора Казахстана остаётся преимущественная ориентация иностранного капитала на добычу и экспорт углеводородного сырья. Несмотря на декларируемую заинтересованность иностранных инвесторов в развитии глубокой переработки углеводородов и нефтегазохимии, основная часть инвестиционной активности по-прежнему сосредоточена в сегменте добычи нефти и газа.

Подобная зависимость отчётливо прослеживается в динамике прямых иностранных инвестиций и мировых нефтяных цен. Так, коэффициент корреляции между мировыми ценами на нефть и валовым притоком ПИИ в Казахстан в период 1993-2024 гг. составляет 0,90, что свидетельствует о высокой степени зависимости инвестиционной активности от конъюнктуры мирового нефтяного рынка (Рисунок 6).

Столь высокая корреляция между притоком ПИИ и динамикой нефтяных цен объясняется не только инвестиционной привлекательностью нефтяного сектора в периоды роста мировых цен, но и особенностями статистического учёта прямых иностранных инвестиций. В структуре чистого притока ПИИ в Казахстан наряду с инструментами участия в капитале учитываются долговые инструменты, а также реинвестированные доходы иностранных инвесторов, представляющие собой долю иностранного участия в нераспределённой прибыли предприятий с иностранным капиталом.



Примечание – составлено автором на основе данных [93, 99]

Рисунок 6 – Сравнительная динамика притока ПИИ в Казахстан и мировых цен на нефть

В результате значительная часть статистически фиксируемого притока ПИИ фактически отражает не поступление нового иностранного капитала, а реинвестирование доходов, полученных предприятиями нефтегазового сектора. Поскольку основная доля ПИИ сосредоточена именно в нефтяной отрасли, динамика иностранных инвестиций оказывается непосредственно связанной с изменением мировых цен на нефть и уровнем доходности нефтегазовых проектов. Это обусловливает высокую зависимость инвестиционной активности в Казахстане от внешней сырьевой конъюнктуры. Следовательно, динамика ПИИ в Казахстане в значительной степени отражает не только инвестиционную активность иностранных компаний, но и уровень доходности нефтегазового сектора в условиях изменения мировой ценовой конъюнктуры

Высокая концентрация иностранного капитала в нефтегазовом секторе Казахстана обусловливает необходимость усиления государственного регулирования и геолого-технологического контроля за реализацией проектов недропользования. При экспортно-сырьевой модели освоения месторождений интерес инвесторов закономерно сосредоточен на коммерческой эффективности проектов. С другой стороны, отклонение от научно-обоснованных параметров эксплуатации и недостаточный надзор за производственными процессами могут привести к снижению коэффициента извлечения нефти, ухудшению состояния ресурсной базы и сокращению объёма извлекаемых запасов. В долгосрочном плане это отрицательно сказывается как на результативности разработки месторождений, так и на устойчивости нефтегазового сектора. Поэтому государственный контроль должен охватывать выполнение инвестиционных обязательств, а также соблюдение технологических режимов разработки и рациональное использование минеральных ресурсов.

Как показывает анализ, в распределении добычи, запасов нефти и инфраструктурных активов участвуют значительное количество иностранных компаний. К сожалению, их модель ориентирована только на приток капитала и увеличение добычи. Они не заинтересованы на углублении переработки углеводородного сырья, развитии нефтегазохимии, внедрении современных технологий.

В этой связи одним из приоритетных направлений государственной политики стало усиление роли национальных компаний в стратегических нефтегазовых проектах. В 2023 г. Правительством Казахстана были инициированы изменения в Кодекс «О недрах и недропользовании» [195], вступившие в силу 28 февраля 2024 г., предусматривающие, в том числе, расширение участия национальной компании в качестве недропользователя по крупным месторождениям (Таблица 15).

Таблица 15 – Произошедшие последние изменения в Кодекс РК «О недрах и недропользовании»

№	Направление изменений	Было (положение до 2024г.)	Стало (поправки с 2024 г.)	Ожидаемый эффект
1	Приоритетное право государства	Государство имело приоритетное право только на покупку прав недропользования и ценных бумаг, обращающихся на рынке	Расширено на все объекты, связанные с правом недропользования по стратегическим участкам недр	Усиление контроля государства над стратегическими ресурсами.
2	Продление сроков разведки	Разведка – до 6 лет + 3 года (оценка запасов).	Возможность дополнительного продления до 3 лет; срок добычи сокращается на время продления	Повышение гибкости для инвесторов, стимулирование геологоразведки
3	Госэкспертиза проектов геологоразведочных работ (ГРР)	Проекты без бурения подавались по уведомлению	Вводится обязательная госэкспертиза для отдельных категорий ГРР (без оценки, без морских работ, без расширения участка)	Повышение качества и контроля ГРР
4	Обременение прав недропользования	Любое обременение требовало согласования с компетентным органом	Упрощён порядок подачи заявления, вводится единая процедура согласования	Снижение административных издержек

Продолжение таблицы 15

5	Аукционы при обращении взыскания	Требовалось согласие органа до участия в торгах	Согласие требуется только победителю до передачи прав	Ускорение и упрощение процедур реализации активов
6	Раскрытие структуры собственности при аукционах	Раскрывались контролирующие участники	Обязательно указывать всех владельцев, включая неконтролирующих лиц; требуется нотариально удостоверенная схема собственности	Повышение прозрачности, борьба с офшорными структурами
7	Доля национальной компании (НК)	Контракты могли заключаться НК самостоятельно или со стратегическим партнёром	Установлена минимальная доля участия НК – 50%; допускается снижение только при сохранении контроля	Усиление роли государства (АО НК КМГ) в стратегических проектах
8	Истощающиеся месторождения	Критерии отсутствовали	Вводятся критерии истощённости (≥70% запасов, обводнённость* ≥85%, КИН ≥0,4). Требуются допинвестиции или взносы в развитие региона	Стимулирование реинвестиций и регионального развития

* содержание воды в добываемой нефти или газе

Примечание – составлено автором на основе данных [195]

Кроме усиления роли национальной компании, внесённые изменения затронули регулирование разработки истощающихся месторождений. В законодательство были введены критерии истощённости месторождений и дополнительные инвестиционные обязательства для недропользователей, предусматривающие финансирование мероприятий по поддержанию добычи и социально-экономическому развитию регионов. Подобные меры направлены на повышение эффективности использования ресурсной базы, стимулирование реинвестирования в добывающий сектор и укрепление контроля государства над стратегическими природными ресурсами.

В целом изменения, внесённые в Кодекс «О недрах и недропользовании», отражают постепенный переход Казахстана к более сбалансированной модели регулирования нефтегазового сектора, сочетающей меры по сохранению инвестиционной привлекательности отрасли с усилением государственного контроля над использованием минеральных ресурсов. Одновременно фокус государственной политики привлечения капитала был смещён от сырьевых

вложений к инвестициям, способствующим технологическому обновлению и развитию производств с высокой добавленной стоимостью.

В настоящее время наибольшую ценность имеют проекты, предусматривающие трансфер технологий, управленческих компетенций и производственного опыта. Ведь именно они создают предпосылки для диверсификации экономики и расширения нефтегазохимического комплекса.

Инвестиции в переработку нефти и нефтехимию отличаются от ресурсно-ориентированных прямых иностранных инвестиций. Их реализация требует более развитой инфраструктуры, устойчивой институциональной среды и достаточного уровня конкурентоспособности экономики. Именно такие инвестиции способны обеспечивать долгосрочную технологическую модернизацию.

Согласно рейтингу IMD World Competitiveness Ranking 2024, Казахстан занимает 35-е место среди 67 стран мира, демонстрируя сравнительно высокий уровень институционального и экономического развития [123]. Вместе с тем сохраняющаяся зависимость экономики от сырьевого сектора, ограниченная диверсификация промышленности и недостаточная доля высокотехнологичных производств продолжают выступать факторами, ограничивающими устойчивость долгосрочной конкурентоспособности страны и её инвестиционную привлекательность для несырьевых форм иностранного капитала.

Выводы. Проведённый анализ показал, что формирование инвестиционного законодательства и системы регулирования недропользования позволило Казахстану интегрироваться в мировую систему движения капитала и создать условия для масштабного привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор. Приток ПИИ обеспечил ускоренное освоение крупнейших месторождений, рост нефтедобычи и модернизацию производственной инфраструктуры, однако одновременно способствовал усилению экспортно-сырьевой специализации экономики и её зависимости от внешней конъюнктуры мирового нефтяного рынка.

Механизм соглашений о разделе продукции сыграл важную роль на начальном этапе развития нефтегазового сектора, обеспечив привлечение иностранных финансовых и технологических ресурсов в условиях ограниченности внутренних возможностей страны. Исследование показало, что их длительное применение ограничивало участие национальных компаний в крупнейших проектах, что в конечном итоге привело к усилению зависимости отрасли от зарубежных инвесторов. Последние не имели экономических стимулов и побуждений развивать переработку нефти, поэтому за все годы закрепилась экспортная направленность добычи. Несмотря на переход к новой системе недропользования и принятие Кодекса «О недрах и недропользовании», до сих пор технологическая диверсификация экономики сдерживается, в основном из-за сохраняющейся концентрации иностранных инвестиций в нефтегазовом секторе.

2.3 Моделирование влияния факторов трансформации мирового нефтяного рынка и их значение для нефтяной отрасли Казахстана

Как отмечалось ранее, развитие мирового нефтяного рынка определяется совокупным воздействием экономических, геополитических, экологических и технологических факторов, которые изменяют условия функционирования нефтедобывающих стран. Для Казахстана, экономика которого в значительной степени зависит от состояния мировой нефтяной конъюнктуры, изменения структуры спроса, инвестиционной активности и логистических ограничений приобретают стратегическое значение. В этой связи выявление ключевых факторов трансформации мирового нефтяного рынка представляет практический интерес с позиции оценки внешних условий развития нефтяной отрасли Казахстана.

С целью систематизации и количественной оценки исследуемых факторов в работе применяется метод главных компонент (МГК), позволяющий выявить наиболее значимые латентные факторы, определяющие современную динамику мировой нефтедобычи.

В научной литературе факторный анализ рассматривается как один из наиболее распространённых методов выявления латентных взаимосвязей между большим количеством коррелированных показателей. Применение МГК позволяет сократить размерность исходных данных, выделить наиболее значимые группы факторов и снизить влияние мультиколлинеарности между переменными [196]. Использование данного подхода обеспечивает возможность комплексной оценки трансформационных процессов мирового нефтяного рынка и последующей интерпретации их значения для нефтяной отрасли Казахстана.

Проведение анализа включало несколько этапов:

- оценку пригодности исходных данных;
- выделение латентных факторов методом МГК (извлечение факторов);
- вращение факторной структуры и интерпретацию факторных нагрузок;
- расчёт факторных оценок (скоринг);
- регрессионный анализ.

Применение указанных процедур позволило выявить основные направления трансформации мирового нефтяного рынка и определить их значение для современных условий развития нефтяной отрасли Казахстана.

1) Оценка пригодности данных.

На первом этапе была проведена оценка пригодности исходных данных для анализа. При применении МГК существенное значение имеет наличие устойчивых взаимосвязей между исследуемыми переменными, позволяющих выделить латентные компоненты, отражающие общую структуру данных. В исследовании использована база ежегодных наблюдений за 2000-2024 гг., включающая 23 показателя, характеризующих экономические, геополитические, экологические и технологические аспекты трансформации мирового нефтяного рынка. Использование МГК в данном случае позволяет обобщить взаимосвязанные показатели и выделить наиболее значимые направления трансформационных процессов.

Для исследования были отобраны показатели, отражающие экономические, геополитические, экологические и технологические аспекты трансформации мирового нефтяного рынка, оказывающие существенное влияние на условия функционирования нефтяной отрасли Казахстана (приложение Г). Используемые индикаторы характеризуют динамику мировой нефтедобычи, состояние инвестиционной среды, изменение экологических ограничений, технологическое развитие отрасли, а также геополитические и институциональные процессы, влияющие на мировой энергетический сектор. При проведении анализа использовались данные Всемирного банка, Международного энергетического агентства (МЭА), BP Statistical Review, Enerdata и других международных статистических источников.

Зависимая переменная и система объясняющих факторов сформированы с целью комплексного охвата ключевых направлений трансформации мирового нефтяного рынка. Состав показателей включает макроэкономические, геополитические, экологические, технологические и институциональные индикаторы, характеризующие современные процессы развития мировой нефтяной отрасли. Система используемых переменных факторно-регрессионной модели представлена в Таблица 16.

Таблица 16– Система показателей факторно-регрессионной модели

Y	Мировая добыча нефти (тыс. барр/с.)
X_1	Темпы роста мирового ВВП (%)
X_2	Индекс промышленного производства (IPI, индекс 2017=100%)
X_3	Частные инвестиции в основной капитал в горнодобывающее и нефтепромысловое оборудование и программное обеспечение, (млрд долл. США)
X_4	Годовой темп инфляции (%)
X_5	Цена нефти марки Brent (в долл.)
X_6	Индекс производственного потенциала (PCI)
X_7	Индекс геополитического риска (GPR)
X_8	Политическая стабильность и отсутствие насилия/терроризма (PV.EST) стран ОПЕК (%)
X_9	Количество международных санкционных ограничений
X_{10}	Выбросы CO_2 (млн тонн в год)
X_{11}	Углеродоемкость ВВП (кг CO2 на единицу ВВП в долл. США 2015г.)
X_{12}	Доля ВИЭ (%)
X_{13}	Производство систем автоматического экологического контроля (Индекс 1990 =100%)
X_{14}	Углеродный бюджет от выбросов при производстве ископаемого топлива и цемента (GCB, GtCo2/yr) *
X_{15}	Налог на выбросы CO2 ($/т CO_2)
X_{16}	Безубыточная внешняя цена на нефть (долл. за 1 барр.)
X_{17}	Совокупные затраты нефтеперерабатывающих компаний на приобретение сырой нефти в США (долл. за 1 барр.)
X_{18}	Объёмы добычи сланцевой нефти (млн барр/с.)
X_{19}	Совокупный бюджет в НИОКР в энергетике (млн долл. США)

X_{20}	Количество патентов на ископаемое топливо
X_{21}	Количество патентов на энергетику
X_{22}	Производство машин и оборудования для нефтегазопромысла (Индекс 1990 = 100%)
X_{23}	Загрузка производственных мощностей в добыче нефтегаза (%)

Для предварительной проверки оценки взаимосвязей был проведен корреляционный анализ (приложение Д). Результаты корреляционной матрицы свидетельствуют о наличии устойчивых статистических взаимосвязей между рядом переменных, включая показатели экономического, экологического, технологического и геополитического характера. Значительная часть коэффициентов корреляции характеризуется высоким уровнем тесноты связи, что указывает на наличие общего информационного содержания исследуемых индикаторов.

Проведённый анализ также выявил наличие мультиколлинеарности между отдельными переменными, способной искажать результаты классического регрессионного моделирования. В этой связи применение многофакторного анализа позволяет агрегировать взаимосвязанные показатели в укрупнённые латентные факторы, снизить влияние мультиколлинеарности и обеспечить более устойчивую интерпретацию результатов исследования.

2) Извлечение факторов.

На следующем этапе было осуществлено выделение латентных факторов, отражающих наиболее значимые направления трансформации мирового нефтяного рынка. Для выделения факторов использовался МГК, позволяющий преобразовать исходный набор взаимосвязанных показателей в систему укрупнённых компонент, характеризующих общую структуру изменений исследуемых процессов. Основная задача данного этапа заключалась в сокращении размерности исходных данных при сохранении максимального объёма содержащейся в них информации.

Расчёты и обработка данных были выполнены с использованием статистического пакета STATA. Результаты извлечения факторов представлены в

Таблица *17*.

Отбор числа факторов осуществлялся на основе величины собственных значений, доли объяснённой дисперсии и накопленного вклада факторов в общую вариацию данных. Полученные результаты свидетельствуют о том, что наибольшая часть вариации исходных показателей сосредоточена в первых трёх компонентах. Так, первый фактор F_1 характеризуется наиболее высоким собственным значением (13,08) и объясняет 56,9% совокупной вариации исходных переменных. Второй фактор F_2 объясняет 14,1% вариации, третий фактор F_3 – 10,3%. В совокупности три выделенных фактора обеспечивают

объяснение 81,2% общей дисперсии данных, что свидетельствует о высокой объясняющей способности сформированной факторной структуры.

Таблица 17 - Результаты извлечения факторов методом МГК

Фактор	Собственное значение	Разность	Доля объяснённой дисперсии	Накопленная доля дисперсии
F_1	13,08149	9,84194	0,5688	0,5688
F_2	3,23955	0,88317	0,1408	0,7096
F_3	2,35638	1,09300	0,1025	0,8121
F_4	1,26338	0,17683	0,0549	0,8670
F_5	1,08655	0,43044	0,0472	0,9142
F_6	0,65611	0,25936	0,0285	0,9428
F_7	0,39675	0,04773	0,0172	0,9600
F_8	0,34902	0,13035	0,0152	0,9752
F_9	0,21867	0,09025	0,0095	0,9847
F_{10}	0,12842	0,04321	0,0056	0,9903
F_{11}	0,08521	0,03569	0,0037	0,9940
F_{12}	0,04952	0,01679	0,0022	0,9961
F_{13}	0,03273	0,00735	0,0014	0,9976
F_{14}	0,02537	0,01141	0,0011	0,9987
F_{15}	0,01396	0,00393	0,0006	0,9993
F_{16}	0,01004	0,00666	0,0004	0,9997
F_{17}	0,00338	0,00134	0,0001	0,9998
F_{18}	0,00204	0,00113	0,0001	0,9999
F_{19}	0,00090	0,00051	0,0000	1,0000
F_{20}	0,00040	0,00031	0,0000	1,0000
F_{21}	0,00009	0,00003	0,0000	1,0000
F_{22}	0,00006	0,00005	0,0000	1,0000
F_{23}	0,00001	.	0,0000	1,0000
Примечание – рассчитано автором с использованием программного пакета Stata.				

Несмотря на то, что критерию Кайзера формально соответствуют пять факторов, дальнейшее увеличение их числа приводило к существенному снижению объясняющей способности отдельных компонент и усложняло экономическую интерпретацию результатов. В этой связи для последующего анализа были сохранены три наиболее информативных фактора, обеспечивающих баланс между полнотой объяснения данных и устойчивостью модели.

3) Вращение факторов и интерпретация

После определения числа факторов была проведена процедура вращения факторной структуры методом Varimax, позволяющая повысить

интерпретируемость полученных компонент и более чётко выявить взаимосвязи между переменными и выделенными факторами. В результате вращения были получены факторные нагрузки, отражающие степень связи каждого показателя с соответствующим латентным фактором.

Интерпретация факторов осуществлялась на основе величины факторных нагрузок и экономического содержания переменных. Результаты вращения факторной структуры и значения уникальных дисперсий представлены в Таблица 18.

Таблица 18 – Повернутая матрица факторных нагрузок и уникальных дисперсий переменных

Переменная	F_1	F_2	F_3	Уникальная дисперсия
X_1	-0,1016	0,0098	0,2827	0,1548
X_2	0,5357	0,4161	-0,0894	0,1555
X_3	0,5207	**0,7618**	-0,2887	0,0217
X_4	-0,1498	-0,0222	**0,8740**	0,1009
X_5	0,1527	**0,9326**	0,2502	0,0318
X_6	**0,7730**	0,5712	-0,2056	0,0302
X_7	0,0122	-0,5544	0,2770	0,3596
X_8	**-0,9007**	0,0833	0,2666	0,0839
X_9	**0,7399**	0,3385	0,2819	0,1643
X_{10}	**0,8307**	0,5155	-0,1751	0,0099
X_{11}	**-0,9895**	-0,0246	0,0695	0,0145
X_{12}	**0,9735**	0,1656	-0,0567	0,0185
X_{13}	**0,9468**	0,2369	0,1343	0,0163
X_{14}	**0,7722**	0,5940	-0,1485	0,0215
X_{15}	-0,1570	0,3938	**0,7886**	0,1654
X_{16}	0,4068	**0,8429**	-0,1691	0,0865
X_{17}	0,1499	**0,9283**	0,2667	0,0363
X_{18}	**0,9648**	0,1070	-0,1463	0,0193
X_{19}	**0,7395**	0,5304	-0,0171	0,0666
X_{20}	**0,7269**	0,4837	-0,3565	0,0915
X_{21}	0,1625	0,6226	-0,6656	0,1162
X_{22}	**0,7520**	0,6198	-0,1195	0,0320
X_{23}	0,1786	0,3200	-0,2010	0,1755
Примечание – рассчитано автором с использованием программного пакета Stata.				

Наибольший вклад в объяснение совокупной вариации исходных данных вносит фактор F_1, объединяющий экологические, технологические и институционально-геополитические показатели. Наиболее высокие факторные нагрузки по данному фактору имеют переменные, характеризующие уровень выбросов CO_2, развитие возобновляемой энергетики, добычу сланцевой нефти, объёмы НИОКР, патентную активность, производство нефтегазового оборудования, санкционное давление и политическую стабильность стран ОПЕК. Содержание фактора отражает усиление взаимосвязи между процессами декарбонизации мировой энергетики, технологической модернизацией

нефтяного сектора и изменением условий функционирования мирового нефтяного рынка. В современных условиях экологические ограничения, геополитическая нестабильность и санкционные механизмы всё в большей степени влияют на направления технологической адаптации нефтяной отрасли, структуру мирового предложения нефти и долгосрочные процессы трансформации мирового нефтяного рынка.

Отрицательная факторная нагрузка показателя углеродоёмкости ВВП (X_{11}) отражает усиление процессов декарбонизации мировой экономики. Снижение углеродоёмкости свидетельствует о повышении энергоэффективности и постепенном переходе к менее углеродоёмким источникам энергии [197]. В этих условиях экологическая трансформация мировой энергетики становится одним из ключевых факторов долгосрочной перестройки мирового нефтяного рынка, оказывая влияние на инвестиционные приоритеты, технологическое развитие отрасли и структуру мирового спроса на нефть.

Отрицательная нагрузка показателя политической стабильности стран ОПЕК (X_8) указывает на возрастающее значение геополитических факторов в формировании мировой нефтяной конъюнктуры. Усиление политической нестабильности, санкционного давления и внешнеполитических ограничений в нефтедобывающих регионах изменяет условия функционирования мирового нефтяного рынка, повышает неопределённость поставок и усиливает значение альтернативных источников предложения, в том числе добычи сланцевой нефти и новых технологий нефтедобычи.

Для нефтяной отрасли Казахстана выявленные процессы означают усиление зависимости национального нефтегазового сектора от экологических требований мирового рынка, геополитических ограничений и темпов технологической модернизации мировой энергетики. В этих условиях возрастают требования к обновлению производственной инфраструктуры, развитию технологической базы и повышению устойчивости экспортной системы Республики Казахстан.

Фактор F_2 включает экономические показатели функционирования мирового нефтяного рынка – мировые цены на нефть, объём инвестиций в нефтегазовый сектор, безубыточную цену добычи и расходы нефтеперерабатывающих компаний на приобретение сырья. Высокий уровень положительных факторных нагрузок говорит о существовании тесной связи между ценовой конъюнктурой, инвестиционной активностью и объёмами мировой нефтедобычи. То есть рост цен и приток инвестиций создают предпосылки для освоения новых месторождений, расширения добычи и поддержания глобального предложения. Для Казахстана очень важен этот фактор, ввиду высокой зависимости нефтяной отрасли и экспортных доходов от состояния мирового рынка. Изменение цен и инвестиционных потоков непосредственно отражается на бюджетной устойчивости, реализации инфраструктурных проектов и дальнейшем развитии нефтегазового сектора страны.

В составе фактора F_3 объединены показатели инфляции и углеродного налогообложения. Их совместная концентрация отражает взаимосвязь макроэкономической нестабильности, экологических требований и роста производственных издержек. Ужесточение климатической политики, расширение механизмов углеродного регулирования и инфляционное давление ведут к повышению себестоимости добычи и переработки нефти, тем самым ограничивая возможности экстенсивного развития отрасли. Для Казахстана это означает необходимость повышения углеродной эффективности нефтегазового сектора, модернизации производственных процессов и адаптации экспортной модели к новым международным экологическим требованиям.

Большинство исследуемых переменных характеризуются относительно низкими значениями уникальной дисперсии, что подтверждает высокую степень объяснения их вариации выделенными факторами и свидетельствует об устойчивости сформированной структуры фактора.

На основе структуры факторных нагрузок и экономического содержания переменных выделенным факторам были присвоены содержательные наименования, отражающие их роль в трансформации мирового нефтяного рынка (таблица 19).

Таблица 19 - Содержательная интерпретация выделенных факторов

Наименование фактора	Обозначение переменной	Показатель
F_1 Эколого-технологический и институционально-геополитический фактор	$-X_{11}$	Углеродоемкость ВВП
	X_{12}	Доля ВИЭ
	X_{18}	Объёмы добычи сланцевой нефти
	X_{13}	Производство систем автоматического экологического контроля
	$-X_8$	Политическая стабильность и отсутствие насилия/терроризма стран ОПЕК
	X_{10}	Выбросы CO_2
	X_6	Индекс производственного потенциала
	X_{14}	Углеродный бюджет от выбросов при производстве ископаемого топлива и цемента
	X_{22}	Производство машин и оборудования для нефтегазопромысла
	X_9	Количество глобальных санкций
	X_{19}	Совокупный бюджет в НИОКР в энергетике
	X_{20}	Количество патентов на ископаемое топливо
F_2 Экономический фактор	X_5	Цена нефти марки Brent
	X_{17}	Совокупные затраты нефтеперерабатывающей компаний на приобретение сырой нефти в США
	X_{16}	Безубыточная внешняя цена на нефть
	X_3	Частные инвестиции в основной капитал в горнодобывающее и нефтепромысловое оборудование и программное обеспечение
F_3 Регулятор ный фактор	X_4	Годовой темп инфляции

	X_{15}	Налог на выбросы CO_2
Примечание – составлено автором на основе матрицы факторных нагрузок (Таблица 18)		

Выделенные факторы отражают ключевые направления современной трансформации мирового нефтяного рынка и позволяют агрегировано оценить влияние экологических, технологических, экономических и институциональных процессов на динамику мировой нефтедобычи. Полученная факторная структура формирует основу для последующего регрессионного анализа и оценки значения выявленных процессов для нефтяной отрасли Казахстана.

F_1 – эколого-технологический и институционально-геополитический фактор – отражает влияние процессов декарбонизации, технологической модернизации и геополитической нестабильности на развитие мировой нефтяной отрасли. Для Казахстана значение данного фактора связано с необходимостью технологического обновления нефтегазового сектора, адаптации к экологическим требованиям мирового рынка и повышением устойчивости экспортной инфраструктуры.

F_2 – экономический фактор – характеризует зависимость мировой нефтедобычи от ценовой конъюнктуры, инвестиционной активности и уровня производственных издержек. Для Казахстана значение фактора определяется высокой чувствительностью экспортных доходов и инвестиционной активности к изменениям мирового нефтяного рынка.

F_3 – регуляторный фактор – отражает влияние инфляционных процессов и экологического регулирования на функционирование мирового нефтяного рынка. Для Казахстана данный фактор связан с необходимостью повышения углеродной эффективности нефтегазового сектора и адаптации к усиливающимся международным экологическим ограничениям.

В совокупности выделенные факторы отражают комплексный характер современной трансформации мирового нефтяного рынка, сочетающей экологические, технологические, экономические и институциональные изменения. Полученные результаты свидетельствуют о том, что развитие мировой нефтяной отрасли всё в большей степени определяется не только динамикой спроса и предложения, но и процессами декарбонизации, технологической модернизации, геополитической нестабильности и усиления международного регулирования. Для нефтяной отрасли Казахстана выявленные трансформационные процессы формируют систему внешних ограничений и одновременно определяют направления дальнейшей адаптации отрасли, включая технологическое обновление, повышение устойчивости экспортной инфраструктуры и развитие новых механизмов структурной модернизации нефтегазового сектора

4) Расчет факторных оценок (скоринг).

На следующем этапе были рассчитаны факторные оценки F_1-F_3, характеризующие количественные значения выделенных латентных факторов

для каждого наблюдения исследуемого периода. Расчёт факторных оценок осуществлялся на основе матрицы факторных нагрузок методом регрессионного скоринга, позволяющим агрегировать исходные показатели в укрупнённые интегральные компоненты. Полученные факторные оценки использовались в дальнейшем при построении регрессионной модели зависимости мировой нефтедобычи от выделенных факторов трансформации мирового нефтяного рынка.

Результаты расчёта коэффициентов регрессионного скоринга представлены в Таблица 20. Полученные коэффициенты показывают вклад каждой переменной в соответствующий фактор – чем выше их значение, тем теснее связь показателя с выделенной латентной компонентой.

Таблица 20 – Коэффициенты регрессионного скоринга для расчёта факторных оценок

Variable	Factor1	Factor2	Factor3
X_1	-0,00222	-0,03429	0,01944
X_2	0,03492	0,00618	-0,06446
X_3	-0,03035	0,12088	-0,09604
X_4	0,0525	0,00705	0,33797
X_5	-0,06991	0,21293	0,10945
X_6	0,06017	0,05674	-0,02579
X_7	0,05413	-0,15881	0,10106
X_8	-0,14833	0,13803	0,06574
X_9	0,09358	-0,0066	0,17168
X_{10}	0,07453	0,02397	-0,31888
X_{11}	-0,16715	0,11138	-0,04118
X_{12}	0,14768	-0,07204	0,04936
X_{13}	0,14429	-0,05209	0,12705
X_{14}	0,05731	0,05514	-0,01405
X_{15}	-0,0268	0,10963	0,30734
X_{16}	-0,04439	0,1644	-0,03964
X_{17}	-0,06741	0,21345	0,11792
X_{18}	0,14142	0,0397	-0,00113
X_{19}	0,06658	0,06446	0,08068
X_{20}	0,05636	0,04121	-0,09261
X_{21}	-0,09673	0,21668	-0,28622
X_{22}	0,05258	0,07217	0,01226
X_{23}	-0,07325	0,02826	-0,1037
Примечание – рассчитано автором с использованием программного пакета Stata.			

Рассчитанные факторные оценки были использованы на следующем этапе исследования при построении регрессионной модели, позволяющей количественно оценить влияние выявленных факторов на динамику мировой нефтедобычи.

5) Регрессионный анализ.

Рассчитанные факторные оценки F_1, F_2, F_3 использованы далее (в качестве независимых переменных) в регрессионном анализе для количественной оценки

их влияния на зависимую переменную Y (мировой объем добычи нефти) (таблица 21). Такой подход позволил перейти от рассмотрения множества отдельных индикаторов к анализу нескольких агрегированных латентных факторов, что существенно упрощает интерпретацию результатов.

Таблица 21 - Результаты регрессионного анализа

Переменная	Коэффициент	Станд. ошибка	t-статистика	p-value	Значимость	VIF
F_1	5764,165	508,05	11,35	0,000	Значимо на уровне 99%	1,00
F_2	2652,766	508,05	5,22	0,000	Значимо на уровне 99%	1,00
F_3	-1169,497	508,05	-2,30	0,032	Значимо на уровне 95%	1,00
Константа	85724,84	497,353	172,36	0,000		
$R^2 = 0,8897$; Adj. $R^2 = 0,8731$; $F = 53,76$; $p < 0,001$						
Примечание – рассчитано автором с использованием программного пакета Stata.						

Результаты регрессионного анализа свидетельствуют о статистически значимом влиянии всех трёх выделенных факторов на динамику мировой нефтедобычи. Полученные коэффициенты характеризуются ожидаемыми знаками и отражают различную степень воздействия экологических, технологических, экономических и регуляторных процессов на современную структуру мирового нефтяного рынка.

Наиболее выраженное положительное воздействие на мировую нефтедобычу оказывает фактор F_1, объединяющий экологические, технологические и институционально-геополитические процессы. Его статистическая значимость показывает, что современная трансформация нефтяного рынка во многом связана с адаптацией отрасли к экологическим ограничениям, санкционному давлению и геополитической нестабильности. Увеличение значения данного фактора сопровождается ростом мировой добычи, что свидетельствует о способности нефтяного сектора отвечать на внешние вызовы посредством технологического обновления и освоения новых способов добычи. Влияние F_1 в казахстанских условиях проявляется в необходимости модернизации производственной инфраструктуры, технологической адаптации отрасли и повышения надёжности экспортных маршрутов в условиях усиления экологических и геополитических ограничений.

Фактор F_2 также оказывает положительное и статистически значимое влияние. Он отражает зависимость мировой нефтедобычи от ценовой конъюнктуры, инвестиционной активности и уровня производственных затрат. Повышение мировых цен и увеличение объёма инвестиций создают возможности для освоения новых месторождений, расширения добычи и поддержания глобального предложения нефти. Важность F_2 для национальной экономики заключается в том, что в ней ценовые изменения непосредственно отражаются на экспортных доходах, инвестиционной активности, бюджетной устойчивости и перспективах развития нефтегазового сектора.

Отрицательное влияние на мировую нефтедобычу оказывает фактор F_3, отражающий усиление регуляторного давления на мировой нефтяной сектор. Полученные результаты свидетельствуют о том, что рост инфляционных процессов и расширение механизмов экологического регулирования сопровождаются увеличением себестоимости добычи и переработки нефти, ограничивая возможности расширения мировой нефтедобычи.

Усиление климатической политики, распространение углеродного налогообложения и рост производственных издержек формируют долгосрочные структурные ограничения для мирового нефтяного рынка в условиях глобального энергетического перехода. Для Казахстана данные процессы связаны с необходимостью повышения углеродной эффективности нефтегазового сектора, адаптации к новым экологическим требованиям мирового рынка и снижением рисков, связанных с усилением международного углеродного регулирования.

Построенная регрессионная модель характеризуется высокой объясняющей способностью. Коэффициент детерминации R^2=0,8897 показывает, что выделенные факторы объясняют около 89% вариации мировой нефтедобычи. Близость значений R^2 и скорректированного R^2 (0,8731) указывает на устойчивость модели и отсутствие существенного влияния избыточных регрессоров. Высокое значение F-критерия (F = 53,76; p <0,001) подтверждает статистическую значимость модели в целом.

Далее мы провели диагностику модели, включавшую проверку основных предпосылок регрессионного анализа. Так, Тест Бройша-Пагана на гетероскедастичность дал значение $\chi^2(1)$ = 1,32 при p = 0,2497. Поскольку нулевая гипотеза о постоянстве дисперсии ошибок не отвергается, статистически значимые признаки гетероскедастичности в модели отсутствуют.

Нормальность распределения остатков проверялась с помощью теста Шапиро-Уилка. Полученное значение W = 0,935 при p = 0,1269 не даёт оснований отвергнуть нулевую гипотезу о нормальном распределении ошибок, поэтому можно использовать t- и F-статистики при оценке параметров модели.

Критерий Дарбина-Уотсона выявил положительную автокорреляцию остатков: DW = 0,97. В связи с этим для корректировки стандартных ошибок и повышения устойчивости оценок коэффициентов были применены робастные оценки Ньюи-Уэста. Результаты представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Результаты регрессионного анализа с робастными стандартными ошибками Ньюи-Уэста

Переменная	Коэффициент	Станд. ошибка (Newey-West)	t-статистика	p-value	Значимость	VIF
F1	5764,165	675,616	8,53	0,000	Значимо на уровне 99%	1,00
F2	2652,766	490,374	5,41	0,000	Значимо на уровне 99%	1,00

F3	-1169,497	507,348	-2,31	0,032	Значимо на уровне 95%	1,00
Константа	85724,84	608,9582	140,77	0,000		
Примечание – рассчитано автором с использованием программного пакета Stata.						

Результаты регрессионного анализа с использованием робастных стандартных ошибок Ньюи-Уэста подтвердили устойчивость полученных оценок коэффициентов и статистическую значимость выделенных факторов. После корректировки стандартных ошибок факторы F_1 и F_2 сохранили значимость на уровне 99%, фактор F_3 – на уровне 95%, что свидетельствует о стабильности выявленных взаимосвязей и отсутствии критического влияния автокорреляции на результаты модели.

Дополнительная проверка модели показала отсутствие выраженной мультиколлинеарности между факторными переменными (VIF<2), что подтверждает корректность использования выделенных латентных факторов в рамках регрессионного анализа. Полученные результаты позволяют использовать сформированную модель для оценки влияния ключевых направлений трансформации мирового нефтяного рынка на динамику мировой нефтедобычи.

На основе полученных результатов факторно-регрессионная модель зависимости мировой нефтедобычи от выделенных латентных факторов имеет следующий вид:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 F_1 + \beta_2 F_2 + \beta_3 F_3 + \varepsilon \quad (1)$$

Где:

Y - мировая добыча нефти;

B_0 - константа модели;

β_1, β_2, β_3 - коэффициенты регрессии;

F_1 - эколого-технологический и институционально-геополитический фактор;

F_2 - экономический фактор;

F_3 - регуляторный фактор;

ε - случайная ошибка модели.

Подстановка рассчитанных коэффициентов позволяет представить оценённую факторно-регрессионную модель в следующем виде:

$$Y = 85724{,}84 + 5764{,}165F_1 + 2652{,}766F_2 - 1169{,}497F_3$$

Полученные коэффициенты модели показывают, что наибольшее положительное влияние на мировую нефтедобычу оказывает эколого-технологический и институциональный фактор F_1, отражающий значение технологической адаптации отрасли, геополитических процессов и экологической трансформации мировой энергетики. Экономический фактор F_2 также демонстрирует положительное воздействие, подтверждая зависимость мировой нефтедобычи от ценовой конъюнктуры и инвестиционной активности.

В отличие от них, регуляторный фактор F_3 оказывает отрицательное влияние, что свидетельствует о сдерживающем воздействии инфляционных процессов и усиления экологического регулирования на развитие нефтяного сектора.

Полученная модель отражает комплексный характер современной трансформации мирового нефтяного рынка и позволяет количественно оценить влияние экологических, технологических, экономических и регуляторных процессов на динамику мировой нефтедобычи. Выявленные закономерности имеют существенное значение для оценки внешних условий функционирования нефтяной отрасли Казахстана в условиях усиления экологических ограничений, геополитической нестабильности и изменения структуры мирового нефтяного рынка.

Выводы. Полученные результаты показали, что наибольшее влияние на трансформацию мирового нефтяного рынка оказывает эколого-технологический и институционально-геополитический фактор, отражающий процессы декарбонизации, технологической модернизации и усиления геополитической нестабильности мировой энергетики. Для Казахстана значение данного фактора связано с необходимостью технологического обновления нефтяной отрасли, модернизации производственной инфраструктуры и повышения устойчивости экспортной системы в условиях усиления внешних ограничений.

Вторым по значимости выступает экономический фактор, характеризующий зависимость мировой нефтедобычи от ценовой конъюнктуры и инвестиционной активности. Высокая чувствительность мирового нефтяного рынка к изменению цен на нефть и инвестиционных потоков определяет зависимость экспортных доходов, инвестиционной активности и бюджетной устойчивости Казахстана от состояния мировой нефтяной конъюнктуры.

Сдерживающее влияние на мировую нефтедобычу оказывает регуляторный фактор, отражающий усиление экологического регулирования, углеродного налогообложения и рост производственных издержек в мировой энергетике. Казахстан на фоне происходящих изменений должен предпринимать попытки по повышению углеродной эффективности нефтегазового сектора и его приспособлению к новым международным экологическим требованиям.

Проведенный факторно-регрессионный анализ даёт основание сделать вывод, что выделенные группы факторов по-разному влияют на мировую нефтедобычу. Это подтверждает сложный характер трансформации мирового нефтяного рынка. В то же время изменение экономических, экологических и геополитических условий всё заметнее определяет развитие нефтяной отрасли Казахстана и обуславливают необходимость её технологической модернизации.

В целом модель демонстрирует, что развитие мирового нефтяного рынка определяется не отдельными факторами, а их совокупным взаимодействием. Это позволяет рассматривать полученные результаты как основу для дальнейшего анализа структурных изменений и прогнозирования тенденций развития нефтяной отрасли.

3 РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАЗВИТИЮ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА В УСЛОВИЯХ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ

3.1 Сценарии развития мирового нефтяного рынка и их значение для нефтяной отрасли Казахстана

В условиях высокой неопределённости мирового нефтяного рынка, обусловленной воздействием геополитических, технологических, экологических и макроэкономических факторов, традиционные методы линейного прогнозирования не позволяют в полной мере учитывать вариативность долгосрочных структурных изменений. В связи с этим сценарный анализ рассматривается как один из наиболее применяемых инструментов стратегического прогнозирования в энергетике, обеспечивающий моделирование альтернативных траекторий развития нефтяного рынка в зависимости от изменения ключевых факторов внешней среды.

Сценарный подход позволяет учитывать различные варианты трансформации мирового нефтяного рынка – от ускоренного энергетического перехода и усиления климатического регулирования до сохранения инерционной модели потребления углеводородов. Применение данного метода обеспечивает возможность оценки диапазона потенциальных изменений мирового спроса и добычи нефти в условиях долгосрочной структурной неопределённости.

Для построения сценариев использованы прогнозные значения мировой добычи нефти на 2025-2029 гг., полученные на основе разработанной факторно-регрессионной модели (см. гл. 2.3):

$$Y = 85724{,}84 + 5764{,}165F_1 + 2652{,}766F_2 - 1169{,}497F_3$$

Расчёты выполнены в пакете Stata на основе выявленных статистических зависимостей и инерционной динамики временного ряда по историческим данным (таблица 23). В отличие от существующих подходов, в исследовании использована система интегральных факторов F_1-F_3, отражающих совокупное воздействие взаимосвязанных структурных параметров трансформации мирового нефтяного рынка.

При формировании прогнозных оценок не использовался метод прямой подстановки значений объясняющих переменных, поскольку модель основана на интегральных факторах F_1-F_3, включающих совокупность взаимосвязанных показателей (X_1-X_{23}), для которых отсутствуют сопоставимые и статистически устойчивые долгосрочные прогнозы.

Таблица 23 - Прогнозные значения объема мировой добычи нефти (Y) на основе факторно-регрессионной модели

Год	Y	$Y_{fc_correct}$ / $Y_{forecast}$	Темпы прироста (% к предыдущему году)
2020	88937,57	88937,57	-
2021	90250,92	90250,92	1,48
2022	94312,98	94312,98	4,50
2023	96329,41	96329,41	2,14
2024	96889,97	96889,97	0,58
2025		99045,16	2,22
2026		101506,8	2,49
2027		104191,9	2,65
2028		107034,2	2,73
2029		109980,3	2,75
Примечание – прогноз составлен программой Stata на основе авторской модели			

Прогнозирование каждого показателя по отдельности потребовало бы построения значительного числа вспомогательных моделей, что при ограниченном объёме наблюдений повышает риск получения нестабильных и методологически несогласованных результатов. В связи с этим в исследовании применён инерционный подход прогнозирования временного ряда с использованием факторно-регрессионной модели, обеспечивающий устойчивость прогнозной динамики.

Использование факторно-регрессионного подхода и экстраполяции приростов позволило получить согласованные прогнозные оценки без резких структурных отклонений временного ряда. Полученные результаты рассматриваются в качестве расчётной основы базового сценария развития мирового нефтяного рынка.

Согласно расчётным данным таблицы 23, мировая добыча нефти в прогнозном периоде демонстрирует постепенный рост с превышением уровня 100 млн барр./с. к 2026 г. К 2029 г. прогнозируемый объём мировой добычи нефти приближается к 110 млн барр./с.

Полученная прогнозная динамика в значительной степени определяется воздействием фактора F_1, отражающего эколого-технологические и институциональные изменения мирового нефтяного рынка. Рост данного фактора статистически связан с повышением производственной эффективности, технологической модернизацией и адаптацией нефтяного сектора к изменяющимся экологическим требованиям. Вместе с тем усиление регуляторного давления и климатических ограничений, отражаемых фактором F_3, в долгосрочной перспективе способно ограничивать дальнейший рост добычи нефти.

В современной научной и экспертной литературе отсутствует единый подход к оценке долгосрочных перспектив развития нефтяной отрасли. В связи

с этим полученные прогнозные оценки требуют сопоставления с прогнозами ведущих международных энергетических организаций (таблица 24).

Таблица 24 - Сравнение прогнозов добычи нефти к 2030 г. мировыми энергетическими агентствами

Название международных агентств / организаций	Прогнозный уровень (млн барр./с.)	Основные драйверы
Авторская модель	110,0	Усиление влияния эколого-технологических сдвигов, рыночных механизмов и регуляторных ограничений.
МЭА (IEA)	105,5	Замедление экономического роста; ускоряющиеся замещение нефти в транспортном и энергетическом секторах.
ОПЕК (OPEC)	113,6	Сильный рост спроса на нефть в странах, не входящих в ОЭСР; сохранение/увеличение спроса на нефть в транспортном и нефтехимическом секторах.
BP Energy	107,5	Рост потребления нефти развивающимися странами; вялый прогресс в повышении энергоэффективности; геополитическая напряженность; продолжающееся потребление нефтехимической продукции; декарбонизация транспортного сектора.
Управление энергетической информации США (EIA)	109,2	Увеличение объема добычи нефти в странах ОПЕК+ по причине продления санкционных ограничении в некоторых нефтедобывающих стран (Венесуэла); рост мирового населения; увеличение регионального производства; повышение уровня жизни.
Примечание – составлено авторам на основе данных [92-94, 100]		

Сравнительные данные таблицы 24 отражают различия в оценках международных энергетических организаций относительно перспектив мирового предложения нефти к 2030 г., обусловленные неодинаковой интерпретацией темпов энергетического перехода, динамики мирового спроса и влияния климатического регулирования. Разработанная авторская модель занимает промежуточное положение между более консервативными оценками МЭА и прогнозами ОПЕК, предполагающими сохранение устойчивого роста спроса на нефть.

Согласно прогнозу МЭА, ожидается замедление темпов роста мирового спроса и формирование избыточного предложения нефти вследствие ускоренного внедрения низкоуглеродных технологий и постепенного вытеснения нефти из транспортного и энергетического секторов [94]. В отличие от этого, прогнозы ОПЕК основываются на предположении о сохранении устойчивого спроса со стороны стран, не входящих в ОЭСР, прежде всего государств Азии, Ближнего Востока и Африки, а также на дальнейшем развитии транспортного и нефтехимического секторов [100]. Прогнозные оценки BP и EIA занимают промежуточное положение между указанными подходами, акцентируя внимание на сочетании геополитических факторов, климатических

ограничений, демографического роста и сохраняющегося спроса на нефтехимическую продукцию. При этом EIA дополнительно учитывает влияние санкционных ограничений и региональных диспропорций мирового предложения нефти.

Разработанная факторно-регрессионная модель исходит из предположения, что усиление климатического регулирования и рост углеродных ограничений будут частично компенсироваться технологической модернизацией нефтяного сектора, ростом инвестиций и повышением производственной эффективности. Тут воздействие экологических ограничений рассматривается в качестве условия адаптации нефтяной отрасли к новым технологическим и институциональным требованиям.

Хотя наши прогнозные оценки мировой нефтедобычи в целом совпадают с базовыми среднесрочными прогнозами ведущих международных энергетических организаций, прогнозная модель не предназначена для построения долгосрочных прогнозов. Поэтому применение сценарного подхода является оправданным, ибо он позволяет рассматривать возможные изменения факторов F_1-F_3 при высокой неопределённости внешней среды.

В связи с этим при оценке долгосрочных перспектив развития мирового нефтяного рынка использованы сценарные прогнозы ведущих международных энергетических организаций, предусматривающие альтернативные траектории развития мировой нефтяной отрасли (Таблица *25*).

Сопоставление международных сценарных прогнозов показывает наличие принципиально различных подходов к оценке долгосрочной динамики мирового нефтяного рынка. Наиболее высокие прогнозные значения представлены в сценариях OPEC и EIA, где базовые траектории предполагают сохранение мирового спроса на нефть на уровне 121–123 млн барр./с. к 2050 г. При этом даже в условиях технологической трансформации и постепенного усиления климатической политики данные организации не прогнозируют резкого сокращения добычи нефти.

В противоположность этому сценарии IEA и BP исходят из более интенсивного энергетического перехода и существенного ужесточения климатического регулирования. В рамках данных подходов предполагается ускоренное внедрение низкоуглеродных технологий, снижение потребления ископаемого топлива и постепенное вытеснение нефти из энергетического баланса. В результате прогнозные оценки добычи нефти к 2050 г. снижаются до 88-97 млн барр./с., а в наиболее жёстких климатических сценариях предполагается сокращение добычи более чем на 60–80% относительно базового уровня.

Таблица 25 - Сравнительная характеристика прогнозных сценариев добычи нефти до 2050 г.

Название межд-х агентств / организаций	Сценарные траектории	Логика сценария	Прогнозные оценки (млн барр./с.)	Интер-претация
МЭА (IEA)	STEPS (Stated Policies)	Сохранение текущих тенденций, медленый переход к чистым источникам	97,0	Медленное снижение
	APS (Announced Pledge)	Полная реализация заявленных климатических обязательств	54,7	Резкое сокращение
	NZE (Net Zero Emissions)	Полная трансформация глобальной энергетической инфраструктуры	–80% от базового уровня	Фактический отказ от нефти
ОПЕК (OPEC)	Reference Case	Умеренный рост, постепенное внедрение климатической политики	122,9	Стабильный рост спроса
	Equitable growth	Слабая климатическая координация	129,4	Высокий спрос
	Technology driven	Активное внедрение низкоуглеродных технологий	106,2	Снижение, но без обвала
BP Energy	Current Trajectory	Сохранение текущего курса энергоперехода	87,6	Существенное снижение
	Below 2°	Углеродная нейтральность	32,3	Фактический отказ от нефти
Управление энергетической информации США (EIA)	Reference case	Сохранение текущей ситуации рынка	121,5	Рост спроса сохраняется
	Low Oil Price case	Сильный экономический рост стран вне ОЭСР, влияющий на увеличение спроса на нефтепродукты	125,8	Резкий спрос
	High Oil Price case	Слабый экономический рост, приводящий к снижению спроса на нефть/ нефтепродукты	113,7	Снижение, но без обвала
Примечание – составлено авторам на основе данных [92-94, 100]				

Из вышеизложенного следует заключить, что различия между международными прогнозами обусловлены не столько расхождениями в статистических оценках, сколько различной интерпретацией темпов энергетического перехода, масштабов климатического регулирования и возможностей технологической адаптации мировой нефтяной отрасли. Организации OPEC и EIA исходят из предположения о более инерционном характере глобальной энергетической трансформации и сохранении высокого спроса на нефть со стороны развивающихся экономик. Напротив, сценарии IEA

и BP основаны на предположении об ускоренном переходе к низкоуглеродной модели развития мировой экономики.

Таким образом, международные сценарные оценки развития мирового нефтяного рынка могут быть условно сгруппированы в рамках двух основных траекторий энергетической трансформации:

1) сценарий инерционного (умеренного) энергоперехода, представленный прежде всего прогнозами OPEC и EIA. Данные подходы исходят из сохранения значительной роли нефти в мировой экономике даже в условиях постепенного расширения использования возобновляемых источников энергии и усиления климатического регулирования. В качестве ключевых факторов долгосрочного спроса на нефть рассматриваются экономический рост, демографическая динамика и увеличение энергетических потребностей развивающихся стран;

2) сценарий ускоренного энергоперехода, характерный для прогнозов IEA и BP. В основе данных сценариев лежит предположение об интенсивном внедрении низкоуглеродных технологий, последовательном ужесточении климатической политики и постепенном снижении зависимости мировой экономики от ископаемого топлива, что предполагает структурное сокращение мирового нефтяного предложения в долгосрочной перспективе.»

Результаты разработанной факторно-регрессионной модели в большей степени соответствуют траектории умеренного энергоперехода. Полученные оценки свидетельствуют о том, что трансформация мирового нефтяного рынка определяется не изолированным воздействием отдельных факторов, а их совокупным структурным взаимодействием в рамках факторов F_1-F_3.

Фактор F_1, отражающий эколого-технологические и институциональные изменения, характеризует адаптацию нефтяной отрасли к новым технологическим стандартам, цифровизации производственных процессов и снижению углеродоёмкости добычи. Фактор способствует сохранению устойчивого производства нефти даже в условиях усиления экологических ограничений.

Фактор F_3 связан с воздействием климатической политики и экологических требований на нефтяной рынок. Ужесточение углеродного регулирования, повышение экологических стандартов и рост налоговой нагрузки увеличивают издержки добычи, тем самым сдерживая дальнейшее расширение мирового предложения нефти. А фактор F_2 отражает состояние мировой экономической конъюнктуры, и в периоды благоприятного роста экономики его влияние частично компенсирует ограничения, вызванные климатическим регулированием, и поддерживает инерционное развитие нефтяного рынка. Напротив, замедление мировой экономики, снижение инвестиционной активности и рост макроэкономической неопределённости усиливают ограничительное воздействие экологических факторов и ускоряют структурную трансформацию отрасли.

Следовательно, вариативность международных сценарных прогнозов определяется прежде всего различным сочетанием факторов F_1-F_3, а также

неодинаковой оценкой способности мировой нефтяной отрасли адаптироваться к условиям энергетического перехода.

Исходя из выделенных сценарных траекторий и результатов авторского прогнозирования, разработана сценарная матрица развития мирового нефтяного рынка, основанная на качественной интерпретации факторов F_1-F_3.

Использование качественного сценарного подхода позволяет учитывать широкий диапазон возможных условий трансформации нефтяного рынка в долгосрочном периоде и снижает зависимость прогнозных оценок от высокой волатильности внешней среды [134-136].

В отличие от сценарных подходов международных энергетических организаций, основанных преимущественно на экспертных предположениях относительно темпов энергетического перехода, предложенная матрица опирается на факторно-регрессионную структуру выявленных трансформационных процессов мирового нефтяного рынка. Это позволяет интерпретировать сценарии как различные комбинации изменения факторов F_1–F_3, отражающих эколого-технологические, регуляторные и экономические условия развития нефтяной отрасли.

Сценарная матрица структурирована по двум осям: интенсивность институционально-технологической трансформации и климатического регулирования (F_1, F_3 – вертикальная ось) и состояние мировой экономической конъюнктуры (F_2 – горизонтальная ось) (Таблица *26*).

Сценарий (B): Сбалансированный энергопереход (110≤Y≤123 млн барр./с.).

Данный сценарий рассматривается в качестве базовой траектории развития мирового нефтяного рынка. Для него характерно сочетание благоприятной экономической конъюнктуры с постепенным усилением климатического регулирования и эколого-технологической трансформации отрасли.

Рост фактора F_1 в данном случае связан с увеличением доли возобновляемых источников энергии, развитием систем экологического контроля и внедрением технологических решений, направленных на снижение углеродоёмкости производства. Одновременно усиление фактора F_3 отражает расширение климатического регулирования и рост налоговой нагрузки на выбросы углерода. Благоприятное состояние мировой экономической конъюнктуры (F_2) обеспечивает сохранение инвестиционной активности в нефтяном секторе, что частично компенсирует ограничительное воздействие регуляторных факторов.

В данном сценарии мировая добыча нефти прогнозируется на уровне 110-123 млн барр./с. Нижняя граница диапазона получена по разработанной модели, верхняя соответствует базовым долгосрочным оценкам OPEC и EIA.

Таблица 26 - Матрица сценариев развития мирового нефтяного рынка

Вектор трансформации и регулирования	**Благоприятная экономическая конъюнктура (F_2↑)**	**Неблагоприятная экономическая конъюнктура (F_2↓)**
Ускоренная трансформация и жёсткое регулирование (F_1 ↑, F_3 ↑)	*Сценарий (B). Сбалансированный энергопереход*	*Сценарий (C). Ускоренный энергопереход*
Характеристики	– инвестиционная активность поддерживается благоприятной рыночной конъюнктурой; – климатическое регулирование ограничивает темпы расширения добычи нефти; – сохраняется баланс между рыночными механизмами и регуляторными мерами.	– снижение ценовых стимулов и усиление экологических ограничений; – сокращение инвестиционной активности; – ускоренный вывод части добывающих мощностей; – структурное снижение мирового предложения нефти.
Инерционная адаптация и умеренное регулирование (F_1 →, F_3 ↓)	*Сценарий (A). Инерционный энергопереход*	*Сценарий (D). Энергетическая стагнация*
Характеристики	– устойчивые ценовые сигналы и высокая инвестиционная активность; – сохранение доминирующей роли традиционных углеводородов; – инерционный характер технологической трансформации; – формирование избыточного предложения нефти.	– дефицит инвестиционных стимулов; – технологическое отставание нефтяного сектора; – высокая волатильность рынка; – нестабильная динамика нефтедобычи.
Примечание – составлено автором на основе факторно-регрессионой модели		

Сценарий (A): Инерционный энергопереход (Y>123 млн барр./с.).

Сценарий (A) характеризуется сочетанием благоприятной экономической конъюнктуры, устойчивой инвестиционной активности и относительно низкого уровня климатического регулирования. В этих условиях сохраняется высокая зависимость мировой экономики от традиционных углеводородных ресурсов.

Ключевым механизмом развития выступает эффект технологической и инфраструктурной инерции (path dependency), при котором сохраняющиеся ценовые стимулы поддерживают дальнейшие инвестиции в нефтедобычу и развитие нефтегазовой инфраструктуры. В результате формируется эффект углеродной зависимости (carbon lock-in), ограничивающий темпы структурной трансформации мировой энергетики.

Дополнительное влияние на расширение предложения нефти оказывают рост добычи сланцевой нефти и сохранение относительной политической

стабильности крупнейших нефтедобывающих стран. При этом долгосрочное сохранение подобной траектории затрудняет достижение международных климатических целей и ограничивает возможности ускоренного снижения углеродоёмкости мировой экономики.

Сценарий (A) в наибольшей степени соответствует оптимистичным прогнозам OPEC и EIA, предполагающим сохранение высокой роли нефти в структуре мирового энергопотребления к 2050 г.

Сценарий (C): Ускоренный энергопереход (Y= от (-80% от базового) до 110 млн барр./с.).

Данный сценарий отражает условия ускоренной декарбонизации мировой экономики при одновременном усилении климатического регулирования и неблагоприятной макроэкономической конъюнктуре. В этом случае воздействие факторов F_1 и F_3 сопровождается снижением инвестиционной активности и ограничением возможностей финансирования капиталоёмких энергетических проектов.

Усиление экологических ограничений и рост углеродных издержек приводят к ускоренному выводу части традиционных энергетических мощностей и постепенному сокращению мирового предложения нефти. Ситуация усугубляется неспособностью нефтяного сектора компенсировать издержки энергоперехода за счёт технологической модернизации.

Согласно разработанной модели, снижение значений факторов F_2 и F_3 приводит к заметному сокращению нефтедобычи и ослаблению промышленного потенциала отрасли. Сценарий реализуем лишь при высокой степени международной координации, значительных инвестициях и устойчивом технологическом сотрудничестве. Однако в условиях нарастающей геополитической фрагментации мировой экономики обеспечить эти условия становится всё сложнее. Количественные параметры сценария соответствуют нижней границе прогнозов IEA и BP.

Сценарий (D): Энергетическая стагнация (Y<(-80% от базового) млн барр./с.).

Наступление этого сценария связано со снижением значений факторов F_2 и F_3 при сохранении эколого-технологического отставания (F_1). В таких условиях нефтяной сектор не может адаптироваться к внешним изменениям. Такое состояние в экономике часто именуют как провал «энергетической трилеммы» [90], при котором система одновременно сталкивается с проблемами энергетической безопасности, доступности энергии и экологической устойчивости.

Моделирование также подтверждает утверждения о том, что снижение инвестиционной активности (X_3), ограниченный доступ к современным технологиям и высокая геополитическая неопределённость ухудшают состояние производственной инфраструктуры и технологические параметры нефтедобычи. А углеродоёмкость производства ($-X_{11}$), износ основных фондов (X_{22}) и сокращение числа новых добывающих проектов (X_6) ещё больше снижает объёмы добычи.

Что касается санкционных рисков и геополитической напряжённости (X_9), то они затрудняют приобретение оборудования и технологий для модернизации и других производственных целей. Это приводит к волатильности рынка и нестабильности добычи нефти.

Количественные параметры данного сценария соответствуют наиболее пессимистичным прогнозным оценкам IEA и BP.

Следует учитывать, что предложенная сценарная модель не предназначена для точного долгосрочного прогнозирования объёмов мировой нефтедобычи, поскольку в условиях высокой геополитической, технологической и институциональной неопределённости сценарии отражают прежде всего направление и характер структурной трансформации нефтяного рынка.

Однако можно предположить, что наиболее вероятной траекторией развития мирового нефтяного рынка в среднесрочной перспективе является сценарий сбалансированного энергоперехода.

Данный вывод обусловлен тем, что современная динамика мировой экономики характеризуется одновременным действием разнонаправленных тенденций. С одной стороны, усиливаются климатическое регулирование, процессы декарбонизации и развитие низкоуглеродных технологий. С другой стороны, сохраняется высокая зависимость мировой экономики от углеводородов, особенно в странах Азии, Ближнего Востока и Африки, где продолжается рост промышленного производства, урбанизация и увеличение спроса на энергию.

Кроме того, результаты прогнозов сравнения динамики добычи нефти авторской модели с мировыми энергетическими агентствами (таблица 24) показали, что сценарий сбалансированного энергоперехода соответствует базовым прогнозам большинства международных организаций. В рамках данного сценария предполагаются постепенное снижение темпов роста мирового спроса на нефть, сохранение её значимой роли в мировом энергобалансе и поэтапное ужесточение климатической политики без резких структурных изменений.

При этом, наименее вероятным представляется сценарий энергетической стагнации, предполагающий сочетание длительной глобальной экономической нестабильности, высокой геополитической напряженности, недостаточной инвестиционной активности и усиления дисбалансов на мировом энергетическом рынке. Вместе с тем вероятность реализации отдельных элементов данного сценария возрастает в периоды масштабных геополитических кризисов и усиления фрагментации мировой экономики.

Для Казахстана разработанная сценарная матрица представляет методологический инструмент анализа долгосрочной адаптации национального нефтяного сектора к изменениям мировой энергетической системы. Траектория развития нефтяного рынка страны формируется под воздействием как внутренних факторов, связанных со структурой национальной экономики и ресурсной базой, так и внешних условий, определяемых динамикой мирового нефтяного рынка.

Использование сценарного подхода позволяет учитывать нелинейный характер воздействия глобальных экономических, технологических и регуляторных изменений на нефтяной сектор Казахстана и избежать механического переноса международных прогнозных оценок на национальный уровень. В результате формируется структурно согласованная модель долгосрочного развития нефтяной отрасли Казахстана (Таблица 27).

Специфика Казахстана как нефтедобывающего государства определяется высокой зависимостью экономики от экспортных поставок нефти, состояния внешней транспортной инфраструктуры и мировой ценовой конъюнктуры. Значительная роль нефтяного сектора в формировании экспортной выручки, бюджетных доходов и инвестиционной активности обусловливает повышенную чувствительность экономики страны к глобальным изменениям энергетического рынка.

Дополнительными структурными ограничениями выступают технологическая зависимость отрасли от иностранных инвестиций и оборудования, недостаточный уровень глубокой переработки углеводородного сырья, а также сохраняющаяся углеродоёмкость промышленного комплекса. В этих условиях глобальные сценарии трансформации мирового нефтяного рынка оказывают на Казахстан не только внешнеэкономическое, но и долгосрочное структурно-институциональное воздействие, определяя направления адаптации нефтяного сектора к условиям энергетического перехода.

Анализ представленных сценариев (A, B, C, D) основан на взаимодействии трёх ключевых факторов авторской модели (F_1-F_3), определяющих не только динамику нефтедобычи, но и долгосрочные параметры инвестиционной устойчивости, технологического развития и адаптационного потенциала нефтяного сектора Казахстана.

Сценарий А предполагает инерционное развитие, при котором нефтяной сектор сохраняет ведущую роль в экономике Казахстана, а внутреннее и внешнее давление, связанное с декарбонизацией, остаётся ограниченным. Благоприятная мировая конъюнктура поддерживает эту модель, тогда как технологические изменения происходят медленно. Согласно сценарию А, месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак будут эксплуатироваться без существенных вложений в низкоуглеродные технологии и сокращение выбросов; а экспорт по-прежнему будет ориентирован на поставке сырой нефти через Каспийский трубопроводный консорциум.

Таблица 27 - Сценарии развития нефтяного рынка Казахстана

Наименования сценария и параметры факторов	Траектория реализации	Вызовы	Возможности	Политико-управленческие решения
Сценарий (А) Инерционный энергоперехода (F_1→, F_3↓, F_2↑) (Стагнация/ медленные темпы технологической трансформации, благоприятная экономическая конъюнктура, слабое регулирование)	- сохранение высокой роли нефтяного сектора и экспортной ориентации; - продолжение эксплуатации текущих мега-проектов без значительных инвестиций в декарбонизацию; - сохраняется доминирование трубопроводного экспорта, прежде всего через КТК; - сохранение высокой углеродоёмкости экономики при умеренном росте добычи;	- усиление внешней зависимости от экспортной инфраструктуры и транзитных ограничений; - уязвимость к внезапному усилению климатической политики и углеродных барьеров; - формирование эффекта углеродной зависимости (carbon lock-in), где инвестиции в оборудование и машины нефтегазового промысла (X_{22}) блокируют развитие ВИЭ.	- максимизация нефтяной ренты в условиях устойчивого мирового спроса; - ускоренная окупаемость инвестиций; - формирование финансового резерва для структурной диверсификации.	- накопление резервов; - модернизация и диверсификация маршрутов; - создание «подушки безопасности» в Нацфонде за счет сверхдоходов от экспорта нефти; - стратегия максимального использования преимуществ углеводородного периода.
Сценарий (В) Сбалансированный энергопереход (F_1↑, F_3↑, F_2↑) (Рост технологий, благоприятная экономическая конъюнктура, умеренное регулирование)	- переход к постепенной диверсификации; - развитие нефтегазохимии и использование природного газа в качестве переходного источника энергии; - внедрение технологий улавливания и хранения углерода на крупных месторождениях; - умеренный рост ВИЭ наряду с модернизацией ТЭЦ.	- необходимость масштабных инвестиций в глубокую переработку сырья; - сложность балансировки между обязательствами по снижению выбросов и потребностью в экспортной выручке.	- управляемая трансформация нефтяного сектора; - снижение углеродоёмкости нефтедобычи; - повышение устойчивости экспортных доходов; - развитие добавленной стоимости внутри страны.	- налоговые преференции для проектов нефтегазохимии и новых газовых месторождений; - внедрение национальной системы торговли квотами на выбросы, синхронизированной с ЕС. - модернизация НПЗ для выпуска нефтепродуктов стандартов Евро-6/7 и нефтехимии.

Продолжение таблицы 27

Сценарий (C) Ускоренный энергопереход (F_1↑, F_3↑, F_2↓) (ужесточение эколого-технологических рамок, неблагоприятная экономическая конъюнктура, высокие налоги на выбросы)	- существенное ограничение новых геологоразведочных проектов; - переориентация на производство «зеленого» водорода и редких металлов; - ужесточение регулирования выбросов и квотирование добычи в соответствии с глобальными климатическими целями.	- риск появления stranded assets (брошенных активов), недоинвестированных месторождений и трубопроводов; - падение нефтяных доходов бюджета, резкое сокращение поступлений в Нацфонд; - необходимость ускоренной диверсификации экономики и социальной адаптации.	- стимул к ускоренной структурной перестройке; - развитие низкоуглеродных технологий, нефтехимии, ВИЭ; - повышение долгосрочной экологической устойчивости; - ускоренная адаптация к низкоуглеродной модели мировой экономики.	- введение агрессивного углеродного налога; - диверсификация экономики, ускорение нефтегазохимии; - государственные субсидии для проектов по производству и транспортировке водорода; - введение программ переквалификации для работников нефтегазового сектора.
Сценарий (D) Энергетическая стагнация (F_1→,F_3↓,F_2↓) (Технологическое отставание, геополитическая нестабильность, экономический кризис, регуляторный дефицит)	- наблюдается нестабильная динамика добычи нефти вследствие истощения месторождений и дефицита инвестиций; - отсутствие устойчивых ценовых сигналов и технологической адаптации; - высокая волатильность экспорта и доходов; - хроническое недоинвестирование отрасли на фоне геополитического и санкционного давления.	- потеря инвестиционной привлекательности отрасли; - деградация энергетической инфраструктуры и инвестиционной базы; - рост операционных издержек и технологического отставания; -дефицит ГСМ на внутреннем рынке; - усиление зависимости от внешних шоков; - отток квалифицированных кадров.	- возможности практически отсутствуют, за исключением вынужденного развития внутренней, но технологически устаревшей переработки для самообеспечения; - возможны лишь ограниченные точечные улучшения за счёт институциональных реформ и повышения операционной эффективности.	-диверсификация экспортных маршрутов в обход санкционных зон; -государственное регулирование цен на ГСМ для сдерживания социальной напряженности; - локализация производства базового нефтегазового оборудования для ремонта скважин (импортозамещение); - улучшение инвестиционного климата.
Примечание - Составлено автором на основе Таблица 26 - Матрица сценариев развития мирового нефтяного рынка				

Еще один риск может быть связан с возможным ужесточением климатической политики основных торговых партнёров. Расширение механизма трансграничного углеродного регулирования Европейского союза в перспективе может повысить издержки казахстанских экспортёров и ослабить ценовые позиции нефти на европейском рынке. Такие меры уже рассматриваются в Великобритании, США, Канаде и Японии [78].

Столь медленные темпы модернизации, как в настоящее время, не позволяют снизить углеродоёмкости экономики и усиливают эффект углеродной зависимости. Сравнительно высокая окупаемость инвестиций в традиционную нефтегазовую инфраструктуру ограничивает развитие возобновляемой энергетики и альтернативных технологий. Вместе с тем при устойчивом глобальном спросе сценарий А обеспечивает высокие экспортные поступления, ускоренную окупаемость действующих проектов и возможность формирования резервов для последующей диверсификации экономики.

Реализация Сценария В сочетает благоприятные экономические условия, технологическое обновление нефтяного сектора и умеренное климатическое регулирование. То есть данный сценарий в наибольшей степени соответствует целям «Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года» [49]. В рамках данной траектории приоритетное значение приобретает развитие нефтегазохимии, расширение использования природного газа в качестве переходного источника энергии и постепенное внедрение низкоуглеродных технологий. Это позволяет снижать углеродоёмкость экономики без резкого сокращения экспортных и бюджетных доходов.

Важным элементом сценария выступает внедрение технологий улавливания, использования и хранения углерода на крупнейших нефтегазовых месторождениях Казахстана, включая Кашаган, Карачаганак и Тенгиз. Одновременно умеренное расширение сектора ВИЭ сопровождается модернизацией теплоэлектроцентралей, что обеспечивает поддержание долгосрочной энергетической устойчивости страны. Развитие нефтегазохимического производства и расширение выпуска продукции с более высокой добавленной стоимостью создают предпосылки для постепенного снижения зависимости экономики от экспорта сырой нефти.

Политико-управленческие меры в рамках сценария (В) ориентированы на стимулирование технологической модернизации и адаптации нефтяного сектора к условиям энергетического перехода. Здесь усилия должны быть направлены на развитие национальной системы торговли квотами на выбросы, создание налоговых стимулов для нефтегазохимических и низкоуглеродных проектов, а также модернизацию нефтеперерабатывающих предприятий для выпуска продукции более высоких экологических стандартов. Сценарий соответствует положениям «гипотезы Портера», согласно которой экологическое регулирование способно стимулировать технологические инновации и повышение долгосрочной конкурентоспособности экономики [198].

Сценарий С отражает ускорение глобального энергоперехода на фоне неблагоприятной экономической конъюнктуры и жесткого климатического

регулирования. Для Казахстана этот путь означает удорожание добычи и падение спроса на углеводороды. Углеродные налоги и новые экологические стандарты повышают себестоимость нефти, снижая её конкурентоспособность. Инвестиционная активность падает: геологоразведка сворачивается, а капитал перетекает в низкоуглеродные проекты. Для Казахстана с его зависимостью бюджета от экспорта сырья этот сценарий сопряжен с рисками замедления промышленного роста и нарастания проблем диверсификации экономики. Приоритетом при данном сценарии должны стать развитие нефтегазохимии, водородных технологий и переподготовка кадров в добывающих регионах, где неизбежно сократится занятость.

Сценарий D – наиболее пессимистичный вариант. Он формируется при одновременном влиянии технологического отставания, геополитической нестабильности, кризиса и слабого климатического регулирования (падение показателей F_1-F_3). Отрасль теряет способность к адаптации к внешним изменениям и потрясениям, а объем добычи нефти снижается из-за истощения месторождений и дефицита инвестиций. Высокая волатильность цен (X_5), санкции и отсутствие технологий тормозят модернизацию сектора. Растет износ инфраструктуры и риск аварий, в то время как низкая рентабельность НПЗ грозит дефицитом топлива на внутреннем рынке. Эти проблемы приведут также к оттоку специалистов. При наступления этого сценария необходимо принять такие антикризисные меры, как поддержка устойчивости, диверсификации маршрутов экспорта, регулирование рынка нефтепродуктов и локализация производства оборудования.

Выводы: Долгосрочное развитие нефтяного рынка Казахстана зависит от баланса внешних трендов и внутренних возможностей отрасли. Использование авторской сценарной матрицы, основанной на факторно-регрессионной модели F_1-F_3, позволило рассмотреть альтернативные траектории развития отрасли в условиях технологической, климатической и геополитической неопределённости.

Согласно полученным результатам, инерционная модель сохраняет доходы в краткосрочной перспективе, но усугубляет риски в долгосрочной. Быстрый же энергопереход грозит падением инвестиций, снижением добычи и обесценением активов. Оптимальным выбором становится сбалансированный энергопереход - постепенная адаптация к экологическим стандартам без резкого сжатия сектора. Здесь ключевые задачи - развитие нефтегазохимии, глубокая переработка и внедрение низкоуглеродных решений. Главным фактором становится не объем запасов, а скорость адаптации к изменениям мировой энергетики, что требует гибкой институциональной политики и технологического обновления.

Разработанная сценарная матрица обеспечивает учет неопределенности внешней среды и позволяет формировать гибкие механизмы адаптации нефтяной отрасли к различным траекториям трансформации мирового рынка.

3.2 Приоритетные направления повышения экспортного и производственного потенциала нефтяной отрасли на основе ее диверсификации

Согласно проведенному в предыдущей главе диссертации сценарному анализу, перспективы нефтяной отрасли Казахстана выходят за рамки наращивания добычи. Модель, где главным показателем успеха выступал объем экспорта сырья, исчерпала себя – в настоящее время ключевым фактором становится не масштаб ресурсной базы, а способность экономики интегрировать сырье в глубокие производственные цепочки.

Трансформация мирового энергорынка не снижает ценность нефти как базового компонента для промышленности. Углеводороды остаются основой для производства высокотехнологичных материалов, используемых в машиностроении, строительстве, электронике и медицине. Поэтому стратегический приоритет нефтедобывающих стран смещается от продажи сырья к выпуску продукции высоких переделов. Для Казахстана этот переход критически важен. Обладая крупными запасами и развитой инфраструктурой, страна пока не конвертировала эти факторы в масштабную переработку. Добавленная стоимость от последующих переделов формируется за рубежом, что закрепляет сырьевую зависимость и тормозит индустриальное развитие. В этой связи развитие нефтегазохимии может стать одним из ключевых механизмов изменения отечественного нефтяного комплекса. Иначе говоря, речь идёт не о простом увеличении объёма переработки, а о переходе от сырьевой модели использования нефти и газа к промышленной модели их комплексного освоения.

Необходимость такого перехода неоднократно фиксировалась в программных документах Республики Казахстан. Начиная с 2000-х гг. вопросы развития химической, нефтехимической, газовой и нефтеперерабатывающей отраслей последовательно отражались в государственных программах и стратегиях. К их числу относятся Программа восстановления и развития химической и нефтехимической промышленности на 2001-2010 гг. [51], Стратегия индустриально-инновационного развития на 2003-2015 гг. [47], Программа развития газовой отрасли на 2004-2010 гг. [52], Программы развития нефтехимической промышленности на 2004-2010 и 2008-2013 гг. [52, 53], Государственная программа форсированного индустриально-инновационного развития (ГПФИИР) на 2010-2014 гг. [48], положившая начало первому этапу современной политики индустриализации, а также последующие программы индустриально-инновационного развития, принятые на периоды 2015-2019 гг. [199] и 2020-2025гг. [200]. В более поздний период данное направление было продолжено в документах, определяющих развитие газовой, нефтегазохимической и нефтеперерабатывающей отраслей, включая Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022-2026 гг. [54]; Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2025-2029 гг. [54], Комплексный план по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023-2027 гг. [55]; План

энергоэффективности и бережного потребления газа на 2023-2025 гг. [56]; Генеральная схема газификации РК на 2023-2030 гг. [60]; Концепции развития нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на 2025-2040 гг. [3].

Вместе с тем само наличие программных документов ещё не означает, что структурная перестройка нефтяной отрасли фактически завершена. В казахстанской экономике добывающий сегмент по-прежнему занимает доминирующее положение, тогда как нефтепереработка и нефтегазохимия развиваются медленнее и пока не дают сопоставимого вклада ни в экспортную выручку, ни в расширение промышленной базы страны. Поэтому вопрос состоит не только в признании необходимости диверсификации, но и в выборе тех направлений, которые способны обеспечить наибольший производственный эффект при существующих ресурсных, технологических и инфраструктурных условиях.

Для такой оценки недостаточно исходить только из объёма сырья, предполагаемого размера инвестиций или возможной экспортной выручки. Эти показатели не отражают главного: способности проекта трансформировать структуру нефтяного комплекса. В исследовании приоритеты структурной диверсификации определяются по следующим критериям:

- устойчивость мирового спроса на конечный продукт;
- прирост добавленной стоимости на каждом этапе переработки;
- доступность и локализация сырьевой базы;
- потенциал импортозамещения и экспортный потенциал;
- технологическая и инфраструктурная реализуемость.

На основе этих критериев выделяются три ключевых направления:

1) Развитие нефтегазохимии на базе попутного нефтяного газа и углеводородных фракций с выходом на выпуск базовых полимеров и готовых изделий.

2) Углубление вторичной нефтепереработки для сокращения экспорта продукции низких переделов (мазута и остаточных фракций).

3) Извлечение ценных металлов и сопутствующих компонентов из тяжелой нефти и ее остатков.

Эти направления не следует рассматривать как равнозначные. Основное звено – нефтегазохимия, соединяющая добычу с выпуском высокомаржинальной продукции и расширением экспорта. Углубление переработки выступает технологическим базисом для рационального использования сырья. Извлечение металлов играет вспомогательную роль, повышая комплексность освоения тяжелой нефти. В такой логике диверсификация становится не набором точечных проектов, а системной трансформацией нефтяной отрасли.

В мировой практике нефтегазохимия считаются драйвером промышленного роста. Ее главная ценность – создание устойчивых межотраслевых связей со строительством, медициной, автопромом и электротехникой. За счет этого спрос на полимерную продукцию формируется в широком контуре потребительского и индустриального рынка, а не только внутри ТЭК. Эта особенность

принципиально важна в условиях энергетического перехода. Топливное использование нефти постепенно сталкивается с экологическими, технологическими и регуляторными ограничениями, тогда как спрос на материалы нефтегазохимического происхождения сохраняет более устойчивый характер. Полимеры, синтетические материалы, каучуки, химические полуфабрикаты и изделия на их основе применяются практически во всех секторах современной экономики. В результате глубокая переработка углеводородного сырья становится для нефтедобывающих стран способом не только сохранить значение ресурсной базы, но и изменить характер участия в мировых производственных цепочках.

Масштаб данного направления подтверждается динамикой мирового рынка. По оценкам международных организаций, объём мирового рынка нефтегазохимической продукции уже превышает 2 трлн долл. США и продолжает увеличиваться. За последние десятилетия нефтехимическая продукция стала одним из базовых элементов современной промышленности: потребление термопластиков за сорок лет возросло более чем в семь раз, а в странах Западной Европы и США ежегодное потребление полимеров достигает порядка 140 кг на человека [201]. Эти показатели показывают, что речь идёт не о краткосрочном расширении отдельного сегмента, а о сформировавшейся материальной основе промышленного развития.

Темпы развития нефтегазохимической отрасли также указывают на её долгосрочную устойчивость. Если среднегодовой рост мирового ВВП до 2030 г. оценивается примерно в 3%, то соответствующий показатель для нефтехимического сектора составляет около 4,4%. Согласно прогнозам, мировой спрос на основные виды полимерной продукции к 2030 г. увеличится примерно на 40%, а к 2050 г. - на 60-65% [95]. ост спроса сопровождается значительной инвестиционной активностью: с 2014 г. в строительство новых нефтехимических мощностей и модернизацию действующих предприятий было направлено около 120 млрд долл. США, более 70% которых пришлось на Китай и США [94]. Показательно, что расширение нефтегазохимических мощностей происходит не только в странах, обладающих крупной сырьевой базой. Высокие темпы развития данного сектора демонстрируют Иран, Катар и страны Азиатско-Тихоокеанского региона; одновременно нефтехимические производства активно развиваются и в государствах, ориентированных преимущественно на выпуск продукции высоких переделов [48]. Это означает, что конкурентное преимущество в нефтяной отрасли всё в большей степени определяется не только доступом к сырью, но и способностью выстраивать технологически связанные цепочки переработки, обеспечивать выпуск продукции с более высокой добавленной стоимостью и закрепляться на растущих товарных рынках.

По наиболее сдержанным прогнозным оценкам, к 2050 г. мировое производство базовой нефтехимической продукции может достигнуть около 1 млрд т в год, причём примерно половина этого объёма будет приходиться на страны Азиатско-Тихоокеанского региона [100]. Для Казахстана данная тенденция имеет прямое значение. При сохранении сырьевой ориентации страна

остаётся зависимой от ценовой конъюнктуры рынка нефти, тогда как развитие нефтегазохимии позволяет использовать углеводородную базу в более сложной промышленной форме. Поэтому нефтегазохимическое направление должно рассматриваться не как дополнение к добыче, а как основной канал превращения сырьевого потенциала в экспортный и производственный потенциал более высокого уровня.

Аналогичные тенденции прослеживаются и в странах СНГ. В Узбекистане в 2016 г. был введён в эксплуатацию Устюртский газохимический комплекс, в Туркменистане в 2018 г. начал работу газохимический комплекс по производству полиэтилена и полипропилена, в России в 2019-2020 гг. были реализованы и начаты крупные проекты в сфере производства полимерной продукции, включая «Запсибнефтехим» и Амурский газохимический комплекс [82]. Эти примеры показывают, что развитие нефтегазохимии становится не локальной отраслевой задачей, а одним из направлений укрепления конкурентоспособности нефтегазовых экономик через расширение переделов и выпуск продукции с более высокой добавленной стоимостью.

В отличие от стран, где химическая и нефтегазохимическая промышленность уже стали заметной частью обрабатывающего сектора, в Казахстане их вклад в национальную экономику остаётся ограниченным. За последнее десятилетие химическая промышленность формировала около 1% ВВП страны, тогда как в Китае данный показатель достигает 11,5%, в Южной Корее - 8,7%, в России - 6,9%, в Бразилии - 5,6%, в Индии - 3,9%. Ещё более низким остаётся вклад собственно нефтегазохимического сектора: по имеющимся оценкам, он составляет около 0,1% ВВП Республики Казахстан [115]. Эти цифры указывают на его слабую интеграцию в глубокую промышленную переработку.

Ограниченность внутреннего производства видно из структуры потребления: Казахстан критически зависит от импорта химической и нефтегазохимической продукции, за счет которого закрывается до 94% спроса [202]. Крупные нефтегазовые операторы ежегодно закупают химию более чем на 40 млрд тенге, причем 80% этого объема импортируется. Из общего рынка химической продукции страны на ввоз из-за рубежа приходится 79% (около 1,7 трлн тенге) [203]. Главная проблема отечественной нефтегазохимии заключается в поглощении отечественного рынка внешними поставщиками. Внутренний спрос уже сформирован и создает емкую нишу. Это означает, что потенциальная база для импортозамещения существует до начала реализации крупных экспортных проектов. Наиболее наглядно данная зависимость прослеживается по торговому балансу основных полимеров первичных форм, приведённому в Таблица 28.

Структура торгового баланса показывает, что рост экспорта отдельных видов полимерной продукции пока не изменил общей зависимости внутреннего рынка от внешних поставок. Несмотря на увеличение экспортных показателей по ряду позиций, отрицательное сальдо по группе «Пластмассы и изделия из них» сохраняется на высоком уровне. Особенно заметный дефицит приходится

на полимеры этилена, полиацетали, полиэфиры, акриловые полимеры и другие продукты, используемые в последующей промышленной переработке. Иными словами, Казахстан импортирует не только готовые изделия, но и значительную часть базового сырья для дальнейших производственных цепочек.

Таблица 28 - Торговый баланс основных полимеров первичных форм Казахстана, млн долл. США

	Название полимеров	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	Среднегодовой темп роста (2005-2023)
ЭКСПОРТ	*Всего пластмасса и изделия из них*	10,4	43,6	84,4	118,5	188,4	257,3	368,8	21,9
	Полимеры пропилена или прочих олефинов в первичных формах	0,0	16,0	24,2	21,5	43,8	42,9	87,0	56,3
	Полиацетали, полиэфиры простые прочие и смолы эпоксидные в первичных формах	0,1	0,1	3,4	3,1	7,4	19,6	24,4	37,1
	Акриловые полимеры в первичных формах	0,0	0,2	0,2	2,1	4,3	8,9	15,2	70,7
	Амино-альдегидные смолы, феноло-альдегидные смолы и полиуретаны в первичных формах	0,0	0,0	0,2	0,7	2,2	8,8	10,4	48,9
	Полимеры винилацетата или прочих сложных виниловых эфиров, в первичных формах	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	7,0	10,1	55,3*
	Полимеры этилена в первичных формах	0,1	0,0	2,7	1,9	4,1	6,4	6,8	27,4
	Полимеры винилхлорида или прочих галогенированных олефинов, в первичных формах	0,0	0,0	10,3	4,3	29,8	25,2	3,8	-11,7**
	Полимеры стирола в первичных формах	0,9	0,0	0,0	0,3	1,5	1,7	1,0	0,7
ИМПОРТ	*Всего пластмасса и изделия из них*	432,0	783,0	1093,4	1254,8	1730,6	2118,2	2087,3	9,1
	Полимеры этилена в первичных формах	44,0	121,6	149,9	164,1	259,3	299,4	289,1	11,0
	Полиацетали, полиэфиры простые прочие и смолы эпоксидные в первичных формах	21,7	94,8	101,3	97,3	133,1	213,9	187,9	12,7
	Полимеры винилхлорида или прочих галогенированных олефинов, в первичных формах	19,5	29,0	51,8	54,7	104,5	110,1	69,0	7,3
	Акриловые полимеры в первичных формах	6,4	15,9	25,1	42,4	53,4	74,4	60,3	13,3
	Полимеры пропилена или прочих олефинов в первичных формах	12,2	23,8	35,1	50,2	76,1	78,3	53,5	8,6
	Амино-альдегидные смолы, феноло-альдегидные смолы и полиуретаны в первичных формах	4,9	9,4	14,4	16,7	23,7	41,5	45,0	13,1
	Полимеры стирола в первичных формах	6,5	20,5	26,9	23,0	44,7	42,4	34,1	9,7
	Полимеры винилацетата или прочих сложных виниловых эфиров, в первичных формах	5,7	7,7	8,9	8,2	10,3	16,7	17,1	6,3

Продолжение таблицы 28

САЛЬДО	*Всего пластмасса и изделия из них*	-421,5	-739,4	-1008,9	-1136,3	-1542,1	-1860,9	-1718,5	8,1
	Полимеры пропилена или прочих олефинов в первичных формах	-12,2	-7,9	-10,9	-28,6	-32,3	-35,5	33,5	
	Полиацетали, полиэфиры простые прочие и смолы эпоксидные в первичных формах	-21,6	-94,7	-97,9	-94,2	-125,7	-194,3	-163,5	11,9
	Акриловые полимеры в первичных формах	-6,4	-15,7	-25,0	-40,3	-49,2	-65,5	-45,1	11,4
	Амино-альдегидные смолы, феноло-альдегидные смолы и полиуретаны в первичных формах	-4,9	-9,4	-14,3	-16,0	-21,5	-32,7	-34,7	11,5
	Полимеры винилацетата или прочих сложных виниловых эфиров, в первичных формах	-19,5	-29,0	-41,6	-50,4	-74,7	-84,9	-65,2	6,9
	Полимеры этилена в первичных формах	-43,9	-121,6	-147,2	-162,2	-255,3	-292,9	-282,3	10,9
	Полимеры винилхлорида или прочих галогенированных олефинов, в первичных формах	-5,7	-7,7	1,4	-3,9	19,5	8,6	-13,3	4,8
	Полимеры стирола в первичных формах	-5,6	-20,5	-26,9	-22,6	-43,2	-40,7	-33,0	10,4

* среднегодовой темп роста просчитан с периода 2010-2023 гг.
** среднегодовой темп роста просчитан с периода 2015-2023 гг.
Примечание – составлено автором на основе данных [96]

Такой результат имеет принципиальное значение для оценки перспектив нефтегазохимии. Внутренний рынок уже содержит устойчивый платёжеспособный спрос, однако основная часть этого спроса удовлетворяется за пределами национальной промышленной системы. Следовательно, развитие нефтегазохимического производства должно рассматриваться не только как экспортный проект, но и как способ замещения сложившегося импорта, расширения внутренней переработки и формирования базы для последующего выхода на внешние рынки.

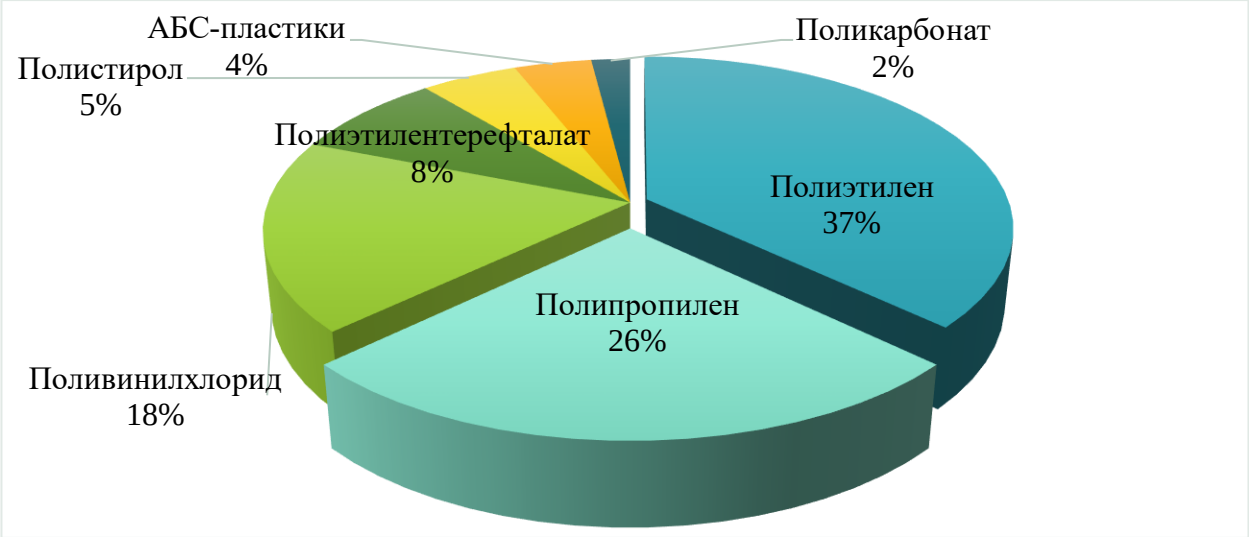
Экспорт нефтехимической продукции Казахстана пока не имеет масштаба, сопоставимого с сырьевым экспортом. Основную его часть составляют пластмассы и изделия из них, по которым валютная выручка в последние годы находилась примерно в пределах 260-370 млн долл. США, то есть составляла лишь около 0,3-0,5% совокупного экспорта страны. В структуре поставок наиболее заметное место занимают полимеры пропилена, относящиеся к базовому сырью нефтегазохимической промышленности. Их рост особенно проявился в 2023 г., когда экспорт полипропилена увеличился более чем в два раза, а положительное сальдо по данной позиции достигло 33,5 млн долл. США. Данная динамика связана прежде всего с вводом в эксплуатацию завода Kazakhstan Petrochemical Industries Inc. по производству полипропилена в 2022 г.

Появление крупного базового производства уже отразилось на внешнеторговых показателях. После длительного роста отрицательного сальдо по группе «Пластмассы и изделия из них» в 2023 г. было зафиксировано его сокращение примерно на 8% по сравнению с предыдущим годом. Однако этот результат пока не меняет общей картины: за последнее десятилетие дефицит торгового баланса по нефтехимической продукции Казахстана ежегодно

составлял от 1 до 2 млрд долл. США. Следовательно, отдельное производство базового полимера способно улучшить показатели по конкретной товарной позиции, но не устраняет зависимость от импорта по всей цепочке нефтегазохимической продукции.

Наиболее уязвимым направлением остаются полимеры этилена. На них приходится около 14% совокупного импорта пластмасс и изделий из них, тогда как их доля в казахстанском экспорте составляет лишь порядка 2% [60]. Такая асимметрия особенно показательна, поскольку полиэтилен относится к числу наиболее массовых и универсальных полимерных материалов. Он используется в строительстве, медицине, машиностроении, упаковочной индустрии, производстве бытовых товаров и других отраслях, а потому формирует устойчивый спрос как со стороны промышленности, так и со стороны потребительского рынка.

Значение полиэтилена подтверждается и мировой структурой потребления базовых полимеров: на его долю приходится около 37% спроса. В совокупности полиэтилен, полипропилен и поливинилхлорид формируют более 80% мирового спроса на полимерную продукцию (рисунок 7). Это обстоятельство важно для Казахстана не только с точки зрения импортозамещения. Оно показывает, что развитие производств базовых полимеров может стать исходной основой для последующего расширения переработки и выпуска готовых изделий с более высокой добавленной стоимостью (Рисунок 7).



Примечание – составлено автором на основе данных [204]

Рисунок 7 - Структура мирового рынка спроса на полимеры

Широкое применение полиэтилена, полипропилена и поливинилхлорида объясняет их устойчивое положение в структуре мирового спроса. Эти материалы используются не в одной отрасли, а в нескольких крупных сегментах промышленности и потребления: строительстве, упаковке, транспорте, машиностроении, медицине, коммунальной инфраструктуре. Поэтому развитие

производств базовых полимеров имеет значение не только как самостоятельное направление нефтегазохимии. Оно создаёт исходную материальную основу для последующих переделов, включая выпуск плёнок, труб, упаковочных материалов, строительных деталей, технических изделий и другой продукции с более высокой добавленной стоимостью.

Прогнозы международных аналитических компаний Platts и IHS показывают, что спрос на базовые полимеры в долгосрочной перспективе будет расти быстрее, чем ввод новых мощностей. По полипропилену ожидается увеличение мирового спроса с 62 млн т в 2015 г. до 98 млн т к 2030 г., тогда как предложение, по тем же оценкам, возрастёт с 73 млн т до 90 млн т. Сходная картина прогнозируется и по полиэтилену: спрос может увеличиться с 90 млн т до 161 млн т, при росте предложения с 93 млн т до 121 млн т [57]. Данные оценки важны не сами по себе, а в связи с тем, что они показывают наличие устойчивой внешней рыночной ниши для стран, способных развивать производство базовых полимеров и последующую переработку.

Для Казахстана это обстоятельство имеет прикладное значение. Внутренний рынок уже испытывает потребность в полимерной продукции, значительная часть которой покрывается импортом, а внешний рынок сохраняет спрос на базовые и переработанные полимерные материалы. Поэтому развитие нефтегазохимии может одновременно решать две задачи: замещать часть импортных поставок и формировать дополнительную экспортную номенклатуру. В отличие от сырой нефти, где страна выступает преимущественно поставщиком первичного ресурса, производство полимеров позволяет включить углеводородное сырьё в более длинную промышленную цепочку.

Производственная логика такого перехода связана прежде всего с использованием низших олефинов, в первую очередь этилена и пропилена. Около половины производимого в мире этилена направляется на выпуск полиэтилена; остальная часть используется для получения винилхлорида, окиси этилена, этилбензола и других нефтехимических продуктов. В структуре конечного потребления этилена преобладает производство пластмасс, на которое приходится около 65-70%; производные этиленгликоля занимают порядка 10%, растворители и синтетические волокна - около 5% каждый, остальные направления формируют совокупно 10-15% [205]. Такая структура показывает, что этилен является не узкоспециализированным продуктом, а базовым звеном целого ряда нефтегазохимических цепочек.

Наряду с этиленом ключевое значение имеет пропилен, используемый при производстве полипропилена, пропиленгликоля, изопропанола, акрилонитрила, глицерина, оксоспиртов и других химических соединений. Выход олефинов зависит от состава исходного сырья и технологического режима переработки. По имеющимся оценкам, при переработке 1 млн $м^3$ попутного газа месторождений Тенгиз, Карачаганак и Кашаган методом пиролиза возможно получение около 200 т этана. Его последующее дегидрирование позволяет произвести порядка 130 т этилена, из которого в дальнейшем может быть получено около 85 т

полиэтилена и 60 т полистирола [52]. Кроме того, при пиролизе углеводородного сырья образуется бутадиен, используемый в производстве синтетического каучука. Следовательно, даже один технологический элемент переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) способен формировать несколько направлений последующего промышленного использования.

Для Казахстана принципиально то, что необходимые для этих цепочек компоненты не являются внешним ресурсом. Этан, пропан, бутан и другие лёгкие углеводороды содержатся в составе попутного нефтяного газа крупных казахстанских месторождений. Их вовлечение в переработку позволяет рассматривать ПНГ не только как топливо или ресурс для обратной закачки, но и как сырьевую основу нефтегазохимического производства. Состав попутного нефтяного газа и содержание лёгких углеводородных компонентов в нефти отдельных месторождений Казахстана представлены в Таблица 29.

Таблица 29 – Состав газов, растворенных в казахстанской нефти, %

Индивидуальные углеводороды	Тенгиз	Карачаганак	Кашаган	Прорва Центральная и Восточная	Кумколь
Метан	54,84	69,80	57,66	88,18-88,38	56,75-77,92
Этан	10,80	9,00	11,49	3,51-3,72	9,01-14,05
Пропан	5,89	4,20	5,99	2,84-3,25	4,24-10,17
изо-Бутан	1,21	2,80	9,46	1,58-4,42	1,24-4,75
н-Бутан	2,56			0,97-1,09	
изо-Пентан	1,05	1,50	н/д	н/д	0,77-1,01
н-Пентан	0,92		н/д	н/д	
Азот	1,10	0,90	1,34	0,78-1,3	4,10-10,70
Сероводород	16,46	5,00	16,12	н/д	0,02-0,07
Примечание – составлено автором на основе данных [86, 88, 105]					

Состав газов, приведённый в таблице 29, показывает, что крупные казахстанские месторождения располагают не только топливным, но и нефтегазохимическим сырьём. Наибольшее значение в этом отношении имеют этан, пропан и бутан, поскольку именно они используются для получения олефинов, базовых полимеров, синтетических каучуков и других продуктов последующей переработки. Следовательно, ценность попутного нефтяного газа определяется не только его энергетическим использованием, но и возможностью включения лёгких углеводородных фракций в более длинные производственные цепочки.

Масштаб такой сырьевой базы для Казахстана достаточно значителен. Около 60% добываемого в стране газа приходится на попутный нефтяной газ; при этом порядка 80% его общего объёма, или около 28 млрд $м^3$, обеспечивается месторождениями Карачаганак, Кашаган, Тенгиз и Жанажол [3, 57]. Концентрация этих ресурсов на ограниченном числе крупных месторождений имеет самостоятельное значение: она облегчает формирование

производственных узлов, связанных с газосепарацией, подготовкой сырья и последующей нефтегазохимической переработкой.

Общая ресурсная база также подтверждает наличие предпосылок для развития данного направления. По запасам газа Казахстан занимает 22-е место в мире и 3-е место среди стран СНГ после России и Туркменистана. Согласно данным Государственной комиссии по запасам, извлекаемые запасы газа составляют 3,8 трлн $м^3$, из которых 2,2 трлн $м^3$, или 58%, приходятся на попутный газ, а 1,6 трлн $м^3$, или 42%, - на природный газ. Около 98% разведанных запасов сосредоточено в западных регионах страны, причём 87% приходится на крупные нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения: Тенгиз, Кашаган и Карачаганак [57].

Следовательно, ключевое ограничение связано не с отсутствием сырья, а с недостаточной степенью его вовлечения в последующие стадии промышленной переработки. Современные технологии позволяют использовать попутный нефтяной газ месторождений Тенгиз, Кашаган и Карачаганак не только как энергетический ресурс или средство поддержания пластового давления, но и как основу для производства олефинов, полимеров и другой экспортно-ориентированной продукции. Именно в этом состоит практическое значение нефтегазохимического направления для структурной диверсификации нефтяной отрасли Казахстана.

Лёгкие газовые фракции образуют несколько направлений последующей переработки. Этан и пропан служат основой для получения этилена и пропилена, которые далее используются при производстве полиэтилена, полипропилена и изделий из пластмасс. Бутаны, пентаны и другие компоненты углеводородного сырья могут вовлекаться в производство бутадиена, изопрена, стирола и других мономеров, необходимых для выпуска синтетических каучуков и резинотехнической продукции. Дополнительную товарную стоимость формируют сопутствующие продукты переработки, включая серу и сухой газ. Тем самым переработка попутного нефтяного газа не ограничивается выпуском одного-двух базовых продуктов, а способна формировать более разветвлённую систему нефтегазохимических переделов.

Экономическое значение такой переработки можно оценить через сопоставление нескольких вариантов использования попутного газа: от реализации базовых газовых фракций до выпуска нефтегазохимических полупродуктов, полимеров и готовых изделий из них. Соответствующие показатели приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Варианты экономических результатов переработки попутного газа

Извлечение продукции при переработке газа в объеме – 28 млрд м^3											
I вариант – Базовое сырье (газы)			II вариант –НГХ полупродукты (олефины, ароматика)			III вариант – Продукты НГХ (полимеры, полимерное сырье)			IV вариант – Изделия из полимеров (готовые товары из полимеров и полимерного сырья)		
Продукты переработки	Кол-во продук., тыс.т	Стоимость продук., млн долл.	Продукты переработки	Кол-во продук., тыс.т	Стоимость продук., млн долл.	Продукты переработки	Кол-во продук., тыс.т	Стоимость продук., млн долл.	Выход готовых изделий	Кол-во продук., тыс.т	Стоимость продук., млн долл.
Этан	2880,0-3680,0	288-368	Этилен	1872,0-2392,0	1498-1914	Полиэтилен	1216,8-1554,8	1217-1555	Изделия для упаковки и транспортировки, детали для строительства, фурнитура для мебели, товары народного потребления	3747-5272	8243-11598
Пропан	1344,0-1920,0	175-250	Пропилен	268,8-384,0	269-384	Полипропилен	255,4-364,8	319-456			
Бутан	384,0-3040,0	38-304	Винилхлорид	1684,8-2152,8	1348-1722	Полистирол	861,1-1100,3	1292-1650			
Широкая фракция лёгких углеводородов	320,0-3040,0	48-456	Бутадиен	153,6-1216,0	169-1338	Поливинил-хлорид	1516,3-1937,5	1516-1938			
Сера гранулированная	1600,0-5280,0	160-528	Изопрен	49,3-212,8	64-277	полиэтилентерефталат /ТФК	315,0	473			
Сухой газ	10560,0-16000,0	1056-1600	Параксилол	392,0	431	Синтетичес-кий каучук	92,2-729,6	212-1678	Шины для легковых и грузовых автомобилей	92-730	340-2701
						Сера гранулированная	2112,0-6969,6	211-697			
						Сухой газ	1478,4-2240,0	148-224			
Итого		**1727-3202**			**3778-6065**			**5388-8670**			**8583-14299**
Примечание – составлено автором на основе источников [23, 52, 96]											

Расчётные данные таблицы 30 позволяют оценить, как меняется стоимость продукции при переходе от первичного использования попутного нефтяного газа к более глубоким стадиям его переработки. При реализации ПНГ преимущественно в качестве базового газового сырья потенциальный экономический эффект составляет 1,7-3,2 млрд долл. США. Переход к нефтегазохимическим продуктам увеличивает данный показатель до 5,4-8,7 млрд долл. США. Максимальный результат формируется на стадии выпуска готовых изделий из полимеров, где совокупная стоимость продукции может достигать 8,6-14,3 млрд долл. США.

Разница между вариантами особенно заметна при сопоставлении расчётных диапазонов. Выпуск нефтегазохимических полупродуктов увеличивает стоимость продукции более чем вдвое по сравнению с базовым газовым вариантом; производство полимеров даёт прирост примерно в 2,7-3,1 раза, а переход к готовым изделиям - в 4,5-5 раз. Следовательно, основной экономический эффект возникает не на стадии извлечения и первичной реализации сырья, а в последующих звеньях - при полимеризации и переработке полимеров в готовую продукцию. Отсюда вытекает важный для Казахстана вывод: производство базовых полимеров не должно рассматриваться как конечная цель нефтегазохимического развития, поскольку его значение состоит в создании основы для более длинной и доходной производственной цепочки.

Эта зависимость прослеживается и на уровне стоимости единицы продукции. Средняя стоимость одной тонны фракций ПНГ находится примерно в пределах 100-150 долл. США, тогда как олефины и ароматические углеводороды оцениваются уже в 800-1300 долл. США за тонну. Полимерная продукция достигает уровня 1000-1500 долл. США за тонну, а отдельные виды готовых изделий, включая упаковочные материалы, начинаются примерно от 2000 долл. США за тонну. Выпуск нефтегазохимических полупродуктов и конечной продукции требует высокого удельного расхода сырья: на производство 1 т готовой продукции уходит от 1,5 до 4,0 т углеводородов. Поэтому для нефтяного сектора Казахстана определяющим фактором становится глубина переработки, а не объем добычи.

Область применения полимеров охватывает широкий спектр отраслей – от упаковки, труб и строительных конструкций до специализированных промышленных изделий. По авторским расчётам, замещение импорта только базовых пластиковых изделий потребует порядка 500 тыс. т полимеров общей стоимостью 1,1 млрд долл. США. Оценка не включает потенциальный спрос со стороны фармацевтики, машиностроения, электротехники и оборонно-промышленного комплекса. Следовательно, фактическая ёмкость внутреннего рынка может быть выше приведённой оценки. Основные виды готовых изделий из пластмасс, импортируемых Казахстаном в 2024 г., представлены в таблице 31.

Таблица 30 - Готовые товарные изделия, получаемые из полимеров всех видов

Наименование товара	Объём, т	Цена за 1т, в долл.	Итого, тыс. долл.
Плиты, листы, пленка и полосы или ленты	160 000	2500	400000
Изделия для транспортировки или упаковки товаров, из пластмасс	114 000	2000	228000
Строительные детали из пластмасс	49 500	2000	99000
Трубы, трубки, шланги и их фитинги из пластмасс	38 500	3500	134750
Покрытия для пола из пластмасс, самоклеящиеся или несамоклеящиеся	33 000	2000	66000
Пластиковая посуда и приборы кухонной принадлежности	32 600	2500	81500
Мононить, прутки, стержни и профили	18 200	2000	36400
Ванные и душевые изделия из пластмасс	10 000	4000	40000
Крепежные изделия и фурнитура для мебели, транспортных средств или аналогичные изделия из пластмасс	4050	2000	8100
Статуэтки и изделия декоративные прочие из пластмасс	3200	2500	8000
Канцелярские или школьные принадлежности из пластмасс	3200	1500	4800
Одежда и принадлежности к одежде из пластмасс	2050	3500	7175
Отходы, обрезки и скрап, из пластмасс	300	400	120
Итого	*468 600*		*1113845*
Примечание – составлено автором на основе данных [96]			

В структуре импорта готовых изделий из пластмасс преобладают товарные группы массового промышленного и потребительского назначения: плиты, листы, плёнки, упаковочные изделия, строительные материалы, пластиковые трубы и фитинги. Эти позиции используются не в узком сегменте, а в строительстве, коммунальной инфраструктуре, промышленности, торговле и бытовом потреблении. Поэтому их импорт отражает не случайный дефицит отдельных товаров, а устойчивую зависимость внутреннего рынка от внешних поставок продукции последующих переделов.

Даже частичное замещение импорта по рассмотренным группам требует около 500 тыс. т полимерной продукции общей стоимостью свыше 1 млрд долл. США. При этом расчёт не охватывает потребности фармацевтической промышленности, машиностроения, электротехники, производства продукции специального назначения и ряда других отраслей, где также используются полимерные материалы. Следовательно, реальная ёмкость внутреннего рынка шире, чем сумма позиций, отражённых в таблице 31.

Сопоставление таблиц 30 и 31 позволяет уточнить масштаб возможного производственного эффекта. Потенциальный выпуск готовых изделий из полимеров в объёме 3747-5272 тыс. т в 8-11 раз превышает текущий импорт рассматриваемых товарных групп, составляющий 468,6 тыс. т. Даже расчётный

выпуск полиэтилена в пределах 1216,8-1554,8 тыс. т превышает оценочную потребность в 500 тыс. т полимерного сырья примерно в 2,4-3,1 раза. Это соотношение показывает, что главным ограничителем выступает не сырьевая база, а недостаточное развитие последующих переделов, производственной инфраструктуры и устойчивых кооперационных связей.

Из этого следует прикладной вывод для оценки приоритетов нефтегазохимического развития. Внутренний рынок Казахстана может служить начальной базой для загрузки создаваемых производств и снижения импортной зависимости, однако его объём не исчерпывает потенциальные возможности формируемого нефтегазохимического комплекса. После насыщения внутреннего спроса дальнейшее расширение производства должно быть связано с экспортом полимерного сырья, полуфабрикатов и готовых изделий в страны Центральной Азии, ЕАЭС, Китай и другие соседние рынки.

Вопрос сырьевой базы при такой постановке приобретает особое значение. В мировой практике природный и попутный нефтяной газ давно рассматриваются как эффективное сырьё для нефтегазохимии. Использование газовых фракций позволяет снизить зависимость нефтехимического производства от бензиновых фракций, расширить комплексное использование добываемых углеводородов и обеспечить более устойчивое снабжение перерабатывающих мощностей исходным сырьём [206]. Для Казахстана этот подход особенно важен, поскольку значительная часть потенциального сырья для нефтегазохимии сосредоточена именно в попутном нефтяном газе крупных месторождений.

В Казахстане добыча попутного нефтяного газа распределена между большим числом недропользователей. По имеющимся данным, её осуществляют 79 отечественных и иностранных компаний, включая АО НК «КазМунайГаз» и АО НК QazaqGaz. Однако в газотранспортную систему для внутреннего рынка и экспорта газ поставляют лишь около 23 предприятий, примерно 29% от их общего числа. Транспортировка и реализация товарного газа фактически сосредоточены в системе QazaqGaz [207]. Подобное положение дел свидетельствует о том, что наличие значительных объёмов ПНГ ещё не обеспечивает его промышленного использования. Для большинства нефтедобывающих компаний более рациональной с текущей экономической точки зрения остаётся обратная закачка газа в пласт, поскольку она позволяет поддерживать пластовое давление и увеличивать добычу жидких углеводородов. Кроме того, при текущей ценовой модели поставки на внутренний рынок и переработка остаются нерентабельными. Это и объясняет ничтожно малую долю нефти и газа, направляемую в отечественную нефтегазохимию, которая превышает 1,5% от общего потребления [115].

В целом, проблема использования ПНГ носит не столько технологический, сколько институционально-ценовой характер. С одной стороны, очистка и переработка высокосернистого газа требуют высоких капитальных затрат и соблюдения жестких экологических норм. С другой – низкие регулируемые цены внутреннего рынка не стимулируют инвестиции в переработку. На этом фоне

около 60% ПНГ закачивается в пласт, 21% сжигается на технологические нужды и генерацию электроэнергии, и лишь 19% направляется на переработку (преимущественно топливного профиля, а не химического) [82]. Действующая система стимулов заставляет недропользователей фокусироваться на текущей нефтедобыче, а использование ПНГ в качестве сырья для продуктов с высокой добавленной стоимостью остаётся на втором плане. Данные по добыче и закачке газа на крупнейших месторождениях Казахстана приведены в Таблице 32.

Таблица 31 – Объемы добычи и закачки газа на крупных проектах

Месторождение	Добыча/ Закачка	2020	2021	2022	2023	2024*	2025*
Тенгиз	Добыча, млрд м3	14,7	14,7	15,1	14,9	18,0	21,7
	Закачка, млрд м3	3,1	3,3	3,3	3,5	6,4	10,0
	Доля, %	21	22	22	24	35	46
Карачаганак	Добыча, млрд м3	20,2	18,3	22,3	23,3	24,4	25,1
	Закачка, млрд м3	10,4	9,9	12,7	13,5	14,3	16,1
	Доля, %	51	54	57	58	59	64
Кашаган	Добыча, млрд м3	9,2	9,4	9,4	9,4	12,5	12,2
	Закачка, млрд м3	3,8	4,4	4,1	4,4	5,4	5,1
	Доля, %	42	46	43	46	43	42
Всего по крупным месторождениям	Добыча, млрд м3	44,1	42,4	46,8	47,7	54,9	59,0
	Закачка, млрд м3	17,2	17,6	20,0	21,3	26,1	31,3
	Доля, %	39	41	43	45	48	53

* прогнозные данные

Примечание – составлено по источнику [82]

Судя по данным таблицы 32, на крупнейших месторождениях Казахстана растет объем обратной закачки ПНГ, превышая на отдельных объектах половину добычи. Максимальный показатель фиксируется на Карачаганаке, где к 2025 г. доля закачиваемого газа составит 64%. В целом по группе ключевых проектов это значение увеличилось с 39% в 2020 г. до прогнозируемых 53% в 2025 г. Действующая экономическая модель ориентирует операторов на приоритетное извлечение жидких углеводородов. В краткосрочной перспективе обратная закачка остается технологически неизбежной – она служит базовым инструментом поддержания пластового давления.

Сравнение данных таблиц 30 и 32 позволило представить масштаб упущенных возможностей. Например, к 2025 г. объем закачки на крупных месторождениях достигнет 31,3 млрд м³, что сопоставимо с ориентировочным объемом в 28 млрд м³, заложенным в расчетах развития нефтегазохимии.

В то же время мы не можем отказаться полностью от закачки, так как к разработке есть технологически жесткие параметры. Поэтому здесь необходимо заложить основу для нового нефтегазохимического кластера, частично перенаправляя объемы ПНГ на переработку. Так проявляется альтернативная стоимость действующей модели. В связи с этим ПНГ следует позиционировать как сырьевую основу для формирования региональных индустриальных узлов.

Наиболее обоснованной организационной формой для Казахстана является не создание разрозненных перерабатывающих предприятий, а формирование

интегрированных нефтегазохимических кластеров в западных регионах страны. Именно там сосредоточены основные запасы, первичная инфраструктура, крупные месторождения и потенциальные потоки сырья для газосепарации, производства олефинов, базовых полимеров и последующих переделов.

Проблема глубины переработки не ограничивается использованием попутного газа. Она сохраняется и в нефтеперерабатывающей отрасли Казахстана, где часть углеводородного сырья продолжает выводиться из производственной цепочки в виде продукции низких переделов. При неполном использовании вторичных процессов теряется не только часть потенциального выхода светлых нефтепродуктов, но и ценные компоненты, содержащиеся в газах, тяжёлых остатках и побочных продуктах переработки. Это снижает экономическую отдачу нефтепереработки и одновременно усиливает экологическую нагрузку.

Вторым направлением структурной диверсификации в этой связи выступает углубление вторичных процессов нефтепереработки. Одним из показательных примеров остаётся мазут, который Казахстан продолжает экспортировать в значительных объёмах - порядка 2-3 млн т в год. По своему технологическому содержанию мазут является тяжёлой остаточной фракцией, образующейся после отбора более лёгких нефтепродуктов, включая бензин, керосин и газойль. До модернизации отечественных НПЗ его выход составлял 30-40% от объема перерабатываемого сырья, затем снизился до 25% после проведения модернизации.

Однако снижение выхода тяжелых остатков не означает завершения технологической модернизации. Внедрение вторичных деструктивных процессов (крекинга, коксования, гидроочистки) позволяет дополнительно извлекать 25-30% моторных топлив [184]. Это с одной стороны сокращает экспорт сырья низких переделов, с другой - закрывает внутренние потребности в топливе. Основным препятствием остается высокая стоимость технологического оборудования, особенно для мини-НПЗ, большинство из которых по-прежнему ограничиваются базовой перегонкой. Обусловленные этим сохраняющиеся высокие объемы экспорта мазута требуют принятия кардинальных мер по выводу потенциальной добавленной стоимости за пределы национальной экономики. Поэтому углубление нефтепереработки должно рассматриваться не как второстепенная технологическая мера, а как необходимое условие перехода нефтяной отрасли Казахстана к более полной и экономически результативной переработке углеводородного сырья.

Третье направление связано с более полным использованием ценных компонентов, содержащихся в тяжёлой нефти и нефтяных остатках. По масштабу ожидаемого эффекта оно уступает нефтегазохимии и углублению нефтепереработки, однако имеет значение для повышения комплексности переработки сырья. В условиях роста спроса на стратегические материалы даже попутное извлечение отдельных металлов способно повысить экономическую отдачу тяжёлой нефти и снизить потери ценных компонентов в процессе переработки.

Состав нефти различных месторождений неодинаков. По имеющимся оценкам, в нефти может присутствовать около 60 микроэлементов и металлов [208], однако их концентрация зависит от геологического происхождения, плотности, сернистости и смолистости сырья. Наиболее высокое содержание металлов характерно для тяжёлых высоковязких нефтей и природных битумов. Для нефтепереработки это обстоятельство имеет двойственный характер: с одной стороны, металлы осложняют технологический процесс и ухудшают качество отдельных продуктов, с другой - создают возможность их последующего извлечения из нефтяных остатков, золы, шлаков и отработанных катализаторов.

В мировой практике уже используются подходы к извлечению редких и редкоземельных металлов из нефти и продуктов её переработки [209].

Наибольший практический интерес представляют ванадий и никель. В отдельных случаях их суммарная концентрация может достигать 0,1%, а содержание ванадия - до 6 кг на 1 т нефти [186]. Источниками ванадия служат не только сырая нефть, но и нефтебитуминозные породы, нефтеносные пески, тяжёлые остатки, шлаки, зола и другие отходы нефтепереработки.

Оценки мировых ресурсов показывают, что тяжёлые нефти и битумы могут рассматриваться как дополнительная сырьевая база ванадия. Потенциальные ресурсы данного металла в таких видах сырья оцениваются примерно в 125 млн т, из которых около 20 млн т могут быть извлечены попутно с нефтью [210]. При этом ванадий нефтяного происхождения в ряде случаев характеризуется более высоким качеством по сравнению с ванадием, получаемым из рудного сырья [211]. Из-за этого некоторыми государствами как Канада, Япония и США тяжёлая нефть используется как источник данного металла. Кроме того, в США доля нефтяного сырья в его извлечении превышает 80% [210], а в России около одной трети годового производства ванадия обеспечивается за счёт переработки тяжёлой нефти [212].

Промышленная ценность ванадия заключается в достаточно высокой температуре плавления, коррозионной устойчивости и способности повышать прочностные характеристики сплавов. Благодаря этим свойствам, он используется при производстве легированных сталей и специальных сплавов. Сфера применения элемента в настоящее время расширилась за счет энергетики, в первую очередь – производства ванадиевых проточных аккумуляторов для долговременного хранения энергии. Спрос на подобные накопители растет на фоне развития низкоуглеродной энергетики. По прогнозным оценкам, к 2033 г. на долю ванадиевых проточных аккумуляторов может приходиться около 17% мирового потребления ванадия, тогда как в 2021 г. данный показатель составлял лишь 3%. Для покрытия растущего спроса мировое производство ванадия в 2022-2030 гг. должно увеличиваться примерно на 6,9% в год [213].

В этих условиях ванадий, содержащийся в тяжёлой нефти и нефтяных остатках, может рассматриваться как дополнительный ресурс для нефтеперерабатывающей отрасли. Его извлечение не заменяет основные направления переработки углеводородов, но повышает экономическую отдачу

тяжёлого сырья и уменьшает потери ценных компонентов. С учётом рыночной стоимости ванадия, пентаоксида ванадия и никеля развитие технологий деметаллизации нефти и нефтяных остатков способно дать дополнительный эффект для отечественной нефтепереработки. Области промышленного применения и рыночная стоимость основных металлов представлены в таблице 33.

Таблица 32 - Область применение и рыночная цена металлов

Название металла	Область использования	Цена на рынке, долл. США за 1 т
Ванадий (V)	Широко используется в металлургии для легирования сталей и титановых сплавов, повышая их прочность, твердость и коррозионную стойкость. Также его применяют в химической промышленности в качестве катализатора (например, для производства серной кислоты), а также в производстве стекла, керамики, лакокрасочных материалов и современных аккумуляторов.	209000*
Пентаоксид ванадия (V_2O_5)	Используется как катализатор в химической промышленности, например, для производства серной кислоты и фталевого ангидрида, как компонент в литий-ионных аккумуляторах, в производстве керамических пигментов и чернил, а также для улучшения качества сжигания образцов в лабораторных условиях и как материал для фильтрации выхлопных газов в автомобилях.	10300*
Никель (Ni)	Широко используется в производстве различных сплавов, в первую очередь для изготовления нержавеющей стали, суперсплавов и никель-хромовых сплавов (нихрома) для химической, пищевой, аэрокосмической и энергетической промышленности. Также применяется в аккумуляторах (в том числе для электромобилей), в качестве материала для электронагревательных элементов, как катализатор в химических реакциях, для производства монет, в ювелирном деле (белое золото) и в медицине.	15100**
* цена на 19.08.2025 г. ** цена на 05.09.2025 Примечание – составлено автором на основе данных [129]		

Данные таблицы 33 позволяют выделить два обстоятельства, важные для оценки перспектив комплексной переработки тяжёлой нефти. Во-первых, ванадий, пентаоксид ванадия и никель относятся к числу металлов, востребованных в металлургии, химической промышленности, энергетике и производстве современных накопителей энергии. Во-вторых, их рыночная стоимость достаточно высока, чтобы рассматривать извлечение таких компонентов как дополнительный источник дохода при глубокой переработке нефти и нефтяных остатков.

Практическое значение данного направления зависит прежде всего от состава перерабатываемого сырья. Концентрация ванадия и никеля в нефти неодинакова: тяжёлые и высокосмолистые нефти, как правило, содержат значительно больше металлических соединений, чем лёгкие малосернистые сорта. Поэтому вопрос о возможности извлечения сопутствующих металлов должен рассматриваться не применительно ко всей нефтяной базе Казахстана, а прежде всего к месторождениям тяжёлой нефти.

В этом отношении отдельные казахстанские месторождения представляют самостоятельный интерес. Существенная часть тяжёлых и высокосернистых нефтей страны содержит повышенные концентрации ванадиевых соединений, что создаёт предпосылки для их попутного извлечения при глубокой переработке. Содержание ванадия в нефти отдельных месторождений Казахстана представлено в Таблица 33.

Таблица 33 - Содержание ванадия в нефти месторождений Казахстана

Месторождение	Содержание, г/т
Северо-бузачи (Мангистауская обл.)	100–300
Каражанбас (Мангистауская обл.)	70–300
Каламкас (Мангистауская обл.)	60–300
Жалгызтобе (Мангистауская обл.)	60–200
Каратурун (Мангистауская обл.)	70–140
Бесоба (Мангистауская обл.)	70–140
Бозоба (Актюбинская обл.)	50–120
Иманкара (Атырауская обл.)	20–80
Тортай (Атырауская обл.)	10–80
Тюбеджик (Мангистауская обл.)	40–70
Караарна (Атырауская обл.)	10–70
Кумшеты (Атырауская обл.)	10–60
... легкие нефти для сравнения	
Тенгиз (Атырауская обл.)	0,1–1
Карачаганак (Западно–Казахстанская обл.)	0,05–0,5
Примечание - составлено автором на основе данных [208, 214]	

По данным таблицы 34, наиболее высокие концентрации ванадия характерны для тяжёлых нефтей Мангистауской и Атырауской областей. На отдельных месторождениях содержание металла достигает 300 г/т. Для сравнения, в лёгких нефтях крупных месторождений, включая Тенгиз и Карачаганак, данный показатель, как правило, не превышает 1 г/т. Такой разрыв принципиален: он показывает, что перспективы извлечения сопутствующих металлов связаны не со всей нефтяной базой Казахстана, а прежде всего с тяжёлыми и высокосмолистыми нефтями отдельных месторождений.

Технологически данное направление может быть связано с глубокой переработкой тяжёлой нефти и нефтяных остатков. Один из наиболее применимых подходов основан на гидрокрекинге с использованием

катализаторов и последующей регенерацией катализаторной массы. В этом случае переработка углеводородного сырья совмещается с удалением сернистых соединений и концентрированием части металлов на поверхности катализаторов.

По имеющимся оценкам, в процессе гидрокрекинга может улавливаться до 50-70% ванадия, содержащегося в нефти [34]. Дополнительным источником извлечения металла становятся отработанные катализаторы нефтепереработки. Их переработка включает кислотное выщелачивание, экстракцию и реэкстракцию, что позволяет получать пентаоксид ванадия (V_2O_5), пригодный для дальнейшего промышленного использования, в том числе при производстве новых катализаторов.

Для тяжёлой нефти месторождений Бузачи такой подход имеет расчётно подтверждённый интерес. При переработке около 8,5 млн т нефти годовой объём получения пентаоксида ванадия может превышать 1,5 тыс. т. Расчётные показатели выхода V_2O_5 и возможного дополнительного дохода представлены в таблице 35.

Таблица 34 – Расчетный доход от пентаоксида ванадия из нефти месторождений Бузачи

Месторождение	Добыча нефти, млн т	Выход (V_2O_5), т	Дополнительный доход, млн долл.
Северо-бузачи	2,0	120–360	1,2-3,7
Каражанбас	2,2	92 –396	0,9-4,1
Каламкас	4,2	151–756	1,6-7,8
Итого:	8,4	363-1512	3,7-15,6
Примечание – подсчитано автором на основе данных [34, 35]			

Расчёты по месторождениям Бузачи показывают, что извлечение ванадия из тяжёлой нефти может формировать дополнительный, хотя и ограниченный по масштабу, экономический результат. При рыночной стоимости V_2O_5 свыше 10 тыс. долл. США за 1 т возможный доход по трём рассмотренным месторождениям оценивается в пределах 3,7-15,6 млн долл. США в год [113, 116]. По сравнению с эффектами, получаемыми на нефтегазохимических переделах, эта величина невелика. Поэтому извлечение ванадия не следует рассматривать как самостоятельную основу структурной диверсификации нефтяной отрасли.

Его значение состоит в другом. При глубокой переработке тяжёлой нефти и нефтяных остатков ванадий может извлекаться как попутный ценный компонент, повышая совокупную рентабельность переработки и снижая потери металлов, которые при традиционных схемах остаются в тяжёлых остатках, золе, нефтешламах или отработанных катализаторах. В этом смысле извлечение V_2O_5 дополняет основную логику комплексного использования углеводородного сырья, но не подменяет развитие нефтегазохимии и углубление нефтепереработки.

Помимо ванадия, промышленный интерес представляет никель и ряд других металлов, содержащихся в тяжёлой нефти и нефтяных остатках. Рыночная стоимость никеля выше стоимости пентаоксида ванадия (таблица 34), однако его извлечение из нефтяного сырья технологически сложнее, поскольку никелевые соединения отличаются большей устойчивостью к гидрогенизации, гидрокрекингу и воздействию катализаторов [215]. Тем не менее получение попутного никелевого концентрата может дополнительно повысить экономическую отдачу комплексной переработки нефти.

В действующей практике отечественных НПЗ стоимость нефти обычно определяется её углеводородным составом, тогда как сопутствующие ценные компоненты не получают самостоятельной экономической оценки. В результате металлы либо переходят в нефтепродукты, ухудшая их качество, либо концентрируются в тяжёлых остатках и отходах переработки - нефтешламах, золе, отработанных катализаторах. При отсутствии технологий извлечения эти компоненты фактически теряются. Поэтому глубокая переработка углеводородного сырья должна рассматриваться шире, чем простое увеличение выхода топлива, полимеров или иных основных продуктов. Речь идёт о переходе к более полной модели ресурсопользования, при которой нефтяной сектор способен формировать не только углеводородную продукцию, но и отдельные виды стратегически значимых материалов.

Значительная часть проектов нефтегазохимического комплекса Казахстана пока находится на стадии реализации, проектной подготовки либо возобновления, что отражает сохраняющийся разрыв между сырьевым потенциалом отрасли и фактическим уровнем его промышленной переработки (приложение Е). Действующие предприятия также неоднородны по технологическому уровню. Часть из них была сформирована в условиях иной хозяйственной модели и ориентирована преимущественно на выпуск продукции низких переделов, поэтому их возможности для участия в современных цепочках нефтегазохимической переработки остаются ограниченными.

Структура химической промышленности дополнительно подтверждает эту проблему. Отраслевая структура представлена преимущественно малыми предприятиями, перерабатывающими импортные полуфабрикаты. В группе крупных производств 38% приходится на неорганическую химию, в то время как почти 60% выпуска составляет базовая продукция низких переделов. Подобный дисбаланс наглядно демонстрирует, что физическое наличие сырья и реализация точечных проектов не формируют целостный нефтегазохимический комплекс. Здесь требуется создать замкнутый цикл переработки начиная от газоразделения и синтеза базовых полимеров до производства готовых пластиков и специализированных промышленных материалов.

Диверсификация нефтяной отрасли Казахстана требует перехода от строительства изолированных заводов к созданию технологически связанных кластеров. Максимальный экономический эффект может достигаться при последовательной переработке попутного газа и легких фракций в олефины, полимеры и готовую продукцию. Эту модель можно дополнить вторичной

нефтепереработкой и извлечением редких металлов из тяжелых нефтяных остатков. Только так можно обеспечить комплексность освоения сырья.

Выводы. Подытоживая проведенный анализ, можно утверждать, что дальнейшее развитие нефтяной отрасли Казахстана не может ограничиваться наращиванием добычи и экспорта сырой нефти. В современных условиях устойчивость отрасли все в большей степени определяется тем, насколько полно используются имеющиеся сырьевые ресурсы, насколько глубоко они перерабатываются, и какая часть создаваемой стоимости остается внутри национальной экономики. Поэтому развитие переработки и нефтегазохимии должна стать одним из необходимых условий долгосрочного укрепления нефтяного комплекса страны. Тем более ресурсная база страны позволяет постепенно менять сложившееся положение. Значительные объемы попутного нефтяного газа, наличие легких углеводородных фракций, тяжелых нефтей и сопутствующих компонентов создают возможности не только для выпуска базовых полимеров, но и для развития последующих стадий переработки, включая производство готовой продукции промышленного назначения.

Расчеты по возможным направлениям использования ПНГ показывают, что наибольший прирост стоимости возникает на завершающих стадиях переработки. Если ПНГ используется преимущественно как газовое сырье, то возможный экономический эффект оценивается в 1,7-3,2 млрд долл. США. При выпуске нефтегазохимической продукции он возрастает до 5,4-8,7 млрд долл. США. Наиболее высокий результат достигается при производстве готовых изделий из полимеров, где стоимость продукции может составлять 8,6-14,3 млрд долл. США. Следовательно, производство базовых полимеров вполне может служить основой для дальнейшей переработки и выпуска продукции с более высокой стоимостью.

Интересным представляются результаты сравнения расчетного потенциала переработки ПНГ с фактическим использованием газа на крупнейших месторождениях. Так, прогнозный объем обратной закачки газа в 2025 г. достигает 31,3 млрд м^3, что сопоставимо с условным объемом 28 млрд м^3, использованным при оценке вариантов нефтегазохимической переработки. Учитывая, что обратная закачки является важным технологическим условием поддержания добычи нефти, пока от него невозможно отказаться. Но в то же время было бы целесообразным частичное направление объемов ПНГ на переработку для увеличения внутренней добавленной стоимости.

Внутренний рынок также показывает необходимость развития нефтегазохимии. Так, потребности Казахстана в полимерной и химической продукции покрывается преимущественно за счет импорта. По готовым изделиям из пластмасс расчетная потребность для частичного импортозамещения составляет около 500 тыс. т продукции стоимостью свыше 1 млрд долл. США. То есть спрос есть, главная проблема заключается в недостаточном уровне развития производств последующих переделов.

Также наряду с нефтегазохимией необходимо углубить нефтепереработку. Сокращение вывоза продукции низких переделов, прежде всего мазута и

тяжелых остатков, позволит увеличить выпуск более ценных нефтепродуктов. Определенное значение имеет также извлечение ванадия, никеля и других компонентов из тяжелой нефти. Хотя эти меры не могут полностью диверсифицировать нефтяную отрасль, но они позволят повысить полноту использования сырья, уменьшить потери ценных компонентов и расширить состав продукции нефтеперерабатывающего сектора.

Для повышения производственного и экспортного потенциала нефтяной отрасли необходимо развивать нефтегазохимические производства в районах, где сосредоточена сырьевая база, прежде всего в западных регионах страны. Здесь возможно последовательное соединение добычи, газосепарации, производства олефинов, выпуска базовых полимеров, переработки пластмасс, углубленной нефтепереработки и сопутствующих производств. Это позволит постепенно ослабить сырьевую направленность нефтяного комплекса, увеличить выпуск продукции с более высокой добавленной стоимостью и расширить экспортные возможности страны.

3.3 Формирование нефтегазохимического кластера как новой модели структурной трансформации нефтяной отрасли Казахстана

Результаты проведённого исследования свидетельствуют о том, что современные изменения мирового нефтяного рынка постепенно усиливают ограничения экспортно-сырьевой модели развития нефтяного сектора. Усиление экологических требований, изменение структуры мирового спроса на углеводороды, развитие альтернативных источников энергии и возрастающие требования к уровню переработки сырья формируют новые условия функционирования отрасли. В этих условиях всё большее значение приобретает развитие нефтегазохимических производств, способных обеспечить увеличение внутренней добавленной стоимости и снизить зависимость экономики от экспорта сырой нефти.

Международная практика показывает, что одним из наиболее распространённых направлений структурной трансформации нефтегазового сектора выступает развитие нефтегазохимических кластеров. Добыча сырья, его переработка, выпуск промышленной продукции, транспортная и энергетическая инфраструктура, а также научное и инженерное сопровождение сосредоточиваются в пределах одного производственного комплекса. Такое размещение предприятий облегчает кооперацию между ними, сокращает издержки и создает условия для перехода от первичной переработки сырья к выпуску продукции более высокой степени готовности.

Экономика Казахстана же в значительной степени зависит от экспорта сырья, а возможности более глубокой переработки углеводородов используются не в полной мере. Здесь представляет определенный интерес изучение зарубежного опыта формирования нефтегазохимических кластеров. Это позволит определить меры, которые могут быть применены с учетом ресурсной базы, промышленной структуры и региональных особенностей Казахстана.

Как показывает практика разных стран, предприятия нефтегазохимии работают эффективнее тогда, когда они не разобщены территориально, а связаны между собой производственными, инфраструктурными и технологическими отношениями. Это предоставляет возможность совместно использовать транспортные, энергетические, складские и сервисные ресурсы, а также согласовывать поставки сырья и полуфабрикатов, снижать логистические расходы и быстрее внедрять новые технические решения. Наряду с этим, в передовых практиках стран рядом с промышленными предприятиями развиваются научные, проектные и образовательные организации, которые обеспечивают подготовку кадров, инженерное сопровождение и совершенствование технологии производства.

В составе нефтегазохимического кластера основное место занимают предприятия добычи, переработки нефти и газа, а также производства нефтехимической продукции. Вокруг них формируется сеть обслуживающих организаций: транспортных, энергетических, сервисных, проектных, научно-образовательных и финансовых.

Изучение наиболее успешных стран по данному направлению показывает разнообразие механизмов формирования нефтегазохимических кластеров. В одних странах они складывались постепенно вокруг крупных сырьевых регионов, портов и транспортных узлов, где сама хозяйственная география способствовала сосредоточению взаимосвязанных производств [216]. В других случаях их создание было результатом целенаправленной промышленной политики государства, привлечения иностранных инвестиций, строительства современной инфраструктуры и переноса передовых технологий.

Одним из наиболее показательных примеров является промышленный комплекс Джуронг в Сингапуре. Несмотря на ограниченность собственной сырьевой базы, Сингапур сумел создать один из крупнейших нефтегазохимических центров Азии. Его развитие было связано не с добычей углеводородов, а с организацией глубокой переработки импортируемого сырья, выгодным географическим положением, устойчивой промышленной политикой и благоприятными условиями для иностранных инвесторов [217]. Особенность кластера Джуронг состоит в тесной связи промышленного производства с научными, инженерными и образовательными организациями. В его составе действуют исследовательские центры, индустриальные парки и учебные учреждения, которые участвуют в подготовке специалистов, разработке технологических решений и сопровождении производственных процессов. Здесь научные организации выполняют не только исследовательские функции, но и прикладные задачи, связанные с повышением эффективности производства, улучшением качества продукции и внедрением новых технологий.

Значительную роль в функционировании кластера играет развитая инфраструктурная система, объединяющая трубопроводные сети, терминальные комплексы, транспортные и складские мощности. Существенное значение имеет и высокий уровень взаимодействия между участниками, позволяющий обеспечить постоянный обмен технологиями, производственным опытом и

профессиональными компетенциями. Дополнительное влияние на развитие кластера оказывают государственные механизмы поддержки, ориентированные на стимулирование инвестиций, финансирование научных разработок и развитие инновационной среды [39].

В последние годы одним из направлений развития кластера стало повышение экологической устойчивости промышленной инфраструктуры, предусматривающее снижение антропогенного воздействия и внедрение экологически ориентированных решений [218].

Другим примером эффективной реализации кластерного подхода является промышленный кластер Фландрии, сформировавшийся вокруг порта Антверпен в Бельгии. Выгодное географическое положение и развитая транспортная инфраструктура создали условия для размещения нефтехимических, химических и перерабатывающих производств. В настоящее время данный регион относится к крупнейшим центрам химической промышленности Европы, где сосредоточены производственные мощности ведущих международных компаний [39].

Развитие кластера основывается на высокой степени интеграции производственных процессов и инфраструктурных объектов. В его структуре объединены нефтеперерабатывающие предприятия, производства крекинговой продукции и широкий спектр химических производств, функционирующих в рамках единой транспортной, трубопроводной и энергетической системы. Такая организация обеспечивает более эффективное использование сырья и способствует сокращению производственных издержек.

Развитие кластера сопровождается реализацией мер государственной поддержки, включающих инвестиции в инфраструктуру, налоговые стимулы, финансирование научных исследований и развитие системы подготовки кадров. Координация инновационной политики региона осуществляется при участии Агентства по инновациям и предпринимательству Бельгии (VLAIO).

Технологическое развитие кластера поддерживается устойчивым взаимодействием промышленного и научно-образовательного сектора. В исследовательскую деятельность вовлечены университеты Гента и Антверпена, а также научные подразделения крупных международных компаний, что обеспечивает обновление технологической базы и развитие НИОКР [219].

Опыт Бельгии показывает, что устойчивость нефтегазохимического кластера формируется не только за счёт территориальной концентрации предприятий, но прежде всего через устойчивую систему производственной, инфраструктурной, научно-технологической и институциональной координации. Для Фландрии принципиальное значение имеет сочетание портовой инфраструктуры, развитых трубопроводных и энергетических сетей, присутствия крупных химических компаний, университетских центров и региональных институтов поддержки инноваций. Такая модель обеспечивает не простое размещение предприятий в пределах одной территории, а их включение в общую систему технологического обновления, производственной кооперации и повышения конкурентоспособности промышленности.

Рассмотренные примеры показывают, что нефтегазохимический кластер не возникает как результат одного административного решения. Его устойчивость определяется наличием производственной кооперации, общей инфраструктуры, технологической взаимосвязанности предприятий и механизмов согласования интересов между промышленными компаниями, научно-образовательным сектором и институтами развития. Поэтому кластерная модель эффективна только в том случае, если она опирается не на формальное объединение участников, а на реальные цепочки создания стоимости, совместное использование инфраструктуры и долгосрочную заинтересованность предприятий в технологическом обновлении.

При этом роль государства остаётся существенной, особенно на начальных этапах формирования кластера. Международная практика показывает, что государственное участие выражается не столько в прямом управлении предприятиями, сколько в создании институциональных условий для кооперации: развитии промышленной и транспортной инфраструктуры, применении налоговых и инвестиционных стимулов, поддержке научно-исследовательских разработок, подготовке кадров и использовании механизмов государственно-частного партнёрства. В странах с высокой капиталоёмкостью нефтегазохимических проектов дополнительное значение имеют национальные компании, государственные банки и специализированные инвестиционные институты, способные поддерживать долгосрочные проекты, не дающие быстрого коммерческого эффекта [220].

В Казахстане кластерный подход стал рассматриваться как один из инструментов модернизации экономики в начале 2000-х гг. На государственном уровне необходимость формирования кластерных инициатив была обозначена в Послании Президента Республики Казахстан от 19 марта 2004 г. «К конкурентоспособному Казахстану, конкурентоспособной экономике, конкурентоспособной нации» [61]. Затем был запущен проект «Диверсификация экономики Казахстана посредством развития кластеров в недобывающих отраслях экономики», получивший название «Казахстанская кластерная инициатива».

Цель проекта состояла в оценке конкурентоспособности перспективных секторов экономики и подготовке рекомендаций по их дальнейшему развитию. Реализацию инициативы осуществляло АО «Центр маркетингово-аналитических исследований» при Министерстве экономики и бюджетного планирования Республики Казахстан совместно с международными консалтинговыми организациями J.E. Austin Associates, Inc. и Economic Competitiveness Group. Научное сопровождение проекта проводилось при участии М. Портера, основателя кластерной теории [221].

По результатам проведённого исследования в Казахстане были определены семь приоритетных кластерных направлений, среди которых для промышленного развития страны особое значение имело нефтегазовое машиностроение. В дальнейшем постановлением Правительства Республики Казахстан от 25 июня 2005 г. № 633 были утверждены планы по созданию и

развитию пилотных кластеров в приоритетных секторах экономики [58]. Выбор указанных направлений был связан с наличием производственных предпосылок, концентрацией отраслевого потенциала и возможностью формирования цепочек добавленной стоимости.

Вместе с тем ранний этап кластерной политики не привёл к созданию полноценной интегрированной модели нефтегазохимического развития. Кластерные инициативы разрабатывались одновременно на государственном, региональном и отраслевом уровнях, однако механизмы взаимодействия между участниками оставались недостаточно согласованными. Сдерживающее влияние оказывали низкий уровень производственной кооперации, ограниченность инструментов государственной поддержки, неоднородность технологического развития отраслей и слабая связь между промышленными предприятиями и научно-инновационной средой. Дополнительным фактором стал мировой финансово-экономический кризис 2008-2009 гг., который снизил инвестиционную активность и замедлил промышленное развитие.

Следующий этап развития кластерного подхода в Казахстане связан с принятием в 2013 г. Концепции формирования перспективных национальных кластеров Республики Казахстан, утверждённой постановлением Правительства Республики Казахстан. На этом этапе был обозначен переход от отдельных пилотных инициатив к более комплексной модели, предполагающей развитие устойчивых производственных, технологических и институциональных связей между промышленными предприятиями, научно-образовательным сектором и инфраструктурными организациями.

Для координации данного направления был сформирован Совет национального кластера по добыче и переработке нефти и газа, нефтегазохимии, машиностроению и сервисным услугам для нефтегазовой промышленности. В его состав вошли представители государственных органов, национальных и частных компаний, научно-исследовательских и инжиниринговых организаций, финансовых структур и инвестиционного сектора. Такой состав отражал попытку объединить в рамках одной площадки основные звенья нефтегазовой цепочки – от добычи и переработки сырья до технологического сопровождения, финансирования и сервисного обеспечения.

Одним из направлений деятельности Совета стала разработка стратегии и «дорожной карты» развития нефтегазового кластера. Предусмотренные меры были ориентированы на формирование организационных, инфраструктурных и институциональных условий для расширения производственной кооперации между нефтегазовым сектором, перерабатывающей промышленностью, научно-образовательными организациями и инфраструктурными участниками.

Несмотря на реализуемые меры поддержки, в Казахстане пока не сформирована полноценная интегрированная система, объединяющая добычу и переработку углеводородного сырья, нефтегазохимическое производство, машиностроительный сектор и сервисные направления. Основные ограничения связаны не с отсутствием сырьевой базы, а с недостаточной плотностью кооперационных связей между участниками, зависимостью от импортных

технологий, инфраструктурными диспропорциями и слабым включением научно-технологического сектора в производственные процессы.

В этой связи оценка предпосылок формирования нефтегазохимического кластера требует сопоставления имеющихся преимуществ с факторами, ограничивающими их практическую реализацию. Для этого в исследовании использован SWOT-анализ, позволяющий обобщить сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы развития национальной кластерной модели в нефтегазохимическом секторе Казахстана (Таблица 35).

Таблица 35 - SWOT-анализ предпосылок формирования нефтегазохимического кластера Казахстана

Сильные стороны	Слабые стороны
• значительные запасы углеводородного сырья; • наличие крупных нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий; • сформированная базовая транспортно-энергетическая инфраструктура; • наличие НПЗ, ГПЗ, трубопроводной системы и морской логистики; • участие Казахстана в международных энергетических и транспортных маршрутах; • наличие институциональных механизмов государственной поддержки; • наличие специальных экономических зон и индустриальных площадок для размещения производств.	• недостаточный уровень кооперации между участниками потенциального кластера; • высокая зависимость от импортного оборудования и технологий; • ограниченное развитие производств глубокой переработки углеводородного сырья; • недостаточная интеграция научно-образовательного сектора с промышленностью; • дефицит квалифицированных инженерно-технических кадров; • слабое развитие малого и среднего бизнеса в производственных цепочках нефтегазохимии; • неравномерность развития промышленной и инфраструктурной базы регионов.
Возможности	**Угрозы**
• развитие производств продукции высокой добавленной стоимости; • расширение несырьевого экспорта нефтегазохимической продукции; • формирование новых производственных цепочек в смежных отраслях; • снижение импортозависимости по отдельным видам химической продукции; • рост инвестиционной привлекательности перерабатывающего сектора; • расширение научно-технологического взаимодействия и внедрение инновационных решений; • повышение эффективности использования попутного нефтяного газа и углеводородного сырья.	• усиление глобальной конкуренции на рынке нефтегазохимической продукции; • геополитическая нестабильность и санкционные ограничения; • ужесточение международного углеродного регулирования; • высокая волатильность мировых цен на углеводороды; • рост логистических и инфраструктурных издержек; • ограничение доступа к современным технологиям и внешним рынкам; • снижение мирового спроса на отдельные виды углеводородной продукции в условиях энергетического перехода.
Примечание – Составлено автором	

Результаты SWOT-анализа показывают, что Казахстан располагает ресурсными, инфраструктурными и производственными предпосылками для формирования нефтегазохимического кластера национального уровня. Однако наличие отдельных элементов отраслевой системы само по себе не обеспечивает кластерного эффекта.

Для его достижения необходима их функциональная увязка в единую модель, где добыча, переработка, нефтегазохимическое производство, сервисные направления, научно-технологический сектор и инфраструктурные участники будут рассматриваться не как разрозненные звенья, а как взаимосвязанная система создания стоимости. На этой основе разработана функциональная модель нефтегазохимического кластера Республики Казахстан (рисунок - 8).

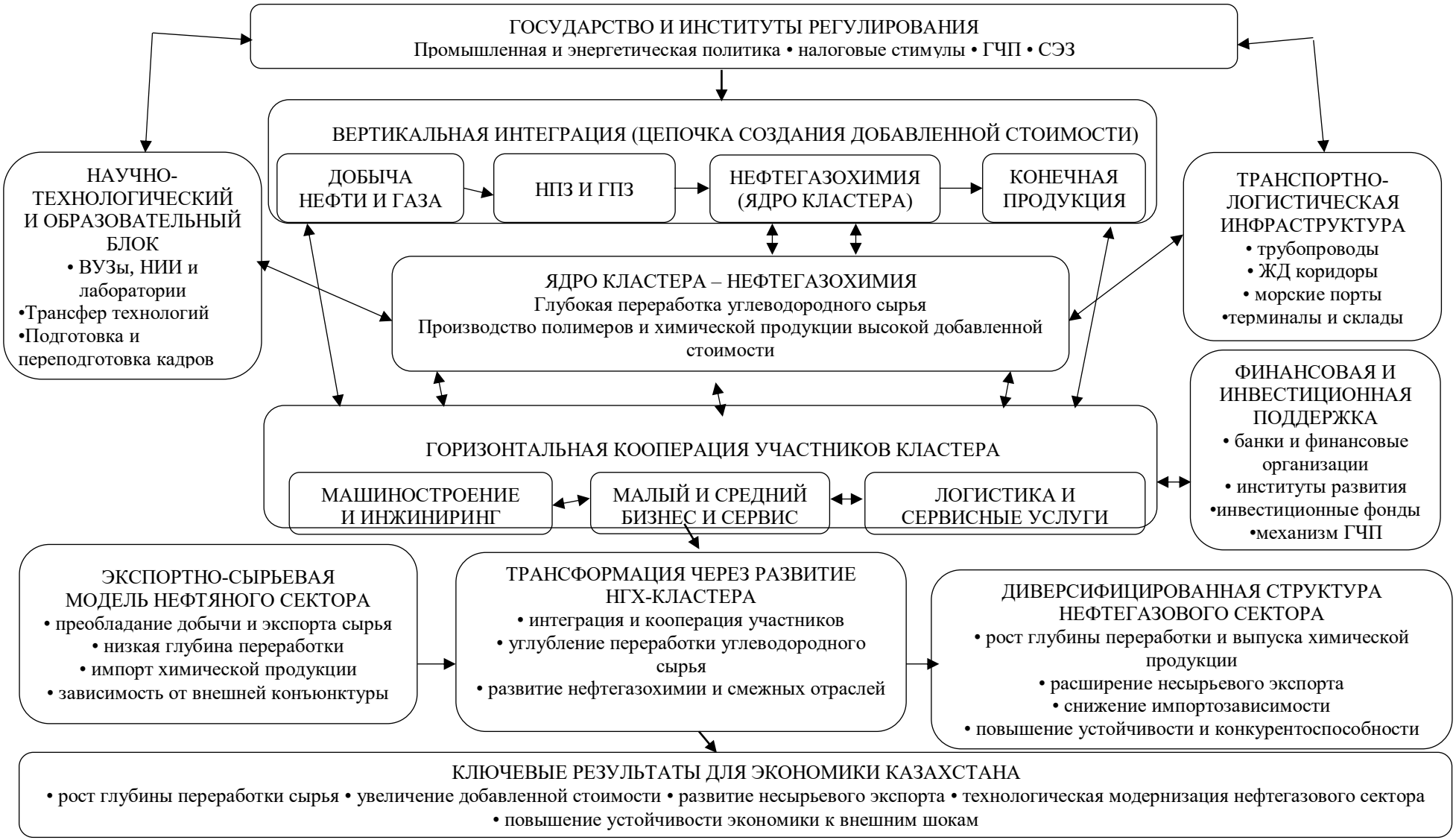


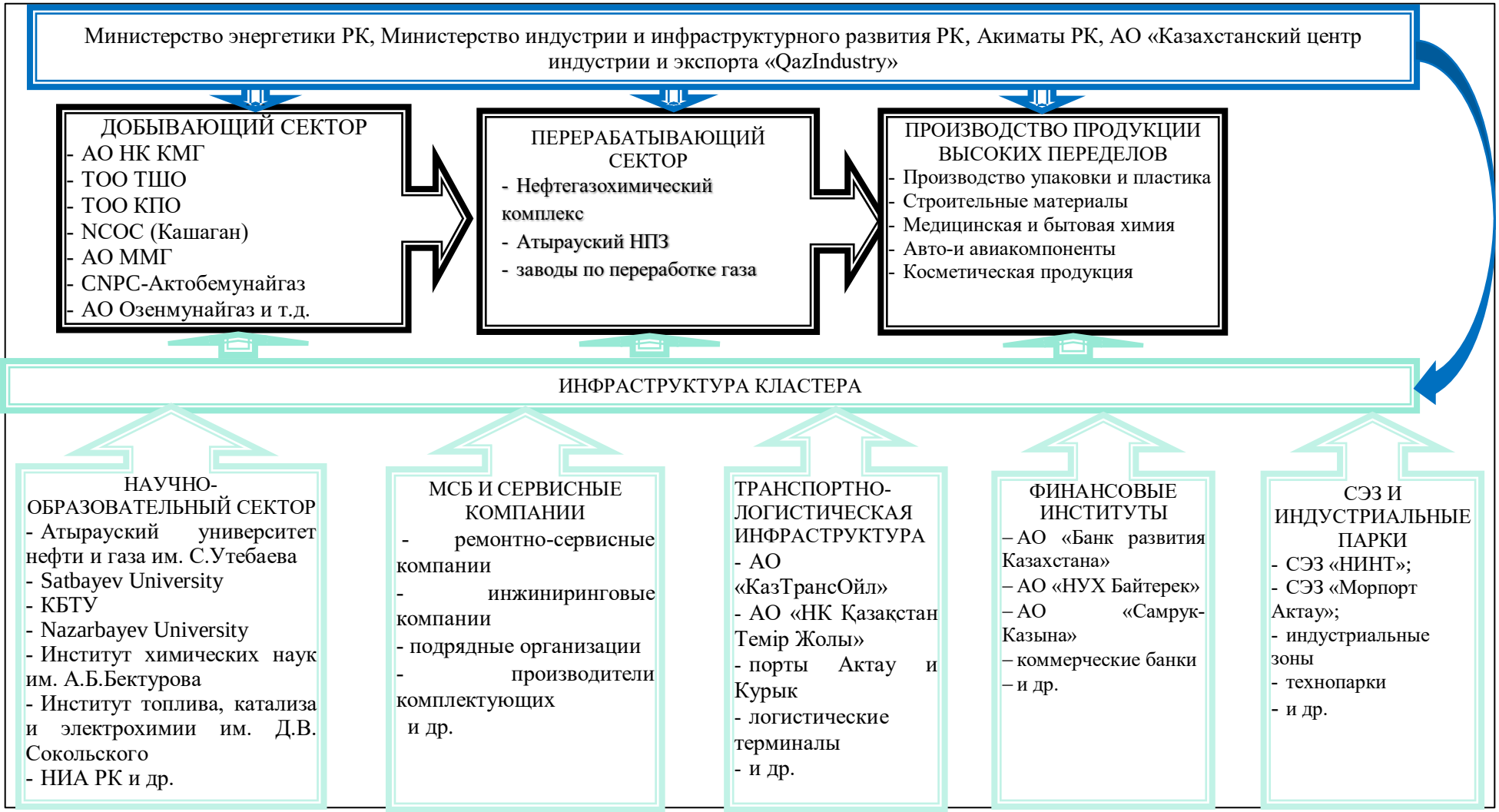
Рисунок 8 – Функциональная модель нефтегазохимического кластера РК

Представленная на рисунке 8 модель раскрывает функциональную логику формирования нефтегазохимического кластера Республики Казахстан. Его центральным элементом является нефтегазохимическое ядро, объединяющее добычу, переработку углеводородного сырья и производство продукции более высоких переделов. Такое построение позволяет рассматривать кластер не как простое территориальное размещение предприятий, а как систему последовательного движения сырья, технологий, услуг и готовой продукции внутри национальной экономики.

Функционирование кластера предполагает сочетание вертикальной интеграции и горизонтальной кооперации. Вертикальная интеграция предполагает взаимосвязь добычи, переработки и нефтегазохимического производства. Горизонтальная интеграция же строится на взаимодействии малых и средних производств, инжиниринговых организаций, сервисных компаний, логистических операторов и финансовых институтов вокруг крупных предприятий, что способствует развитию смежных отраслей.

В то же время нельзя игнорировать важность университетов и научно-исследовательских институтов, которые готовят специалистов, проводят прикладные исследования и участвуют во внедрении новых технологических решений. Кроме того, для обеспечения устойчивого движения сырья, полуфабрикатов и готовой продукции особо важным является транспортная и логистическая инфраструктура. Роль государства в модернизации отрасли заключается в разработке и реализации мер промышленной политики, в том числе создании специальных экономических зон, инициирование применения инструментов государственно-частного партнерства и создании инвестиционных стимулов.

На основе указанной функциональной логики разработана структура нефтегазохимического кластера Республики Казахстан, представленная на рисунке 9. Она конкретизирует возможный субъектный состав кластера применительно к современным условиям развития нефтегазового сектора страны.



Примечание – составлено автором

Рисунок 9 – Предлагаемая структура нефтегазохимического кластера РК

На рисунке 9 предложена структура нефтегазохимического кластера Казахстана, в которой отражены не только группы возможных участников, но и характер связей между ними. Верхний уровень образуют государственные органы и институты развития. Их роль заключается не в прямом управлении производственными процессами, а в создании нормативных, инвестиционных и организационных условий для согласованного развития отрасли. Производственную основу нефтегазохимического кластера составляют предприятия по добыче, переработке углеводородного сырья и выпуску нефтегазохимической продукции. Их совместное развитие позволяет обеспечить последовательное движение сырья от первичной добычи к более глубокой переработке и производству продукции с большей добавленной стоимостью. С другой стороны, только за счёт добывающих и перерабатывающих предприятий невозможно полноценное развитие такого кластера. Здесь важную роль играют научно-образовательные учреждения, инжиниринговые и сервисные организации, малые и средние предприятия, транспортно-логистические операторы, финансовые институты и специальные экономические зоны. Их участие необходимо для обеспечения взаимной связи между добычей, переработкой, подготовкой кадров, технологического сопровождения и инвестиционного обеспечения.

Предлагаемая структура нефтегазохимического кластера Казахстана учитывает реальные условия нефтегазового сектора страны. Это наличие крупной сырьевой базы, действующих перерабатывающих мощностей, специальных экономических зон, национальных компаний-операторов, транспортной инфраструктуры и зачатков нефтегазохимического производства. Формирование нефтегазохимического кластера по этой структуре позволит уменьшить зависимость нефтегазового сектора Казахстана от экспорта сырья, ибо сохранение экспортно-сырьевой направленности препятствует созданию добавленной стоимости. Развитие кластера направлено на увеличение числа внутренних стадий переработки, расширения нефтегазохимического производства, укрепление связи с машиностроением, логистикой, сервисными услугами, а также наукой и подготовкой кадров.

Одним из основных направлений развития кластера является производство базовой нефтехимической продукции, прежде всего полипропилена, полиэтилена и других полимерных материалов. Последние служат основой для дальнейшей переработки и могут использоваться при выпуске упаковочных материалов, строительной продукции, деталей для машиностроения, а также товаров промышленного и потребительского назначения. Следовательно, развитие нефтегазохимии помимо того, что создает условия не только для увеличения выпуска продукции с большей добавленной стоимостью, но и для роста смежных производств внутри страны.

Экономическое значение кластера выходит за пределы самой нефтегазохимии. Так, расширение производственной базы повышает спрос на инженерные услуги, промышленное оборудование, строительство, транспорт, складскую инфраструктуру, подготовку специалистов и прикладные

исследования. Это все в совокупности приводит к более сильному воздействию нефтегазового сектора на развитие обрабатывающей промышленности и связанных с ней отраслей. Развитие нефтегазохимического кластера способствует более полному использованию углеводородных ресурсов, углублению переработки сырья, развитию производства высокой степени готовности и расширением экспорта продукции с большей добавленной стоимостью. В связи с этим его следует рассматривать в качестве одного из основных направлений модернизации нефтегазовой отрасли Казахстана.

Выводы. Как свидетельствует проведенный анализ международной практики и текущего состояния нефтегазового сектора Казахстана, в стране объективно сложились основные предпосылки для формирования нефтегазохимического кластера национального уровня. К их числу можно отнести сырьевую базу, действующие добывающие и перерабатывающие мощности, элементы транспортно-логистической системы, а также специальные экономические зоны и институциональные механизмы государственной поддержки. Однако совокупность этих факторов пока не образует целостной кластерной системы, поскольку в отрасли сохраняются слабость производственной кооперации, зависимость от импорта технологий, и существенный разрыв между промышленностью и научно-технологическим сектором. В связи с этим в исследовании предложена функциональная модель нефтегазохимического кластера Республики Казахстан, которая сочетает процессы вертикальной интеграции и горизонтальной кооперации. Если вертикальная интеграция отражает последовательное продвижение углеводородного сырья от добычи и переработки к выпуску продукции высоких переделов, то горизонтальная кооперация связывает промышленное ядро с сервисной, инжиниринговой, логистической, финансовой, научно-образовательной и институциональной инфраструктурой. Предложенный подход позволяет рассматривать кластер в качестве объективной системы взаимосвязанных производственных и технологических процессов.

В рамках предлагаемой модели разработана структура нефтегазохимического кластера Казахстана. В ней определен состав его участников и характер их взаимодействия. В структуру включены государственные институты регулирования, добывающие и перерабатывающие предприятия, нефтегазохимические производства, субъекты малого и среднего предпринимательства, научно-образовательные организации, сервисные компании, транспортно-логистические структуры, финансовые институты и специальные экономические зоны. Её значение для практики состоит в её привязке к реальным условиям нефтегазовой отрасли Казахстана и способности влияния на структурную трансформацию нефтегазового сектора Казахстана. посредством углубления переработки сырья, расширения выпуска продукции высокой степени готовности, развитии внутренних цепочек создания стоимости. Реализация предложенной модели также позволит снизить импортозависимость по ключевым позициям химической продукции и усилить мультипликативный эффект нефтегазового сектора на смежные отрасли экономики.

Дальнейшее развитие нефтегазохимического кластера требует не просто инвестиционной поддержки отдельных проектов, но и более согласованной межотраслевой координации. Здесь приоритетными мерами выступают: укрепление производственной кооперации, развитие инфраструктуры специальных экономических зон, углубление взаимодействия предприятий с научно-исследовательскими и образовательными центрами, подготовка инженерно-технических кадров и формирование механизмов технологической локализации. Без решения этих системных задач кластерная модель рискует остаться лишь совокупностью разобщенных проектов, не образующих устойчивой основы для отраслевого развития.

Заключение

Проведённое исследование позволило охарактеризовать трансформацию мирового рынка нефти с учётом сдвигов в его структуре, институциональных условиях и механизмах регулирования. Кроме того, в работе оценены последствия данных процессов для нефтяного сектора Казахстана, а также обоснованы приоритеты его дальнейшего развития на основе диверсификации, углубления переработки углеводородного сырья и становления нефтегазохимического кластера. В результате проведённого исследования были получены следующие основные выводы:

1. Мировой рынок нефти представляет собой сложную и многоуровневую систему, развитие которой определяется взаимодействием ресурсных, институциональных, технологических, геополитических и макроэкономических условий. На разных этапах мировой нефтяной рынок проходил стадии локализации, монополизации, интернационализации, картелизации, демонополизации, усиления роли финансовых механизмов ценообразования и современной энергетической трансформации. Современный этап отличается изменением географии спроса и предложения, усилением роли государств и национальных нефтяных компаний, расширением финансовых механизмов торговли нефтью, технологическими сдвигами в добыче, а также воздействием энергетического перехода и декарбонизационных ограничений. В этой связи трансформация мирового рынка нефти в работе рассматривается как качественное изменение его географической, институциональной, технологической и конкурентной структуры, приводящее к перестройке механизмов ценообразования, распределения рыночной власти и форм взаимодействия основных участников рынка.

2. Установлено, что трансформация мирового нефтяного рынка имеет многофакторный, неравномерный и исторически изменчивый характер. На различных этапах развития рынка менялось соотношение конъюнктурных, экономических, геополитических, технологических и экологических факторов, что отражает изменение условий функционирования мировой нефтяной системы. Наиболее ярко эти изменения проявляются в периоды нефтяных кризисов и резких ценовых колебаний. Исследование показало, что в период кризиса обостряются имеющиеся дисбалансы структурные диспропорции, трансформации подвергаются механизмы ценообразования, происходит перераспределение рыночных долей, пересматриваются экспортные стратегии государств и перестраиваются привычные направления торговых потоков. Исходя из этого, систематизированы пять основных групп факторов, определяющих трансформацию мирового рынка нефти – конъюнктурные, экономические, геополитические, экологические и технологические.

3. Функционирование мирового нефтяного рынка определяется не только соотношением спроса и предложения, но и системой институционально оформленных международных решений. Международное регулирование влияет на объёмы добычи, устойчивость поставок, условия торговли, маршруты

движения сырья, механизм формирования цен и долгосрочную структуру спроса. Разработанная концептуальная модель позволила выяснить, что вследствие возникновения дисбаланса или кризисной ситуации заключаются соглашения, устанавливаются режимы и коалиционные решения, которые реализуются через конкретные меры регулирования. Указанные решения в дальнейшем изменяет устойчивые параметры функционирования мирового нефтяного рынка.

4. Проведенный анализ экономического потенциала нефтяной отрасли Казахстана показал, что республика располагает значительной ресурсной базой, крупными экспортно-ориентированными проектами и развитой добывающей инфраструктурой. В то же время следует признать современную структуру отрасли экспортно-сырьевой, так как основная часть добываемой нефти направляется на внешние рынки. Развитие глубокой переработки, выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью и расширение нефтегазохимических производств пока не соответствуют масштабам сырьевого потенциала страны. Модернизация отечественных нефтеперерабатывающих заводов улучшила обеспеченность внутреннего рынка нефтепродуктами, однако не устранила проблему ограниченной глубокой переработки, высокой доли тяжёлых нефтяных остатков и недостаточного развития последующих переделов. Все эти обстоятельства еще раз подчеркивают, что развитие нефтегазохимии, расширение внутренних производственных цепочек и диверсификация экспортно-транспортной инфраструктуры выступают необходимыми условиями перехода нефтяного комплекса Казахстана от экспортно-сырьевой модели к более технологически устойчивой модели развития.

5. В рамках диссертационного исследования был проведен анализ институциональных и инвестиционных механизмов развития нефтяного сектора Казахстана. В результате исследования было установлено, что формирование инвестиционного законодательства и системы регулирования недропользования выступает одним из ключевых условий интеграции отрасли в мировую систему движения капитала. Приток прямых иностранных инвестиций обеспечил освоение крупнейших месторождений, рост нефтедобычи и модернизацию производственной инфраструктуры. В то же время такая модель усилила зависимость отрасли от иностранного капитала, зарубежных технологических ресурсов и мировой нефтяной конъюнктуры. Последующее реформирование системы недропользования отразило переход к более сбалансированной модели регулирования, в которой сохранение инвестиционной привлекательности сочетается с усилением государственного контроля над стратегическими ресурсами. Однако высокая концентрация иностранных инвестиций в нефтегазовом секторе по-прежнему ограничивает возможности технологической диверсификации национальной экономики.

6. На основе факторно-регрессионного анализа проведена количественная оценка влияния факторов трансформации мирового нефтяного рынка на динамику мировой нефтедобычи. Исходная система показателей

включала конъюнктурные, экономические, геополитические, экологические и технологические параметры, отражающие многофакторный характер современной трансформации нефтяного рынка. В результате применения метода главных компонент данные показатели были агрегированы в три укрупнённых латентных фактора: эколого-технологический и институционально-геополитический, экономический и регуляторный. Наибольшее положительное влияние на динамику мировой нефтедобычи оказал первый фактор, отражающий взаимосвязь декарбонизации, технологической модернизации, санкционного давления и геополитической нестабильности. Как показали результаты диссертационного исследования, объемы нефтедобычи напрямую зависят от цен на мировых рынках, притока инвестиций и себестоимости. Кроме того, анализ показал торможение развития отрасли из-за жестких экологических норм и углеродных налогов. Для Казахстана же это задаёт четкий сигнал о том, что нужно модернизировать технологии, снижать выбросы, укреплять экспортные маршруты и уходить от уязвимости перед скачками цен.

7. С помощью факторно-регрессионного моделирования и сценарного анализа мы сформировали матрицу возможных путей развития мирового нефтяного рынка, которая состоит из четырех ключевых траекторий: инерционный, сбалансированный и ускоренный энергопереход, а также энергетическая стагнация. Инерционный сценарий выгоден в близкой перспективе за счет стабильных доходов и налогов, но в будущем он лишь усугубит уязвимость страны перед внешними ценами, транзитными рисками и экологическими правилами. А ускоренный переход грозит оттоком инвестиций, падением добычи и заморозкой инфраструктурных активов. Что касается стагнации, то это наихудший исход - технологическая отсталость, геополитическое давление и нехватка капитала могут подорвать всю отрасль. Здесь самым оптимальным выбором для Казахстана является сбалансированный энергопереход, так как он сочетает плановое обновление нефтегазового сектора, переработку сырья и развитие нефтехимии с внедрением чистых технологий. Выбор данного сценария позволит производить продукцию с высокой добавленной стоимостью без ущерба для экспортной выручки. Результаты исследования также показали зависимость долгосрочной устойчивости нефтяного сектора Казахстана от его структурной диверсификации. Так, сегодня ключевую роль играет углубленная переработка сырья и создание сложных производственных цепочек. К таким цепочкам относятся газосепарация, производство олефинов, выпуск базовых полимеров, переработка пластмасс, углублённая нефтепереработка и использование сопутствующих компонентов тяжёлой нефти. Расчёты показали, что при переработке попутного нефтяного газа стоимость продукции возрастает от 1,7-3,2 млрд долл. США при реализации базового газового сырья до 5,4-8,7 млрд долл. США при выпуске нефтегазохимических продуктов и до 8,6-14,3 млрд долл. США при производстве готовых изделий из полимеров. Следовательно, базовые полимеры не должны рассматриваться как конечный результат нефтегазохимического

развития. Их значение состоит в создании основы для более длинной и доходной производственной цепочки.

8. Приоритетным направлением повышения экспортного и производственного потенциала нефтяной отрасли Казахстана определено формирование нефтегазохимического кластера и связанных с ним производственных узлов в западных регионах страны. Именно здесь сосредоточены основные запасы углеводородного сырья, попутного нефтяного газа, лёгких газовых фракций, тяжёлых нефтей и действующая производственно-транспортная инфраструктура. Кластерная организация позволяет объединить добычу, подготовку сырья, глубокую переработку, выпуск полимеров, производство готовых изделий, малый и средний бизнес, сервисные предприятия и смежные отрасли в единую систему. Такая модель создаёт условия для роста внутренней добавленной стоимости и расширения экспортной номенклатуры. Изучение мирового опыта и текущего состояния нефтяного сектора Казахстана показывают наличие всех условий для создания национального нефтегазохимического кластера – богатая сырьевая база, действующие производства, логистика, инфраструктура СЭЗ и государственные меры поддержки. Однако в единую рабочую систему эти элементы пока не сложились. Главными препятствиями явились слабая кооперация между предприятиями, зависимость от иностранных технологий, дефицит квалифицированных кадров и разрыв между наукой и реальным производством.

9. В рамках диссертационного исследования разработана модель нефтегазохимического кластера Казахстана на сочетании вертикальной интеграции и горизонтальной кооперации. Здесь вертикальная ось связывает цепочку от добычи сырья до выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью, а горизонтальная ось объединяет ключевые производства со смежными отраслями: сервисом, инжинирингом, логистикой, наукой, образованием и финансами. На основе этого подхода сформирована архитектура кластера, в которую входят государственные регуляторы, добывающие и перерабатывающие компании, предприятия МСБ, профильные вузы и НИИ, логистические операторы, финансовые структуры и специальные экономические зоны (СЭЗ).

Проведённое исследование позволяет констатировать, что масштабы ресурсной базы и объемы выкачки нефти больше не гарантируют устойчивого будущего для отрасли Казахстана. В условиях трансформации мирового рынка решающую роль играют технологическое обновление, глубокая переработка и интеграция в сложные производственные цепочки. Поэтому отказ от сырьевого экспорта в пользу развития нефтегазохимии и кластерного подхода позволит создать высокую добавленную стоимость внутри страны, защитить экономику от внешних ценовых шоков и укрепить позиции Казахстана на мировой арене.

Оценка полноты решения поставленных задач. Все поставленные в диссертации задачи выполнены полностью и в строгой логической последовательности, отражающей замысел исследования. В теоретической части раскрыта природа трансформации мирового нефтяного рынка,

систематизированы этапы его эволюции и факторы трансформации. Анализ кризисных периодов показал, что изменения затрагивают не только цены, но и структуру спроса, логистические маршруты и стратегию ключевых игроков, что позволило систематизировать показатели рынка по экономическим, геополитическим, экологическим и технологическим группам. Международное регулирование, включая действия ОПЕК+, санкции и климатическую повестку, представлено в работе как целостный институциональный механизм. В рамках исследования также проведен анализ нефтяного сектора Казахстана, включая его ресурсный и экспортный потенциал, обозначены риски сырьевой модели. Разработанная факторно-регрессионная модель наглядно продемонстрировала разнонаправленное влияние внешних факторов на мировую добычу, что позволило обоснованно применить полученные выводы для оценки перспектив отрасли в Казахстане.

В аналитической части исследования разработана сценарная матрица развития мирового нефтяного рынка, на основе которой определены возможные сценарии для нефтяной отрасли Казахстана и направления её адаптации к изменению мировой энергетической системы. Обоснованы приоритеты структурной диверсификации отрасли, включая развитие нефтегазохимии, углубление переработки углеводородного сырья, расширение выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью и учёт экологических ограничений.

Завершающая задача решена путём разработки функциональной модели нефтегазохимического кластера Республики Казахстан. Предложенная модель объединяет добывающие, перерабатывающие, нефтегазохимические, сервисные, научно-образовательные, инфраструктурные и финансовые элементы и рассматривается как организационно-экономическая форма структурной перестройки нефтяной отрасли.

Рекомендации и исходные данные по конкретному использованию результатов.

Результаты исследования могут быть использованы государственными органами Республики Казахстан, институтами развития, национальными компаниями и организациями нефтегазового сектора при подготовке отраслевых стратегий, программных документов и прогнозно-аналитических материалов. Прикладное значение имеют систематизация факторов и показателей трансформации мирового рынка нефти, результаты факторного и регрессионного анализа, сценарная матрица развития мирового нефтяного рынка, а также предложения по структурной диверсификации нефтяной отрасли Казахстана, углублению переработки углеводородного сырья, развитию нефтегазохимии и формированию нефтегазохимического кластера как основы производственной кооперации и расширения внутренних цепочек создания стоимости.

Оценка научного уровня выполненной работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области. Научный уровень диссертационного исследования определяется тем, что трансформация мирового

рынка нефти рассмотрена в соответствии с современными подходами к анализу сырьевых и энергетических рынков. В работе нефтяной рынок исследуется не только через соотношение спроса и предложения, но и с учётом институциональных, технологических, геополитических, финансовых и экологических факторов, которые в современных условиях всё в большей степени определяют характер его развития.

В отличие от традиционных исследований, где нефтяные кризисы рассматриваются с позиции ценовых шоков, в настоящей работе нефтяные кризисы изучались для выявления глубинных факторов трансформации рынка, условий их проявления и формирования аналитической системы показателей. Кроме того, международное регулирование в работе пресдтавлен не как набор разрозненных решений, а как единый институциональный механизм, определяющий параметры всего нефтяного рынка. Высокий методический уровень диссертации обеспечен сочетанием исторического, институционального, статистического и математического подходов. Внедрение факторного и регрессионного анализа позволило выйти за рамки описательной статистики и дать оценку укрупненным факторам, влияющим на мировую добычу.

Личный вклад автора заключаются в построении концептуальной модели влияния международного регулирования на трансформацию мирового нефтяного рынка, а также в разработке сценарной матрицы его развития и функциональной модели нефтегазохимического кластера Казахстана. Полученные результаты позволили органично связать глобальные рыночные изменения с внутренними перспективами отечественного нефтяного сектора и дать научное обоснование ключевым векторам его структурной диверсификации.

Список использованной литературы

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2023 [Электронный ресурс]. – Paris: IEA, 2023. – 353 p. – Режим доступа: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023 (дата обращения: 15.02.2025).
2. Национальный энергетический доклад Kazenergy 2023 [электронный ресурс] / Казахстанская ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «Kazenergy». - Астана, 2023 г. - Режим доступа: https://www.kazenergy.com/ru/operation/ned/2117 /(дата обращения:15.02.2025).
3. Об утверждении Концепции развития нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на 2025–2040 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июля 2025 года № 549 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2500000549 (дата обращения: 15.08.2025).
4. Ергин Д. Добыча: всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д.Ергин; пер. с англ. – М.: Альпина Паблишер, 2017 – 944 с.
5. Тьюгендхэт К. Нефть: самый большой бизнес / К. Тьюгендхэт, А. Гамильтон; пер. с анг.; общ. ред. и предисл. Б. Рачкова. – М.: Прогресс, 1978. – 484 с.
6. Wilkins M. The Emergence of Multinational Enterprise // American Business Abroad from the Colonial Era to 1914. - Cambridge: Harvard University Press, 1970. – P. 234–238.
7. Трансформация мирового рынка нефти / отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 300 с.
8. Громов А.И. Мировой рынок нефти в период глобальной энергетической трансформации: ожидания и опасения // Стратегическое планирование в энергетике. – 2018. – Вып. 3. – С. 75–86.
9. Кузнецова Г.В. Мировой рынок нефти: современное положение, факторы влияния, возможные перспективы развития // Российский внешнеэкономический вестник. – 2023. – № 7. – С. 30–42.
10. Hotelling H. The Economics of Exhaustible Resources // Journal of Political Economy. - 1931.- Vol.39, №2.- P. 137-175.
11. Adelman M.A. Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum // Review of economics and statistics. - 1990.-Vol. 72, №1.- P. 1-10.
12. Hamilton J.D. What Is an Oil Shock? – Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research, 2000. – NBER Working Paper No. 7755.
13. Kilian L. Not All Oil Price Shocks Are Alike: Disentangling Demand and Supply Shocks in the Crude Oil Market // American Economic Review. – 2009. – Vol. 99, No. 3. – P. 1053–1069.
14. Fattouh B. Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle [electronic resource]. - Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2010. -

Режим доступа: https://www.oxfordenergy.org/publications/oil-market-dynamics-through-the-lens-of-the-2002-2009-price-cycle/ (дата обращения: 10.11.2024).

15. Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее / под ред. В.В. Бушуева, Н.К. Куричева.-М.: ИАЦ Энергеия, 2009 - 13 с.

16. Бушуев В.В. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз / В.В. Бушуев, А.А. Конопляник, Я.М. Миркин [и др.]. - М.: ИД Энергия, 2013.-344 с.

17. Разумнова Л.Л. Трансформация мирового рынка нефти в условиях финансовой глобализации: дис. … канд. экон. наук. – М., 2010.

18. Gately D. Lesson from the 1986 Oil Price Collapse [electronic resource] // Brookings Papers on Economic Activity. – 1986.-Vol. 17, №2.- P. 237-284. - Режим доступа: https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/1986/06/1986b_bpea_gately_adelman_griffin.pdf (дата обращения: 10.11.2024).

19. Colgan J.D. The Emperor Has No Clothes: The Limits of OPEC in the Global Oil Market // International Organization. - 2014. -Vol. 68, №3. - P. 599-632.

20. Almutairi H. Oil Market Stabilization: The Performance of OPEC and Its Allies / H. Almutairi, A. Pierru, J.L. Smith // The Energy Journal. – 2023. – Vol. 44, No. 6. – P. 1-22.

21. Трачук К.В. Эволюция подходов к энергетической безопасности: страны-импортеры против стран-экспортеров // Свежий взгляд. – 2010. – № 3. – С. 258–263.

22. Симония Н.А. Глобализация и проблема мирового лидерства / Н.А. Симония, А.В. Торкунов // Международная жизнь. – 2013. – № 3. – С. 1–9.

23. Егоров И.О. Нефтегазовый комплекс Казахстана: проблемы развития и эффективного функционирования / И.О. Егоров, О.А. Чигаркина, А.С. Баймуканов. – Алматы, 2003. – 536 с.

24. Османов Ж.Д. Нефтегазовый комплекс Прикаспийского региона: потенциал, проекты и перспективы / Ж.Д. Османов, Д.Д. Ермекбаева. – Алматы: Service Press, 2019. – 160 с.

25. Suleimenova A. The Impact of the Oil and Oil Products Market on Economic Development: A National Aspect / A. Suleimenova, K. Turkeyeva, A. Tulemetova, N. Zhanakova // International Journal of Energy Economics and Policy. - 2020.-Vol. 10, №5.- P. 116-122.- DOI: https://doi.org/10.32479/ijeep.9964

26. Сарсембек Г. Современное состояние нефтегазовой промышленности Казахстана // Вопросы географии и геоэкологии. – 2021. – № 2. – С. 8–14.

27. Shalbolova U., Bissenov K., Makhanov S. The impact of diversification of the oil and gas complex on the national economy of Kazakhstan // E3S Web of Conferences. – 2024. – Т. 494. – № 02006. – DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202449402006

28. Сулейменов М.К. Обзор законодательной базы для инвестиций в нефтегазовом секторе Республики Казахстан [Электронный ресурс] / М.К. Сулейменов, Е.Б. Осипов. – Режим доступа: https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30930171 (дата обращения: 10.11.2024).

29. Сулейменов М.К. Законодательство об инвестициях Республики Казахстан: 25 лет развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.zakon.kz/4858124-zakonodatelstvo-ob-investicijakh.html (дата обращения: 10.11.2024).

30. Отарбаева А.Б. Анализ влияния прямых иностранных инвестиций на развитие нефтегазовой отрасли Казахстана / А.Б. Отарбаева, А.А. Арупов // The Journal of Economic Research & Business Administration. – 2020. – № 4 (134). – С. 66–80. – DOI: https://doi.org/10.26577/be.2020.v134.i4.06

31. Егоров О. И., Чигаркина О. А. Диверсификация нефтегазовых транспортных систем Казахстана // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2014. – № 2. – С. 55–58.

32. Османов Ж.Д., Климов П.В., Махмотов Е.С., Саяхов Б.К. Состояние и перспективы развития транспорта нефти и газа Казахстана // Нефть и газ. – 2019. – № 3 (111). – С. 86–101.

33. Технология повышения нефтеизвлечения. Серия: Новые нефти Казахстана и их использование / под.ред. Надирова Н.К. – Алматы: Наука, 1982. – 273 с.

34. Чигаркина О.А., Саубетова Б.С., Аншаева Д.И. Направления развития нефтепереработки за счет диверсификации используемых видов углеводородного сырья // Вестник Казахского национального технического университета. – 2018. – № 1 (123). – С. 94–102.

35. Калыбай А.А., Надиров Н.К., Бодыков Д.У., Абжали А.К. Высоковязкие нефти, природные битумы, нефтяные остатки и переработка их вакуумно-волновой гидроконверсией // Нефть и газ. – 2019. – № 2 (110). – С. 100–119.

36. Қадырбергенова А.Қ., Ізбасарова Л.Б., Жантелеуова Г.М. Отандық мұнай-химия өнімдерінің бәсекеге қабілеттілігін қамтамасыз ету // Л.Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университетінің Хабаршысы. Экономика сериясы. – 2021. – № 1. – Б. 64–73.

37. Makhanov S.S., Shalbolova U.Zh., Kim Y.G. Investing in diversification: oil industry of Kazakhstan // Business: Theory and Practice. - 2023. - 24(2). – P. 325–333. – DOI: https://doi.org/10.3846/btp.2023.16823

38. Orazbayeva K., Sadu Zh. Nurgalieva Zh., Akisheva A., Ussenbayev T. Formation and development of petrochemical production in Kazakhstan according to the cluster principle // BIO Web of Conferences.- 2023. – Vol. 65 - Article №09001. – DOI: https://doi.org/10.1051/bioconf/20236509001

39. Пономаренко Т.В., Горбатюк И.Г., Череповицын А.Е. Промышленные кластеры как организационная форма развития нефтегазохимической отрасли России// Записки Горного института, 2024. - Т. 270. - С.1024-1037.

40. Конституция Республики Казахстан: принята на республиканском референдуме 30 августа 1995 года [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/K950001000 (дата обращения: 15.12.2025).

41. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/K1700000125 (дата обращения: 15.12.2025).

42. Предпринимательский кодекс Республики Казахстан от 29 октября 2015 года № 375-V ЗРК [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/K1500000375 (дата обращения: 15.12.2025).

43. О газе и газоснабжении: Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 532-IV [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z1200000532 (дата обращения: 15.12.2025).

44. О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов: Закон Республики Казахстан от 20 июля 2011 года № 463-IV [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://online.zakon.kz/document/?doc_id=31034349 (дата обращения: 15.12.2025).

45. The International Comparative Legal Guides. Oil and Gas Laws and Regulations: USA 2019 [Electronic resource]. – Access mode: https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/usa (accessed: 10.11.2024).

46. О ратификации Договора к Энергетической Хартии и Протокола к Энергетической Хартии по вопросам энергетической эффективности и сопутствующим экологическим аспектам: Указ Президента Республики Казахстан от 18 октября 1995 г. №2537 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/U950002537_ (дата обращения: 15.12.2025).

47. О Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2003–2015 годы: Указ Президента Республики Казахстан от 17 мая 2003 года № 1096 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/U030001096_ (дата обращения: 15.12.2025).

48. Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015–2019 годы и о внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года № 957 «Об утверждении Перечня государственных программ»: Указ Президента Республики Казахстан от 1 августа 2014 года № 874 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/U1400000874 (дата обращения: 15.12.2025).

49. Об утверждении Стратегии достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года: Указ Президента Республики Казахстан от 2 февраля 2023 года № 121 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая

система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121 (дата обращения: 15.12.2025).

50. Об утверждении Государственной программы поддержки и развития бизнеса «Дорожная карта бизнеса-2025»: постановление Правительства Республики Казахстан от 24 декабря 2019 года № 968 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1900000968 (дата обращения: 15.12.2025).

51. Об утверждении Программы восстановления и развития химической и нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2001–2002 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 17 мая 2001 года № 649 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P010000649_ (дата обращения: 15.12.2025).

52. Об утверждении Программы развития нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2004–2010 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 29 января 2004 года № 101 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/archive/docs/P040000101_/29.01.2004 (дата обращения: 15.12.2025).

53. Об утверждении Программы развития нефтехимической промышленности Республики Казахстан на 2008–2013 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 29 января 2004 года № 101 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P040000101_ (дата обращения: 15.12.2025).

54. Об утверждении Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2025–2029 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 21 июня 2025 года № 463 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2500000463 (дата обращения: 15.12.2025).

55. Об утверждении Комплексного плана по развитию крупнейших нефтегазовых и нефтегазохимических проектов на 2023-2027 гг.: Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2023 года № 1062 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300001062 (дата обращения: 15.12.2025).

56. Об утверждении Плана энергоэффективности и бережного потребления газа на 2023–2025 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 19 октября 2023 года № 924 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики

Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000924 (дата обращения: 15.12.2025).

57. Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа»: постановление Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года № 1024 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300001024 (дата обращения: 15.12.2025).

58. Об утверждении Программы по формированию и развитию перспективных кластеров в Республике Казахстан: постановление Правительства Республики Казахстан от 25 июня 2005 года № 633 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/K050002006_#z0 (дата обращения: 15.12.2025).

59. National Transformation Program [Electronic resource] / Ministry of Environment, Water and Agriculture, Government of the Kingdom of Saudi Arabia. – Access mode: https://www.mewa.gov.sa/en/Ministry/initiatives/MinistryInitiatives/Pages/default.aspx (accessed: 15.12.2025).

60. Об утверждении Генеральной схемы газификации Республики Казахстан на 2023-2030 гг.: Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 29 сентября 2023 года № 350 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/G23JVM00350 (дата обращения: 15.12.2025).

61. Послание Президента Республики Казахстан Н.А. Назарбаева народу Казахстана «К конкурентоспособному Казахстану, конкурентоспособной экономике, конкурентоспособной нации» от 19 марта 2004 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.akorda.kz/ru/addresses/addresses_of_president/poslanie-prezidenta-respubliki-kazakhstan-n-a-nazarbaeva-narodu-kazakhstana-19-mart-2004-g_1342416361 (дата обращения: 15.12.2025).

62. Послание Президента Республики Казахстан – Лидера Нации Н.А. Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства» от 14 декабря 2012 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://adilet.zan.kz/rus/docs/K1200002050 (дата обращения: 15.12.2025).

63. 15-й национальный отчет о реализации Инициативы прозрачности деятельности добывающих отраслей в Республике Казахстан за 2019 год [Электронный ресурс] / Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан. – Алматы, 2020. – 168 с. – Режим доступа: https://eiti.org/sites/default/files/attachments/kazakhstan_2019_eiti_report.pdf (дата обращения: 10.11.2024).

64. 16-й национальный отчет по реализации Инициативы прозрачности деятельности добывающих отраслей в Республике Казахстан за 2020 и 2021 годы [Электронный ресурс] / Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан. – Астана, 2023. – 132 с. – Режим доступа: https://eiti.org/sites/default/files/2023-08/2020%202021%20%D0%98%D0%9F%D0%94%D0%9E%20%D0%9E%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%9A%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B0.pdf?hash=1766055600 (дата обращения: 10.11.2024).

65. Congressional Budget Office. The Economic and Budgetary Effects of Producing Oil and Natural Gas from Shale: report [Electronic resource]. – Washington, DC: Congressional Budget Office, 2014. – 45 p. – Access mode: https://www.cbo.gov/publication/49815 (accessed: 10.11.2024).

66. Национальный энергетический доклад KAZENERGY 2019 [Электронный ресурс]. – 2019. – 65 с. – Режим доступа: https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19_ru.pdf (дата обращения: 10.11.2024).

67. Market Overview. Global Trends and Their Impact on KMG's Development Strategy Implementation [Electronic resource]. – Access mode: https://ar2024.kmg.kz/en/strategic-report/strategy/market-overview#OPEC-decisions (accessed: 15.12.2025).

68. Годовой отчет АО Национальной компании «КазМунайГаз» за 2015 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kmg.kz/ (дата обращения: 10.11.2024).

69. Переработка нефти и маркетинг [Электронный ресурс] // Годовой отчет АО Национальной компании «КазМунайГаз» за 2024 год. – Режим доступа: https://ar2024.kmg.kz/ru/strategic-report/operating-review/downstream (дата обращения: 15.12.2025).

70. Oil Transportation: Operating Review [Electronic resource] // KMG Annual Report 2023. – Access mode: https://ar2023.kmg.kz/pdf/ar/en/strategic-report_operating-review_oil-transportation.pdf (accessed: 15.12.2025).

71. Отраслевая рамка квалификаций по направлению «Нефтегазовая промышленность. Разведка и добыча нефти и газа». – Нур-Султан: АО «КИНГ», 2019. – 44 с.

72. Отраслевая рамка квалификаций по направлению «Нефтегазовая промышленность. Транспортировка и хранение нефти и газа». – Нур-Султан: АО «КИНГ», 2019. – 48 с.

73. Bordoff J. New Realities, New Risks: Rethinking the Strategic Petroleum Reserve: report / J. Bordoff, A. Halff, A. Losz. – New York: Center on Global Energy Policy, Columbia SIPA, 2018. – 68 p.

74. Kazakhstan Energy Outlook 2025: Petroleum Edition / Energy Insights & Analytics; Association KAZENERGY; AppStream. – Astana, 2025. – 167 p.

75. Бут К. Регулирование в нефтегазовой отрасли – Казахстан и опыт других стран: аналитический отчет [Электронный ресурс] / К. Бут, А.

Байдусенов, Д. Корсунов, Э.Х. Рейсо; Rystad Energy; Energy Insights & Analytics. – Осло; Астана, 2025. – 14 с. – Режим доступа: https://s3-prod.exia.kz/articles/250527_Article_Oil&Gas_Regulatory_Landscape_RU.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

76. Ведение бизнеса в Казахстане 2019: обзор: сравнение правил ведения бизнеса для местных компаний в 16 регионах Казахстана с показателями 189 стран [Электронный ресурс] / Всемирный банк. – Вашингтон, округ Колумбия: World Bank Group, 2019. – 23 с. – Режим доступа: https://www.doingbusiness.org/kazakhstan (дата обращения: 10.11.2024).

77. Energy Security. Kazakhstan Energy Profile [Electronic resource] / International Energy Agency. – Access mode: https://www.iea.org/reports/kazakhstan-energy-profile/energy-security (accessed: 15.12.2025).

78. International Monetary Fund. Republic of Kazakhstan: Financial Sector Assessment Program – Technical Note on Climate-Related Risks and Financial Stability [Electronic resource]. – Washington, DC: International Monetary Fund, 2024. – IMF Country Report No. 2024/096. – Access mode: https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2024/096/article-A001-en.xml (accessed: 15.12.2025).

79. United Nations Development Programme. Human Development Reports: Norway Profile [Electronic resource]. – Access mode: http://hdr.undp.org/en/countries/profiles/NOR (accessed: 10.11.2024).

80. Выгон Г. Мировой рынок нефти: от «ручного управления» к «невидимой руке»: аналитический отчет [Электронный ресурс] / Г. Выгон, А. Рубцов, С. Ежов, М. Белова, Д. Козлова, Е. Колбикова; VYGON Consulting. – М., 2015. – 49 с. – Режим доступа: https://www.ngv.ru/upload/medialibrary/Analytics/mirovoy_rynok_nefti_ot_ruchnogo_upravleniya_k_nevidimoy_ruke.pdf (дата обращения: 10.11.2024).

81. Казахстанская фондовая биржа. Нефтегазовая отрасль Республики Казахстан: аналитический обзор. – Алматы: АО «Казахстанская фондовая биржа», 2019. – 16 с.

82. Обзор газовой отрасли Республики Казахстан: аналитический обзор [Электронный ресурс] / Аналитический центр Halyk Finance. – Алматы, 2024. – 20 с. – Режим доступа: https://halykfinance.kz/download/files/analytics/AC_gas.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

83. Обзор нефтяного сектора за 2023 год: аналитический обзор [Электронный ресурс] / Halyk Finance. – Режим доступа: https://halykfinance.kz/download/files/analytics/HF_-_Neftyanoy_sektor.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

84. The Observatory of Economic Complexity. Kazakhstan Profile [Electronic resource]. – Access mode: https://oec.world/en/profile/country/kaz/ (accessed: 15.12.2025).

85. Обзор нефтегазовой отрасли Казахстана: аналитический отчет [Электронный ресурс] / Jusan Analytics. – Август 2022 г. – Режим доступа:

https://jusananalytics.kz/wp-content/uploads/2022/08/obzor-neftegazovoj-otrasli-rk.pdf (дата обращения: 10.11.2024).

86. Отчет о возможных воздействиях к проекту разработки месторождения Тенгиз / ТОО «SED». – Алматы, 2024. – 448 с.

87. Unconventional Fossil Fuels: Factsheet [Electronic resource] / Center for Sustainable Systems, University of Michigan. – 2025. – No. CSS13-19. – 2 p. – Access mode: https://css.umich.edu/sites/default/files/2025-09/CSS13-19_0.pdf (accessed: 15.12.2025).

88. Отчет об операциях по геофизическим и геологическим исследованиям в Казахстанском секторе Каспийского моря / Консорциум Каспийского моря. - г.Атырау, 1997.

89. Разработка программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза: отчет о научно-исследовательской работе (заключительный). Этап 3. Часть 1 / ООО «Эр Пи Ай Истерн Юроп»; рук. НИР В.В. Бобылев. – М., 2017. – 343 с.

90. World Energy Council. World Energy Trilemma Report 2024: Evolving with Resilience and Justice [Electronic resource]. – London: World Energy Council, 2024. – 268 p. – Access mode: https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024 (accessed: 15.12.2025).

91. Официальный сайт Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://stat.gov.kz/ru/ (дата обращения: 15.12.2025).

92. U.S. Energy Information Administration. International Energy Database [Electronic resource]. – Access mode: https://www.eia.gov/ (accessed: 10.11.2025).

93. BP Statistical Review of World Energy 2024 [Electronic resource]. – Access mode: http://www.bp.com/statisticalreview (accessed: 15.12.2025).

94. Официальный сайт International Energy Agency (IEA) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.iea.org (дата обращения: 15.12.2025).

95. Официальный сайт World Bank [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://data.worldbank.org/indicator?tab=all (дата обращения: 10.11.2025).

96. Официальный сайт Trade Map: Trade Statistics for International Business Development [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.trademap.org (дата обращения: 10.11.2025).

97. Официальный сайт Statistics Norway (SSB) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ssb.no (дата обращения: 10.11.2025)

98. Официальный сайт Knoema. World Data Atlas [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://knoema.ru/atlas (дата обращения: 10.11.2025).

99. Официальный сайт Национального банка Республики Казахстан. Валовый приток иностранных прямых инвестиций в Республику Казахстан от иностранных прямых инвесторов по странам [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://nationalbank.kz/ru (дата обращения: 15.12.2025).

100. Официальный сайт OPEC. World Oil Outlook [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://publications.opec.org/woo/archive/chapter/105/703 (дата обращения: 15.12.2025).

101. GlobalPetrolPrices. Gasoline Prices [Electronic resource]. – Access mode: https://www.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/ (accessed: 15.12.2025).

102. Joint Organisations Data Initiative. JODI Oil Database [Electronic resource]. – Access mode: https://www.jodidata.org/ (accessed: 15.12.2025).

103. IndexMundi. Crude Oil Production: Indicator Database [Electronic resource]. – Access mode: https://www.indexmundi.com/g/r.aspx?v=85&t=100 (accessed: 15.12.2025).

104. Справочник по геологии нефти и газа [Электронный ресурс] / под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с. – Режим доступа: http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-eremenkospravochnik-po-geologii-nefti-i-gaza1984.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

105. Справочник месторождений нефти и газа Казахстана. – Алматы, 1997. – 326 с.

106. За годы Независимости добыча газа в Казахстане увеличилась в семь раз [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/238813?lang=ru (дата обращения: 15.12.2025).

107. Недропользователи в сфере углеводородов оштрафованы за невыполнение контрактов на 50 млрд тенге [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/1076761?lang=ru (дата обращения: 15.12.2025).

108. Открытие новых месторождений, развитие инвестиционного потенциала и подготовка молодых кадров – С. Брекешев о геологической отрасли Казахстана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://primeminister.kz/ru/news/reviews/otkrytie-novyh-mestorozhdeniy-razvitie-investicionnogo-potenciala-i-podgotovka-molodyh-kadrov-s-brekeshev-o-geologicheskoy-otrasli-kazahstana-183140 (дата обращения: 15.12.2025).

109. Минэнерго Казахстана: итоги 2024 года и стратегические планы на 2025 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://primeminister.kz/ru/news/reviews/minenergo-kazakhstana-itogi-2024-goda-i-strategicheskie-plany-na-2025-god-29771 (дата обращения: 15.12.2025).

110. Official Website of the Ministry of Petroleum and Energy. Norwegian Petroleum [Electronic resource]. – Access mode: https://www.norskpetroleum.no (accessed: 15.12.2025).

111. Emissions to Air [Electronic resource] // Norwegian Petroleum. – Access mode: https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/emissions-to-air/ (accessed: 15.12.2025).

112. Официальный сайт АО Национальной компании «КазМунайГаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kmg.kz/ (дата обращения: 15.12.2025).

113. Официальный сайт Казахстанской международной выставки и конференции «Нефть и газ» (KIOGE) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kioge.kz/ru/ (дата обращения: 15.12.2025).

114. Официальный сайт ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kcp.kz/projects/project1 (дата обращения: 15.12.2025).

115. Официальный сайт KMG PetroChem JSC [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://kmgpetrochem.kz (дата обращения: 15.12.2025).

116. Rompetrol Rafinare S.A. Refining and Petrochemicals [Electronic resource]. – Access mode: https://www.rompetrol.com/what-we-do/operations/refining-and-petrochemicals/petromidia (accessed: 15.12.2025).

117. Repsol S.A. Repsol Makes the Largest Oil Discovery in the United States in 30 Years (Alaska) [Electronic resource]. – Madrid, 2017. – Access mode: https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/sala-de-prensa/documentos-notas-de-prensa/NP_09-3-2017-Alaska_tcm13-62669.pdf (accessed: 15.12.2025)

118. Building Resilience through Localization [Electronic resource]. – Access mode: https://www.aramco.com/en/news-media/elements-magazine/2023/building-resilience-through-localization (accessed: 15.12.2025).

119. Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://fic.kz/ru/kfica/members/24 (дата обращения: 15.12.2025).

120. Alternative Energy Solution for the 21st Century [Electronic resource]. – Access mode: http://www.altenergy.org/ (accessed: 15.12.2025).

121. Первая нефть Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-october/3750236/ (дата обращения: 15.12.2025).

122. Norwegian Oil Policy [Electronic resource]. – Access mode: https://cases.som.yale.edu/equinor/norway-and-oil/norwegian-oil-policy (accessed: 15.12.2025)

123. Рейтинг стран мира по уровню глобальной конкурентоспособности [Электронный ресурс] // Гуманитарный портал: исследования и прогнозы; Центр гуманитарных технологий. – Режим доступа: https://gtmarket.ru/ratings/imd-world-competitiveness-ranking (дата обращения: 15.12.2025).

124. DergiPark: Academic Journals Platform [Electronic resource]. – Access mode: https://dergipark.org.tr/en/ (accessed: 15.12.2025).

125. Казахстан пообещал стать климатически нейтральным к 2060 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://caneecca.org/kazahstan-poobeshhal-stat-klimaticheski-nejtralnym-k-2060-godu (дата обращения: 15.12.2025).

126. Why the Global Stocktake Is Important for Climate Action This Decade [Electronic resource] // United Nations Framework Convention on Climate Change. – Access mode: https://unfccc.int/topics/global-stocktake/about-the-global-stocktake/why-the-global-stocktake-is-important-for-climate-action-this-decade (accessed: 15.12.2025).

127. Global Recoverable Oil Reserves Hold Steady at 1,536 Billion Barrels [Electronic resource]. – Access mode: https://www.rystadenergy.com/news/global-recoverable-oil-barrels-demand-electrification (accessed: 15.12.2025)

128. Статистика продаж автомобилей в мире в 2024 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://greenway.icnet.ru/cars-sales-actual-world.html (дата обращения: 15.12.2025).

129. Мировые цены на тугоплавкие и редкоземельные металлы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://specmetal.ru/mirovye-ceny/ (дата обращения: 15.12.2025)

130. Porter M.E. Clusters and the new economics of competition [electronic resource] / / Harvard Business Review. -1998. -Vol. 76, №6. – P. 77-90.- Access mode: https://hbr.org/1998/11/clusters-and-the-new-economics-of-competition (accessed: 15.12.2025).

131. Costello A.B. Best Practices in Exploratory Factor Analysis: Four Recommendations for Getting the Most from Your Analysis / A.B.Costello, J.W.Osborne // Practical Assessment, Research and Evaluation.- 2005. - Vol.10, №1.- Article 7. - DOI: https://doi.org/10.7275/jyj1-4868

132. Yong A.G. A Beginner's Guide to Factor Analysis: Focusing on Exploratory Factor Analysis / A.G. Yong, S. Pearce // Tutorials in Quantitative Methods for Psychology. – 2013. – Vol. 9, No. 2. – P. 79–94.

133. Schoemaker P.J.H. Scenario Planning: A Tool for Strategic Thinking // MIT Sloan Management Review. - 1995. -Vol. 36, №2. - P. 25-40.

134. Amer M., Daim T.U., Jetter A. Scenario planning: an overview//Futures. - 2013. -Vol. 46.- P. 23-40.

135. Durance P., Godet M. Scenario building: uses and abuses // Technological Forecasting and Social Change. – 2010. – Vol. 77. – P. 1488–1492

136. Schwartz P. The Art of the Long View: Planning for the Future in an Uncertain World [Electronic resource]. – New York: Currency Doubleday, 1991. – 272 p. – Access mode: https://publicuseofprivatespace.wordpress.com/wp-content/uploads/2012/09/the-art-of-the-long-view_schwartz1.pdf (accessed: 15.12.2025).

137. Gately, Dermot. A Ten-Year Retrospective: OPEC and the World Oil Market. Journal of Economic literature. - Vol. 22. №3.-1984. P. 1100–14.

138. Hamilton J.D. Historical Oil Shocks [Electronic resource]. – Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research, 2011. – NBER Working Paper No. 16790. – Access mode: https://www.nber.org/papers/w16790 (accessed: 15.12.2025).

139. Fattouh B. An Anatomy of the Oil Pricing System. – Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2010. – 70 p.

140. Дворяшина М.М. Трансформация отраслевого рынка: подходы к моделированию [Электронный ресурс] // Современные исследования социальных проблем. – 2012. – № 1 (9). – Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/transformatsiya-otraslevogo-rynka-podhody-k-modelirovaniyu/viewer (дата обращения: 15.12.2025).

141. Сулейменова А.Ш. Основы трансформации энергетических рынков // Экономика Казахстана: от настоящего к будущему// Материалы международной-научно практической конференций,посвященной 80-летию со дня рождения д.э.н., профессора Кенжегузина Марата Балгужевича - Институт экономики КН МОН РК, 2019. - С. 511-519.

142. Сулейменова А.Ш., Панзабекова А.Ж. Развитие мирового рынка нефти и предпосылки его трансформации // Экономика: стратегия и практика. - 2020.- № 2 (15). - С. 43-54.

143. Топ-10 наименований нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://topneftegaz.ru/analisis/view/7673 (дата обращения: 15.12.2025).

144. Нефть, газ, модернизация общества / под общ. ред. Н.А. Добронравина, О.Л.Маргании. – СПб.: Экономическая школа, 2008.- С. 54.

145. Ali U. The History of the Oil and Gas Industry from 347 AD to Today [Electronic resource] // Offshore Technology. – Access mode: https://www.offshore-technology.com/comment/history-oil-gas/?cf-view (accessed: 15.12.2025).

146. Сергеева З.Х. Ключевые этапы в истории освоения ресурсов углеводородного сырья [Электронный ресурс] // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2013. – № 17 (120). – С. 237–246. – Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/klyuchevye-etapy-v-istorii-osvoeniya-resursov-uglevodorodnogo-syrya/viewer (дата обращения: 15.12.2025).

147. Судо М.М. Нефть и горючие газы в современном мире. – М.: Недра, 1984. – 184 с.

148. Ritchie H. Energy [Electronic resource] / H. Ritchie, P. Rosado, M. Roser // Our World in Data. – Access mode: https://ourworldindata.org/energy (accessed: 15.12.2025).

149. Славкина М. Острые грани «черного золота»: история «нефтяной иглы» в Советском Союзе [Электронный ресурс] // Родина. – 2016. – № 4. – Режим доступа: https://rg.ru/2016/04/25/rodina-neft.html (дата обращения: 15.12.2025).

150. Fattouh, B., Kilian, L., Mahadeva, L. The Role of Speculation in Oil Markets. What Have We Learned So Far?// The Energy Journal. - 2013.- №34(3).- P. 7-33.

151. Adelman M.A. The Economics of Petroleum Supply: Papers by M.A. Adelman, 1962–1993 [Electronic resource]. – Cambridge, MA: MIT Press, 1993. – 556 p. – Access mode: https://mitpress.mit.edu/9780262011389/the-economics-of-petroleum-supply (accessed: 15.12.2025).

152. Verleger Ph.K. Understanding the 1990 Oil Crisis [Electronic resource] // The Energy Journal. – 1990. – Vol. 11, No. 4. – P. 15–33. – Access mode: http://www.jstor.org/stable/41322669 (accessed: 15.12.2025).

153. Pindyck R.S. The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: A Primer // Energy Journal. 2001. Vol. 22. No. 3. P. 1-29.

154. Fattouh B., Mahadeva L. OPEC: What Difference Has It Made? / Oxford Institute for Energy Studies. – Oxford, 2013. – 28 p.

155. Сулейменова А.Ш. Основные факторы, влияющие на трансформацию мирового рынка нефти // Наука, экономика и социальная модернизация общества: реальность и перспективы // Материалы международной научно-практической конференции / Под ред. академика НАН РК Сатыбалдина А.А. – Алматы: Институт экономики КН МОН РК. - 2019. – С. 747-753

156. Туркеева К.А., Сулейменова А.Ш. Факторы и условия трансформации мирового рынка нефти // Economy: strategy and practice. 2021;16(2):71-85. https://doi.org/10.51176/1997-9967-2021-2-71-85

157. Hamilton J.D. Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–08 // Brookings Papers on Economic Activity. – 2009. – Vol. 40, No. 1. – P. 215–261.

158. Yergin D. The quest: energy, security, and the remaking of the modern world. – New York: Penguin Press, 2011. – 804 p.

159. Acuerdo sobre un Programa Internacional de Energía, hecho en París el 18 de noviembre de 1974 [Electronic resource] // Boletín Oficial del Estado. – 1975. – No. 83. – P. 7141–7151. – Access mode: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1975-7212 (accessed: 15.12.2025).

160. Yergin D. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power. -New York: Simon and Schuster, 1991. - 912 p.

161. Energy Supply Security: The Emergency Response of IEA Countries 2014 [Electronic resource]. – Paris: IEA, 2014. – Access mode: https://www.iea.org/reports/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014 (accessed: 15.12.2025).

162. Strategic Petroleum Reserve [Electronic resource] / U.S. Department of Energy. – Washington, DC. – Access mode: https://www.energy.gov/ceser/strategic-petroleum-reserve (accessed: 15.12.2025).

163. Panzabekova A.Zh., Nguen A.H., Suleimenova A.Sh. Influence of the USA and China on the transformation of the world oil market // Economy: strategy and practice. 2019;14(3):27-38.

164. OPEC Statute [Electronic resource]. – Vienna: OPEC, 2012. – Access mode: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC_Statute.pdf (accessed: 15.12.2025).

165. Mommer B. Global Oil and the Nation State. – Oxford: Oxford University Press, 2002. – 288 p.

166. Baffes J., Kose M. A., Ohnsorge F., Stocker M. The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses. -Washington: World Bank Group. -2015. - 42 p.

167. OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting. Declaration of Cooperation, Vienna, 10 December 2016 [Electronic resource]. – Access mode: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/4091.htm (accessed: 15.12.2025).

168. Gruszczynski L. The Geoeconomics of Energy Sanctions // Journal of World Trade. – 2023. – Vol. 57, No. 4. – P. 563–588.

169. Farrell H., Newman A. Weaponized Interdependence: How Global Economic Networks Shape State Coercion // International Security. – 2019. – Vol. 44, No. 1. – P. 42–79.

170. United Nations Framework Convention on Climate Change. Paris Agreement [Electronic resource]. – Paris, 2015. – Access mode: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (accessed: 15.12.2025).

171. International Energy Agency. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector [Electronic resource].- Paris: IEA. - 2021. - Access mode: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050(accessed: 15.12.2025).

172. Chigarkina O., Suleimenova A., Turkeyeva K., Bodaubayeva G. Impact of Renewable Energy use, CO2 Emissions, Oil Production and Oil Prices on Sustainable Economic Growth: ARDL Approach from Kazakhstan // International Journal of Energy Economics and Policy. -2025. -Vol. 15, №3.- P. 90 - 97. - DOI: https://doi.org/10.32479/ijeep.18765.

173. Какое место в мировой нефтегазовой иерархии занял Казахстан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://inbusiness.kz/ru/news/kakoe-mesto-v-mirovoj-neftegazovoj-ierarhii-zanyal-kazahstan (дата обращения: 15.12.2025).

174. Добыча и экспорт нефти в Казахстане [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Добыча_и_экспорт_нефти_в_Казахстане (дата обращения: 15.12.2025).

175. Конец сырьевого компромисса: Казахстан у порога нефтяного суверенитета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.bakunetwork.org/ru/news/analytics/14038 (дата обращения: 15.12.2025).

176. Suleimenova A. Experience of Norway in Development Oil Market // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Social and Human Sciences. 2019. Vol. 5, No. 327. P. 204–212. DOI: 10.32014/2019.2224-5294.189.

177. Нефть Brent больше не будут добывать [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://forbes.kz/process/energetics/neft_brent_bolshe_ne_budut_dobyivat/ (дата обращения: 15.12.2025).

178. Сулейменова А.Ш. Анализ экспортного потенциала нефтяного рынка Республики Казахстан // Международной научно-практической онлайн-конференции «Качество жизни: социально-экономические приоритеты и основные направления роста социального благосостояния населения». -2021 г. - С.256-264

179. Казахстан: нефть – одновременно проклятье и подарок судьбы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://clck.ru/3QtMTN (дата обращения: 15.12.2025).

180. Добыча нефти в Казахстане одна из самых дорогих – исследование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://azh.kz/ru/news/view/63264 (дата обращения: 15.12.2025).

181. Казахстан может потерять свою долю на мировом рынке нефти из-за высоких затрат на ее добычу – KAZENERGY [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://kz.kursiv.media/2023-11-20/kazahstan-mozhet-poteryat-svoyu-dolyu-na-mirovom-rynke-nefti-iz-za-vysokih-zatrat-na-ee-dobychu/ (дата обращения: 15.12.2025).

182. Сулейменова А.Ш. Анализ современного состояния нефтяной отрасли в Казахстане // Сборник материалов международного симпозиума, посвященный 85-летнему юбилею со дня рождения и 60-летию научной и общественной деятельности лауреата государственной премии в области науки и техники им.аль-Фараби, заслуженного деятеля науки Республики Казахстана, академика НАН РК Кошанова Аманжола Кошановича. - 2020 г. - С. 470-478.

183. Kazakhstan to More Than Double Oil Refining Capacity by 2040 [Electronic resource]. – Access mode: https://astanatimes.com/2025/07/kazakhstan-to-more-than-double-oil-refining-capacity-by-2040/ (accessed: 15.12.2025).

184. Егоров О.И. Отсутствие стратегии в нефтянке – главная беда [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://kz.kursiv.media/2017-08-15/oleg-egorov-otsutstvie-strategii-v-neftyanke-glavnaya-beda/ (дата обращения: 15.12.2025).

185. KMG International: 115 лет успеха румынского НПЗ «VEGA Ploiesti» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://surl.li/tpacbz (дата обращения: 15.12.2025).

186. Когда и где в Казахстане построят четвертый НПЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://petrocouncil.kz/ru/novost/kogda-i-gde-v-kazahstane-postroyat-chetvertyj-npz (дата обращения: 15.12.2025).

187. Сулейменов М.К. Международное частное право: нормативные акты и международные договоры. Т. 3: Право собственности в международном частном праве. – Алматы: ВШП «Әділет», НИИ частного права КазГЮА, ӘділетПресс, 1996. – 561 с.

188. Сулейменова А.Ш. Проблемы кадрового потенциала нефтегазовой отрасли Казахстана, как одного из составляющих интеллектуального потенциала // Международный симпозиум торговля товарами и услугами между Вьетнамом и ЕАЭС в новом контексте, г.Ханой, (Вьетнам).- 2020 г., - с. 334-342.

189. Инвестиционный климат Республики Казахстан (1990 г. – начало 2000 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://e-history.kz/ru/history-of-kazakhstan/show/9337/ (дата обращения: 15.12.2025).

190. 2018 Investment Climate Statements: Kazakhstan [Electronic resource]. – Access mode: https://www.state.gov/reports/2018-investment-climate-statements/kazakhstan (accessed: 15.12.2025).

191. Эксперт: «Появления в будущем новых СРП в отечественной нефтянке ждать не стоит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://inbusiness.kz/ru/news/ekspert-poyavleniya-v-budushem-novyh-srp-v-otechestvennoj-neftyanike-zhdat-ne-stoit (дата обращения: 15.12.2025).

192. Топ-20 крупных налогоплательщиков: почему экономика страны остается зависимой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://inbusiness.kz/ru/news/top-20-krupnyh-nalogoplatelshikov-pochemu-ekonomika-strany-ostaetsya-zavisimoj (дата обращения: 15.12.2025).

193. Какие страны добывают нефть в Казахстане [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://lsm.kz/neft-v-kazahstane-dobyvayut-strany (дата обращения: 15.12.2025).

194. Казахстан и мировой рынок нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ritmeurasia.org/news-2018-02-21-kazahstan-i-mirovoj-rynok-nefti-35067 (дата обращения: 15.12.2025).

195. Toigonbaev D. Kazakhstan: Upcoming Changes to the Subsoil Code [Electronic resource] / D. Toigonbaev, N. Bekturova // Dentons Insights & Alerts. – Access mode: https://www.dentons.com/en/insights/alerts/2024/february/16/upcoming-changes-to-the-subsoil-code-in-kazakhstan (accessed: 15.12.2025).

196. Pennsylvania State University. STAT 200: Elementary Statistics: Correlation [Electronic resource]. – Access mode: https://online.stat.psu.edu/stat200/lesson/3/3.4/3.4.2 (accessed: 15.12.2025).

197. Углеродоемкость [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU: техническая библиотека. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/ekologiya-pozharnaya-bezopasnost-tekhnika-bezopasnosti/734654-uglerodoemkost/ (дата обращения: 15.12.2025).

198. Каратаев М.А. Эколого-экономические аспекты индустриально-инновационного развития Рудно-Алтайской природно-хозяйственной системы // Вестник КазНУ. Серия географическая. – 2010. – № 2 (31). – С. 18–24.

199. Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015–2019 годы и о внесении дополнения в Указ Президента Республики Казахстан от 19 марта 2010 года № 957 «Об утверждении Перечня государственных программ»: Указ Президента Республики Казахстан от 1 августа 2014 года № 874 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». – Режим доступа: https://www.adilet.zan.kz/rus/docs/U1400000874 (дата обращения: 15.12.2025).

200. Об утверждении Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2020–2025 годы: постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2019 г. - №1050. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 июля 2022 г. №508 [Электронный ресурс] // Информационно-правовая система нормативных правовых актов Республики Казахстан «Әділет». - Режим доступа: https://www.adilet.zan.kz/rus/docs/P1900001050/info (дата обращения: 15.12.2025).

201. Как развивается нефтехимическая промышленность Казахстана? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://vlast.kz/jekonomika/19820-kak-razvivaetsa-neftehimiceskaa-promyslennost-kazahstana.html (дата обращения: 15.12.2025).

202. Нефтехимический приоритет [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.zakon.kz/4821396-neftekhimicheskijj-prioritet.html (дата обращения: 15.12.2025).

203. Точка роста – нефтехимия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://kazpravda.kz/n/tochka-rosta-neftehimiya/ (дата обращения: 15.12.2025).

204. Ethylene Capacity and Capital Expenditure Market Analysis [Electronic resource] / GlobalData Plc. – London: GlobalData Plc, 2023. – Access mode: https://www.globaldata.com/store/report/ethylene-capacity-and-capital-expenditure-market-analysis/ (accessed: 15.12.2025).

205. Тулибаев А.Н., Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Валиев Д.З. Теоретические основы оптимизации установки пиролиза этан-пропиленовой фракции / Казанский федеральный университет. – Казань, 2024. – 34 с.

206. Егоров О.И., Жумагулов Р.Б. Приоритеты инновационного развития экономики нефтегазовых регионов Казахстана // Нефть и газ. – 2019. – № 2 (110). – С. 123–132.

207. Beisengazin K. Oil and Gas Sector of Kazakhstan: Its Challenges and Opportunities for Decarbonizing the Economy [Electronic resource] / K. Beisengazin, B. Syzdykov; United Nations Conference on Trade and Development. – Astana, 2024. – 39 p. – Access mode: https://unctad.org/system/files/information-document/unda2030d22-kazakhstan-oil-gas_en.pdf (accessed: 15.12.2025).

208. Нуранбаева Б.М., Ахмеджанов Т.К., Исмагилова Л.Т. Способ и технологические схемы извлечения ванадия и других металлов из нефти и нефтепродуктов при их подготовке // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – № 4. – С. 49–52. - URL: https://top-technologies.ru/ru/article/view?id=31603

209. Круглов Н.Д. Проблемы извлечения ванадия из нефти, методы и выгоды [Электронный ресурс] // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.А.Усова.-Томск: Изд-во Томского политехнического университета. -2017. -С. 268-269. – Режим доступа: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/44457/1/conference_tpu-2017-C11_V1_p268-269.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

210. Сергеев А.Д. Перспективы извлечения ванадия и никеля из нефти: анализ мировых тенденций [Электронный ресурс] / А.Д. Сергеев, А.В. Фомкин // Недра 21. – 2024. – С. 138–144. – Режим доступа: https://nedra21.ru/upload/iblock/23f/s2v8yoqtcvxxajomhjgabjlvez0mzvst/FOMKIN_SERGEEV.pdf (дата обращения: 15.12.2025).

211. Белонин М.Д. Металлоносность нефтей и битумов России / М.Д. Белонин, В.В. Самсонов, В.В. Грибков, В.В. Нелюбин // Нефтегазовая геология

на рубеже веков: прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. -СПб.: Внигри. -1999. - Т.3. - С. 141-143.

212. Tsai S.-L. A Study of the Extraction of Vanadium and Nickel in Oil-Fired Fly Ash / S.-L. Tsai, M.-S. Tsai // Resources, Conservation and Recycling. – 1998. – Vol. 22, Iss. 3–4. – P. 163–176. – DOI: https://doi.org/10.1016/S0921-3449(98)00007-X

213. Milewski A. Vanadium: Double-Edged Demand [Electronic resource] // The Oregon Group. – Access mode: https://theoregongroup.com/energy-transition/mining/vanadium-double-edged-demand/ (accessed: 15.12.2025).

214. Симонян Г.С. Эндогенное образование ванадиевых руд и нафтидов [Электронный ресурс] // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 5-2. – С. 273–275. – Режим доступа: https://applied-research.ru/ru/article/view?id=6726 (дата обращения: 15.12.2025).

215. Teng Q. Recovery of Vanadium and Nickel from Spent-Residue Oil Hydrotreating Catalyst by Direct Acid Leaching–Solvent Extraction / Q. Teng, Z.-C. Yang, H.-J. Wang // Transactions of Nonferrous Metals Society of China. – 2023. – Vol. 33, Iss. 1. – P. 325–336. – DOI: https://doi.org/10.1016/S1003-6326(22)66110-7

216. Lim I. Jurong Island [Electronic resource] // National Library Board Singapore. – 2016. – Access mode: https://www.nlb.gov.sg/main/article-detail?cmsuuid=ad9dd6c3-782d-474c-a632-92d57ba9e1e3 (accessed: 15.12.2025)..

217. Jurong Island. – Singapore: Government of Singapore, SG101. – 2023. – URL: https://www.sg101.gov.sg/resources/archives/til-jurong-island/ (дата обращения: 01.04.2025).

218. Jurong Island, Where Nature and Industry Coexist [Electronic resource] // JTC Corporation. – Access mode: https://www.jtc.gov.sg/about-jtc/news-and-stories/feature-stories/jurong-island-where-nature-and-industry-coexist (accessed: 15.12.2025)

219. Парманова О.А. Кластерный подход развития западного региона в Казахстане // European Research. – 2016. – № 6 (17). – С. 58–62.

220. Основа кластера – сотрудничество и доверие [Электронный ресурс] // Казахстанская правда. – Режим доступа: https://kazpravda.kz/n/osnova-klastera-sotrudnichestvo-i-doverie/ (дата обращения: 15.12.2025).

221. Сейдахметов А., Тышканбаева М.Б. Тенденции кластерного развития экономики Казахстана // Вестник Казахского национального университета имени аль-Фараби. Серия экономическая. – 2017. – № 1 (119). – С. 93–97.

Приложение

Приложение А.
Страны-импортеры казахстанской нефти, в %

Страны - импортеры	Годы							
	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
Всего	100	100	100	100	100	100	100	100
Италия	17,2	23,6	28,1	27,9	27,3	27,9	34,2	43,3
Нидерланды	1,5	10,4	13,9	11,2	12,5	9,4	8,5	10,8
Франция	13,8	10,8	8,7	6,6	6,9	5,7	6,2	7,4
Румыния	1,8	3,5	4,8	4,9	5,0	5,5	6,7	6,4
Греция	0,4	2,6	4,3	5,7	4,0	3,3	5,1	6,2
Китай	2,2	14,4	8,0	5,4	5,5	8,2	8,1	4,1
Испания	2,2	2,3	4,0	4,8	5,3	4,5	3,3	3,0
Швейцария	31,1	0,2	9,4	6,1	3,4	2,6	2,5	2,8
Турция	-	0,7	1,1	4,9	5,3	6,2	4,9	2,8
США	2,5	0,5	-	1,0	1,5	1,3	1,9	2,5
Южная Корея	-	-	2,4	3,2	5,0	8,8	7,8	2,4
Сингапур	-	-	0,5	0,3	3,6	4,8	4,7	2,3
Германия	0,5	1,6	0,2	-	0,2	0,2	1,0	2,1
Индия	-	0,0	0,6	6,9	4,9	3,4	0,6	0,7
Болгария	-	0,4	-	0,7	0,9	0,1	-	0,6
Хорватия	0,2	0,1	0,5	1,2	1,7	0,7	0,9	0,6
Великобритания	0,9	1,3	0,3	-	-	1,2	0,4	0,4
Бруней-Даруссалам	-	-	-	1,6	2,6	1,2	1,1	0,4
Азербайджан	-	-	-	-	-	0,1	0,2	0,3
Египет	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Израиль	3,4	3,3	0,8	1,5	0,6	1,6	0,8	0,3
Уругвай	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Багамские Острова	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1
Польша	1,6	2,7	0,6	1,0	0,8	0,7	0,1	0,1
Узбекистан	0,5	0,7	0,1	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1
и другие страны	20,2	20,9	11,8	4,4	2,9	2,3	0,8	0,0
Примечание - составлено автором на основе данных [96]								

Приложение Б.
Сравнительная характеристика направления маршрутов

Маршрут	Положительные стороны/ Возможности	Негативные стороны / Риски
Каспийский трубопро-водный консорциум (КТК)	- важнейший маршрут экспорта нефти; - низкие логистические сложности; -сравнительно низкая стоимость транспортировки; - устойчивые качественные характеристики поставляемой нефти; - высокая проектная мощность и потенциал для цифровизации обслуживания оборудования.	- зависимость от транзита через территорию РФ; - дисконтирование российской нефти на мировом рынке; - возможные технические / экологические перебои; - санкционные / торговые ограничения и влияние геополитики
Атырау–Самара	- маршрут, обеспечивающий выход в Европу; - уникальная технология подогрева нефти; - использование марки KEBCO для отделения от марки Urals.	- зависимость от транзита через территорию; - высокая стоимость эксплуатации из-за необходимости подогрева; - санкционные / торговые ограничения и влияние геополитики; - потребность модернизации инфраструктуры, сопровождаемая высокими капитальными затратами.
Атасу–Алашанькоу	- наличие потенциально емкого рынка; - возможность диверсификации направлений транспортировки нефти; - маршрут, связывающий западные и восточные регионы -возможность выхода на азиатские рынки и растущий спрос Китая.	- относительно высокая цена транспортировки; -наличие конкурентных нефтяных месторождений (Синьцзяня и Ганьсзу); -низкая востребованность в восточных районах Китая; - ограниченная пропускная способность; -зависимость от транзита через территорию Китая; -конкуренция за пропускную способность со стороны транзитных потоков.
Баку–Тбилиси–Джейхан (BTC)	- возможность диверсификации рынков и уменьшения зависимости от северных и западных маршрутов; - доступ к международным рынкам высокой ликвидности; - возможность реализации избыточных объемов нефти; - гибкость сочетания маршрутов в зависимости от рыночной конъюнктуры;	- зависимость эксплуатационных и тарифных расходов от межгосударственного согласования стран-партнеров; - ограниченные объемы транспортировки на текущем этапе; - сложность логистической цепочки;

	- потенциал совместных проектов по оптимизации транзита и качественных параметров.	- ограниченная мощность морской инфраструктуры Казахстана; - технические и организационные барьеры; - инфраструктурная и геополитическая зависимость от транзитных стран.
Порт Актау	- возможность использования полной мощности перевалки и её наращивания; - развитие флота и флотоуправления, оптимизация графиков; - транспортная гибкость по направлениям экспорта; - использование гибких тарифных ставок; - потенциал привлечения частных инвестиций и международных финансовых институтов.	- необходимость регулярного дноуглубления и риски заиливания; - ужесточение экологических требований к операторам; - дефицит танкерных мощностей; - портовая перегруженность в пиковые периоды и риск очередей; - природно-климатические ограничения, связанные с метеорологическими и гидрологическими условиями моря.
Железно-дорожный транспорт	- максимальная географическая гибкость и возможность быстрого разворота маршрутов; - буферная роль при форс-мажорах на трубопроводах, в портах; - поставка на малые НПЗ и терминалы без трубопроводной связности; - использование танк-контейнеров и интермодальных схем для расширения сети поставок; - диверсификация контрагентов (операторов, логистических компании) и конкуренция на тарифы.	- высокая стоимость на тонно-километр против трубопроводов и морской логистики; - ограниченность пропускных и логистических возможностей, определяющая количественные пределы объёмов доставки; - дефицит подвижного состава/цистерн в пиковые периоды и риск простоев в периоды пониженной активности; - ограничения по графикам доставки; - повышенные риски безопасности и требования к техконтролю.
Примечание – составлено автором		

Приложение В.
Сведения по соглашению о разделе продукции и доля акции основных участников казахстанского нефтяного рынка

№	Недрополь-зователь	Участники - акционеры	Страна	Доля участия, %	Место-рождение	Вид и срок действия контракта
1	Карачаганак Петролеум Оперейтинг (КПО)	Shell	Великобритания	29,25	Карачаганак	Нефть, газ, конденсат 26.11.1999 - 26.11.2037
		Eni	Италия	29,25		
		Chevron	США	18,0		
		Lukoil	Россия	13,5		
		Казмунайгаз	*Казахстан*	*10,0*		
2	Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (NCOC)	Shell	Великобритания	16,81	Кашаган	Нефть 18.11.1997 - 18.11.2033
		Eni	Италия	16,81		
		ExxonMobil	США	16,81		
		Казмунайгаз	*Казахстан*	*16,87*		
		Total	Франция	16,81		
		CNPC	Китай	8,33		
		Inpex	Япония	8,33		
3	ТОО Тенгизшевройл (ТШО)	Chevron	США	50,0	Тенгиз, Королевское	Газ, нефть 02.04.1993 -6.04.2033
		Казмунайгаз	*Казахстан*	*20,0*		
		ExxonMobil	США	25,0		
		LukArco	Россия	5,0		
4	ТОО СП Жаикмунай	Nostrum Oil & Gaz	Нидерланды	100,0	Чинаревское	Газ, конденсат, нефть 31.10.1997 - 25.05.2032
5	Saigak Kazakhstan B.V.	Saigak Kazakhstan B.V.	Нидерланды	60,0	Темир	Нефть 18.02.1992 - 18.02.2022
		Saigak Investment B.V.	Нидерланды	40,0		
6	ТОО «Сагиз Петролеум Компани»	First International Oil Corporation (FIOC)	Китай	100,0	XXI-16-F	Газ, нефть 16.09.1999 - 16.09.2033
7	ТОО «Потенциал Ойл»	First International Oil Corporation (FIOC)	Китай	20,0	Восточное крыло	Нефть 04.04.2001 -4.04.2031
		Bekstar Int. Ltd	США	80,0		
8	ТОО «Прикаспиан	First International Oil	Китай	100,0	Мынтеке Южный	Газ, нефть

	Петролеум Комапни»	Corporation (FIOC)				19.10.2000 - 19.10.2025
9	Caspian Meruerty Operating Co. B.V.	Shell Offshore Ventures	Великобритания	55,0	Жемчужина	Нефть 14.12.2005 - 14.12.2025
		Omaw Pearls Ltd	Великобритания	20,0		
		КазМунайТениз	Казахстан	25,0		
10	ТОО «Курмангазы Петролеум»	КазМунайТениз	Казахстан	50,0	Курмангазы (морской блок)	Нефть 08.07.2005 - 08.07.2025
		РН-Эксплорейшн	Россия	50,0		
11	Total E&P Dunga GmbH	КазМунайТениз	Казахстан	60,0	Дунга	Нефть 28.11.1996 - 01.02.2024
		Oman Oil	Оман	20,0		
		Partex	Португалия	20,0		
Примечание – составлено автором на основе данных [2]						

Приложение Г.
Показатели для анализа

Год	Y	Экономический фактор						Геополитический фактор		
		X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9
2000	74450	4,56	92,5	5,34	5,24	28,50	35,9	57,42	38,36	149
2001	74796	2,04	89,8	6,24	3,96	24,44	36,7	168,83	35,43*	148
2002	74011	2,31	90,0	4,11	3,58	25,02	37,3	156,04	32,50	135
2003	77171	3,09	91,3	5,13	3,97	28,83	37,8	176,3	36,61	155
2004	80853	4,50	93,6	6,15	5,63	38,27	38,3	129,40	34,47	141
2005	81824	4,05	96,7	8,74	5,78	54,52	39,7	101,54	35,99	146
2006	82487	4,48	99,0	13,27	5,88	65,14	40,8	104,04	35,71	159
2007	82375	4,41	101,6	18,08	5,95	72,39	41,7	93,74	37,82	157
2008	83059	2,09	98,1	19,88	7,86	97,26	42,6	81,20	38,29	157
2009	81424	-1,32	86,9	17,30	2,12	61,67	43,1	83,10	39,17	173
2010	83230	4,52	91,7	20,25	4,23	79,50	43,6	84,17	37,47	181
2011	84024	3,34	94,6	26,77	5,48	111,26	44,0	90,10	34,77	217
2012	86168	2,73	97,5	36,62	3,62	111,67	44,6	81,48	34,29	539
2013	86536	2,89	99,5	37,12	2,26	108,66	44,6	83,04	34,33	247
2014	88697	3,13	102,4	41,73	2,01	98,95	44,8	100,29	31,63	276
2015	91686	3,11	101,0	29,89	2,35	52,39	45,2	105,95	29,69	257
2016	92065	2,79	98,8	22,45	1,87	43,73	45,7	98,68	29,56	261
2017	92565	3,45	100,0	27,45	2,93	54,19	46,2	107,38	28,16	242
2018	95029	3,27	103,2	33,32	2,79	71,31	46,2	98,55	28,98	252
2019	95114	2,68	102,3	29,12	2,38	64,21	46,7	90,95	25,91	271
2020	88938	-2,90	95,1	26,24	1,94	41,84	46,2	77,29	25,76	305
2021	90251	6,41	99,3	26,40	4,61	70,91	46,3	82,07	24,45	400
2022	94313	3,40	101,0	27,74	7,33	101,32	46,7	157,58	28,07	500
2023	96329	2,95	100,8	30,28	5,15	82,64	47,1	121,71	28,28	615
2024	96890	2,87	100,1	28,75	3,91	80,76	47,3	134,45		

Год	Y	Экологический фактор						Технологический фактор							
		X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X21	X22	X23
2000	74450	2768,6	0,51	7,81	121,94	6,96	24,08	21,61	28,26	0,32	10676,1	1300	8124	124,5	94,58
2001	74796	2822,6	0,51	7,55	124,15	7,01	20,87	17,66	22,95	0,31	11410,6	1577	9242	129,5	94,37
2002	74011	2848,0	0,50	7,56	125,31	7,17	22,84	25,60	24,1	0,31	12806,6	1679	10022	130,4	92,89
2003	77171	3042,4	0,51	7,33	125,41	7,55	30,59	34,60	28,53	0,31	12537,9	1678	11051	131,9	91,81
2004	80853	3187,1	0,51	7,51	126,35	7,81	31,72	41,78	36,98	0,32	12750,2	1639	11887	136,3	90,89
2005	81824	3345,9	0,51	7,56	128,87	8,08	32,29	39,62	50,24	0,35	13436,7	1706	12835	148,2	89,28
2006	82487	3495,4	0,50	7,71	131,50	8,35	31,98	41,12	60,24	0,37	13810,8	1959	15254	161,7	90,59
2007	82375	3613,8	0,50	7,74	135,20	8,60	29,40	48,59	67,94	0,40	15655,1	2063	17214	173,4	92,31
2008	83059	3673,3	0,49	8,24	137,13	8,75	28,44	57,31	94,74	0,49	16470,9	2166	18665	187,5	91,90
2009	81424	3667,5	0,49	8,56	138,46	8,60	21,83	57,73	59,29	0,57	25802,2	2235	22333	191,0	93,68
2010	83230	3880,0	0,50	8,79	139,33	9,09	24,87	56,42	76,69	0,76	19453,7	2421	27120	189,9	92,94
2011	84024	4052,5	0,50	8,97	141,94	9,41	36,18	64,56	101,87	1,22	21573,9	3107	31323	194,8	93,12
2012	86168	4154,0	0,50	9,40	144,22	9,54	37,43	64,03	100,93	2,06	21497,1	3416	31132	200,5	95,77
2013	86536	4314,3	0,49	9,83	146,77	9,63	25,75	77,18	100,49	2,95	20568,1	4324	31676	202,8	94,96
2014	88697	4376,6	0,48	10,19	146,06	9,68	27,99	85,20	92,02	3,99	20052,3	4426	31141	205,9	96,90
2015	91686	4326,4	0,46	10,48	146,68	9,66	20,79	61,99	48,39	4,66	19232,3	4158	30941	206,0	95,91
2016	92065	4354,9	0,45	10,94	150,88	9,66	19,50	56,17	40,66	4,32	18820,4	3672	32230	204,6	90,47
2017	92565	4430,6	0,44	11,31	154,75	9,82	19,69	52,50	50,68	4,84	19301,4	3114	33928	204,1	92,41
2018	95029	4588,5	0,44	11,72	161,73	10,03	23,32	55,54	64,38	6,38	21193,4	2790	35655	206,1	96,99
2019	95114	4706,5	0,43	12,20	166,33	10,12	21,34	61,24	59,38	7,63	22303,4	3017	37175	208,7	97,64
2020	88938	4528,1	0,42	13,38	165,78	9,60	20,59	55,40	39,75	7,21	23146	2799	42072	207,2	89,62
2021	90251	4705,9	0,42	13,44	173,09	10,06	24,09	55,09	67,83	7,22	24866,3	2771	43652	210,5	91,35
2022	94313	4682,2	0,41	14,09	190,03	10,24	32,06	59,63	95,29	7,84	25265,4	2238	37032	224,5	94,19
2023	96329	4940,2	0,40	14,55	201,33	10,40	34,67	69,84	77,67	8,57	27872,9	1205	22658	238,3	96,58
2024	96890	4999,9	0,40	15,46	204,92	10,53	36,00	74,13	76,64	8,94	28914,4	203	5680	248,5	95,16

Примечание 1 – Источник [92-95].

Примечание 2 – С 1996 по 2002 гг. показатель "Политическая стабильность и отсутствие насилия/терроризма (PV.EST)" в рамках базы Worldwide Governance Indicators публиковался с периодичностью один раз в два года. В связи с этим значения за 1997, 1999 и 2001 гг. отсутствуют. Для обеспечения полноты временного ряда и корректности эконометрического анализа пропущенные значения были восстановлены методом линейной интерполяции между смежными наблюдениями

Приложение Д.
Корреляционный анализ

	Y	*X1*	*X2*	*X3*	*X4*	*X5*	*X6*	*X7*	*X8*	*X9*	*X10*	*X11*	*X12*	*X13*	*X14*	*X15*	*X16*	*X17*	*X18*	*X19*	*X20*	*X21*	*X22*	*X23*
Y	1																							
X1	-0,012	1																						
X2	0,781	0,316	1																					
X3	0,788	-0,088	0,701	1																				
X4	-0,243	0,435	0,002	-0,372	1																			
X5	0,451	0,118	0,491	0,746	0,195	1																		
X6	0,938	-0,141	0,673	0,875	-0,295	0,595	1																	
X7	-0,134	0,034	-0,193	-0,362	0,136	-0,335	-0,288	1																
X8	-0,784	0,040	-0,565	-0,526	0,346	-0,041	-0,698	-0,015	1															
X9	0,673	-0,007	0,456	0,635	-0,012	0,496	0,666	-0,028	-0,586	1														
X10	0,964	-0,074	0,718	0,868	-0,280	0,564	0,982	-0,225	-0,769	0,724	1													
X11	-0,877	0,125	-0,574	-0,558	0,183	-0,190	-0,799	-0,047	0,894	-0,710	-0,859	1												
X12	0,880	-0,124	0,561	0,644	-0,199	0,309	0,836	-0,016	-0,876	0,785	0,900	-0,980	1											
X13	0,870	-0,072	0,565	0,620	-0,062	0,403	0,820	0,047	-0,778	0,837	0,884	-0,950	0,972	1										
X14	0,956	-0,036	0,729	0,888	-0,242	0,636	0,989	-0,250	-0,706	0,704	0,992	-0,803	0,849	0,845	1									
X15	0,034	0,289	0,142	0,080	0,576	0,531	0,004	0,151	0,278	0,326	0,055	0,069	0,020	0,186	0,100	1								
X16	0,742	-0,107	0,598	0,904	-0,269	0,788	0,839	-0,328	-0,368	0,534	0,827	-0,488	0,586	0,614	0,859	0,243	1							
X17	0,442	0,118	0,476	0,730	0,218	0,998	0,590	-0,335	-0,027	0,486	0,558	-0,192	0,310	0,407	0,629	0,528	0,787	1						
X18	0,900	-0,104	0,629	0,651	-0,265	0,246	0,822	0,006	-0,919	0,731	0,894	-0,979	0,981	0,937	0,839	-0,053	0,560	0,242	1					
X19	0,797	-0,258	0,392	0,741	-0,236	0,573	0,887	-0,188	-0,574	0,743	0,887	-0,783	0,847	0,873	0,877	0,145	0,780	0,576	0,786	1				
X20	0,281	-0,069	0,362	0,633	-0,524	0,365	0,417	-0,401	-0,359	0,188	0,349	0,015	0,035	-0,079	0,391	-0,339	0,504	0,343	0,100	0,144	1			
X21	0,626	-0,130	0,469	0,728	-0,367	0,421	0,757	-0,407	-0,756	0,562	0,709	-0,500	0,532	0,422	0,719	-0,295	0,561	0,408	0,564	0,565	0,731	1		
X22	0,918	-0,145	0,642	0,865	-0,227	0,643	0,975	-0,245	-0,630	0,723	0,971	-0,807	0,859	0,872	0,975	0,108	0,867	0,643	0,821	0,929	0,305	0,632	1	
X23	0,379	0,015	0,345	0,549	-0,301	0,356	0,327	0,001	-0,176	0,391	0,375	-0,288	0,325	0,354	0,372	0,025	0,415	0,341	0,385	0,378	0,204	0,160	0,391	1

Примечание – составлено автором

Приложение Е.
Действующие и запланированные нефтегазохимические проекты Казахстана

Оператор	Тип проекта	Мощность (тыс. т/год)	Источник сырья	Месторасположение	Сметная стоимость проекта (млн долл. США)	Год ввода в эксплуатацию	Рынок сбыта
Действующие проекты							
KPI Inc.	Полипропилен	500	Пропан с ТШО	Атырауская обл.	2630	2022	Китай, Польша, РФ, Турция
Нефтехим LTD	МТБЭ*, полипропилен	48	Флюс с НПЗ	Павлодарская обл.	37,29	2009	Внутр. рынок, РФ
Атырауский НПЗ	бензол; параксилол	630	Флюс с НПЗ	Атырауская обл.	1330	2016	Алжир, Китай
АЗПМ**	полистирол	200	Этан	г. Актау	н/д	1980-1981	
КазАзот	нитрат аммония	400	Природный газ	Мангистауская обл.	н/д	1978	Внут. рынок, страны ЕС, СНГ, Азия
Казфосфат	Экстракция фосфорной кислоты	405	Природный газ	Жамбылская обл.	23,96	2016	Внут. рынок, Китай, СНГ
Шымкентская Химическая Компания	МТБЭ	57	Потоки на НПЗ	Г. Шымкент	58,63	2021	Кыргызстан, Узбекистан, Латвия
Планируемые проекты							
KMG PetroChem	Этилен/ полиэтилен	1250	Этан с АНПЗ	Атырауская обл.	7600	2028	Китай, Турция, СНГ, Европа, внут. рынок
Бутадиен	Бутадиеновый каучук	187	Бутан – ТШО, метанол	Атырауская обл.	1000	2026	Китай, Турция, РФ, Европа,

			- импорт				внут. рынок
КазАзот	Аммиак и мочевина (карбамид)	1500	Природный газ, метан с КазАзота	Мангистауская обл.	1000	2022-2026	Внут. рынок
Казфосфат	Фосфат аммония	500	Фосфорит и аммиак	Жамбылская обл.	16	2025	
Zhaik Petroleum	Метанол	130	Природный газ, углекислый газ	Западно-Казахстанская обл.	140	2024	
Zhaik Petroleum	Аммиак, мочевина	140	Природный газ	Западно-Казахстанская обл.	200	2029	
Westgasoil Pte	Олефины	800	Природный газ	Атырауская обл.	1800	2027	
Almex Polymer	Полипропилен	80	Флюс с НПЗ	Г. Шымкент	89,2	2025	
Almex Petrochemical	ТФК, ПЭТФ***	1030	Бензол и параксилол с АНПЗ	Атырауская обл.	1000	2026	

*МТБЭ - Метил-трет-бутиловый эфир
** АЗПМ - Актауский завод пластических масс
*** ТФК - терефталевая кислота, ПЭТФ - полиэтилентерефталат
Примечание – составлено автором на основе данных [68, 82]