

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Давардуст Хади



ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ИРАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ
СИСТЕМНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Специальность 2.3.1. Системный анализ, управление и обработка
информации, статистика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Первухин Д.А.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ, ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ИРАНА НА МИРОВОМ И ВНУТРЕННЕМ РЫНКАХ.....	11
1.1 Анализ мирового рынка нефтегазовой отрасли и тенденций его изменения	11
1.2 Анализ конкурентной среды нефтегазовой отрасли Ирана на международном и внутреннем рынках	19
1.3 Оценка минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли Ирана	26
1.4 Анализ производственной деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана за период 2012–2022 гг.....	38
1.5 Особенности деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана на международном рынке в условиях конфликта.....	45
1.6 Постановка задачи диссертационного исследования	49
1.7 Выводы по первой главе.....	53
ГЛАВА 2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ СИСТЕМНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ИРАНА	56
2.1 Обоснование методов исследования деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы	56
2.2 Выбор, обоснование и многомерный корреляционно-регрессионный анализ основных показателей деятельности компании.....	66
2.3 Прогнозирование объемов продукции и услуг, поставляемых государственной нефтегазовой компанией Ирана, с использованием пакета Statgraphics.	71
2.4 Оценка структуры государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы.	76
2.5 Оценка структуры управления государственной нефтегазовой компании Ирана	77
2.6 Выводы по второй главе	83
ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ (ФАЗ) НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ПАРС»	85
3.1 Введение в газовое месторождение Южный Парс	85
3.2 Системный анализ 14-й фазы разработки газового месторождения «Южный Парс»	87

3.3 Оценка хода выполнения четырех основных секторов плана	103
3.4 Сравнение прогресса в четырех основных секторах фазы 14 разработки газового месторождения «Южный Парс»	110
3.5 Робастная модель многоцелевой оптимизации для планирования проектов с учетом рисков и критериев устойчивого развития	115
3.5 Выводы по третьей главе.....	123
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕР, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПОСТУПАТЕЛЬНОЕ УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ.....	126
4.1 Метод эпсилон-ограничений для оптимизации нефтегазовых проектов	126
4.2 Исходные данные и результаты вычислений	128
4.3 Методологические выводы, практическое значение и рекомендации	144
4.4 Выводы по четвертой главе.....	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	153
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения.....	164
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.....	165
ПРИЛОЖЕНИЕ В Статистика по ведущим странам и месторождениям нефти и газа	166
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Данные по инфраструктуре и производству на месторождении «Южный Парс».....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Южный Парс: производственные данные	180

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Современное развитие нефтегазовой отрасли требует научного сопровождения на основе применения и совершенствования методов системного анализа для повышения эффективности деятельности государственных нефтегазовых компаний. В условиях сложной геополитической и экономической обстановки особую значимость приобретает применение методов оптимизации и прогнозной аналитики для стратегического планирования и управления ресурсами.

Государственная нефтегазовая компания Ирана играет ключевую роль в национальном энергетическом секторе страны, обеспечивая значительную долю добычи и экспорта углеводородов. Однако в современных условиях компания сталкивается с рядом серьезных вызовов, включая необходимость адаптации к изменениям глобального энергетического баланса, модернизации производственных мощностей, управления рисками, связанными с волатильностью рынка, и повышения эффективности использования ресурсов. Одной из наиболее актуальных проблем является задержка реализации нефтегазовых проектов, оказывающая значительное влияние на экономическую эффективность, сроки исполнения и стратегическое развитие отрасли.

Одним из важных направлений повышения устойчивости компании является применение методов регрессионного анализа и прогнозирования, позволяющих оценивать ключевые показатели эффективности и оптимизировать процессы принятия решений. Кроме того, анализ задержек в реализации проектов и их последствий дает возможность разработать более эффективные механизмы управления проектными рисками и ресурсами. С учетом высокой степени неопределенности в нефтегазовом секторе, вызванной перебоями в цепочках поставок, изменениями в регулировании и колебаниями цен, критически важным становится использование методов оптимизации и принятия решений в условиях неопределенности.

Настоящая диссертационная работа посвящена системному применению указанных методов, включая многокритериальную оптимизацию, регрессионный анализ, оценку последствий задержек, прогнозирование и моделирование неопределенности, для выявления оптимальных направлений развития государственной нефтегазовой компании Ирана. Интеграция методов анализа в условиях неопределенности позволит повысить адаптивность и устойчивость стратегического планирования как непосредственно в государственной нефтегазовой компании Ирана, так и в целом в отрасли.

Степень разработанности темы исследования

Концептуальные основы анализа деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной организационно-технической системы в условиях неопределенности базируются на междисциплинарном подходе, охватывающем положения общей теории систем и системного анализа. Существенный вклад в развитие данных направлений внесли такие ученые,

как Л. фон Берталанфи, Р. Акофф, С. Бир, а также отечественные исследователи системного подхода [30].

Модели и подходы к принятию решений в условиях неопределенности и риска рассмотрены в трудах Дж. Неймана, О. Morgenштерна (аксиомы ожидаемой полезности), а также в рамках поведенческой экономики в работах Д. Канемана и А. Тверски (теория перспектив). Теоретические основы рационального выбора дополнены критериями Вальда и Лапласа, применяемыми для стратегического планирования в энергетическом секторе [61].

Методы экспертных оценок, в том числе метод ДЕЛЬФИ и аналитический иерархический процесс Т. Саати, рассматриваются как эффективные инструменты обоснования многоцелевых управленческих решений в нефтегазовой отрасли. Значительный вклад в развитие этих методов внесли О. Хелмер, Т. Саати, Дж. Нейман, С.И. Шапиро, Р.А. Фишер и др [25, 61, 72, 93, 104].

Для выявления и моделирования системных взаимосвязей применяются когнитивные методы, включая когнитивные карты Р. Аксельрода и их дальнейшее развитие в виде нечетких когнитивных карт, предложенных Б. Коско. Применение таких моделей освещено в работах Н.А. Абрамовой, С.В. Коврига, В.И. Максимова, А.А. Кулинича, Д.А. Новикова, Э.А. Трахтенгерца и других исследователей [63, 101, 103].

Объект исследования

Объектом исследования является государственная нефтегазовая компания Ирана как сложная система, представляющая собой крупное промышленное предприятие минерально-сырьевого комплекса страны, и протекающие в ней процессы.

Предмет исследования

Предметом исследования являются методы системного анализа, моделирования сложных систем, качественные и количественные показатели деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана и их применение для стратегического планирования и оптимизации деятельности компании, с акцентом на производственные процессы, реализацию проектов и оценку качественных и количественных показателей эффективности с учетом неопределённости.

Цель исследования

Разработка и обоснование направлений развития государственной нефтегазовой компании Ирана, обеспечивающих повышение эффективности ее процессов на основе применения методов системного анализа с учетом задержек в реализации проектов в условиях неопределенности, а также принципов устойчивого развития, включающих технические, технологические, экономические, экологические, социальные и рискованные факторы.

Разработка и обоснование направлений развития государственной нефтегазовой компании Ирана, обеспечивающих повышение эффективности её деятельности на основе применения методов системного анализа и принятия управленческих решений в условиях неопределённости.

Особое внимание уделяется моделированию задержек в реализации проектов и разработке робастных многоцелевых оптимизационных моделей, учитывающих технические, экономические, экологические и социальные факторы устойчивого развития. Исследование направлено на повышение адаптивности, надёжности и эффективности стратегического управления сложными производственно-организационными системами в условиях рисков и ограниченных ресурсов.

Идея работы

Идея работы заключается в использовании методов системного анализа и робастной многокритериальной оптимизации для обоснования направлений развития государственной нефтегазовой компании Ирана, с учётом факторов неопределённости, рисков и устойчивого развития на примере реализации проектов на фазе 14 месторождения «Южный Парс».

Основные задачи исследования

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решены следующие **основные задачи**:

1. Проведен анализ результатов теоретических и практических исследований по применению методов системного анализа в нефтегазовой отрасли.
2. Разработана многоцелевая модель системной оценки эффективности функционирования государственной нефтегазовой компании Ирана, учитывающая ключевые показатели в условиях неопределённости, с целью поддержки управленческих решений и стратегического планирования.
3. Проведен корреляционно-регрессионный анализ ключевых показателей компании и выявлены факторы, оказывающие наибольшее влияние на ее развитие.
4. Разработана методика прогнозирования ключевых показателей деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана, основанная на корреляционно-регрессионном анализе и применении современных программных средств, с целью повышения точности стратегического планирования в условиях неопределённости.
5. Разработаны рекомендации по внедрению методов системного анализа в стратегическое планирование и управление государственной нефтегазовой компанией Ирана.

Научная новизна исследования

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке и обосновании интегрированного подхода к системному анализу и поддержке принятия решений при управлении деятельностью государственной нефтегазовой компании Ирана в условиях неопределённости. Впервые предложена робастная модель многокритериальной оптимизации, обеспечивающая аналитическое обоснование стратегических управленческих решений с учётом рисков, задержек и факторов устойчивого развития

В результате диссертационного исследования:

1. Разработана многоцелевая модель оценки эффективности деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана, учитывающая ключевые технические, производственные, технологические, технико-экономические и другие устойчивые параметры.

2. С применением корреляционно-регрессионного анализа выявлены и обоснованы основные факторы, влияющие на динамику развития компании.

3. Разработана и предложена методика прогнозирования объемов добычи и экспорта углеводородов с использованием аналитического пакета Statgraphics и современных инструментов обработки данных.

4. На основе применения принципов системного анализа и результатов исследования сформулированы рекомендации по стратегическому управлению ресурсами и инвестициями.

5. Впервые разработана и апробирована робастная модель многоцелевой оптимизации, ориентированная на планирование и выполнение нефтегазовых проектов в условиях неопределённости и риска, с учётом критериев устойчивого развития (технических, технологических, экономических, экологических, социальных факторов и факторов риска).

6. Разработанная математическая модель позволяет учитывать последствия задержек в реализации проектов, адаптировать планирование к изменяющимся внешним условиям и обеспечивает устойчивость решений при управлении проектами. Предложенная математическая модель апробирована в процессе реализации фазы 14 Газового Месторождения «Южный Парс» (ГМЮП).

Таким образом, полученные результаты обладают высокой практической значимостью для системного управления развитием государственных нефтегазовых компаний в условиях нестабильности внешней среды и ограниченности ресурсов.

Соответствие паспорту специальности

Содержание диссертации соответствует пунктам 3, 10, 11 паспорта научной специальности 2.3.1. «Системный анализ, управление и обработка информации, статистика»: п. 3 «Разработка критериев и моделей описания и оценки эффективности решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений, обработки информации и искусственного интеллекта»; п. 10 «Методы и алгоритмы интеллектуальной поддержки при принятии управленческих решений в технических системах»; п. 11 «Методы и алгоритмы прогнозирования и оценки эффективности, качества, надежности функционирования сложных систем управления и их элементов».

Теоретическая значимость исследования заключается в развитии научно-методического аппарата системного анализа и прогнозирования деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана с применением корреляционно-регрессионных моделей и современных

аналитических инструментов, обеспечивающих повышение точности стратегического планирования в условиях неопределённости. Также обоснована и реализована робастная модель многокритериальной оптимизации, ориентированная на поддержку принятия решений в условиях рисков, задержек и ограниченности ресурсов.

Практическая ценность заключается в том, что результаты исследования могут быть использованы для оценки текущей деятельности, повышения эффективности стратегического планирования и управления государственной нефтегазовой компанией Ирана. Практические рекомендации по управлению нефтегазовыми проектами в условиях неопределённости имеют прикладное значение. Предложенная автором робастная модель многоцелевой оптимизации позволяет учитывать риски, рационально распределять ресурсы и принимать обоснованные решения при обеспечении текущей деятельности компании, планировании и развитии нефтегазовых проектов (акт внедрения от 21.04.2025 г., Приложение А).

Методология и методы исследования

Методология диссертационного исследования базируется на системном анализе и системном подходе к управлению деятельностью государственной нефтегазовой компании Ирана в условиях неопределённости. В работе использованы методы системного анализа, корреляционно-регрессионного анализа, математического моделирования, статистического прогнозирования, структурно-параметрического анализа, синтеза и теории принятия решений. Для оценки реализации проектов применён системный анализ производственных процессов на примере фазы 14 месторождения «Южный Парс». Разработана и протестирована робастная модель многоцелевой оптимизации, обеспечивающая устойчивое стратегическое планирование в нефтегазовых проектах. Для моделирования использованы программные инструменты: Statgraphics Centurion 19, IBM® ILOG® CPLEX® Optimisation Studio, GAMS - Cutting Edge Modeling, GAMS/CPLEX, а также Microsoft Project 2019.

Защищаемые положения, выносимые на защиту

1. Разработанный метод прогнозирования объемов добычи и экспорта иранской государственной нефтегазовой компании, а также расчета наклона прогресса проектов на основе корреляционного и регрессионного анализа позволяет повысить точность стратегического планирования, способствуя устойчивому развитию и укреплению конкурентных позиций компании на международном энергетическом рынке.

2. Предложенная робастная модель многоцелевой оптимизации, предназначенная для поддержки принятия решений в условиях рисков, задержек и ограничений ресурсов при реализации нефтегазовых проектов, апробированная на примере модели фазы 14 месторождения «Южный Парс», позволяет повысить точность и эффективность принятия решений.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обусловлена: комплексным и детальным анализом предметной области, корректным использованием общепризнанных теорий, апробированных методов системного исследования и моделирования, близкими к реальным исходным данным, сходимостью результатов моделирования с натурными данными объекта исследования. **Достоверность полученных результатов** подтверждается их внедрением в практическую деятельность государственной нефтегазовой компании Ирана.

Апробация результатов

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 6 научных конференциях, в том числе на 2 конференциях, индексируемых в системе РИНЦ: International Conference on Innovation in Business Administration and Economics (г. Тегеран, 2023), X Международной научно-практической конференции «Инновационные перспективы Донбасса» (2023), Международной конференции «Экономика устойчивого развития и глобальные инвестиционные тренды» (Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, 2023), VIII Международной конференции (г. Санкт-Петербург, 06–07 октября 2022 года), Международной конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (ноябрь 2022 года), XIX Международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 22–26 мая 2023 года).

Личный вклад автора

Личный вклад автора заключается в формулировке цели и задач исследования, разработке структуры диссертации, сборе и анализе аналитических и статистических данных по деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана, а также в обосновании применения методов системного анализа, моделирования и принятия решений в условиях неопределённости. Автор самостоятельно выполнил корреляционно-регрессионный анализ ключевых показателей деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана, разработал метод прогнозирования объёмов добычи и экспорта углеводородов с применением программных средств Statgraphics, провёл системный анализ деятельности проекта фазы 14 ГМЮП. На основе полученных данных автором разработана и апробирована робастная модель многоцелевой оптимизации, предназначенная для поддержки принятия решений в условиях рисков, задержек и ограничений ресурсов. Научные результаты, выносимые на защиту, получены автором лично.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 10 научных статей (пункты списка литературы № 5, 6, 12, 22, 44, 45, 46, 84, 85 и 86), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук,

в 2 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025615499 Российская Федерация (Приложение Б, пункт списка литературы №14).

Гипотеза исследования

Применение методов системного анализа, прогнозирования и робастной многоцелевой оптимизации при стратегическом планировании и управлении государственной нефтегазовой компанией Ирана позволит повысить эффективность принятия управленческих решений, снизить риски, связанные с задержками и неопределённостью в реализации проектов, и тем самым обеспечить устойчивое развитие компании на мировом и внутреннем рынках.

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 118 наименований и 5 приложений. Диссертация изложена на 180 страницах машинописного текста, содержит 84 рисунка и 48 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ, ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ИРАНА НА МИРОВОМ И ВНУТРЕННЕМ РЫНКАХ

1.1 Анализ мирового рынка нефтегазовой отрасли и тенденций его изменения

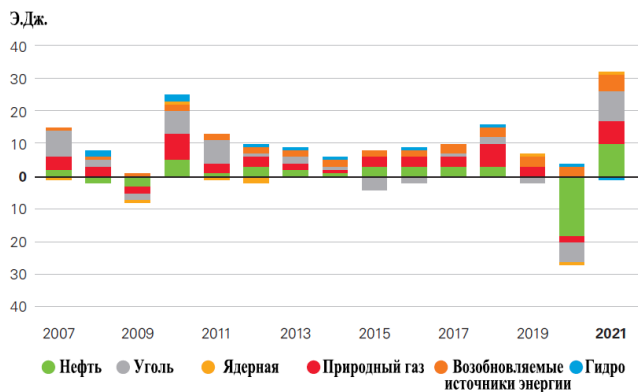
Отсутствие самодостаточности в нефтегазовых ресурсах существенно влияет как на экономическое развитие, так и на национальную энергетическую безопасность стран [110, 117]. Укрепление международного сотрудничества по совместному использованию мировых нефтегазовых ресурсов стало реальным выбором для обеспечения национальной энергетической безопасности. С 2020 года мировая нефтегазовая промышленность пережила самую страшную пандемию за столетие, столкнулась с беспрецедентной за почти столетие глобальной рецессией и испытала самое сильное падение цен на нефтяном рынке за последние 160 лет [111].

Мировые запасы нефти и газа по-прежнему очень существенны и обладают огромным потенциалом развития, а место нефти и газа в структуре энергетики все еще трудно быстро заменить в краткосрочной перспективе. Несмотря на значительное влияние сланцевой революции в США на мировой рынок нефти, развитие энергетики и геополитику, традиционные нефть и газ на суше по-прежнему доминируют в структуре мировой добычи нефти и газа. Однако в условиях глобальной волны декарбонизации и ускорения перехода на альтернативные источники энергии эффективная разработка ресурсов природного газа приобретает все большее значение и переходит от развития разведки и добычи к развитию всей отраслевой цепочки. В последнее десятилетие постоянно открываются шельфовые месторождения нефти и газа, причем новые запасы составляют более 80 % от общего объема. Развитие технологий и оборудования, а также снижение затрат совместно способствовали развитию морской нефтегазодобычи от мелководья до глубоководья и сверх глубоководья [35, 115]. В данной главе представлены результаты анализа текущей ситуации и особенностей развития мировой нефтегазовой отрасли, обобщения и тенденций развития мировой нефтегазовой отрасли, а также сформулированы предложения для развития нефтегазовой отрасли Ирана. В целом работа направлена на осуществление международного сотрудничества в области нефти и газа и формирование рекомендаций для иранских нефтегазовых компаний и частных предприятий, осуществляющих свою деятельность в нефтегазовой отрасли.

С 2021 года благодаря эффективному контролю последствий глобальной пандемии COVID-19, восстановлению экономики и постоянному росту мировых цен на нефть удалось устранить дисбаланс между мировым спросом и предложением нефти и газа, и ситуация с развитием нефтегазовой отрасли в мире стала восстанавливаться. В то же время страны, обладающие глобальными ресурсами, стали более осторожно подходить к корректировке фискальной и налоговой политики в нефтегазовой отрасли, а многие страны превратились в «горячие точки» для

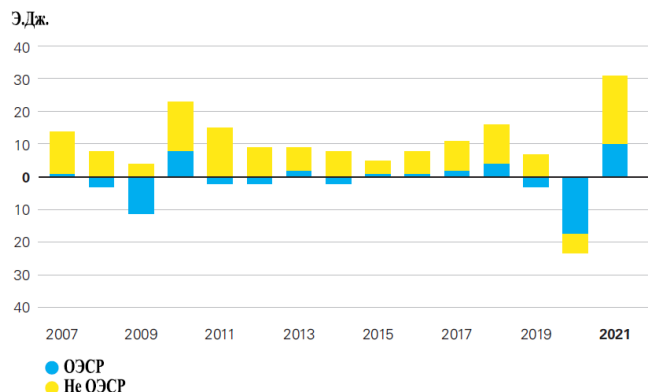
инвестиций в нефтегазовую отрасль. Инвестиции в развитие нефтегазовой отрасли, а также количество новых месторождений нефти и газа, находящихся в разработке, выросли [47, 109] (рисунки 1.1-1.3).

Изменение первичной энергии по видам топлива



а)

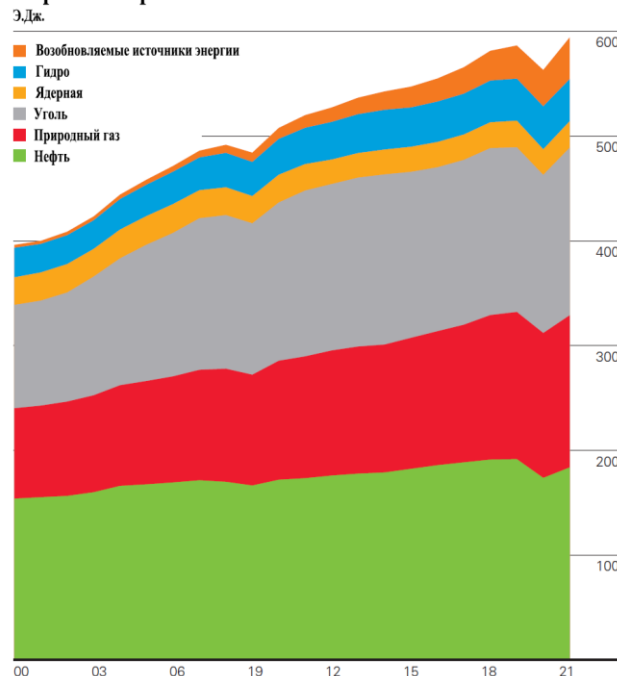
Изменение первичной энергии по географии



б)

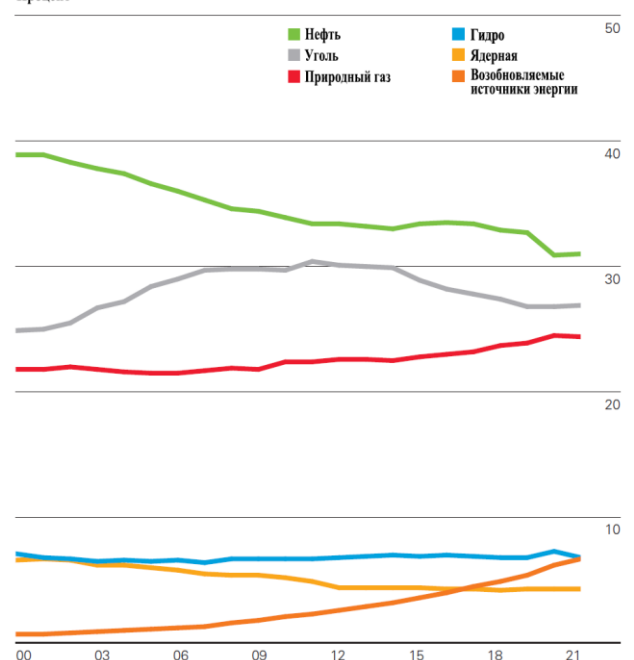
Рисунок 1.1 - а) – Изменение первичной энергии по видам топлива; б) – Изменение первичной энергии по географическим регионам. Первичная энергия в 2021 году выросла на самую большую величину за всю историю, причем большая часть прироста пришлась на страны с развивающейся экономикой. (Потребление первичной энергии в 2021 году было на 1,3% выше уровня 2019 года) Источник данных: Statistical review of world energy 2023 [118]

Мировое потребление



а)

Доли мировой первичной энергии



б)

Рисунок 1.2 - а) – Мировое потребление в 2000–2022 годах (экса джоули); б) – Доля в мировой первичной энергии (в процентах) Источник данных: Statistical review of world energy 2023 [118]

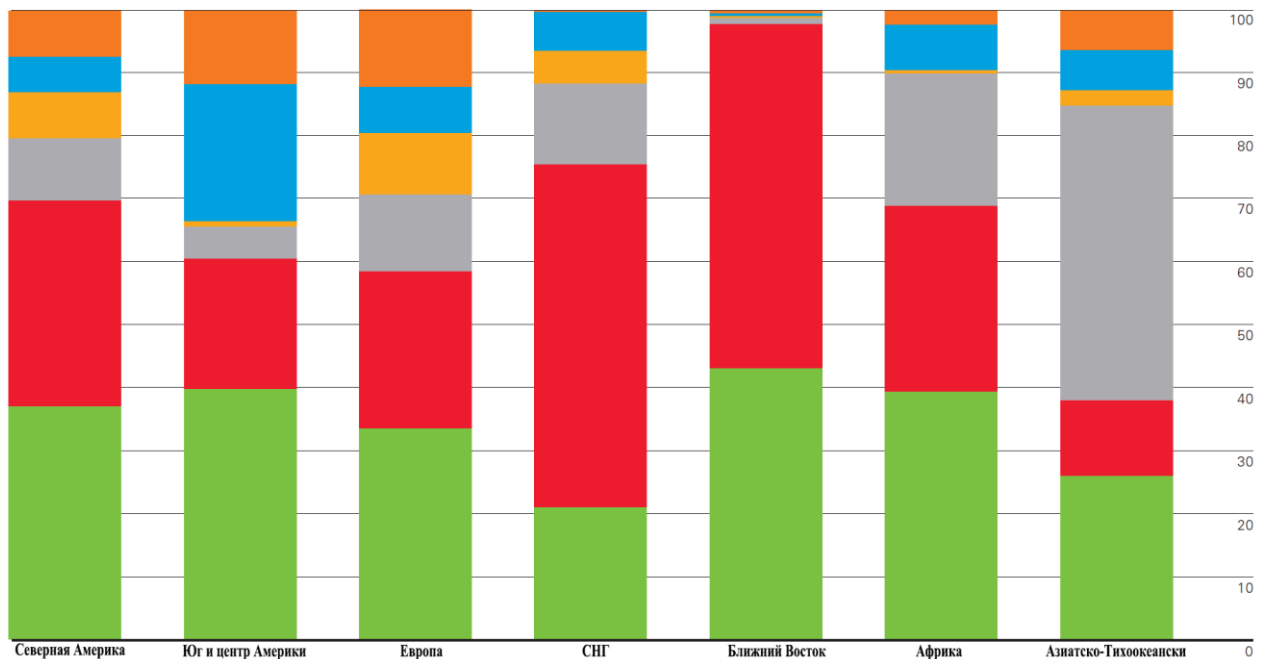


Рисунок 1.3 - Региональная структура потребления 2024 (в процентах)

Источник данных: Statistical review of world energy 2025

Согласно данным Вуд Маккензи [117], четыре аспекта состояния и характеристик мировой нефтегазовой разработки были статистически проанализированы и обобщены следующим образом:

1.1.1 Непродуктивные нефтяные и газовые месторождения

Результаты проведенного анализа показывают следующее. К концу 2021 года в мире насчитывалось 16 328 месторождений нефти и газа, в том числе 9 395 нефтяных и 6 933 газовых; 3 911 месторождений нефти и газа в разработке, в том числе 2 725 нефтяных и 1 186 газовых; и 12 417 месторождений нефти и газа, не находящихся в разработке, в том числе 6 670 нефтяных и 5 747 газовых. Эти месторождения расположены в основном в 133 странах, обладающих ресурсами, в шести регионах: Центральной Азии и России, Ближнем Востоке, Африке, Северной и Южной Америке, Азиатско-Тихоокеанском регионе и Европе. Причины прекращения добычи нефти и газа делятся на шесть категорий: (1) с низкой экономической ценностью для разработки - 7 203; (2) в стадии строительства - 2 148; (3) добыча остановлена, а производственные мощности не демонтированы - 1 871; (4) производственные мощности заброшены и демонтированы - 696; (5) не разрабатываются по техническим причинам - 418; (6) находятся на стадии подготовки к добыче - 81.

В региональном разрезе большинство заброшенных и демонтированных нефтегазовых месторождений находится в Северной и Южной Америке, что составляет 65,09%; большинство прекращенных и не демонтированных нефтегазовых месторождений находится в Европе и Северной

и Южной Америке, что составляет 64,54%; большинство месторождений с низкой экономической ценностью для разработки находится в Азиатско-Тихоокеанском регионе, что составляет 25,68%; большинство месторождений, не разрабатываемых по техническим причинам, находится в Европейском регионе - 29,9%; большинство строящихся месторождений расположено в Северной и Южной Америке - 47,72%; количество нефтегазовых месторождений, находящихся на стадии подготовки к добыче, незначительно во всех шести регионах (Приложение В, таблица В.1).

1.1.2 Снижение запасов традиционных и нетрадиционных углеводородов

К концу 2024 года мировые остаточные экономически извлекаемые запасы в углеводородном эквиваленте составляют $2074,27 \times 10^8$ т, а остаточные технически извлекаемые запасы - $4352,38 \times 10^8$ т. Среди них остаточные экономически извлекаемые запасы сырой нефти составляют $1215,14 \times 10^8$ т, а остаточные технически извлекаемые запасы составляют $2389,17 \times 10^8$ т; остаточные экономически извлекаемые запасы природного газа составляют $101,74 \times 10^{12}$ м³, а остаточные технически извлекаемые запасы составляют $232,49 \times 10^{12}$ м³. Оставшиеся технически извлекаемые запасы нефти и газа имеют следующие характеристики распределения: «два больших, один средний и три малых»: к «двум большим» регионам относятся Ближний Восток и Северная и Южная Америка, на долю которых приходится более 25% мировых оставшихся технически извлекаемых запасов; к «одному среднему» региону относится регион Центральной Азии и России, доля которого в мировых оставшихся технически извлекаемых запасах составляет 18,11%; к «трем малым» регионам относятся Африка, Азиатско-Тихоокеанский регион и Европа, и доля оставшихся технически извлекаемых запасов в мире составляет менее 10% во всех трех регионах (Приложение В, таблица В.2).

К концу 2024 года на 10 крупнейших углеводородных бассейнов мира приходилось 69,10% мировых остаточных технически извлекаемых запасов. В тройку лидеров по остаточным технически извлекаемым запасам нефти и газа входят бассейн Рубхали, бассейн Видин - Северный Аравийский залив и суббассейн Матурин; в тройку лидеров по остаточным технически извлекаемым запасам сырой нефти - бассейн Видин - Северный Аравийский залив, бассейн Рубхали и суббассейн Матурин; и три крупнейших бассейна по остаточным технически извлекаемым запасам природного газа - бассейн Рубхаали, бассейн Западной Сибири (Южное Карское море/Ямал) и бассейн Загрос (Приложение В, таблица В.3).

На десять ведущих ресурсодобывающих стран приходится 78,35 % мировых остаточных технически извлекаемых запасов нефти и газа. На долю двух стран, обладающих ресурсами, приходится более 10 % мировых остаточных технически извлекаемых запасов нефти и газа, пяти - 5–10 % и трех - менее 5 %. Шесть стран-собственниц ресурсов имеют остаточные технически извлекаемые запасы более 300×10^8 т, три - в диапазоне $(100-300) \times 10^8$ т и одна - менее 100×10^8 т. Шесть стран-собственниц ресурсов расположены в ближневосточном регионе с запасами

50,14%, среди которых основными запасами в Катаре и Иране является морской газ, а основными запасами в Саудовской Аравии, ОАЭ, Ираке и Кувейте - традиционная нефть на суше. В Северной и Южной Америке расположены три ресурсодобывающие страны, запасы которых составляют 31,18%. В Венесуэле и Канаде основными типами коллекторов нефти и газа является нетрадиционная сырая нефть. Одно государство-собственник ресурсов расположено в регионе Центральной Азии и России, и основные типы коллекторов в России представлены традиционным природным газом на суше (Приложение В, таблица В.4).

Результаты проведенных оценок показали, что к концу 2024 года оставшиеся технически извлекаемые запасы 10 крупнейших нефтегазовых месторождений мира составляли 12,01 % от общих мировых запасов. В региональном разрезе девять из 10 крупнейших нефтегазовых месторождений мира находятся на Ближнем Востоке и одно - в регионе Центральной Азии и России. Остаточные технически извлекаемые запасы сырой нефти десяти крупнейших месторождений составляют 14,37% мировых запасов, при этом 5 месторождений с остаточными технически извлекаемыми запасами сырой нефти превышают 30×10^8 т, четыре - $(25-30) \times 10^8$ т и одно - менее 25×10^8 т. Девять из десяти крупнейших месторождений расположены на Ближнем Востоке и одно - в регионе Центральной Азии и России. На 10 крупнейших мировых газовых месторождений с остаточными технически извлекаемыми запасами природного газа приходится 17,28% мировых технических остаточных запасов природного газа, при этом 5 месторождений с остаточными технически извлекаемыми запасами природного газа превышают 3×10^{12} м³, три месторождения с $(2-3) \times 10^{12}$ м³, и два месторождения с менее чем 2×10^{12} м³; среди 10 крупнейших газовых месторождений 5 расположены в регионе Ближнего Востока, на долю которого приходится 10,51%, и 5 месторождений расположены в регионе Центральной Азии и России, на которые приходится 6,77% мировых запасов газа (Приложение В, таблицы В.5-В.7).

Мировые остаточные технически извлекаемые запасы нефти и газа в 2024 году незначительно снизились по сравнению с предыдущим годом на $66,21 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента на 1,50%. С точки зрения изменения различных типов запасов, оставшиеся технически извлекаемые запасы нетрадиционных нефти и газа в 2024 году составляют $1136,26 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента, что составляет 26,11% от общемирового объема. По сравнению с 2020 годом остаточные технически извлекаемые запасы нетрадиционных нефти и газа сократились на $78,16 \times 10^8$ т н. э., на 6,44% по сравнению с предыдущим годом, причем больше всего сократился нетрадиционный природный газ - на $10,1 \times 10^{12}$ м³, на 20,65% (Приложение В, таблица В.8). Остаточные технически извлекаемые запасы нефти и газа в глобальных морских акваториях в 2024 г. составляют $1484,76 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента, что соответствует 34,11 % мировых запасов, увеличившись на $5,49 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента на 0,37 % по сравнению с 2020

годом, включая увеличение морского газа на $1,08 \times 10^{12} \text{ м}^3$ на 1,01 % по сравнению с прошлым годом (Приложение В, таблица В.8).

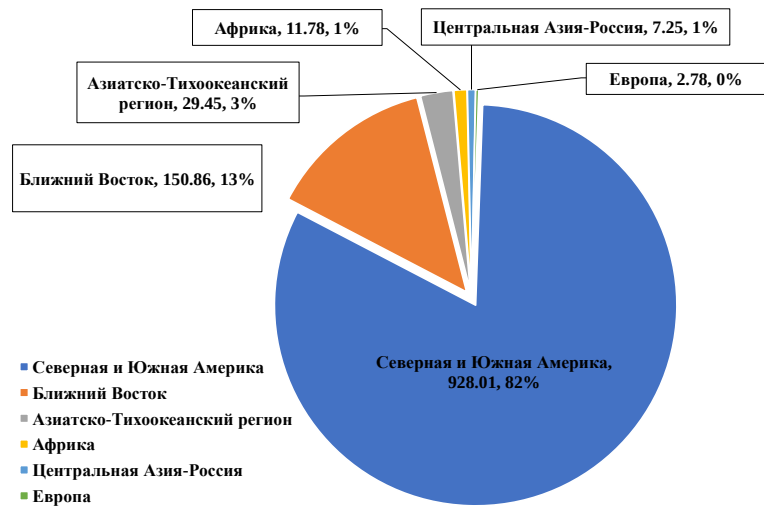
Увеличение остаточных технически извлекаемых запасов нефти и газа в морской акватории происходит в основном за счет: $3,8 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента на Ближнем Востоке, $3,54 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента в Северной и Южной Америке и $3,36 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента в Центральной Азии и России, в то время как технические остаточные запасы нефти и газа в морской акватории Европы, Африки и Азиатско-Тихоокеанского региона в разной степени сократились. Запасы мелководной нефти и газа в морской акватории расположены в основном на Ближнем Востоке, глубоководной нефти и газа - в Африке, Азиатско-Тихоокеанском регионе и Америке, а сверх глубоководной нефти и газа - в Америке и Африке (Рисунок 1.4.).

Мировые остаточные технически извлекаемые запасы традиционной нефти и газа на суше в 2024 году составляют $1731,36 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента, что составляет 39,78% от мировых, и увеличились на $6,46 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента на 0,37% по сравнению с 2020 годом, из которых традиционная нефть на суше снизилась на $15,48 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента на 1,51% по сравнению с предыдущим годом (Приложение В, таблица В.9). Оставшиеся технически извлекаемые запасы традиционной нефти и газа на суше на Ближнем Востоке составляют $752,25 \times 10^8$ т н. э., что составляет 43,45%; в Центральной Азии-России - $645,74 \times 10^8$ т н. э., что составляет 37,3%; в Северной и Южной Америке - $133,97 \times 10^8$ т н. э., что составляет 7,74%. По распределению национальных запасов Россия занимает первое место в мире с $541,79 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента, за ней следует Саудовская Аравия с $208,36 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента.

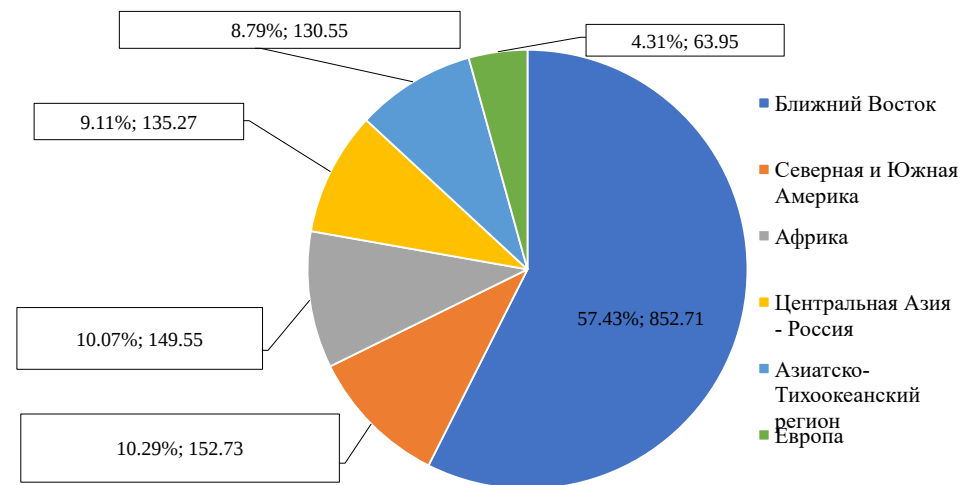
1.1.3 Рост добычи нефти и газа в странах с крупными запасами

Результаты проведенного анализа показывают, что мировая добыча нефти и газа в 2024 году составит $77,92 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента, включая $44,07 \times 10^8$ т сырой нефти и $40\,084,11 \times 10^8 \text{ м}^3$ природного газа. Добыча нефти и газа также имеет характер распределения «два больших, один средний и три малых»: к «двум большим» регионам относятся Северная и Южная Америка и Ближний Восток, где добыча нефти и газа в 2024 году превысит 20×10^8 т н. э., к «одному среднему» региону относится регион Центральной Азии и России, где добыча нефти и газа в 2024 году составит $14,28 \times 10^8$ т н. э., а «три малых» региона - это Африка, Азиатско-Тихоокеанский регион и Европа, где добыча нефти и газа в 2024 году составит менее 10×10^8 т н. э. (Приложение В, таблица В.9) [117].

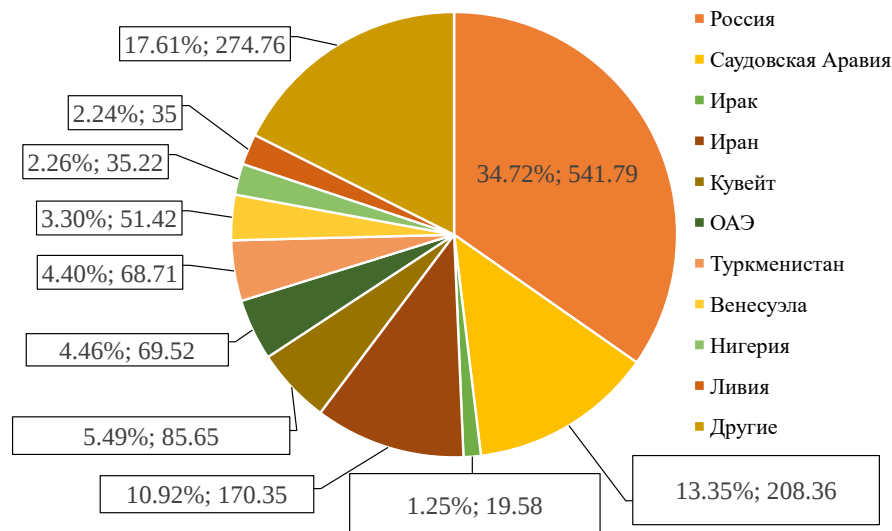
Под влиянием снижения мировых цен на нефть мировая добыча нефти и газа в 2024 году увеличилась на $2,32 \times 10^8$ т нефтяного и газового эквивалента в годовом исчислении на 3,07 %, при этом существенно изменились характеристики добычи нефти и газа в ключевых ресурсодобывающих странах. По сравнению с 2020 годом, в 2024 году в 10 странах-держателях ресурсов



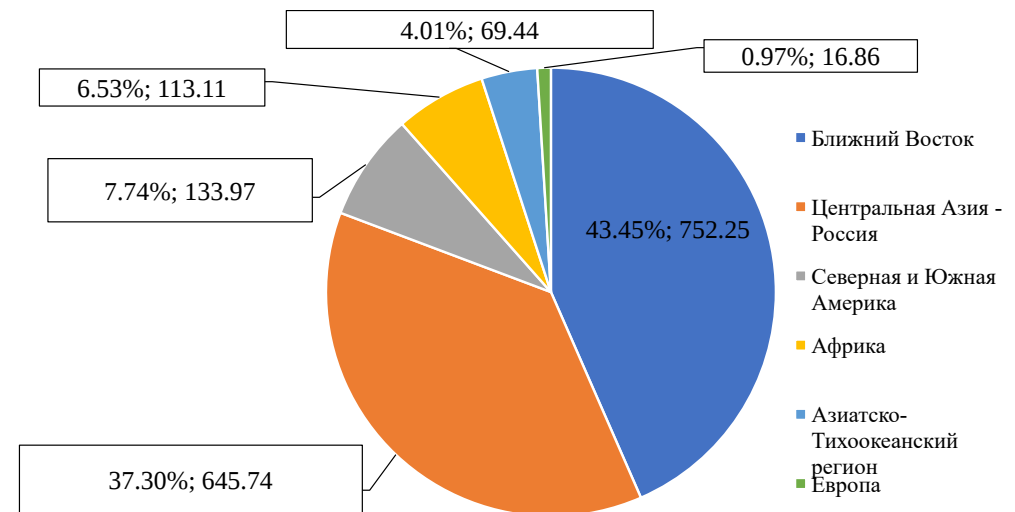
а) Распределение запасов нетрадиционной нефти и газа (запасы нефти и газа/10⁸т)



б) Распределение запасов нефти и газа на шельфе (запасы нефти и газа/10⁸т)



в) Страновая структура остаточных извлекаемых запасов традиционных нефтегазовых технологий на суше (запасы нефти и газа/10⁸т)



г) Региональная структура остаточных извлекаемых запасов традиционных технологий добычи нефти и газа (запасы нефти и газа/10⁸т)

Рисунок 1.4 - Состав нетрадиционных и традиционных, морских и сухопутных извлекаемых запасов нефти и газа и их распределение по регионам и странам [117]

добыча сырой нефти изменилась более чем на 400×10^4 т, среди которых Ливия является страной-держателем ресурсов с наибольшим ростом добычи сырой нефти, в основном традиционной сырой нефти на суше, с увеличением на $4116,47 \times 10^4$ т в годовом исчислении; Нигерия является страной-держателем ресурсов с наибольшим снижением добычи сырой нефти, в основном традиционной сырой нефти на суше, с уменьшением на 236 т в год. По сравнению с 2020 годом десять ведущих ресурсодобывающих стран с изменением мировой добычи газа более чем на 50×10^8 м³ в 2024 году все достигли роста добычи газа по сравнению с предыдущим годом, при этом Россия является ресурсодобывающей страной с наибольшим ростом добычи газа, в основном традиционного природного газа на суше, с ростом добычи традиционного природного газа на суше на $590,40 \times 10^8$ м³ по сравнению с предыдущим годом (Приложение В, таблица В.10) [15].

К концу 2024 года на 10 стран-лидеров по добыче нефти и газа приходится 69,67 % мировой добычи. На долю десяти ведущих стран приходится 68,51 % мировой добычи сырой нефти; на долю десяти ведущих стран - 70,59 % мировой добычи природного газа. США лидируют в мире по добыче сырой нефти и природного газа: 26,10 % добычи сырой нефти и 34,23 % добычи природного газа приходится на 10 ведущих стран. США имеют наибольшее количество нефтегазовых месторождений, добыча которых в 2019 году составила 39,63 % от общего числа месторождений в 10 крупнейших странах. Среди десяти крупнейших газовых месторождений по объему добычи в 2024 году на Ближнем Востоке находятся четыре, на которые приходится 10,82 % от общей мировой добычи газа, а в регионе Центральной Азии и России - четыре, на которые приходится 7,52 % от общей мировой добычи газа. С точки зрения изменения различных видов добычи нефти и газа, добыча традиционной нефти и газа на суше в 2024 году составила $36,26 \times 10^8$ т нефтяного и газового эквивалента, что составляет 46,54% мировой добычи нефти и газа, увеличившись на $1,26 \times 10^8$ т нефтяного и газового эквивалента на 3,6% по сравнению с 2020 годом (Приложение В, таблицы В.11- В.13) [15]. В 2024 году добыча нетрадиционной нефти и газа составила $19,50 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента, что составляет 25,02% мировой добычи нефти и газа, по сравнению с 2020 годом, увеличившись на $0,57 \times 10^8$ т углеводородного эквивалента на 3,01%. Основным районом роста стала Америка, а основным видом роста - сланцевая нефть, которая прибавила $0,43 \times 10^8$ т. В 2024 году морская добыча нефти и газа составила $22,17 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента, что составляет 28,45% мировой добычи нефти и газа, из которых на первом месте находится мелководная добыча нефти и газа, $17,23 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента. По сравнению с 2020 годом объемы добычи морской нефти и газа увеличились на $0,49 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента, что на 2,26 % больше, причем основным видом прироста является мелководная нефть и газ с приростом нефтегазового эквивалента на $0,28 \times 10^8$ т. Что касается изменения добычи нефти и газа в различных регионах, то наибольший прирост добычи нефти и газа наблюдался в регионе Центральной Азии и России - $0,82 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента

на 6,09%; в Африке наблюдался наибольший процентный рост добычи нефти и газа - $0,52 \times 10^8$ т нефтегазового эквивалента на 9,76%; в Северной и Южной Америке, на Ближнем Востоке и в Азиатско-Тихоокеанском регионе рост составил $0,43 \times 10^8$, $0,51 \times 10^8$ и $0,15 \times 10^8$ т н. э., что составляет 1,73%, 2,58% и 1,76% соответственно; добыча нефти и газа в Европе снизилась на $0,11 \times 10^8$ т н. э., что составляет 3,03% (Приложение В, таблица В.14).

1.2 Анализ конкурентной среды нефтегазовой отрасли Ирана на международном и внутреннем рынках

1.2.1 Разработка Газового Месторождения «Южный Парс»

Результаты анализа свидетельствуют о том, что газовые месторождения играют ключевую роль в обеспечении будущих мировых энергетических потребностей [114]. Конденсатные газовые месторождения не только производят газ, но и дают экономически ценные газовые конденсаты, стоимость которых значительно превышает цену нефти. Южно-Парское газовое месторождение, расположенное на морской границе Ирана и Катар в Персидском заливе, является одним из крупнейших в мире независимых газовых месторождений. Оно содержит около 14 трлн. кубометров газа (8% мировых запасов и 47% известных запасов газа Ирана), более 18 млрд баррелей газового конденсата и крупный источник гелия, что придаёт ему стратегическое значение для экономики Ирана [79, 117].

Министерство нефти Ирана уделяет приоритетное внимание развитию Южно-Перского месторождения для удовлетворения внутреннего и коммерческого спроса на газ, повышения нефтеотдачи, поддержки промышленного и нефтехимического секторов, а также экспорта газа, конденсата, сжиженного газа и серы. Развитием всех фаз «Южного Парса» с 1 января 2017 года занимается компания Pars Oil and Gas Company (POGC), дочерняя структура Национальной иранской нефтяной компании [17]. В ходе разработки и эксплуатации ГМЮП были построены следующие объекты (Рисунок 1.5) [16]:

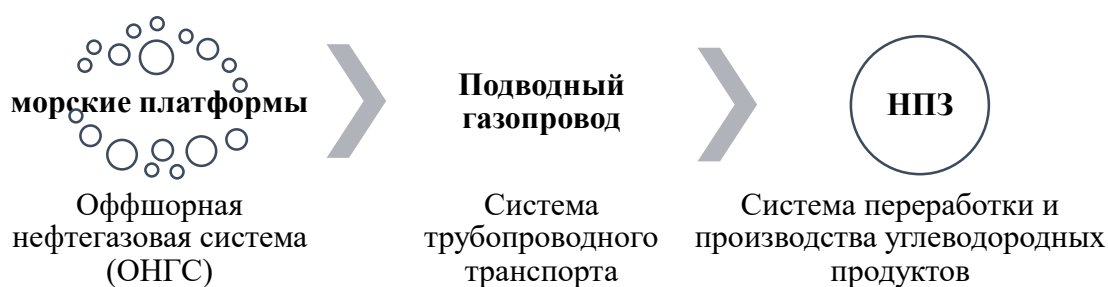


Рисунок 1.5 - Разработка и эксплуатация газового месторождения «Южный Парс» ГМЮП

Газовое месторождение «Южный Парс» разрабатывается в 24 фазы (официально - 29), с установкой около 40 морских платформ. Каждая платформа рассчитана на бурение 15 скважин и добычу 1 млрд кубических футов газа в сутки. Платформы, спроектированные на основе проекта Foster Wheeler [3], полностью автоматизированы, выполняют минимальные технологические

операции на море, а основные процессы перенесены на береговые нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). Газ высокого давления транспортируется на сушу (100-130 км) без компрессоров по 32-дюймовому подводному трубопроводу [11].

Разработка «Южного Парса» - ключевой проект Министерства нефти Ирана для обеспечения газом различных секторов: нефтяных месторождений, промышленных предприятий, электростанций, бытовых и коммерческих объектов, а также для экспорта газа, конденсата, сжиженного газа и серы. В таблице Г.1 (Приложение Г) указаны сроки запуска, основные подрядчики и мощности добычи на каждой фазе [117].

Иран обладает вторыми по величине доказанными запасами природного газа в мире (16,7% мировых ресурсов [117]), что подтверждает его стратегию увеличения доли на мировом рынке. Газовый комплекс «Южный Парс» обеспечивает более 75 % добычи газа в стране и играет стратегическую роль в экспорте побочных продуктов: пропана, бутана, газового конденсата, метанола, серы, аммиака, полиэтилена и нефти [117].

Завершение объектов экспорта сжиженного газа и серы на площадке 2 «Южный Парс», а также установок для подслащивания и хранения сжиженного газа увеличит производство и экспорт. Основными экспортируемыми продуктами с 2012 по 2022 годы были метанол, пропан, бутан, полиэтилен, конденсаты и нефть, поставляемые в Китай, ОАЭ, Южную Корею, Индию, Японию, Турцию и другие страны. На рисунке 1.6 показаны виды продукции и направления экспорта продукции, производимой компанией South Pars Gas Development.

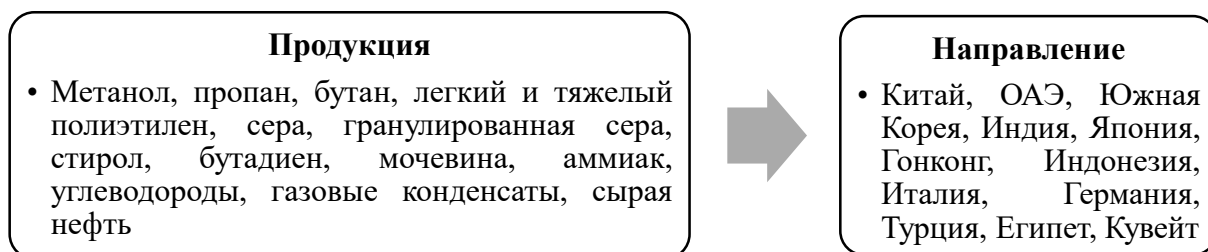


Рисунок 1.6 - Продукция и направления экспорта продукции, произведенной компанией Разработка (ГМЮП)

Историческая политика Ирана в сфере природного газа делится на три периода:

1. **1960–1970-е годы:** Низкий уровень добычи газа и ограниченный экспорт в Россию по трубопроводу.
2. **1980–2000-е годы:** Природный газ использовался для внутреннего энергоснабжения, с развитием месторождений для будущего экспорта.
3. **2010–2030-е годы:** Активная разработка месторождений для увеличения доли на мировом рынке газа. Однако переход к глобальному газовому рынку (ГНГМ) угрожал местным экспортерам, использующим трубопроводы.

Рисунок 1.7 отражает объемы импорта и экспорта природного газа в Иране с 1990 по 2020 год. С 1997 по 2012 год наблюдался устойчивый рост, однако санкции США и выход из Совместный всеобъемлющий план действий (СВПД) привели к снижению объемов. В ответ компания стремится опередить конкурентов на мировом рынке. Ранее South Pars Gas Development сталкивалась с жесткой конкуренцией на глобальном рынке. Энергетические рынки сложны из-за множества вовлеченных игроков, включая поставщиков, производителей, транспортные системы и регуляторы [49]. Исследования анализируют их взаимодействия и стратегические влияния [25, 38, 101]. Со временем, с уходом международных компаний, рынок стал преимущественно внутренним, что усилило монопольное положение компании. В таблице Г.2 (Приложение Г) и на рисунке 1.7 приведен список конкурентов, основанный на анализе мирового рынка, что свидетельствует о значительном сокращении иностранной конкуренции, консолидации доли рынка среди нескольких доминирующих отечественных игроков и снижении общего разнообразия рынка. Кроме того, анализ показывает сдвиги в ценовых стратегиях, операционной эффективности и инвестиционных тенденциях, которые отражают меняющуюся динамику конкуренции в секторе [37, 117]. Таблица Г.2 (Приложение Г) отражает распределение долей мирового рынка природного газа по стоимости, рассчитанных на основе определения Investopedia и показателей чистого экспорта за 2019 год. Данные показывают, что крупнейшими участниками рынка по стоимостным показателям являются Россия, Катар и США, в то время как доля Ирана остаётся сравнительно низкой, несмотря на значительные объёмы добычи и подтверждённые запасы. Это связано, прежде всего, с ограничениями на экспорт, санкционным давлением, низким уровнем инфраструктурной интеграции с международными рынками и преобладанием внутреннего потребления. Таким образом, Иран обладает высоким нереализованным экспортным потенциалом, который требует стратегического подхода к управлению, модернизации логистики и диверсификации экспортных маршрутов.

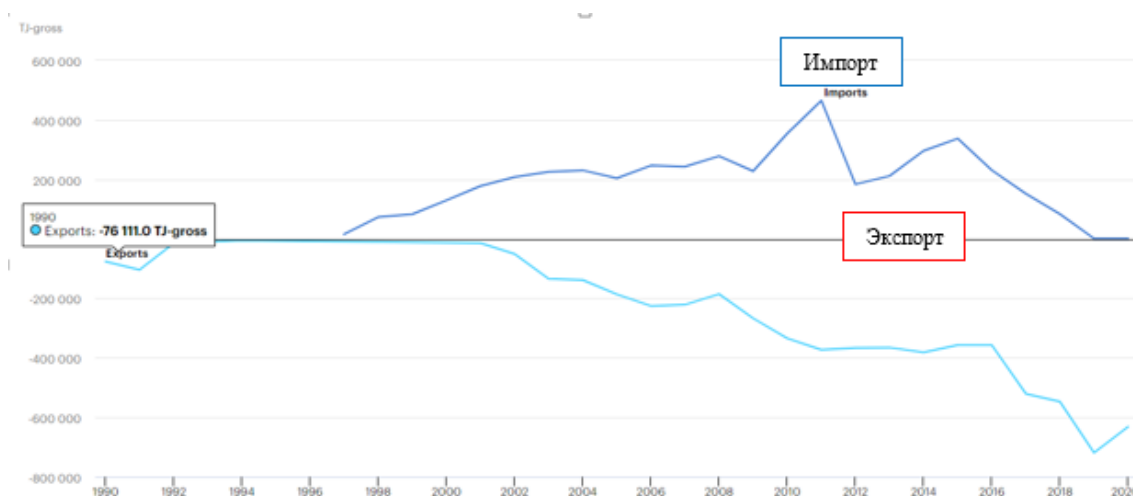


Рисунок 1.7 - Совокупный импорт и экспорт природного газа в Иране в период 1990–2020 гг.

1.2.2 Основные конкуренты на развивающихся и расширяющихся рынках природного газа

Результаты проведенных оценок показали, что рынок предложения природного газа характеризуется высокой конкуренцией среди ключевых игроков, включая Иран, Россию, Катар, Канаду, Соединенные Штаты, Китай, ряд африканских стран, Папуа-Новую Гвинею, Австралию и Израиль. Каждая из этих стран реализует стратегические инициативы для укрепления своих позиций на мировом энергетическом рынке.

Иран активно расширяет свою долю на рынке, внедряя передовые технологии для эффективного использования обширных запасов природного газа. Россия продолжает значительные инвестиции в проекты по производству сжиженного природного газа (СПГ), такие как проекты в Арктике, Балтике и Восточной Азии. Одновременно с этим страна расширяет трубопроводную инфраструктуру, включая проект «Северный поток-2» в Европу и маршруты в Азию, что укрепляет ее позиции одного из крупнейших экспортеров газа.

Катар, являясь мировым лидером по экспорту СПГ, увеличивает мощности по сжижению газа, чтобы сохранить и усилить свое доминирующее положение. Канада сосредоточилась на разработке сланцевого газа и ориентируется на рынки Азии и Европы, компенсируя сокращение экспорта природного газа в Соединенные Штаты. В свою очередь, Соединенные Штаты активно развивают экспорт СПГ, увеличив мощности с 31 млн. тонн в год до 68 млн. тонн в год в период с 2019 по 2024 год [117]. Китай активно занимается освоением нетрадиционных источников газа, таких как сланцевый газ и метан угольных пластов. Также страна расширяет трубопроводную инфраструктуру в Центральную Азию и Каспийский регион, увеличивая мощности по импорту СПГ для удовлетворения растущего внутреннего спроса.

В Африке Алжир и Нигерия усиливают производство СПГ для увеличения экспорта в Европу, в то время как Мозамбик и Танзания разрабатывают недавно обнаруженные крупные газовые ресурсы, чтобы выйти на рынки Азии. Папуа-Новая Гвинея использует значительные запасы природного газа для увеличения экспортных мощностей по СПГ. Австралия наращивает добычу газа на Северо-Западном шельфе и в Квинсленде, что способствует расширению экспорта СПГ. Израиль разрабатывает глубоководные газовые месторождения в Средиземном море с целью экспорта природного газа в Европу по новым трубопроводам или заводам СПГ. На рисунке 1.8 показаны основные игроки на этом динамичном рынке. Центральное положение Ирана обусловлено его крупнейшими запасами газа в месторождении «Южный Парс», однако страна сталкивается с конкуренцией со стороны других ведущих экспортеров природного газа — России, Катара и Саудовской Аравии. Эти государства представляют собой стратегических соперников, активно

развивающих собственные инфраструктуры по добыче, переработке и экспорту газа. Геоэкономические интересы и экспортные стратегии этих стран формируют сложную конфигурацию конкуренции, оказывая существенное влияние на позиции Ирана на международном газовом рынке.



Рисунок 1.8 - Основные конкуренты иранского месторождения «Южный Парс» в конкурентной борьбе на газовом рынке [64, 117]

Результаты некоторых исследований показывают, что стратегии Ирана и Катара по эксплуатации совместного газового месторождения South Pars/North Dome в значительной степени зависят от их соответствующих добывающих мощностей и влияния международных санкций. Используя модели равновесия Нэша, которые представляют собой состояние в теории игр, когда ни один из игроков не может улучшить свой результат, в одностороннем порядке изменив свою стратегию, в то время как другие сохраняют свою, эти исследования рассмотрели четыре сценария: (1) равное распределение ресурсов при равных возможностях добычи, (2) неравное распределение ресурсов при равных возможностях добычи, (3) равное распределение ресурсов при неравных возможностях добычи и (4) неравное распределение ресурсов при неравных возможностях добычи [1]. В сценариях, где ни одна из стран не подвергается санкциям (сценарии 1 и 2), Иран и Катар придерживаются некооперативных стратегий, самостоятельно эксплуатируя ресурсы и не согласовывая свои действия. Однако в сценариях, где санкции снижают добывающие мощности Ирана (сценарии 3 и 4), динамика существенно меняется. В этих условиях Иран принимает стратегию сотрудничества, согласовывая свою политику эксплуатации ресурсов с Катаром, чтобы смягчить последствия сокращения своих мощностей. В то же время Катар, не имея таких ограничений и обладая большими добывающими мощностями, продолжает придерживаться некооперативной стратегии, чтобы максимизировать свою личную выгоду.

Эти выводы подчеркивают, что решение о сотрудничестве или самостоятельных действиях при эксплуатации ресурсов в большей степени зависит от возможностей страны по добыче, чем от справедливого или несправедливого распределения ресурсов. Кроме того, исследования иллюстрируют глубокое влияние санкций на стратегическое положение Ирана. Снижая возможности Ирана по добыче, санкции вынуждают его занять позицию сотрудничества, что

фактически ослабляет его позиции, в то время как доминирующая стратегия Катар по отказу от сотрудничества позволяет ему извлекать больше преимуществ из общих ресурсов.

Эти результаты подчеркивают взаимодействие геополитических факторов и ограничений потенциала в формировании стратегий стран, совместно использующих природные ресурсы [85].

На рисунке 1.9 представлена динамика наращивания добычи газа на общем газовом месторождении Южный Парс/Северный Купол в разрезе по двум странам — Ирану и Катару. Красная линия отражает производственные показатели Катар, достигшие стабильного уровня в 570 млн куб. м/сутки в 2011 году и увеличившиеся до 628 млн куб. м/сутки с запуском проекта Barzan. Синяя линия отображает поэтапное введение в эксплуатацию фаз Ираном, достигшее заметного роста после 2013 года и продолжавшееся до 2021 года. Диаграмма демонстрирует разницу в темпах и объемах добычи газа между двумя странами, несмотря на их доступ к общему месторождению.



Рисунок 1.9 - Тенденция увеличения производительности общего месторождения Южный Парс по сравнению с Катаром [85]

1.2.3 Стратегическое развитие и проблемы газового месторождения «Южный Парс»

По оценкам, газовое месторождение «Южный Парс» содержит около 14 триллионов кубических метров извлекаемых запасов природного газа и 18 миллиардов баррелей извлекаемых запасов СПГ в водах Ирана. Добыча природного газа на месторождении «Южный Парс» началась с разработки его первой и второй фаз, затем последовательно были запущены фазы с третьей по десятую, которые были завершены к 2009 году. Наземные объекты, обеспечивающие реализацию проекта «Южный Парс», расположены в городах Асалуе и Канган, недалеко от порта Бушер. Иран сталкивается со значительными трудностями из-за международных санкций, которые ограничивают его возможности по привлечению иностранных инвестиций. Несмотря на эти препятствия, в деятельность по разведке и добыче нефти в особой энергетической зоне «Парс» было инвестировано 150 миллиардов долларов. В том числе 21 миллиард долларов США выделен на

27 текущих проектов в Южном Парсе, среди которых четыре нефтеперерабатывающих завода находятся в стадии строительства. Ожидается, что после ввода в эксплуатацию эти заводы избавят от необходимости экспортировать газовые конденсаты с месторождения «Южный Парс». Кроме того, нефтеперерабатывающий завод Persian Gulf Star Refinery (PGSF), поставляющий 40% иранского бензина, полностью использует сырье, полученное из газовых конденсатов «Южного Парса». Высокий уровень внутреннего потребления природного газа в сочетании с экономическими санкциями, призванными препятствовать привлечению новых инвестиций, побудили Иран стратегически использовать этот ресурс на внешних рынках для расширения своего геополитического влияния. Согласно официальным заявлениям, добыча газа на месторождении «Южный Парс» в настоящее время превосходит добычу газа в Катаре, несмотря на меньшую долю Ирана в месторождении. Однако неэффективность внутреннего потребления привела к значительным растратам этого ценного ресурса. Данные о торговле газом по трубопроводам показывают, что объем торговли между Ираном и Европой составил 9,1 млрд куб. м, а между Ираном и другими странами Ближнего Востока - 7,5 млрд куб. м. Кроме того, объем торговли трубопроводным газом с двумя другими странами Содружества Независимых Государств (СНГ) составил 0,5 миллиарда кубометров. Эти данные, полученные из национальных статистических агентств, международных организаций и других источников, отражают текущую динамику торговли природным газом в Иране.

Указанные данные подчеркивают важнейшую роль ГМЮП в энергетической стратегии Ирана, подчеркивая как проблемы, связанные с санкциями и внутренней неэффективностью, так и возможности использования природного газа для укрепления экономических и геополитических позиций страны. (рисунок 1.10) [2].

Результаты проведенного анализа показывают, что мировой рынок природного газа продолжает демонстрировать устойчивый рост, обусловленный как экологическими требованиями к сокращению выбросов, так и расширением промышленного и бытового потребления в развивающихся странах.

Запасы природного газа распределены неравномерно: около 50% сосредоточены в трёх странах - России, Иране и Катаре. При этом Иран занимает второе место в мире по подтверждённым запасам, что дает ему стратегическое преимущество в долгосрочной перспективе [20]. Мировая добыча природного газа возглавляется США, Россией и Ираном. В то же время Иран сталкивается с технологическими и санкционными ограничениями, что сдерживает полную реализацию его производственного потенциала. Потребление природного газа растёт во всех регионах мира, особенно в Азии (Китай, Индия), а также в Европе, где газ используется как «переходное» топливо в процессе декарбонизации экономики. Это открывает новые экспортные перспективы для Ирана при условии модернизации инфраструктуры и расширения экспортных каналов.

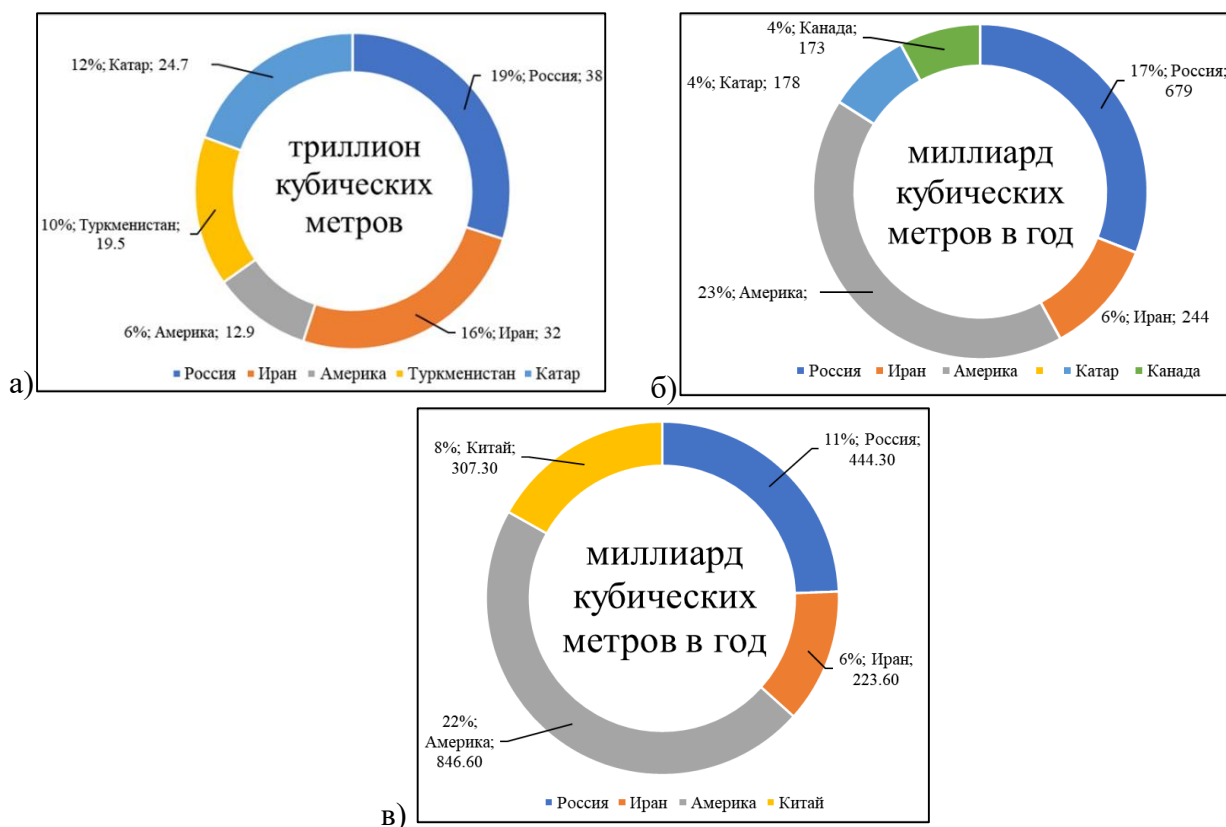


Рисунок 1.10 - Мировые запасы природного газа и объемы добычи и потребления во всем мире а) Запасы природного газа мира б) Мировая добыча природного газа в) Мировое потребление природного газа [2]

Данная схема (рисунок 1.11) отражает мировые потоки торговли природным газом в 2024 году (в млрд куб. м) с разделением на трубопроводные поставки (обозначены красными линиями) и поставки сжиженного природного газа (СПГ, обозначены синими линиями). Европа выступает крупнейшим импортёром трубопроводного газа, основным поставщиком которого является регион СНГ (167 млрд куб. м), тогда как Азиатско-Тихоокеанский регион занимает лидирующие позиции по импорту СПГ, получая значительные объёмы из Ближнего Востока, Африки и США [108]. США и Канада являются основными экспортёрами СПГ, поставляя его как в Европу, так и в Азию. Ближний Восток выполняет двойную функцию - экспортирует как трубопроводный газ, так и СПГ. Представленные данные подчёркивают региональную зависимость, растущую роль СПГ в мировой торговле, особенно на азиатском рынке, а также стратегическую значимость газотранспортной инфраструктуры для глобальной энергетической безопасности [4].

1.3 Оценка минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли Ирана

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), месторождение содержит около 50,97 триллиона кубических метров газа и 50 миллиардов баррелей конденсата. Извлекаемые запасы на иранском участке оцениваются в 360 TCF (10,1 TCM), что составляет 36% от общих доказанных запасов Ирана и 5,6% от мировых доказанных запасов [13, 117].

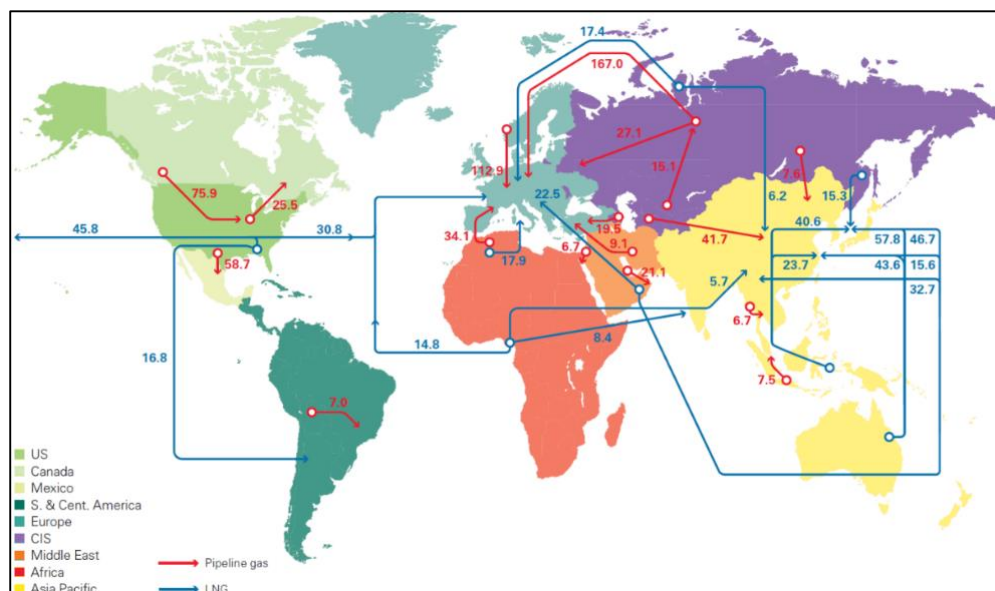


Рисунок 1.11 – Глобальные торговые потоки природного газа в 2024 году (трубопроводный газ и СПГ), млрд м³) [118]

Месторождение «Южный Парс», открытое в 1988 году, вносит значительный вклад в удовлетворение энергетических потребностей Ирана, при этом доля природного газа в общем объеме энергопотребления составляет более 58 %. Площадь иранского участка составляет 3700 квадратных километров, а катарского - 6000 квадратных километров (рисунок 1.12). Основной коллектор - карбонатная формация «Khouf» - имеет толщину 854 метра и состоит из карбонатов, ангидрита, плотного доломита и известняка. Газ с «Южного Парса» транспортируется в порт Асалуе, где он используется для нефтехимического производства, поддержания давления в нефтяных пластах и экспорта в виде СПГ или по трубопроводам. Краткая ключевая информация о газовом месторождении «Южный Парс» представлена в таблице Г.3 (Приложение Г) [88].

1.3.1 Добыча природного газа в странах Ближнего Востока

В таблице Г.4 (Приложение Г) и на рисунке 1.13 представлены данные о добыче газа в странах, расположенных в ближневосточном регионе. Термин «включает» означает включение товарной продукции, исключая газ, который сжигается на факелах или перерабатывается. Сюда же входит природный газ, который генерируется специально для преобразования в жидкость [25]. Приведенные данные, в основном, представляют собой стандартные кубические метры, которые были измерены при температуре 15 °C и давлении 1013 мбар. Эти значения были получены путем пересчета тонн нефтяного эквивалента с использованием среднего коэффициента пересчета. Кроме того, данные были стандартизированы с использованием валовой теплотворной способности (ВТС) 40 МДж/м³. Важно отметить, что эти цифры могут не соответствовать объемам газа, выраженным в конкретных национальных терминах. Данные о добыче природного газа приводятся в трех различных единицах измерения, чтобы учесть их использование в разных регионах [117].

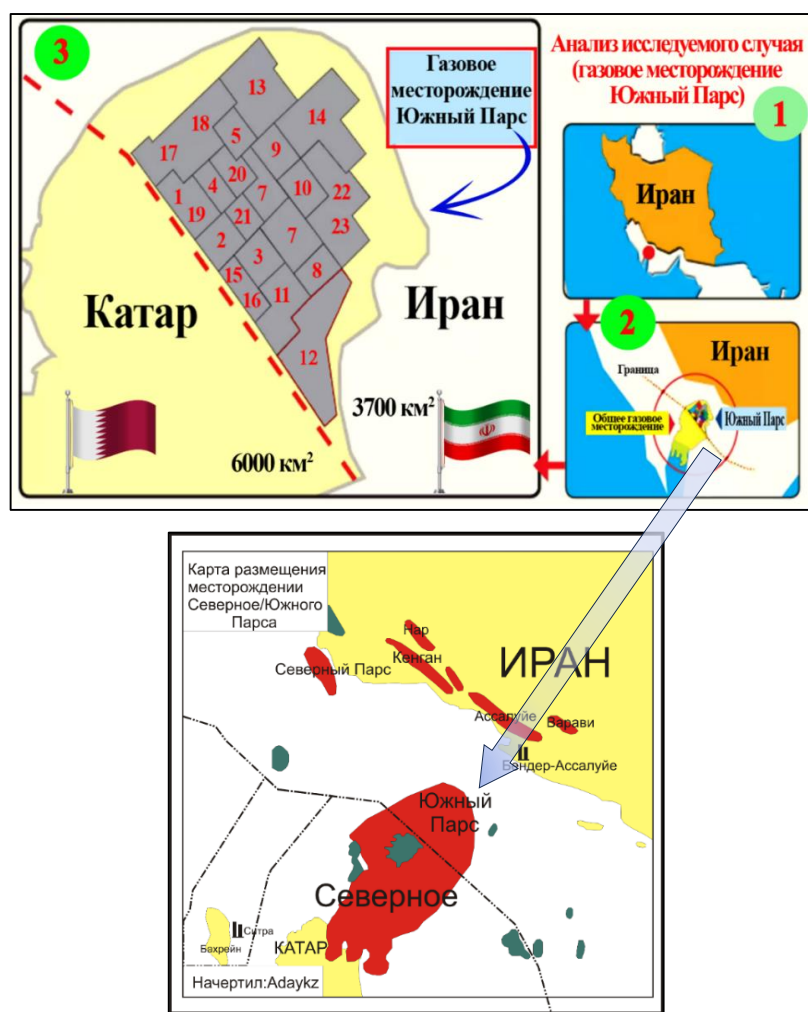


Рисунок 1.12 - Схема разработки газового месторождения «Южный Парс»

Источник: Разработано авторами

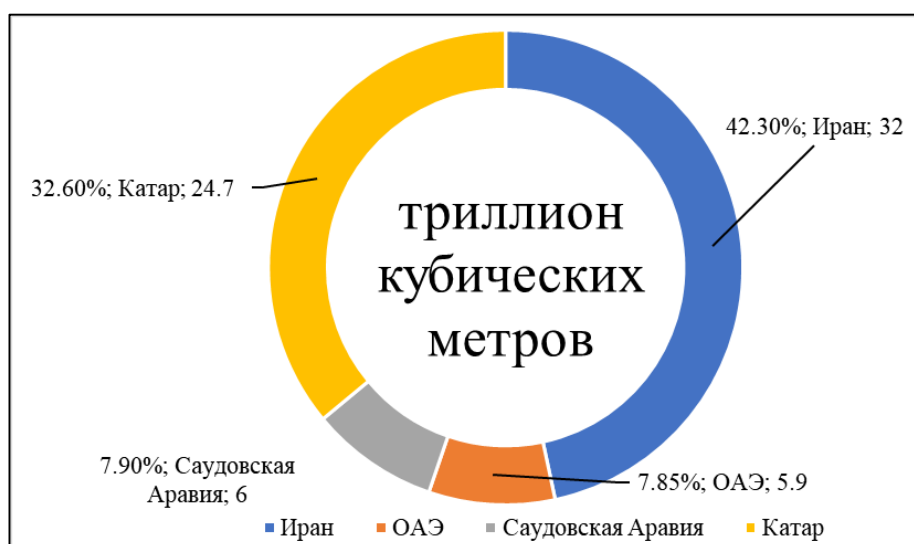


Рисунок 1.13 - Запасы газа Ближнего Востока по странам, трлн куб

Из содержания таблицы следует, что Иран занимает лидирующую позицию среди стран Ближнего Востока по объёмам добычи природного газа: в 2024 году страна добыла 256,7 млрд м³, что составляет 35,9% от совокупной региональной добычи. Иран демонстрирует стабильный

рост, со среднегодовым приростом 5,4% за период 2011–2024 гг., причём только за 2024 год прирост составил 9,5%, что превышает аналогичные показатели большинства стран региона, включая Катар и Саудовскую Аравию. Эти данные подтверждают ключевую роль Ирана в формировании газового баланса Ближнего Востока и подчёркивают его стратегическое значение как основного драйвера регионального роста в отрасли [25].

На рисунках 1.14 - 1.16 показаны объёмы добычи и запасы природного газа в странах Ближнего Востока.

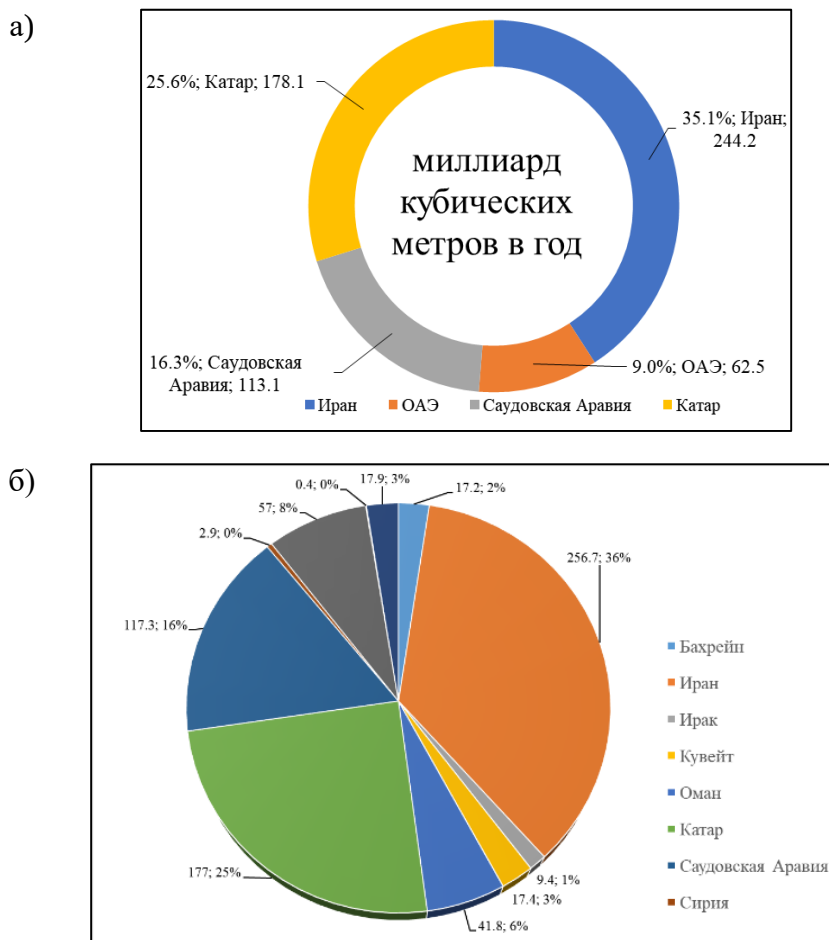


Рисунок 1.14 - Добыча природного газа на Ближнем Востоке по странам (млрд. куб. м/год) и на 2024 год. а) Добыча природного газа на Ближнем Востоке по странам (млрд. куб. м/год)
б) Добыча природного газа на Ближнем Востоке в 2024 году (млрд. куб. м/год) [25]

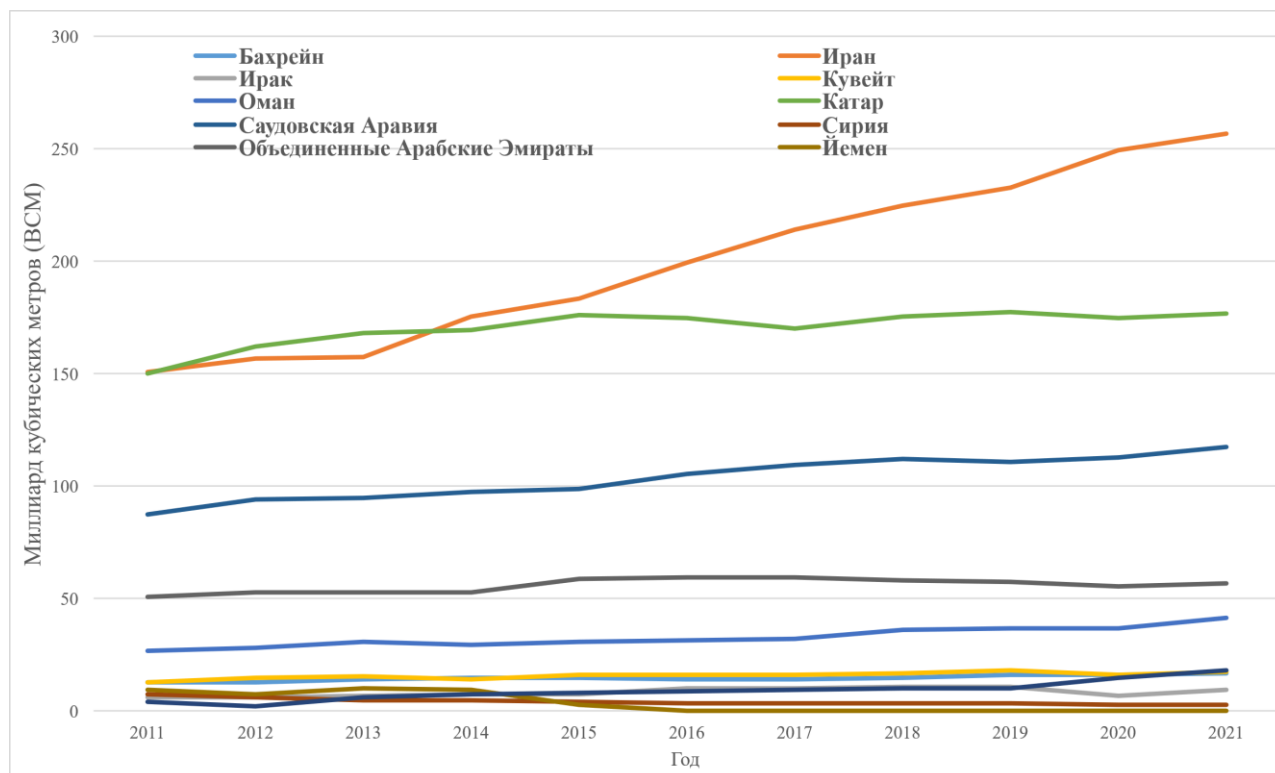


Рисунок 1.15 - Добыча природного газа в миллиардах кубических метров (млрд м³) в странах Ближнего Востока

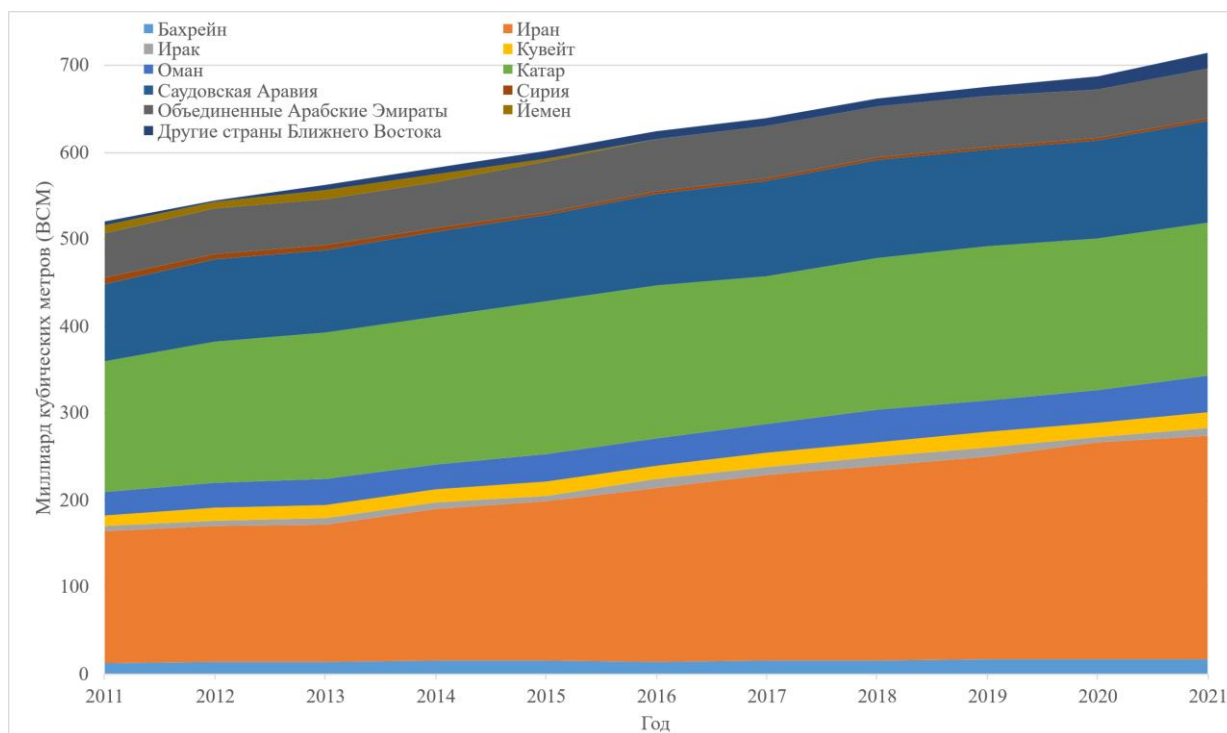


Рисунок 1.16 - Диаграмма запасов добычи природного газа в миллиардах кубометров (млрд м³) для стран Ближнего Востока

Рисунок 1.15 отражает динамику добычи природного газа в странах Ближнего Востока в 2011–2024 гг. (в млрд м³). За указанный период наблюдается устойчивый рост совокупной добычи, особенно за счёт Катара, Ирана и Саудовской Аравии. Иран занимает одно из ведущих

мест, демонстрируя заметное увеличение объёмов добычи, особенно с 2015 года, что связано с активным освоением месторождения «Южный Парс».

Таким образом, Иран вносит существенный вклад в общий рост газодобычи региона и укрепляет свои позиции на мировом энергетическом рынке.

Результаты анализа данных показывают, что объёмы добычи природного газа в Иране имеют существенный рост и превосходят объёмы добычи в Катаре с 2015 года. Этот рост соответствует квадратичному тренду ($R^2 = 0,9894$), указывающему на последовательное и ускоряющееся увеличение уровня добычи. В отличие от этого, объёмы добычи Катара демонстрируют снижение, особенно после 2016 года, что подтверждается отрицательным коэффициентом в уравнении полиномиального тренда ($R^2 = 0,8647$), указывающим на нисходящую тенденцию (Рисунок 1.17). Согласно прогнозам на период 2022–2027 годов, добыча газа в Иране продолжит уверенно расти, приближаясь к 300 миллиардам кубометров, тогда как добыча в Катаре, вероятно, будет постепенно снижаться. Эти выводы свидетельствуют о том, что Иран становится доминирующим игроком на региональном и мировом рынках природного газа, что потенциально может повлиять на торговлю энергоресурсами, экспортные стратегии и геополитическое влияние в этом секторе.

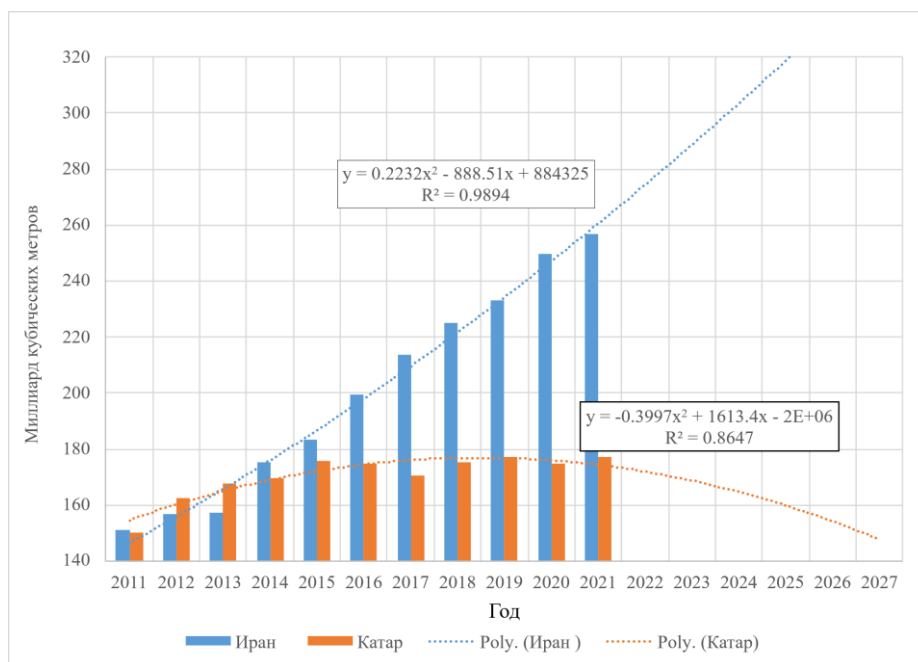


Рисунок 1.17 - Добыча природного газа в миллиардах кубических метров (млрд м³) в Иране и Катаре с прогнозом линии тренда

1.3.2 Потребление природного газа в странах Ближнего Востока

В таблице Г.5 (Приложение Г) представлены данные о потреблении природного газа в странах Ближнего Востока, измеренные в миллиардах кубических метров (млрд м³). Данное исследование охватывает производные угля и природного газа, потребляемые в процессе преобра-

зования газа в жидкое топливо, и не включает природный газ, преобразованный в жидкое топливо. Представленные данные в основном состоят из измерений в стандартных кубических метрах, которые были получены путем пересчета тонн нефтяного эквивалента с использованием среднего коэффициента пересчета. Эти измерения были стандартизированы с использованием валовой теплотворной способности (ВТС) 40 МДж/м³. Важно отметить, что данные измерения могут не соответствовать объемам газа, выраженным в конкретных национальных терминах. Несоответствие между данными о мировом потреблении и статистикой добычи может быть обусловлено несколькими факторами, включая колебания уровней запасов в хранилищах и на заводах по сжижению газа, а также неизбежные расхождения в определении, измерении или преобразовании данных о спросе и предложении газа [8].

Рисунки 1.18 и 1.19 иллюстрируют динамику потребления природного газа в странах Ближнего Востока в период 2011–2024 гг. (в млрд м³). На протяжении указанного периода наблюдается устойчивый рост совокупного потребления, что связано с развитием промышленности, энергетики и внутреннего спроса. Наибольший вклад в структуру потребления вносит Иран, уверенно занимая лидирующую позицию среди стран региона. Значительный рост также отмечается в Катаре, Саудовской Аравии и Омане, однако именно Иран остаётся крупнейшим потребителем природного газа на Ближнем Востоке.

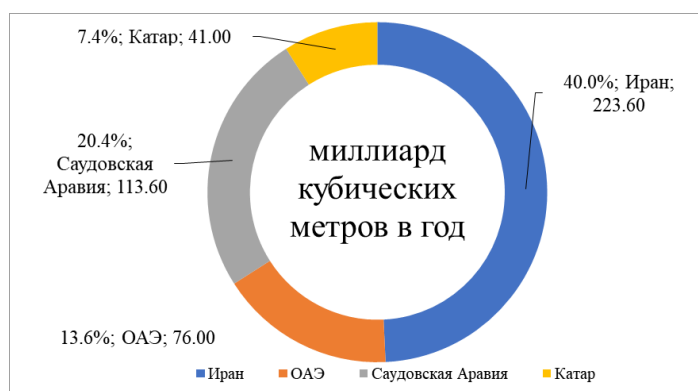


Рисунок 1.18 - Потребление природного газа на Ближнем Востоке по странам (млрд куб. м в год) [88]

Результаты анализа данных показывают, что объемы потребления природного газа в Иране и Катаре, измеряемые в миллиардах кубометров в год (млрд куб. м в год), описываются различными траекториями изменения. Потребление в Иране демонстрирует положительную тенденцию роста с уравнением $y = 0,0969x^2 - 380,88x + 374403$ и высоким значением $R^2 = 0,98$, что подтверждает устойчивое увеличение потребления газа с относительно равномерным темпом роста. В отличие от этого, потребление газа в Катаре характеризуется снижением, что подтверждается полиномиальной моделью $y = -0,3015x^2 + 1216,6x - 1E+06$ и коэффициентом детерминации $R^2 = 0,9026$, указывающим на замедление темпов роста потребления.

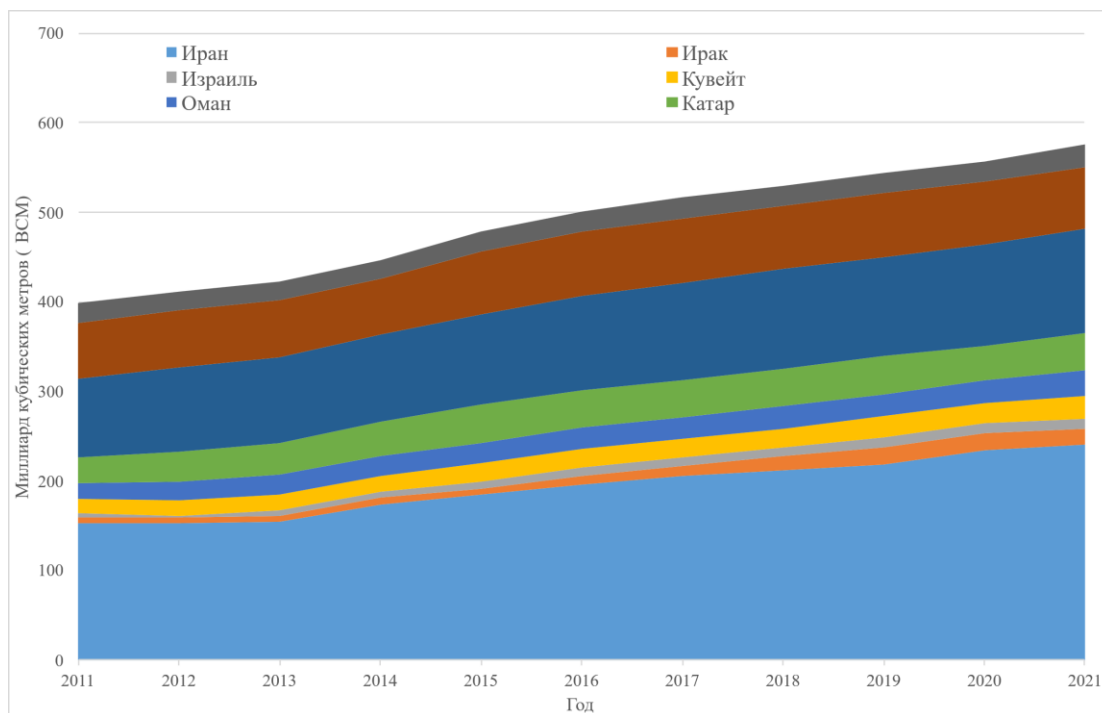


Рисунок 1.19 - График потребления природного газа в миллиардах кубических метров в странах Ближнего Востока

Согласно прогнозам на 2022–2027 годы, потребление природного газа в Иране продолжит расти, при этом в Катаре ожидается снижение потребления газа, что отражает изменения в энергетической политике и экономической ситуации страны. Эти результаты подчеркивают растущую роль Ирана как основного потребителя природного газа, что может повлиять на внутреннюю энергетику, внешнюю политику и рынок газа в регионе (Рисунок 1.20).

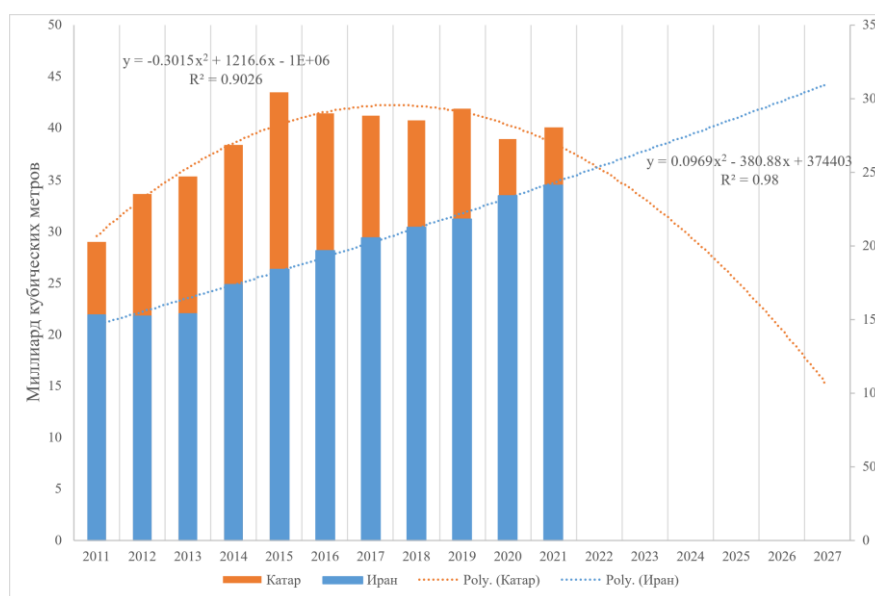


Рисунок 1.20 - Потребление природного газа в миллиардах кубометров (млрд куб. м в год) в Иране и Катаре с прогнозом по линии тренда

1.3.3 Оценка газового месторождения «Южный Парс» ГМЮП

Месторождение «Южный Парс» составляет 9700 квадратных километров, из которых 3700 квадратных километров находятся в территориальных водах Ирана и 6000 квадратных километров - в территориальных водах Катар. Карбонатные толщи Канган и Далан, содержащие большое количество газа, также являются пластовыми интервалами этого месторождения. Они залегают ниже группы Бангистан. В связи с размерами месторождения различные блоки коллекторов разрабатывались в 24 этапа в рамках различных планов и мегапроектов. В связи с этим на шельфе планируется построить в общей сложности 40 добывающих платформ. К настоящему времени в пласт «Южный Парс» было вложено 72 миллиарда долларов инвестиций, и ожидается, что эта цифра достигнет 87 миллиардов долларов. Стоимость продукции «Южного Парса» приближается к 200 миллиардам долларов, если исходить из цифры 18 центов за кубометр богатого газа. Стоимость объемов газовых ресурсов «Южного Парса» эквивалентна 155 992 тоннам золота. Другими словами, их стоимость эквивалентна 120 годам добычи нефти в стране. В настоящее время добыча газа на этом месторождении эквивалентна 2 миллионам и 243 тысячам баррелей сырой нефти в день, которая после завершения разработки возрастет примерно до 5 миллионов баррелей в нефтяном эквиваленте (Рисунки 1.21-1.22) [55].

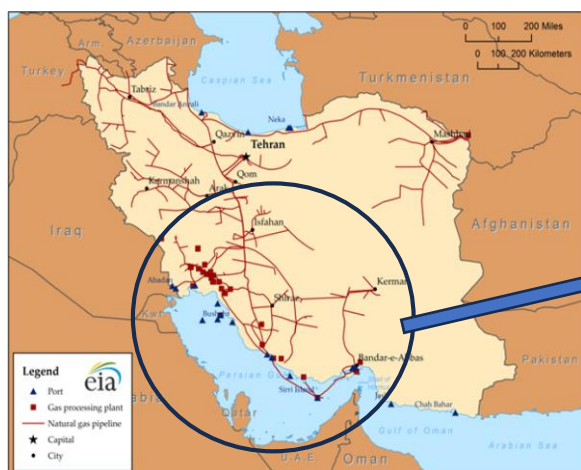


Рисунок 1.21 - Газовая инфраструктура Ирана
Источник: EIA, Источник: Управление энергетической информации США, IHS EDIN [1]

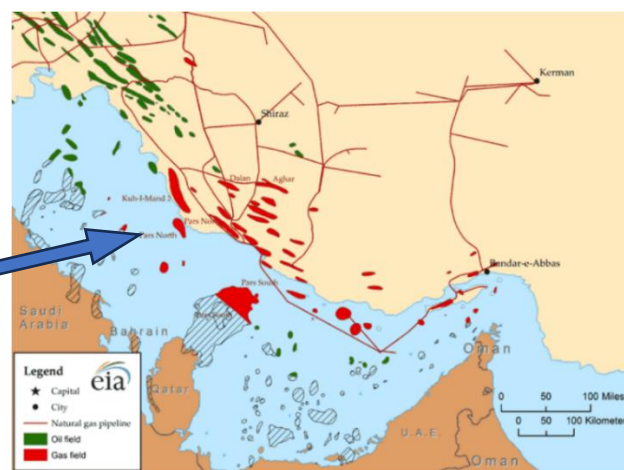


Рисунок 1.22 - Основные месторождения природного газа в Иране, Источник: Управление энергетической информации США, IHS EDIN [1, 55]

На рисунке 1.23 представлено текущее состояние эксплуатационных скважин ГМЮП. Как видно из диаграммы, 61% скважин ГМЮП достигли стадии добычи.

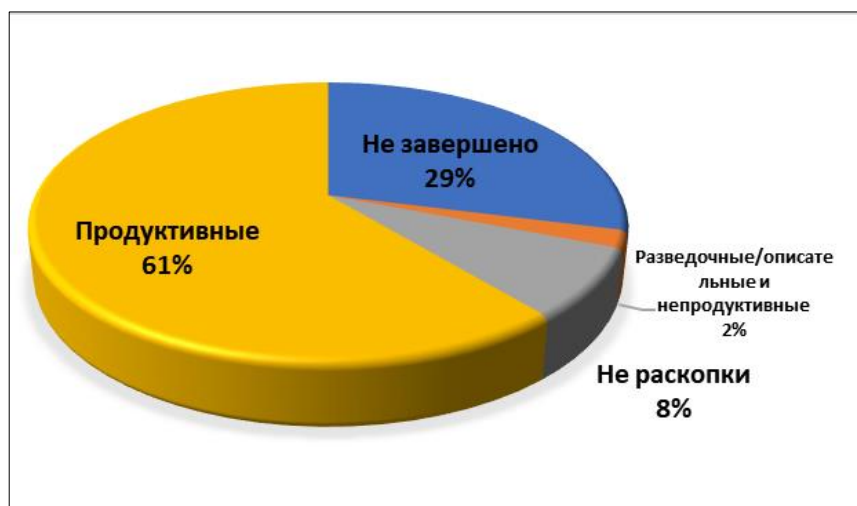


Рисунок 1.23 - Состояние эксплуатационных скважин газового месторождения «Южный Парс»

1.3.4 Состав газа месторождения «Южный Парс»

Газ месторождения «Южный Парс», как и на других независимых месторождениях, в основном состоит из метана. Содержание H_2S и CO_2 , являющихся кислотными компонентами, делает газ кислым и требует применения специальных методов переработки. Кроме того, в газе присутствуют этан, пропан, бутан, более тяжелые углеводороды и азот. Процентное содержание метана варьируется в пределах от 81 до 84 %, этана - от 4,5 до 5,5 %, а концентрация H_2S - от 0,02 до 0,73 %. Содержание азота колеблется от 3 до 4,7 %, CO_2 - от 1,7 до 2,7 %. Объем газового конденсата изменяется в пределах от 27 до 47 баррелей на миллиард кубических футов газа. Состав газа зависит от географической зоны месторождения и меняется со временем, что обусловлено эксплуатационными условиями.

Далее мы рассмотрим историю планов разработки различных фаз и их цели, предоставив более подробную информацию. Схематичное описание продуктов, произведенных на фазах 1-10, показано на рисунке 1.24 и таблице Г.6 (Приложение Г).



Рисунок 1.24 - Схематичное описание продуктов, произведенных на фазах 1-10

В результате комплексной оценки выяснилось, что из 40 платформ, предназначенных для полного освоения ГМЮП, 25 платформ успешно перешли в стадию эксплуатации. На этих платформах в общей сложности насчитывается 252 скважины. Ежедневно на этом месторождении добывается около 550 миллионов кубометров газа и более 500 тысяч баррелей газового конденсата. Вырабатывается значительное количество нефти. Разработка этого месторождения началась в 1997 году с созданием нефтегазовой компании «Парс», а в 2002 году была введена в эксплуатацию первая фаза месторождения. Ожидается, что остальные фазы (кроме фазы 11) войдут в производственный цикл в середине 2017 года. На данный момент в месторождение инвестировано 72 миллиарда долларов, и прогнозируется, что эта цифра достигнет 87 миллиардов долларов. Стоимость продукции, произведенной на «Южном Парсе», приближается к 200 миллиардам долларов, если исходить из расчета 18 центов за кубометр газа. Ожидается, что с запуском всех фаз газового месторождения «Южный Парс» добыча на нем достигнет более 700 миллионов кубометров в день природного газа и 600 тысяч баррелей в день конденсата, и этот объем будет играть важную роль в энергетическом и экономическом секторах страны. На рисунках 1.25-1.27 и в таблицах Г.7 и Г.8 (Приложение Г) представлены сводные данные по объему добываемой продукции и характеристикам всех фаз разработки ГМЮП, на рисунке 1.25 представлена хронология этапов реализации проекта «Южный Парс» с момента начала разработки до настоящего времени.

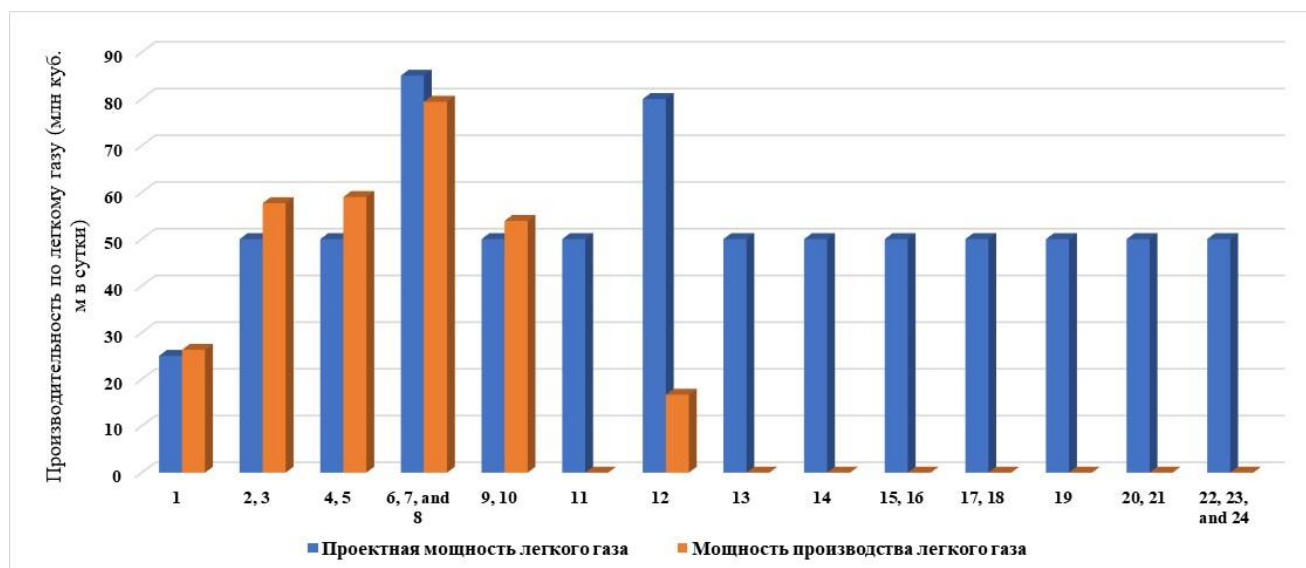


Рисунок 1.25 - Проектная и производственная мощность легкого газа на каждой очереди «Южного Парса», отдельно по каждой очереди (Легкий газ (миллион кубических метров в сутки))

В данном исследовании представлен комплексный анализ объемов производства на различных этапах разработки ГМЮП. Приведенные (Приложение Г, таблица Г.8) данные дают подробное представление о количестве продукции, произведенной на различных этапах проекта.

Диаграммы, представленные на рисунках 1.26 и 1.27, демонстрируют производственную структуру и выход различных видов продукции по фазам крупнейшего газового проекта Ирана - месторождения «Южный Парс».

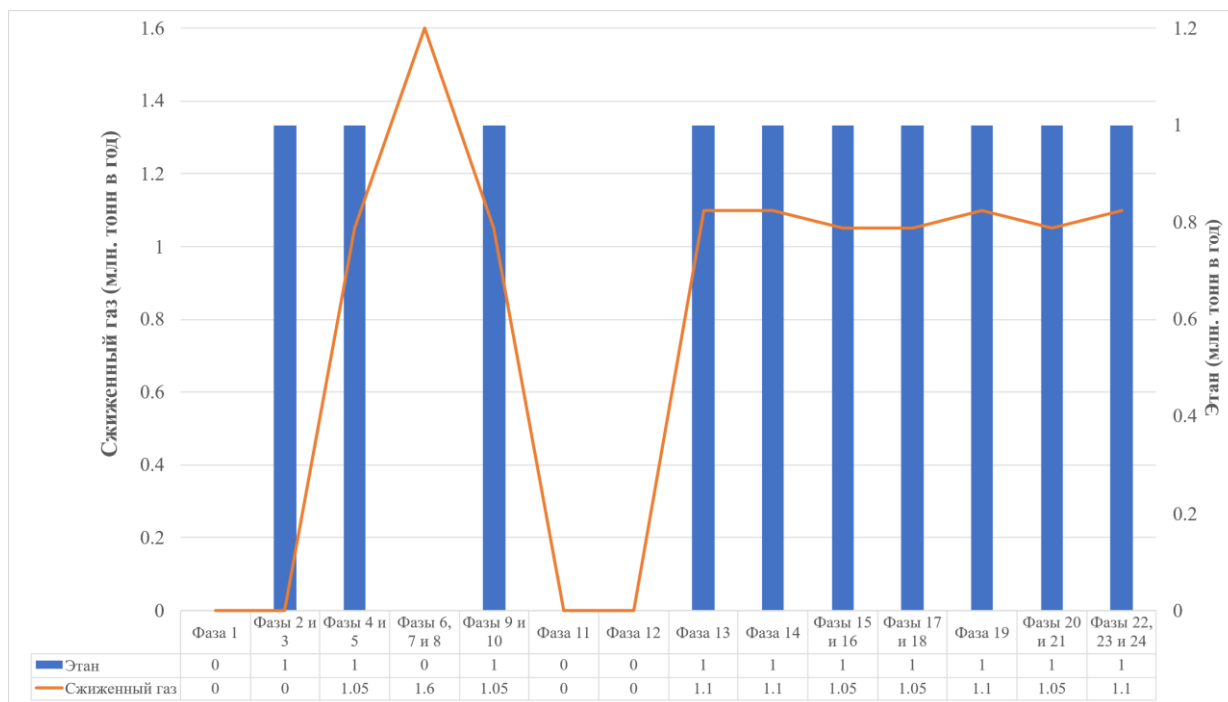


Рисунок 1.26 - Количество этана, сжиженного газа, произведенного на разных этапах проекта

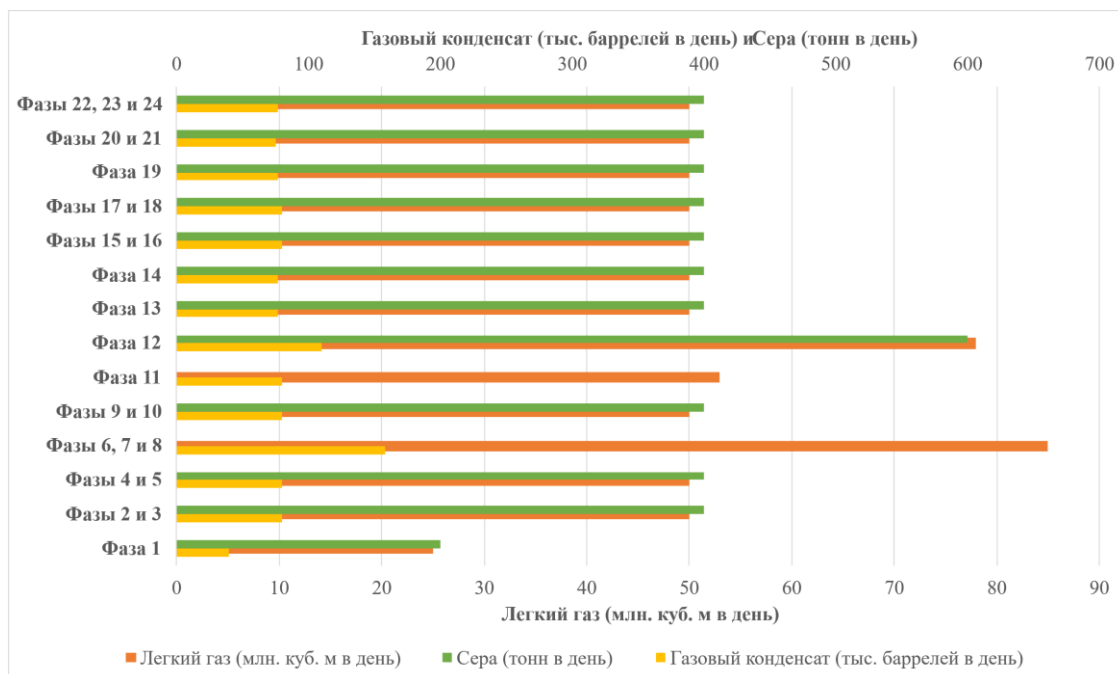


Рисунок 1.27 - Количество легкого газа, газового конденсата и серы на разных этапах проекта

Первая диаграмма показывает распределение объёмов производства этана и СПГ по фазам месторождения. Видно, что производство этана стабильно осуществляется на большинстве фаз

(около 1 млн. тонн в год), за исключением отдельных - таких как фазы 1, 11 и 12, где оно отсутствует. Производство СПГ, наибольшее по объемам, на фазах 6-8, что указывает на их стратегическое значение в общем объеме проекта. Диаграмма носит структурный характер, отражая проектные или текущие мощности по фазам, без хронологической динамики.

Диаграмма, представленная на рисунке 1.27, отражает суточный выход лёгкого газа, газового конденсата и серы по всем основным фазам месторождения. Наибольший объём лёгкого газа обеспечивают фазы 6-8, в то время как фаза 13 отличается крупнейшими показателями по газовому конденсату и сере. Данные подчеркивают технологическую неоднородность фаз и позволяют оценить их сравнительную эффективность. Как и в первом случае, график не привязан ко времени и представляет собой статистический срез производственных характеристик по отдельным участкам месторождения.

1.4 Анализ производственной деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана за период 2012–2022 гг.

1.4.1 Оценка объемов и качества продукции и услуг, поставляемых государственной нефтегазовой компанией Ирана на мировом и внутреннем рынках

Производство природного газа в Иране, критически важное для экспорта и внутреннего энергопотребления, во многом зависит от месторождения «Южный Парс». Национальная иранская нефтяная компания (НИНК) реализовала 23 из 24 запланированных фаз его освоения, в то время как фаза 11 остается в стадии разработки. Управление проектом осуществляется дочерней компанией НИНК – Pars Oil and Gas Company (POGC). Развитие Южного Парса потребовало инвестиций в размере 80 миллиардов долларов, а для завершения фазы 11 и поддержания добычи необходимо еще 20 миллиардов [117]. После выхода CNPC и Total в связи с санкциями США реализацию фазы 11 в 2020 году возобновили региональные компании под руководством Petropars. Первоначальный этап включал установку морской инфраструктуры и бурение 30 скважин, с ожидаемым началом добычи в 2023 году. Однако проект приостановлен, а для долгосрочного поддержания добычи требуются морские компрессорные станции [117]. Таблицы Г.9 и Г.10 (Приложение Г) предоставляют обзор инфраструктуры и операционной эффективности ГМЮП. Таблица Г.9 содержит информацию о построенных объектах, отражая масштаб и этапы развития месторождения, в то время как таблица Г.10 отражает результаты сравнения эффективности нефтеперерабатывающих заводов в регионах Парс 1 и Парс 2, позволяя оценить их производительность и экономическую эффективность.

Рисунки 1.28 и 1.29 дополняют эту информацию, иллюстрируя ключевые аспекты разработки «Южного Парса». Это демонстрирует мощность производства конденсата и природного газа на основе данных Управления энергетической информации США и Facts Global Energy [88].

Рисунок 1.29 показывает ежедневную продукцию стандартного двухфазного нефтеперерабатывающего завода, а также приблизительную дневную стоимость этой продукции, что дает количественное представление об эффективности переработки.



Рисунок 1.28 - Ежедневная продукция стандартного двухфазного нефтеперерабатывающего завода и приблизительная дневная стоимость этой продукции. *Стоимость продуктов каждого плана составляет 10 миллионов долларов в день, что эквивалентно 3,5 миллиардам долларов в год [88]

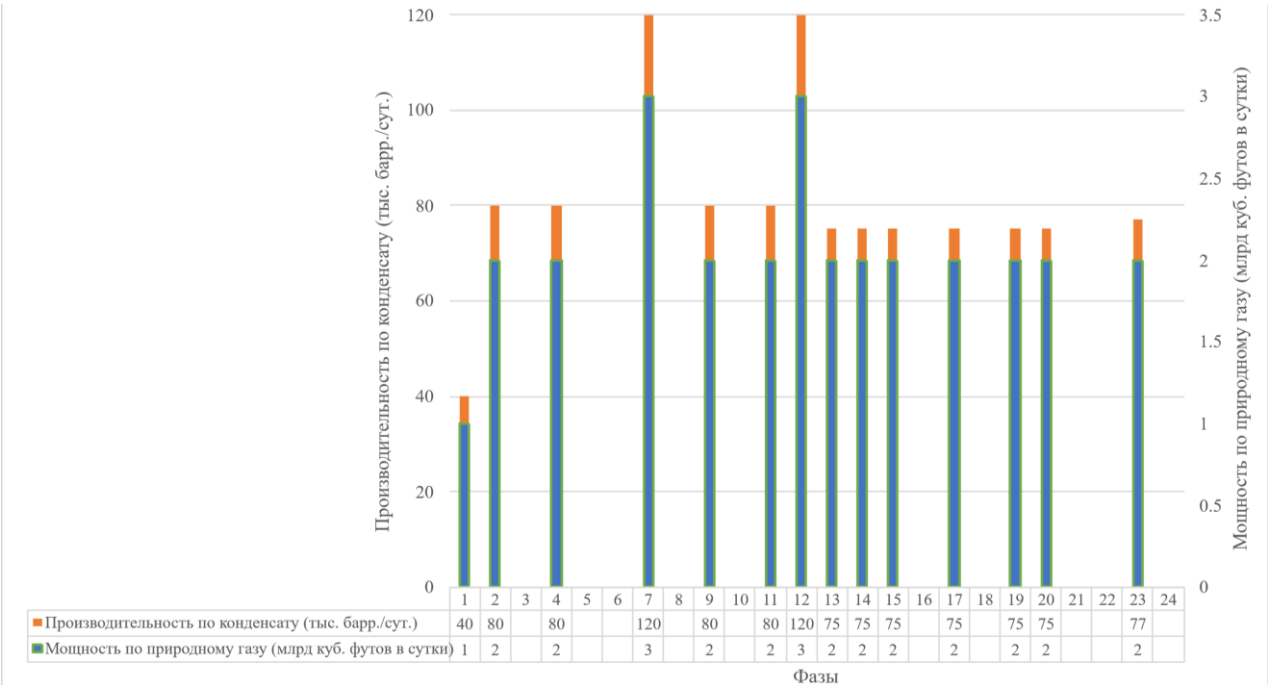


Рисунок 1.29 - Мощность по конденсату и природному газу при разработке газового месторождения «Южный Парс». Источник - Таблица, созданная Управлением энергетической информации США на основе данных Facts Global Energy, декабрь 2019 года и декабрь 2020 года [117]

- **Газ как сырьё для нефтехимической промышленности**

Всего на объектах «Южного Парса» добывается и отправляется в качестве сырья на нефтехимические предприятия или на экспорт 7 миллионов 400 тонн тяжелых углеводородов (этана, пропана и бутана).

Таблица Г.11 (Приложение Г) дополняет информацию о переработке и распределении углеводородных ресурсов, предоставляя дополнительные сведения об их использовании. Полное описание содержания данной таблицы, а также соответствующего рисунка, иллюстрирующего тяжелые углеводороды, добываемые на объектах «Южного Парса» и используемые в качестве сырья для нефтехимических предприятий или экспорта, представлено в Рисунок Д.1 (Приложение Д) [88].

Диаграмма, представленная на рисунке 1.30, отражает системное распределение производственных мощностей по ключевым продуктам цепочек добавленной стоимости в особой экономической зоне «Южный Парс» с учётом трёх уровней развития: действующие (активные) мощности, планируемые проекты и прогнозный уровень к 2025 году. Наиболее значимым направлением является производство метанола, которое уже имеет высокую активность и к 2025 году достигнет почти 20 млн тонн, что указывает на приоритет метанольного кластера в стратегии развития. По продуктам, таким как этилен и пропилен, также наблюдается поступательное наращивание мощностей, особенно в прогнозном горизонте. Это свидетельствует о стремлении интегрировать газохимическую переработку и создавать глубокие производственные цепочки, переходя от сырьевого экспорта к выпуску более рентабельной продукции. Таким образом, диаграмма демонстрирует системный переход от ресурсной модели к модели добавленной стоимости, укрепляя экономическую эффективность проекта «Южный Парс».

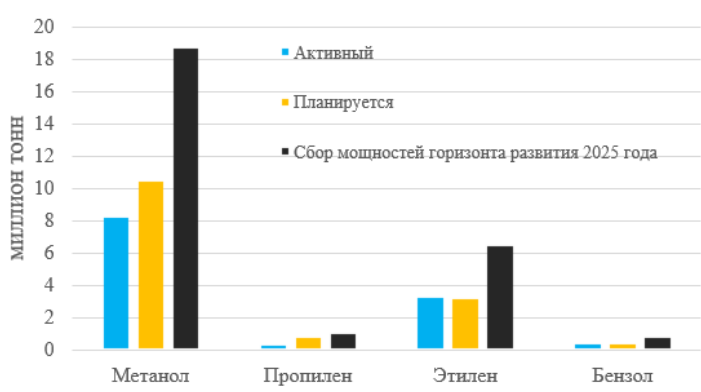


Рисунок 1.30 - Основные продукты цепочек добавленной стоимости в особой экономической зоне «Южный Парс»

Рисунок 1.31 демонстрирует структуру производства основных продуктов цепочек добавленной стоимости в энергетической особой экономической зоне «ПАРС» за 2020 и прогноз на 2025 год при сохранении совокупного объёма — 104 миллиона тонн в год. В 2020 году преобладающим направлением было производство продукции НПЗ (планы PDH), составляющее

67% от общего объёма, в то время как нефтехимия отсутствовала в структуре. В прогнозе на 2025 год наблюдается существенный сдвиг: доля нефтехимического сектора возрастает, занимая 58% от общего объема, что свидетельствует о стратегии диверсификации и повышении добавленной стоимости за счёт переработки газового конденсата. Это отражает стремление Ирана перераспределить производственные мощности в сторону продуктов с более высокой маржинальностью и экспортной ориентацией.

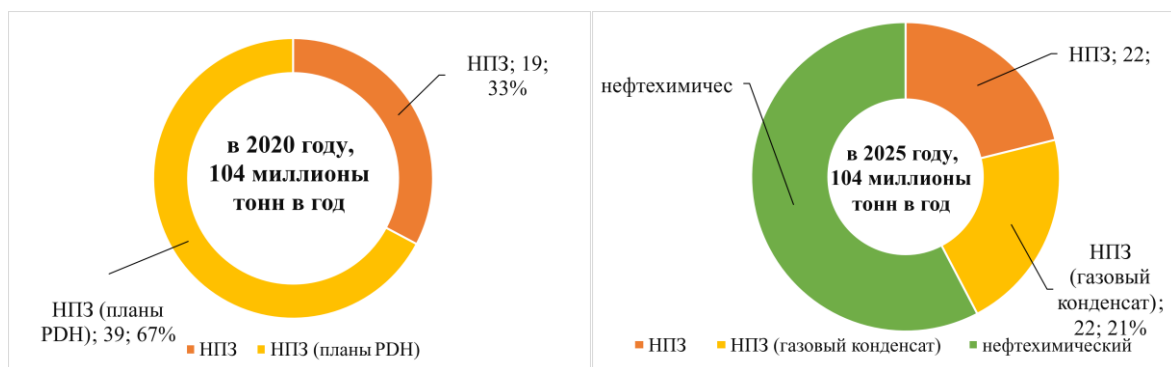


Рисунок 1.31 - Основные продукты цепочек добавленной стоимости в энергетической особой экономической зоне «Парс»

1.4.2 Анализ производственных мощностей государственной нефтегазовой компании Ирана

Одной из важнейших программ Министерства нефти 13-го правительства было определение задачи по разработке совместных нефтегазовых месторождений в течение 4-летнего срока работы. Теперь, по прошествии примерно года работы нынешнего правительства, представлены результаты действия Национальной нефтяной компании в этой области.

В этой заметке собраны и приведены из интервью и заявлений нынешних чиновников Министерства нефти только те действия, которые предпринимает Национальная нефтяная компания для разработки совместных газовых месторождений «Южного Парса», а хорошие или плохие результаты этих действий будут определены и оценены в ближайшие годы [96].

- **Действия Ирана в зоне совместной добычи с Катаром)**

Стратегической задачей Министерства нефти 13-го правительства было развитие совместных нефтегазовых месторождений, в рамках чего Национальная нефтяная компания реализовала ключевые инициативы. Представленный отчет обобщает принятые меры по месторождению «Южный Парс» на основе официальных заявлений, а их эффективность будет оценена в будущем.

В таблице Г.12 (Приложение Г) представлены основные этапы развития и стратегические инициативы на месторождении «Южный Парс» с момента его освоения до 2024 года.

Эти данные дополняются рисунками 1.32-1.34, где представлена экспортно-импортная стоимость Особой экономической зоны «Парс» Энерджи, а также объем экспортируемого тоннажа энергетической особой экономической зоны «Парс», что позволяет оценить масштабы экономической активности газового комплекса «Южный Парс». Представленный график иллюстрирует динамику экспортно-импортной стоимости Особой экономической зоны «Парс» Энерджи, демонстрируя устойчивый рост в период с 2011 по 2018 год. Данный тренд обусловлен реализацией Совместного всеобъемлющего плана действий (СВПД), который способствовал активизации международного экономического сотрудничества, смягчению санкционного давления и расширению возможностей для внешнеэкономической деятельности. В результате данных факторов наблюдалось увеличение объемов экспорта и импорта, что привело к росту экономической активности в регионе. Однако с 2019 года отмечается выраженное снижение экспортно-импортных показателей, причиной которого стала пандемия COVID-19. Введение жестких карантинных мер, нарушение глобальных логистических цепочек и снижение деловой активности оказали существенное влияние на международную торговлю. Ограничения в передвижении товаров и капитала, а также снижение спроса на энергоносители усугубили экономическую ситуацию, что отразилось на снижении внешнеторговых операций Особой экономической зоны «Парс Энерджи».

Результаты анализа экспортно-импортной стоимости Особой экономической зоны «ПАРС Энерджи» за период 2005–2022 гг. показывают устойчивую положительную динамику экспорта до 2011 года, когда был достигнут пик в размере 18,5 млн долларов. После кратковременного спада в 2012 году экспорт вновь увеличился и достиг 18,0 млн долларов в 2014 году. Однако начиная с 2015 года наблюдается постепенное снижение объёмов экспорта, особенно заметное в 2019–2020 годах, когда показатель упал до 5,4 млн долларов. Тем не менее, начиная с 2021 года, экспорт демонстрирует признаки восстановления и в 2022 году составил 10,0 млн долларов. Импортная активность за весь рассматриваемый период оставалась существенно ниже экспортной и находилась в пределах 1,5–4,5 млн долларов, с пиком в 2012 году (4,5 млн долларов), после чего стабилизировалась на уровне 1,0–2,0 млн долларов. Указанная динамика свидетельствует о высокой экспортной ориентации зоны «ПАРС Энерджи» и её значительной роли в генерации внешнеторговых потоков, несмотря на воздействие внешнеэкономических и санкционных факторов.

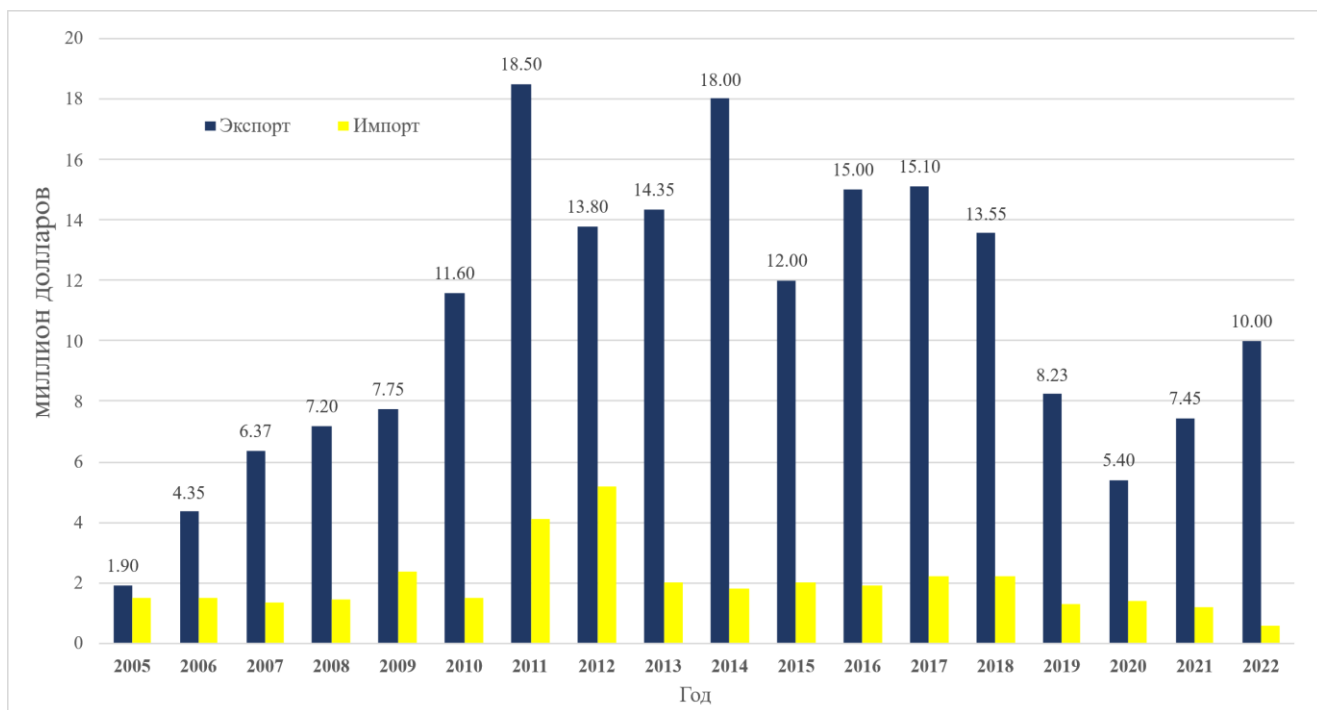


Рисунок 1.32 - Экспортно-импортная стоимость Особой экономической зоны «Южный Парс»

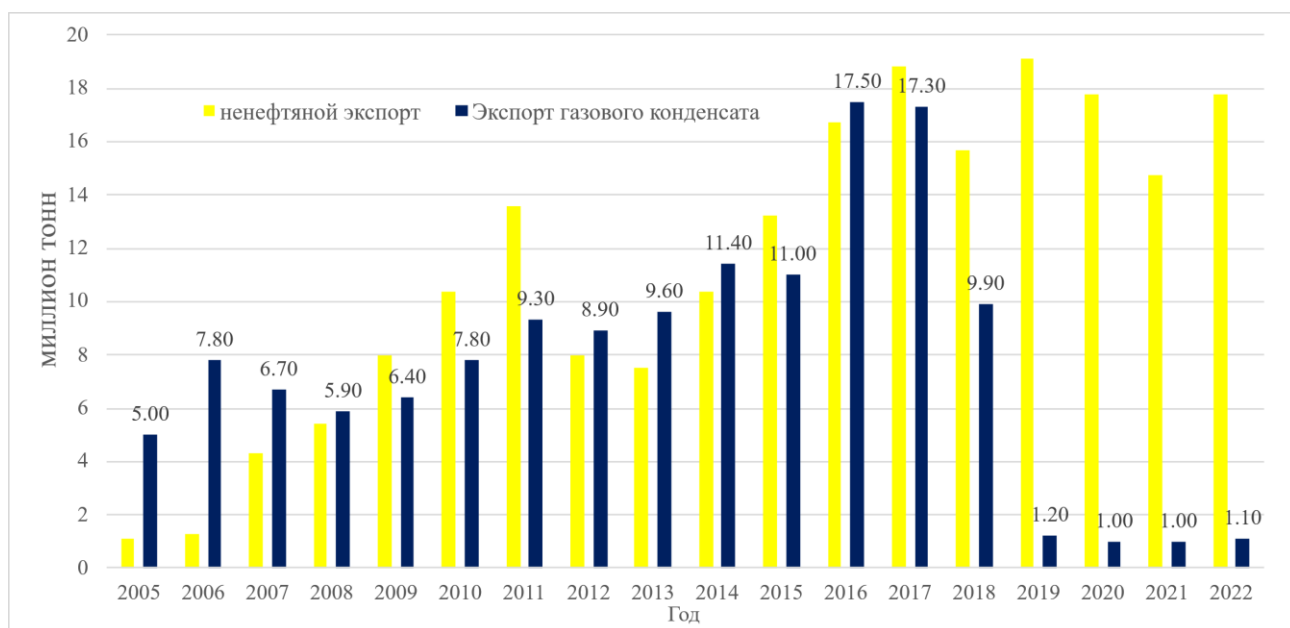


Рисунок 1.33 - Экспортный тоннаж энергетической особой экономической зоны «Южный Парс»

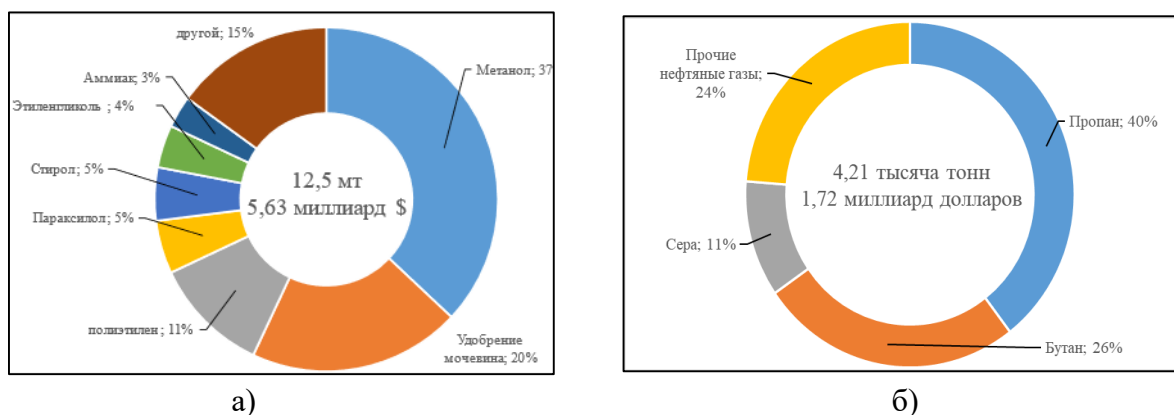


Рисунок 1.34 - Экспорт продукции нефтепереработки и нефтехимии с территории разработки газового месторождения «Южный Парс», (а) Экспорт нефтехимической продукции (Б) Экспорт продуктов нефтепереработки

Результаты анализа экспортного тоннажа энергетической особой экономической зоны «ПАРС» показывают значительный рост как по линии экспорта газового конденсата, так и по направлению не нефтяного экспорта до 2017 года. Пиковые значения были зафиксированы в 2016 году: экспорт газового конденсата составил 17,5 млн тонн, а не нефтяной экспорт — 17,3 млн тонн. С 2018 года наблюдается резкое снижение объёмов экспорта газового конденсата: к 2019 году он сократился до 1,2 млн тонн и оставался на уровне 1,0–1,1 млн тонн вплоть до 2022 года. В то же время не нефтяной экспорт продемонстрировал устойчивость, оставаясь на высоком уровне в пределах 13–18 млн тонн с 2015 года и практически полностью заменив долю газового конденсата в структуре экспорта зоны. Такая трансформация экспортного профиля указывает на стратегический сдвиг в сторону диверсификации экспортной продукции и увеличение доли продукции с более высокой добавленной стоимостью в условиях санкционных ограничений и изменения внешнего спроса.

Результаты анализа показывают, что экспорт продукции из энергетической особой экономической зоны «Парс» за первые 10 месяцев 2020 года выглядит следующим образом:

- i. Высокая доля пропана в экспорте обусловлена недостаточным развитием цепочки пропилена и полипропилена в регионе.
- ii. Необходимость развития промежуточных проектов, таких как pdh, для предотвращения перепродажи пропана.
- iii. Высокой долей метанола и необходимостью развития метанольной цепочки в стране.
- iv. Значительная доля полиэтилена в экспорте и необходимостью развития соответствующей цепочки.

1.4.3 Обоснование системы качественных и количественных технико-экономических показателей производственной деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана

Обоснование системы качественных и количественных технико-экономических показателей производственной деятельности при разработке ГМЮП необходимо для оценки его эффективности, устойчивости и экономической целесообразности. Эта система включает в себя полный набор показателей, отражающих производственную эффективность, экономические преимущества, экологические эффекты и социальные последствия деятельности по разработке газового месторождения. В таблице Г.13 (Приложение Г) представлена комплексная система показателей для оценки разработки газового месторождения.

В заключение следует отметить, что комплексная система качественных и количественных технических, экономических, экологических и социальных показателей необходима для целостной оценки разработки ГМЮП. Эта система не только способствует принятию обоснованных решений, но и обеспечивает соответствие деятельности на месторождении более широким целям устойчивого развития, решению экономических задач и социальной ответственности.

1.5 Особенности деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана на международном рынке в условиях конфликта

После реализации соглашения 2015 года Иран предпринял усилия по восстановлению своих позиций на мировом нефтегазовом рынке. Расширение экспортных мощностей Ирана по добыче нефти и газа в последние годы сдерживалось различными факторами, включая политику ОПЕК, колебания цен и технические проблемы, связанные с разработкой месторождений. В данном сценарии Национальная иранская газовая компания (НИГК) разработала стратегический план по обеспечению своего присутствия на Национальном Мировом Рынке Газов (НМРГ), взяв на себя роль поставщика трубопроводов и СПГ. Обширный опыт Ирана по обеспечению природным газом в качестве основного источника энергии в пределах своих границ способствовал его выходу на новые рынки экспорта газа. Однако напряженные отношения между Соединенными Штатами и Ираном негативно сказались на перспективах таких начинаний. Принятое Соединенными Штатами решение о выходе из Совместного всеобъемлющего плана действий в мае 2018 года привело к повторному введению санкций, которые в настоящее время ограничивают возможности Ирана по экспорту нефти и газа.

В условиях продолжающихся экономических санкций ожидается, что Иран увеличит использование своих передовых возможностей по добыче природного газа и нефти для удовлетворения потребностей своих внутренних энергоемких секторов и укрепления цепочки создания стоимости в энергетике в качестве средства преодоления последствий санкций. Предполагается,

что Иран отложит свои планы по разработке месторождений природного газа, которые не эксплуатируются в рамках международных совместных предприятий. Такой исход обусловлен неспособностью страны выполнить свои фискальные обязательства. Кроме того, действующие санкции, введенные против Ирана, привели к сокращению числа потенциальных покупателей, что ограничивает будущую долю Ирана на международном рынке газа. Предполагается, что предлагаемый курс действий окажет значительное влияние на мировые рынки в связи с ожидаемым сокращением объемов экспорта нефти из Ирана. Это, вероятно, приведет к краткосрочной корректировке цен на нефть.

Кроме того, увеличение внутреннего потребления ископаемого топлива представляет собой значительный риск для инициатив Ирана по сокращению выбросов углекислого газа, которые являются неотъемлемой частью международных обязательств страны. Современное состояние политического взаимодействия между Ираном и Соединенными Штатами может оказать значительное влияние на будущие сценарии и политику Ирана на глобальном рынке газа [50].

Изменение интенсивности санкций за период 1989q1-2020q3 представлено на рисунке 1.35. Основные события, связанные с Ближним Востоком, обозначены стрелками под осью. Основные эпизоды санкций, связанные с Ираном, указаны стрелками над осью.

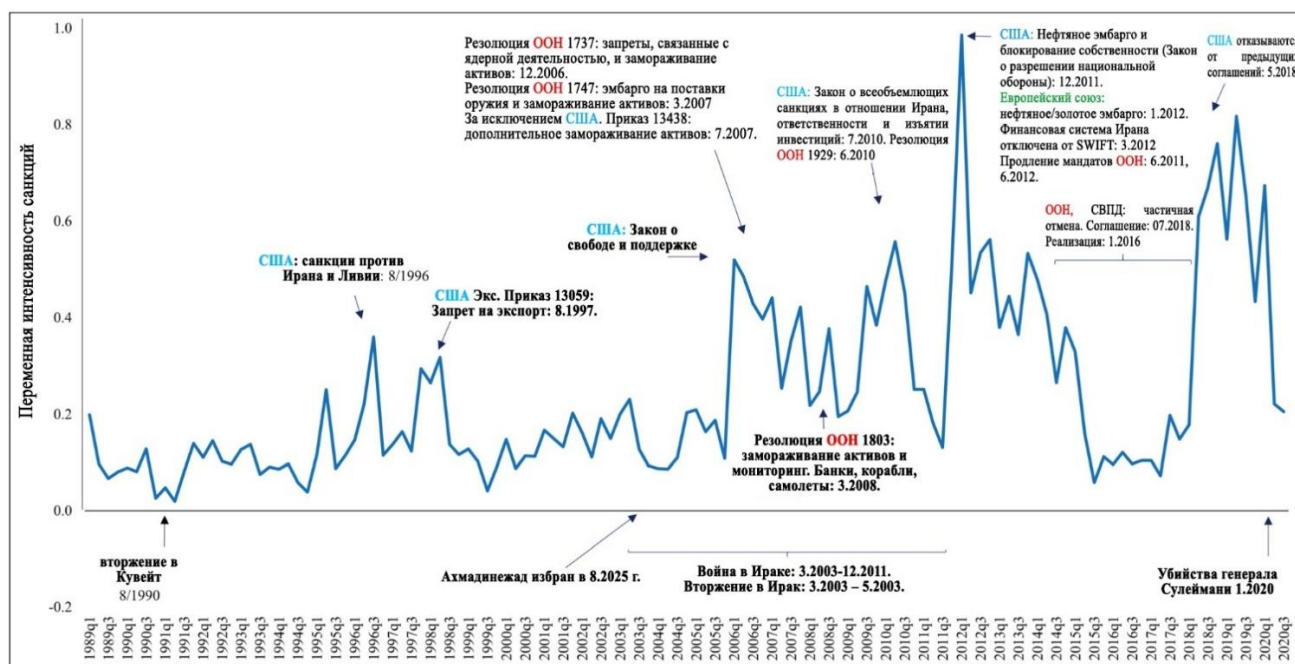


Рисунок 1.35 - Переменная интенсивности санкций в Иране за период 1989q1-2020q3.

Результаты проведенного анализа показывают, что революция и восьмилетняя война с Ираком (1979–1988) оказали значительное влияние на экономику Ирана в течение последних четырех десятилетий [117]. Экономика страдала от длительных периодов финансовых и экономических санкций, что привело к разнообразию политических мер в отношении санкций и управления экономикой при четырех президентах, занимавших свои посты с 1989 по 2019 год. Вначале Соединенные Штаты вводили санкции, которые были более четко направлены на конкретные

цели. Целью санкций, введенных в период 1980–1981 годов, было участие в переговорах об освобождении американских заложников. Аналогичным образом, целью санкций, введенных в 1987 году, было прекращение военных действий в регионе Персидского залива и содействие урегулированию конфликта с Ираком. Цель этих санкций заключалась в том, чтобы ограничить возможности Ирана по получению валютных поступлений путем замораживания активов и, в частности, путем сокращения возможностей Ирана по производству и распространению нефти.

В этот период экспорт нефти в Иране уже сократился на 50 % по сравнению с максимальным уровнем, достигнутым до революции, который составлял 6 млн баррелей в день (mb/d). Первоначальное введение санкций со стороны США привело к значительному снижению экспорта иранской нефти, достигшему своего минимума в 700 000 баррелей в день. Однако после снятия санкций в январе 1981 года произошло частичное восстановление экспорта нефти. Тем не менее, восстановление экспорта нефти затянулось из-за одновременного прекращения санкций и эскалации конфликта с Ираком, в результате чего полное восстановление произошло только после окончания войны в 1988 году.

В период с 1989 по 2005 год произошло заметное укрепление дипломатических отношений между Ираном и США, а также другими западными странами. Это положительное развитие событий оказало значительное влияние на сектор экспорта нефти, что привело к постепенному увеличению и последующей стабилизации экспорта нефти на уровне около 2,5 млн баррелей в день (мб/д). Снижение экспорта нефти возобновилось в 2007 году после введения санкций со стороны США и ООН в декабре 2006 года. Эти санкции были специально разработаны для того, чтобы помешать иранской программе обогащения урана, которая значительно продвинулась во время пребывания у власти новоизбранного президента (2005q3-2013q2). Вначале санкции были направлены на ограничение инвестиций в нефтяной, газовый и нефтехимический сектора, а также на ограничение экспорта продуктов нефтепереработки. Однако впоследствии сфера их действия была расширена и стала охватывать банковскую, страховую и судоходную деятельность.

В июле 2013 года Иран столкнулся с новыми финансовыми санкциями. Сфера действия санкций ООН и США значительно расширилась за пределы нефтегазовой отрасли, оказывая влияние на различные аспекты иранской внешней торговли, международных финансов и даже международной платежной системы, управляемой Центральным банком Ирана. Всеобъемлющий отчет о санкциях и участии в них множества стран, а также инаугурация нового президента с третьего квартала 2013 года по второй квартал 2021 года способствовали заключению ядерного соглашения в 2015 году (СВПД). Это соглашение вступило в силу в январе 2016 года и привело к ослаблению некоторых санкций, введенных Соединенными Штатами, а также к снятию санкций, введенных против Ирана Организацией Объединенных Наций и Европейским союзом. Однако

преимущества, которые Иран извлек из Совместного всеобъемлющего плана действий (СВПД), были ограничены в силу различных факторов. Многие транснациональные корпорации и финансовые институты из других стран, кроме США, проявили нежелание вести бизнес с Ираном. Эта нерешительность объяснялась сохраняющимися санкциями США, опасениями по поводу отмывания денег, отсутствием прозрачности собственности и неустойчивым характером иранской банковской системы.

Совместный Всеобъемлющий План Действий (СВПД) просуществовал относительно недолго, так как после мая 2018 года экспорт нефти значительно сократился. Это снижение стало результатом одностороннего выхода президента США Дональда Трампа из СВПД и последующей реализации политики, известной как «максимальное давление» на Иран. С учетом избрания президента Байдена в ноябре 2020 года начались дискуссии о возможном возобновлении участия Соединенных Штатов в ядерном соглашении 2015 года.

Соединенные Штаты ввели в отношении Ирана преимущественно экстерриториальные санкции. Торговля между Ираном и США значительно сократилась после революции и не смогла восстановить прежний уровень после разрешения кризиса с заложниками. Учитывая введенные санкции, иранское правительство предприняло целенаправленные усилия, чтобы сместить направление международной торговли Ирана от западных стран к восточным партнерам, а также соседним государствам. Источники иностранной валюты были диверсифицированы от нефтяного к не нефтяному экспорту товаров и услуг.

Доля экспорта нефти и газа постепенно снижалась: с 96 % от общего объема экспорта в 1979 году до примерно 60 % в 2018 году. Это снижение произошло до того, как Соединенные Штаты полностью отказались от экспорта иранской нефти. В этот период наблюдался заметный рост ненефтяного экспорта, который вырос с 753 миллионов долларов до значительной суммы в 37 миллиардов долларов.

Напротив, Иран столкнулся с трудностями при адаптации к финансовым санкциям, что привело к значительной девальвации свободного рыночного курса риала по отношению к доллару США. Официальный обменный курс задерживался в течение длительного периода, что способствовало появлению возможностей для поиска ренты и часто коррупционной деловой практики. Значимость импорта в иранской экономике и функция доллара США как хранилища ценностей и средства защиты от инфляции для многих иранцев способствуют прямому воздействию обесценивания риала на рост потребительских цен. Однако государственный импорт продовольствия и медикаментов по официальным ценам частично смягчает масштабы эскалации цен.

Однако по мере постепенного уменьшения разницы между официальным и рыночным обменным курсом цены на товары и услуги для потребителей в итоге отражают полную девальва-

цию риала на открытом рынке. Согласно данным, представленным, с 1989 по 2021 квартал ежегодное снижение курса на свободном рынке составляло примерно 17,4 %. Для сравнения, среднегодовой уровень инфляции за тот же период составил около 18,3 %. Это означает, что разница между двумя рядами составляет около 1 %. Однако в соответствии с концепцией паритета покупательной способности (ППС) ожидается, что диспропорция между инфляцией и снижением обменного курса будет соответствовать среднегодовому уровню инфляции в США, который составляет примерно 2,5 % в соответствующий период времени [43].

- **Взаимосвязь санкций и показателей газового сектора Ирана: Технический, экономический и экологический анализ**

График интенсивности санкций непосредственно коррелирует с ключевыми показателями газового месторождения, демонстрируя, как ограничительные меры влияют на энергетический сектор Ирана. Периоды высокой интенсивности санкций (1996–1997, 2006–2008, 2011–2012, 2018–2020) совпадают с сокращением объемов добычи газа (Q), коэффициента замещения запасов (RRR) и коэффициента извлечения газа (RF), что связано с ограниченным доступом к технологиям и иностранным инвестициям. Экономические показатели, такие как капитальные (CAPEX) и эксплуатационные (OPEX) затраты, увеличиваются из-за роста расходов, в то время как чистая приведенная стоимость (NPV) и внутренняя норма доходности (IRR) снижаются в результате финансовых и торговых ограничений.

Экологические показатели ухудшаются, наблюдается рост выбросов парниковых газов (GHG) и увеличение объема сжигания газа, поскольку санкции ограничивают доступ к современным экологическим технологиям. Социальные факторы также страдают, включая повышение уровня инцидентов в области охраны труда и техники безопасности (HSE) и сокращение программ корпоративной социальной ответственности (CSR) из-за финансовых ограничений. Напротив, периоды снятия санкций (2015–2016, соглашение по СВПД) привели к временной реабилитации производственных показателей, инвестиций и экологической ситуации, однако выход США из СВПД в 2018 году вновь снизил экспорт и увеличил экономическое давление. Тренды, отраженные в графике, представленном на рисунке 1.35, подтверждают, что газовый сектор Ирана подвержен сильному воздействию геополитических санкций, что непосредственно влияет на технические, экономические, экологические и социальные показатели.

1.6 Постановка задачи диссертационного исследования

С точки зрения системного анализа объект исследования – государственная нефтегазовая компания Ирана представляет собой сложную организационно-техническую систему (ОТС), функционирующую на протяжении жизненного цикла (ЖЦ) во времени. Указанная система ха-

рактизуется иерархичностью построения, разнородностью, многообразием и сложностью составляющих ее элементов, связей между ними и алгоритмов функционирования. Это требует различных видов обеспечения функционирования ОТС на всех этапах ЖЦ [43].

В настоящее время основным инструментом исследования подобных сложных ОТС являются методы системного анализа. Главной задачей исследования ОТС как сложной системы является задача оценивания ее эффективности, то есть применения по прямому назначению, решение которой позволяет определить направления совершенствования ОТС путем разработки системы организационно-технических мер, внедрение которых обеспечивает ее поступательное устойчивое развитие в долгосрочной перспективе. При этом должен быть учтен ряд внешних и внутренних факторов, оказывающих существенное влияние на условия функционирования ОТС и ее развитие в течение ЖЦ. Одним из таких существенных внешних факторов является функционирование государственной нефтегазовой компании Ирана как ОТС в условиях конфликта.

С точки зрения исследования операций в оптимизационной постановке задача исследования эффективности государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной ОТС может быть представлена в виде следующих двух обобщенных вариантов задач (1.1) и (1.2) [104]:

$$\begin{cases} Z = W(X, S, C, U, t) \rightarrow \max; \\ C \leq C_{don}; \\ X_{\min} \leq X \leq X_{\max}; \\ U_{\min} \leq U \leq U_{\max}; \\ t \leq T_{зад} \end{cases} \quad (1.1)$$

или

$$\begin{cases} Z = C(X, S, W, U, t) \rightarrow \min; \\ W \geq W_{mp}; \\ X_{\min} \leq X \leq X_{\max}; \\ U_{\min} \leq U \leq U_{\max}; \\ t \leq T_{зад}, \end{cases} \quad (1.2)$$

где Z - оптимизируемая целевая функция ОТС; W - эффективность ОТС; X - вектор состояния ОТС; S - вектор состояния внешней среды; C - ресурсы, расходуемые на обеспечение функционирования ОТС; U - вектор управлений (стратегий) ОТС; t - период времени функционирования ОТС; C_{don} , W_{mp} , $X_{\min}$, $X_{\max}$, $U_{\min}$, $U_{\max}$, $T_{зад}$ - ограничения на соответствующие параметры ОТС.

Задача (1.1) представляет собой критерий максимизации эффективности ОТС W при заданном уровне расходования ресурсов C_{don} , задача (1.2) – критерий минимизации расходования ресурсов C при обеспечении значения уровня эффективности, не ниже требуемого W_{mp} .

Таким образом, для исследования эффективности государственной нефтегазовой компании Ирана в общем случае необходимо: обосновать и выбрать систему показателей, осуществить оптимизационную постановку задачи в виде (1.1) или (1.2), обосновать и выбрать систему ограничений и допущений, получить оптимальные (рациональные или предпочтительные) результаты решения задачи.

Эффективность представляет собой интегральное обобщенное свойство, включающее в себя свойства более низких уровней иерархии. Поэтому цель исследования эффективности ОТС может быть достигнута решением совокупности частных задач, выраженных через комплексный векторный показатель вида (1.3):

$$W = \|W_1, W_2, \dots, W_i, \dots, W_m\|^T, i = \overline{1, m}, \quad (1.3)$$

где W_i - частный показатель эффективности ОТС; m - число частных показателей эффективности (свойств ОТС).

Частный показатель ОТС W_i может представляться через совокупность разнородных по своей физической сущности вероятностных, пространственных, временных, точностных и других характеристик.

Частные задачи (определение частных показателей W_i) при исследовании эффективности ОТС решаются, как правило, отдельными подсистемами, входящими в общую систему ее исследований, и тогда W_i есть показатель эффективности i -ой подсистемы.

Процесс функционирования ОТС с точки зрения частных задач исследования эффективности является сложным процессом, который представляется в виде совокупности параллельных и последовательных этапов функционирования составных частей ОТС.

В этом случае имеется возможность свертки частных показателей W_i в интегральный показатель и исследования количественной взаимосвязи между ними на основе существующих подходов, изложенных в [7]. Здесь необходимо отметить, что государственная нефтегазовая компания Ирана, как сложная ОТС, функционирует как в условиях конфликтного взаимодействия с газовой компанией Катара Qatargas, так и в условиях международных санкций, наложенных на Иран. Это необходимо учитывать при проведении исследования деятельности нефтегазовой компании Ирана.

Обычно интегральный (комплексный, обобщенный) показатель выражается в виде средневзвешенного в аддитивной, геометрической, гармонической или квадратичной форме (1.4):

$$Q = f(K_i, \lambda_i), i = \overline{1, m}, \quad (1.4)$$

где m - количество единичных показателей (свойств); K_i, λ_i - нормированное значение и коэффициент весомости i -го единичного показателя, соответственно. Для количественной оценки взаимосвязи свойств K_i между собой и интегрального показателя Q выбирается вид модели (1.3) и определяются веса λ_i .

Задача обоснования способов определения λ_i является достаточно сложной и предполагает возможность использования экспертных методов или различных вычислительных алгоритмов и процедур. При этом могут применяться методы ранжирования λ_i по важности с последующим их вычислением с использованием оценок Фишборна [6], метод потенциального распределения вероятностей и другие методы.

Достаточно часто функционирование ОТС осуществляется в конфликтной ситуации с противоборствующей стороной. При конфликтном антагонистическом взаимодействии ОТС с противоборствующей стороной стороны осуществляют выбор стратегий поведения u и v из множеств допустимых стратегий U и V ($u \in U, v \in V$). Тогда система исследования эффективности ОТС в общем виде может быть представлена посредством комплексного показателя (1.5):

$$W(u, v) = M\{\rho[y(u, v), y^{TP}]\}, \quad (1.5)$$

где M - условное математическое ожидание функции соответствия ρ реального результата исследования $y(u, v)$ требуемому y^{TP} .

При этом выбор критериев необходимо производить в соответствии с концепцией оптимизации рационального поведения ОТС, формирующей целеустремленную систему действий по выбору оптимальной стратегии $u^* \in U$ (совокупность оптимальных стратегий $U^* \in U$), обеспечивающую получение максимального эффекта (1.6):

$$W(u^*) = \max_{u \in U} W(u); \quad (1.6)$$

таким образом, основополагающим принципом исследования эффективности функционирования ОТС в условиях конфликтного взаимодействия с противоборствующей стороной является принцип максимина. Максиминная стратегия ОТС выбирается, исходя из условия (1.7):

$$u^*: \max_{u \in U} \min_{v \in V} M\{\rho[y(u, v), y^{TP}]\}; \quad (1.7)$$

здесь необходимо отметить, что ключевую роль в достижении цели управления ОТС играет наличие текущей информации о поведении противоборствующей стороны. Отсюда следует, что для повышения эффективности функционирования ОТС необходимо решать совокупность специфических задач, в том числе и информационных. Чем более точная и достоверная текущая информация о поведении противоборствующей стороны будет находиться в распоряжении ОТС, тем более оптимальное управление возможно определить для нее.

Таким образом, на основе системного анализа состояния, особенностей и тенденций развития государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы на мировом и внутреннем рынках, необходимо:

1. Провести обоснование и осуществить выбор методов исследования деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы.
2. Осуществить многомерный корреляционно-регрессионный анализ основных показателей деятельности компании и выявить факторы, оказывающие наибольшее влияние на ее устойчивое развитие.
3. Провести структурный анализ компании и прогнозирование объемов добычи и экспорта нефтегазовых ресурсов с использованием современных аналитических инструментов.
4. Разработать многокритериальную модель оценки эффективности деятельности компании и на основе результатов моделирования сформировать практические рекомендации по внедрению методов системного анализа в стратегическое планирование и управление компанией, обеспечивающих ее поступательное устойчивое развитие на мировом и внутреннем рынках.

1.7 Выводы по первой главе

Анализ глобальных и внутренних условий функционирования государственной нефтегазовой компании Ирана позволил выявить основные ограничения, влияющие на её стратегическое развитие: нестабильность внешней среды, высокая степень неопределенности, задержки в реализации проектов, недостаточная адаптивность к изменению рыночной конъюнктуры и ограниченность управленческих ресурсов. Эти факторы указывают на необходимость разработки интегрированных аналитических моделей, направленных на:

- оптимизацию процессов стратегического планирования и реализации проектов;
- прогнозирование ключевых показателей деятельности;
- повышение устойчивости управленческих решений в условиях неопределенности и риска.

Данные выводы стали основой для постановки задач диссертационного исследования, направленных на применение методов системного анализа, моделирования и многокритериальной оптимизации в управлении деятельностью компании.

1. Анализ мирового рынка природного газа показал, что за последние десятилетия наблюдается устойчивая тенденция роста потребления газа как более экологически чистого и экономически эффективного энергоносителя. Особенно активно увеличивается спрос на сжиженный природный газ, что связано с развитием инфраструктуры и стремлением стран-импортёров к снижению зависимости от трубопроводных поставок. Основными потребителями газа выступают Европа, Китай, Индия и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

2. В геополитическом контексте происходит перераспределение потоков газа, где значительное место занимает Ближний Восток как регион, обладающий крупнейшими запасами. В этой связи Иран, обладая вторыми по величине в мире разведанными запасами газа, занимает стратегически важное положение на энергетической карте мира. Однако реализация экспортного потенциала страны ограничена действующими санкциями, технологическими барьерами и недостаточной развитостью газотранспортной инфраструктуры.

3. Минерально-сырьевая база Ирана имеет устойчивый и масштабный потенциал для расширения добычи. Основным активом является месторождение «Южный Парс», которое совместно с Катаром формирует крупнейший газоносный бассейн в мире. В последние годы в Иране наблюдается активная фаза развития Южного Парса, особенно в рамках реализации отдельных фаз (например, 6–8 и 14), что подтверждается ростом объёмов добычи и переработки.

4. Анализ внутреннего потребления газа в Иране свидетельствует о постоянном росте спроса, обусловленном несколькими факторами: расширением газификации, заменой жидких видов топлива в промышленности и энергетике, а также мерами по охране окружающей среды. При этом сохраняется значительный уровень технологических потерь в распределительных сетях, а также высокая энергоёмкость экономики, требующая оптимизации.

5. Государственная нефтегазовая компания Ирана (в частности, NIOC и её дочерние структуры) играет ключевую роль как в upstream-, так и в downstream-сегментах. Однако в анализируемом периоде (2012–2022 гг.) её деятельность сопровождалась множеством вызовов, включая нестабильность на мировом рынке нефти и газа, колебания цен, а также сложности, связанные с проектным управлением и внедрением современных технологий. Тем не менее, в ряде направлений, таких как освоение «Южного Парса» и развитие перерабатывающих мощностей, достигнут значительный прогресс.

6. Проведённый сравнительный анализ с ведущими странами Ближнего Востока (Катар, Саудовская Аравия, ОАЭ и др.) показал, что, несмотря на огромный ресурсный потенциал, Иран пока уступает им по уровню технологического развития, масштабам экспорта, эффективности и гибкости логистических цепочек. В то же время это создаёт возможности для роста при условии системного подхода к модернизации отрасли.

7. Государственная нефтегазовая компания Ирана рассматривается как сложная организационно-техническая система, эффективность которой следует оценивать с учетом множества частных показателей и внешних факторов, включая санкции и конфликты. Для этого обоснованы оптимизационные постановки задач, предложен системный подход к моделированию и выбраны методы, обеспечивающие разработку многокритериальной модели оценки и управления её устойчивым развитием.

8. Таким образом, современное состояние мировой и иранской газовой отрасли требует перехода от традиционных подходов к стратегическому управлению, основанному на системном анализе, прогнозировании, цифровизации и внедрении адаптивных моделей развития. Это особенно важно в условиях высокой волатильности рынков, санкционного давления и глобального энергоперехода.

ГЛАВА 2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ СИСТЕМНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ ИРАНА

2.1 Обоснование методов исследования деятельности государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы

Комплексное изучение государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы требует структурированного аналитического подхода. Учитывая многогранную природу этого предприятия, для всесторонней оценки его операционной динамики, процессов принятия решений и технологических достижений необходимо использовать методологию системного анализа и инструменты системного исследования. Для того, чтобы обеспечить строгие и обоснованные оценки, необходимо использовать общие методы теории вероятностей и математической статистики, математического и статистического моделирования, прогнозирования, многокритериальной оптимизации, структурного анализа и синтеза систем, управления сложными системами и теории принятия решений.

Системная оценка таких компаний, как государственная нефтегазовая компания Ирана, предполагает проведение оценок эффективности управления цепочками поставок, интеграции инновационных технологий и методологий стратегического управления. Математическое и статистическое моделирование, а также методы прогнозирования могут использоваться для оценки операционной эффективности и предсказания будущих тенденций развития нефтегазовой индустрии. Вахдати и другие (2020) отмечают влияние практики управления цепочками поставок на общую производительность иранских нефтегазовых компаний, подчеркивая роль операционной оптимизации в повышении эффективности [42]. Аналогичным образом Караяннис и другие (2021) утверждают, что нефтегазовым предприятиям требуются надежные системы стратегического управления, чтобы облегчить выполнение сложных проектов [66].

Технологические инновации также играют важнейшую роль в развитии системы. Капитонов и другие (2019) исследуют, как появляющиеся технологии способствуют эволюции новых стратегий развития международного нефтегазового бизнеса [62]. Кроме того, Краснюк и другие (2022) подчеркивают значение теории принятия решений и многокритериальной оптимизации для повышения эффективности стратегического управления в отрасли [67]. Эти методы могут использоваться для оценки альтернативных стратегий и оптимизации распределения ресурсов.

Махдум и Пурансари (2022) дают представление о запасах нефти и природного газа Ирана, подчеркивая их роль на мировом энергетическом рынке [74]. Их анализ подтверждает необходимость структурного анализа и синтеза систем для оценки распределения ресурсов и операционной устойчивости. Кроме того, Фарзанеган и Кригер (2018) выявляют институциональные неэффективности, такие как рент ориентированное поведение внутри государственных нефтяных

компаний, которые влияют на системные показатели [43]. Управление сложными системами может применяться для анализа взаимозависимостей между различными операционными компонентами, обеспечивая целостное понимание функциональности компании.

В настоящей работе используется системная, количественная и основанная на моделях методология исследования, объединяющая методы системного анализа для изучения операционных механизмов, технологических достижений и принятия стратегических решений. Описанные выше методы способствуют структурированной и подкрепленной данными оценке работы компании, помогая разработать оптимизированные решения для повышения ее эффективности и долгосрочной устойчивости в развитии [107]. На рисунке 2.1 представлен обзор методов исследования, которые использованы и представлены в последующих разделах исследования.

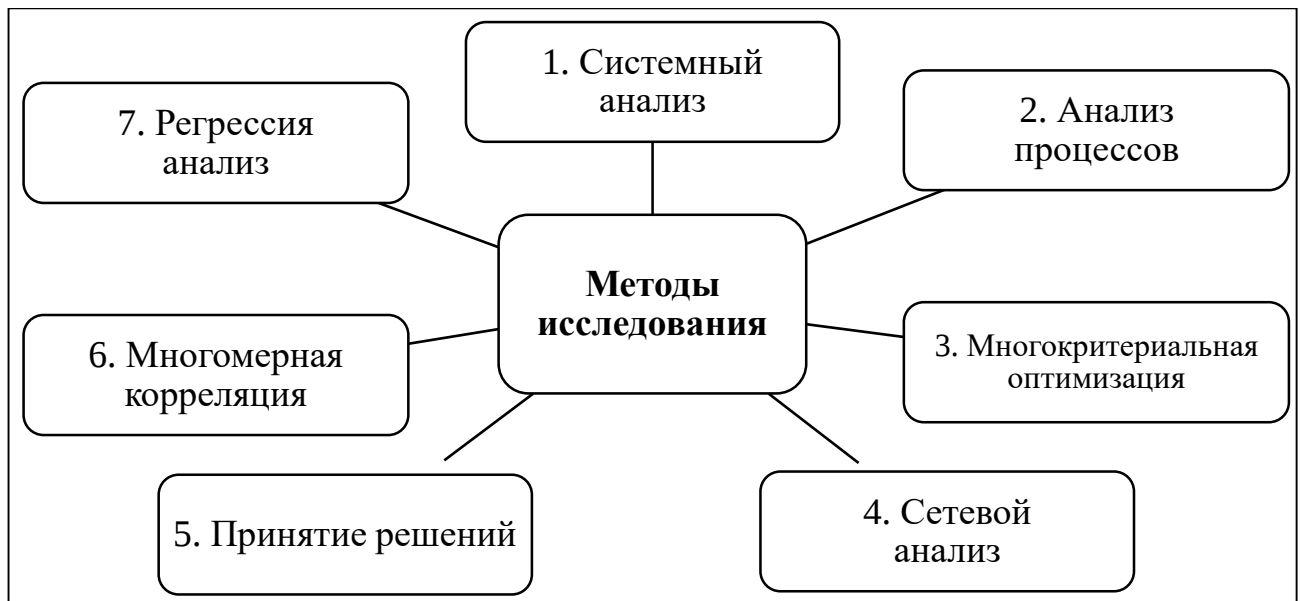


Рисунок 2.1 - Методы исследования, которые используются в последующих разделах

Чтобы сравнить различные виды анализа, необходимо понять отличительные характеристики и области применения каждого из них. Системный анализ предполагает изучение компонентов системы и их взаимодействия для повышения эффективности и производительности [58]. Анализ процессов, с другой стороны, направлен на понимание и оптимизацию процессов внутри системы, часто с использованием методов имитации и моделирования [36]. Многоцелевая оптимизация — это процесс одновременной оптимизации двух или более конфликтующих целевых функций в заданной области определения. Она включает в себя поиск компромиссных решений, которые удовлетворяют нескольким критериям оптимальности, часто противоречащим друг другу. Сетевой анализ изучает отношения и взаимодействия между субъектами в сети, часто используя многомерный корреляционный и регрессионный анализ для выявления закономерностей и зависимостей [29, 105]. Принятие решений включает в себя процесс выбора наилучшего варианта действий из различных альтернатив, часто на основе количественного и качественного ана-

лиза. Многомерный корреляционный и регрессионный анализ — это статистические методы, используемые для изучения взаимосвязей между несколькими переменными и прогнозирования результатов на основе этих взаимосвязей. Эти методы особенно полезны для понимания сложных систем и взаимодействий, например, в биологических и медицинских исследованиях.

В целом, методы системного анализа, анализа процессов, многокритериальной оптимизации, сетевого анализа, принятия решений, а также многомерного корреляционного и регрессионного анализа служат разным целям в понимании и оптимизации систем и процессов. В то время как системный и процессный анализ фокусируются на структуре и функционировании систем и процессов, количественный и качественный анализ углубляется в числовые и интерпретационные аспекты данных.

Сетевой анализ, принятие решений, многомерный корреляционный и регрессионный анализ предоставляют инструменты для понимания взаимосвязей, принятия обоснованных решений и прогнозирования результатов в сложных системах.

В следующих разделах представлен полный обзор возможных методологий исследования, которые используются в данном исследовании.

- **Методы системного анализа сложных объектов и процессов**

Для анализа сложных систем и процессов используются различные методы исследования. К ним относятся мета-анализ, математическое моделирование, системный анализ, модели количественной оценки, аналитика больших данных, моделирование динамических систем и методы пространственного анализа. Мета-анализ используется для оценки влияния методологических и специфических для каждого исследования характеристик на эмпирические оценки. Математическое моделирование обеспечивает структурированный подход к пониманию поведения системы [102], а системный анализ объединяет различные модели, методы и инструменты для изучения процесса принятия решений в сложных условиях [30, 48].

Теоретический анализ, такой как динамическое моделирование системы, используется для оценки долгосрочного влияния структурных изменений на поведение системы [56]. Аналитика больших данных позволяет эффективно обрабатывать и моделировать масштабные массивы данных для выявления закономерностей в сложных системах [70]. Моделирование системной динамики применяется для оценки устойчивости и адаптивности операционных структур [112]. Методы пространственного анализа используются для изучения динамики транспортных систем и межрегиональных взаимодействий [83].

Эти методы обеспечивают комплексную основу для понимания и оценки сложных систем и процессов. Они включают в себя количественный и эмпирический анализ, теоретическое моделирование и методы имитации. Используя эти разнообразные методики, исследователи могут

получить представление о различных аспектах эффективности систем, структурных взаимодействиях, устойчивости и процессах принятия решений.

- **Методы анализа процессов в сложных системах**

Для анализа сложных систем и процессов можно использовать различные методы исследования. Мета регрессионный анализ — это количественный метод, используемый для оценки влияния методологических и других специфических характеристик исследования на опубликованные эмпирические оценки ключевых показателей [33]. Описательный статистический анализ может быть использован для количественной оценки влияния стратегий управления и принятия решений на эффективность и производительность системы [71]. Кроме того, пространственное моделирование с использованием отдельных стохастических процессов может применяться для анализа динамических систем, что делает его актуальным для различных научных областей [76].

Кроме того, прогнозирующее управление на основе модели (MPC) — это метод управления с обратной связью, объединяющий оптимизацию и регулирование динамической системы, сформулированный с помощью целевой функции, представляющей ключевые показатели эффективности процесса [24]. Применение принципов устойчивости по Ляпунову в методах прогнозирующего управления для циклических процессов может еще больше повысить стабильность и эффективность системы [54]. Наконец, интеграция анализа эмерджентных свойств и оценки динамических систем может дать представление о производительности моделей предиктивного управления с самонастраивающимися терминальными ограничениями [80].

- **Многоцелевая оптимизация в системном анализе**

Многоцелевая оптимизация в системном анализе представляет собой процесс одновременной оптимизации нескольких, зачастую противоречивых, целей в рамках исследования сложных систем. Она применяется для оценки эффективности систем, учитывая различные показатели производительности в разных условиях эксплуатации. Например, в работе Бефекаду (2020) обсуждается целевая многоцелевая оптимизация, направленная на оценку производительности системы, где функция цели представляет собой совокупность различных показателей эффективности, соответствующих различным условиям эксплуатации системы [27].

- **Методы сетевого анализа**

Анализ нефтегазовых систем требует всестороннего понимания методов сетевого анализа для оптимизации процессов добычи и транспортировки. Для решения сложных задач нефтегазовых сетевых систем применяются различные исследовательские подходы.

Например, искусственные нейронные сети (ИНС) сыграли ключевую роль в прогнозировании дебита нефти в двухфазных системах [26]. Кроме того, сетевой анализ значительно повысил точность диагностического и прогностического анализа процессов коррозии трубопроводов, обеспечив более точное соответствие моделей сложным нелинейным системам [82].

Топологические характеристики систем хранения и транспортировки нефти и газа также были исследованы с использованием сетевого анализа, включая расчет таких параметров, как степень узла и связанность узлов [113]. Оценка энергопотребления в сетях нефтепроводов была расширена за счет анализа статистики исторических данных и методов моделирования процессов [116]. Кроме того, влияние самосогласованной, физически обоснованной трехфазной относительной проницаемости на нефтеотдачу было изучено с использованием сетевой модели для прогнозирования относительных проницаемостей различных процессов [23].

Методы искусственного интеллекта, включая искусственные нейронные сети, широко применяются при проектировании и эксплуатации буровых систем, моделировании пластов и управлении процессами в нефтяной инженерии [57]. Оптимизация схемы трубопроводной сети остается важной областью исследований, а в литературе рассматриваются различные методы оптимизационного проектирования [69]. Также предложено моделирование свойств нефтегазовых систем с помощью сетей радиальных базисных функций, обеспечивающих высокоточное прогнозирование PVT-свойств [40]. Кроме того, экспертные системы широко используются в нефтегазовой отрасли для управления месторождениями и анализа данных [95].

В заключение необходимо отметить, что всесторонняя оценка методов сетевого анализа в системном изучении нефтегазовых объектов осуществляется через различные исследовательские подходы, включая искусственные нейронные сети, диагностический и прогностический сетевой анализ, оценку энергопотребления, оптимизацию трубопроводных сетей и применение экспертных систем. Эти методы обеспечивают структурированный и аналитический подход к исследованию и оптимизации сложных систем в нефтегазовой отрасли.

• **Методы принятия решений в нефтегазовой отрасли**

Эффективные процессы принятия решений играют ключевую роль в прогнозировании будущих тенденций и формировании стратегических подходов в нефтегазовой отрасли [61]. Для повышения эффективности принятия решений применяются различные исследовательские методики [104]. Они использовали многокритериальный метод принятия решений (MCDM) для оценки и выбора поставщиков в нефтегазовой отрасли, подчеркнув важность выбора поставщика для оптимизации операционной эффективности. Кроме того, Белло и др. (2015) рассмотрели успешное применение методов искусственного интеллекта (ИИ) в буровых операциях и процессах принятия решений, подчеркнув роль ИИ в решении сложных задач отрасли [28].

Вилела и др. (2019) исследовали применение систем нечеткого вывода для оценки ценности информации в нефтегазовой отрасли, акцентируя внимание на теории полезности и оценке рисков в процессах принятия решений [103]. Майсторович (2022) представил модель Индустрии 4.0 как основу для нефтегазовых компаний, подчеркивая важность интеллектуального подхода к принятию решений на основе данных [73].

Кроме того, Маки и др. (2008) подчеркнули необходимость совершенствования процессов принятия решений в нефтегазовой отрасли, выделив роль когнитивной психологии в понимании механизмов выбора решений [72]. Куллаван и др. (2016) продемонстрировали широкое внедрение геопространственных методов, показав значимость геолокационных технологий, ориентированных на принятие решений, и ценность прогнозной информации для оптимизации операций [68].

В заключение можно сделать вывод о том, что принятие решений в нефтегазовой отрасли зависит от множества сложных взаимосвязанных факторов, которые возможно учесть, включая оценку поставщиков, применение искусственного интеллекта, системы нечеткого вывода, модели Индустрии 4.0 и когнитивные подходы. Эти методы и аналитические подходы играют важную роль в системном прогнозировании и стратегическом управлении, обеспечивая структурированный и основанный на данных подход к анализу сложных нефтегазовых систем [117].

- **Методы регрессионного анализа**

Регрессионный анализ является широко применяемым методом для выявления взаимосвязей между переменными в сложных системах. В исследовании нефтегазовых процессов этот метод используется для прогнозирования ключевых параметров, анализа факторов, влияющих на технологические процессы, и оценки взаимосвязей между различными параметрами добычи, транспортировки и переработки. Например, Браун и др. (2014) продемонстрировали применение регрессионного анализа для прогнозирования энергопотребления, что подтверждает его полезность в оценке динамики систем энергоснабжения [32]. Аналогичным образом, Изабелла и др. (2017) и Браун и Юсель (2008) использовали этот метод для выявления корреляции между показателями добычи и транспортировки природного газа и нефти, что подчеркивает его значимость в анализе сложных взаимосвязей в нефтегазовых системах [34].

Кроме того, Джувайрия и др. (2021) применили метод обыкновенных наименьших квадратов (OLS) и тест причинности Грейнджера для оценки влияния параметров нефтегазового производства на показатели эксплуатационной эффективности, демонстрируя полезность регрессионного анализа для оценки системных последствий технологических решений [59]. Клычова (2022) использовала корреляционный и регрессионный анализ для определения влияния интеграционных процессов в нефтегазовой отрасли на показатели системного взаимодействия, что под-

черкивает его роль в анализе сложных технологических сетей. Также регрессионный анализ применялся для прогнозирования ключевых параметров нефтегазовых процессов, включая факторы, влияющие на производственные и логистические системы [64]. Эляков и др. (2022) использовали корреляционный и регрессионный анализ для прогнозирования динамики транспортировки и переработки сжиженного природного газа (СПГ) в Азиатско-Тихоокеанском регионе, демонстрируя эффективность метода для анализа динамических процессов в нефтегазовой отрасли [41].

Таким образом, регрессионный анализ широко используется в исследовании сложных систем нефтегазовой отрасли для прогнозирования параметров добычи и переработки, анализа взаимосвязей технологических процессов, оценки влияния различных факторов на эксплуатационные характеристики и прогнозирования системных изменений. Эти приложения подчеркивают важность регрессионного анализа как инструмента системного анализа и моделирования нефтегазовых процессов.

- **Многомерный корреляционный анализ в нефтегазовой промышленности**

Многомерный корреляционный анализ является важным инструментом для изучения сложных взаимосвязей в нефтегазовых системах [93]. Он позволяет применять статистические методы для выявления зависимостей между множеством переменных, что способствует глубокому пониманию сложных процессов. В нефтегазовой отрасли многомерный статистический анализ использовался для исследования различных аспектов, включая накопление нефти в нефтяных бассейнах, оценку выбросов, связанных с нефтегазодобычей, а также взаимосвязь между параметрами добычи и транспортировки [39, 106]. Кроме того, многомерный корреляционный анализ оказался полезным инструментом для изучения экологических последствий нефтегазовой деятельности. Например, исследование оксидов азота в районах добычи нефти и газа в США выявило увеличение концентрации NO_2 , что коррелировало с ростом добычи углеводородов в регионе, подтверждая эффективность метода в оценке воздействия на окружающую среду [81]. Применение многомерного статистического анализа также сыграло ключевую роль в прогнозировании структуры добычи нефти, позволив идентифицировать этапы развития нефтегазовых провинций и выявить факторы, влияющие на интенсивность разработки месторождений [116]. Методы многомерного анализа, такие как анализ главных компонент (PCA) [115], распознавание образов Аурсанд и др. (2006) и Хасан и др. (2018), позволили получить важные данные о дифференциации нефти, ее составе и характеристиках, что повысило точность прогнозирования и эффективность технологических решений [51].

Таким образом, многомерный корреляционный анализ доказал свою значимость в исследовании нефтегазовых процессов, включая анализ экологических воздействий, прогнозирование динамики добычи и оценку состава углеводородов. Благодаря изучению взаимосвязей между множеством переменных этот подход обеспечивает глубокое понимание сложных процессов в

отрасли, что способствует принятию обоснованных инженерных и управленческих решений. На рисунке 2.2 показано разделение анализа данных на качественный и количественный анализ, включающий различные методы анализа данных [9].



Рисунок 2.2 - Возможные методы анализа данных Источник: разработано авторами

2.1.1 Сравнение и сопоставление методов исследования

В таблице 2.1 приводится краткое сравнение различных исследовательских методологий: Таблица 2.1 - Сравнение различных исследовательских методологий с их определением, фокусом и примером

Методы исследования	Определение	Фокус	Пример
Методы системного анализа	Изучение сложных систем для понимания их структуры, компонентов и взаимодействий	Выявление проблем, повышение эффективности и оптимизация процессов в системе	Анализ организационной системы с целью повышения эффективности путем выявления узких мест в коммуникациях
Анализ процессов	Фокусируется на понимании и оптимизации конкретных процессов в системе	Выявление узких мест, сокращение ошибок и повышение общей производительности процесса	Анализ организационной системы с целью повышения эффективности путем выявления узких мест в коммуникациях.

Продолжение таблицы 2.1

Методы исследования	Определение	Фокус	Пример
Многоцелевая оптимизация	Метод оптимизации, учитывающий несколько критериев для поиска лучшего решения в сложных системах.	Выбор оптимального решения с учетом различных факторов, таких как эффективность, безопасность и устойчивость	В нефтегазовой отрасли применяется для оптимизации маршрутов трубопроводов с учетом затрат, экологического воздействия и надежности.
Сетевой анализ	Изучает взаимоотношения и взаимодействия между объектами в сети	Составление карты связей, выявление ключевых узлов и изучение информационных потоков	Анализ социальных сетей для понимания потоков информации и моделей влияния
Принятие решений	Исследует процесс, с помощью которого отдельные люди или группы людей делают выбор	Взвешивать все «за» и «против», учитывать риски и делать осознанный выбор	Изучение того, как менеджеры принимают решения об инвестиционных стратегиях, для улучшения процессов принятия организационных решений
Многомерный корреляционный анализ	Изучение взаимосвязей между несколькими переменными в наборе данных	Понимание того, как изменения в одной переменной связаны с изменениями в других	Изучение того, как такие факторы, как доход, образование и местоположение, коррелируют с поведением избирателей.
Многомерный регрессионный анализ	Изучает влияние нескольких независимых переменных на зависимую переменную	Понимание того, как изменения и воздействие одной переменной связаны с изменениями других переменных	Прогнозирование продаж на основе таких переменных, как расходы на рекламу, характеристики продукта и конкуренция на рынке

Каждый метод имеет свою цель, и выбор зависит от специфики исследования и типа данных. Часто для более глубокого анализа используют их сочетание. В совокупности эти методы помогают улучшить понимание систем, данных и процессов принятия решений.

2.1.2 Преимущества и недостатки методов исследования

Необходимо тщательно изучить преимущества и недостатки каждого метода исследования, включая их релевантность, валидность и эффективность использования в различных обстоятельствах (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Преимущества и недостатки каждой методологии исследования

Методы исследования	Преимущества	Недостатки
Методы системного анализа	Обеспечивает целостное восприятие сложных систем, помогает выявить неэффективность и улучшить общую функциональность системы	Может занимать много времени, быть дорогостоящим и сталкиваться с трудностями при точном моделировании реальных систем
Анализ процессов	Улучшает понимание рабочего процесса, выявляет «узкие места» и помогает в совершенствовании процессов.	Может не охватывать все переменные, и изменения в одной части процесса могут иметь непредвиденные последствия в других частях.
Многоцелевая оптимизация	Учитывает несколько факторов, обеспечивая сбалансированное решение	Высокая вычислительная сложность и субъективность критериев.
Сетевой анализ	Выявляет взаимосвязи и взаимодействия между объектами, помогает понять сложные сети	Требуются точные данные о взаимоотношениях, могут упускаться косвенные или качественные аспекты.
Принятие решений	Помогает выбрать оптимальный курс действий, оптимизирует результаты	На решения могут влиять предубеждения, а сам процесс может занять много времени.
Многомерный корреляционный анализ	Изучает взаимосвязи между несколькими переменными одновременно	Сложность возрастает с увеличением количества переменных, а корреляция не означает причинно-следственную связь.
Многомерный регрессионный анализ	Предсказательное моделирование помогает понять влияние множества переменных на результат.	Предполагает линейную зависимость, чувствителен к выбросам и требует большого объема выборки для обеспечения точности.

Выбор методологии исследования зависит от особенностей исследования, изучаемых вопросов и имеющихся ресурсов. Использование смешанных методов - распространенная стратегия, позволяющая устранить ограничения и повысить общую эффективность исследования.

2.2 Выбор, обоснование и многомерный корреляционно-регрессионный анализ основных показателей деятельности компании

Для успешной реализации и оценки эффективности разработки ГМЮП необходимо определить и использовать ключевые показатели эффективности (КРІ). Различные исследования предлагают ценные идеи для выбора ключевых показателей эффективности (КПЭ) при разработке газовых месторождений [87]. Предложенная методология может быть адаптирована для анализа ключевых показателей эффективности СПГФД, обеспечивая основу для многомерного корреляционного и регрессионного анализа. Многомерный анализ необходим для понимания взаимосвязей между КПЭ и их совокупного влияния на результаты деятельности компании. Он позволяет получить полное представление о том, как взаимодействуют различные КРІ. При выборе КПЭ следует учитывать экономические, экологические, социальные и корпоративные факторы управления, поскольку они влияют на общую производительность [53, 65]. Используя эти методы, компании могут получить ценные сведения о взаимодействии КПЭ и принять обоснованные решения, которые повысят эффективность работы. Экспертное мнение должно определять выбор КПЭ, согласуясь с уникальным операционным контекстом ГМЮП.

В таблице 2.3 приведены ключевые КРІ для ГМЮП. В таблице 2.3 приведена матрица корреляции, а на Рисунке 2.3 показан многомерный анализ в виде тепловой карты.

Результаты показывают, что соблюдение сроков проекта является критическим фактором, влияющим на производительность. Задержки существенно влияют на производство, разработку и эффективность. Поэтому необходимо уделять внимание строгому соблюдению сроков проекта [53, 65, 87].

Таблица 2.3 - Сводка наиболее важных ключевых показателей эффективности

Ключевой Показатель Эффективности (КРІ)	Формула	Единица измерения
Темп Добычи Газа (ТДГ)	$GPR = \frac{\text{Объем добытого газа}}{\text{Время}}$	Млн куб. футов/день
Прогресс Освоения Месторождения (ПОМ)	$FDP = \left(\frac{\text{Выполненные задачи}}{\text{Всего задач}} \right) \times 100$	%
Эффективность Переработки Газа (ЭПГ)	$GPE = \left(\frac{\text{Выход обработанного газа}}{\text{Вход сырого газа}} \right) \times 100$	%
Темп Снижения Давления В Резервуаре (СДР)	$RPD = \frac{(P_{\text{начальное}} - P_{\text{текущее}})}{\text{Время}}$	фунт/кв. дюйм в год
Коэффициент Успешного Бурения (КУБ)	$DSR = \left(\frac{\text{Успешные скважины}}{\text{Всего пробуренных скважин}} \right) \times 100$	%

Продолжение таблицы 2.3

Ключевой Показатель Эффективности (КРІ)	Формула	Единица измерения
Время Простоя Оборудования (ВПО)	$OD = \left(\frac{\text{Незапланированное время простоя}}{\text{Общее рабочее время}} \right) \times 100$	%
Энергоэффективность (ЭЭ)	$EE = \frac{\text{Общее потребление энергии}}{\text{Объем обработанного газа}}$	БТЕ/м³
Выбросы Углерода На Единицу Газа (ВУ)	$CEG = \frac{\text{Общие выбросы } CO_2}{\text{Объем добытого газа}}$	тонн CO ₂ /Млн куб. футов
Темп Сокращения Сжигания Попутного Газа (ССГ)	$FRR = \left(\frac{\text{Начальный объем сжигаемого газа} - \text{Текущий объем}}{\text{Начальный объем}} \right) \times 100$	%
Соблюдение Сроков Выполнения Проекта (ССП)	$PETA = \left(\frac{\text{Фактическая продолжительность}}{\text{Плановая продолжительность}} \right) \times 100$	%

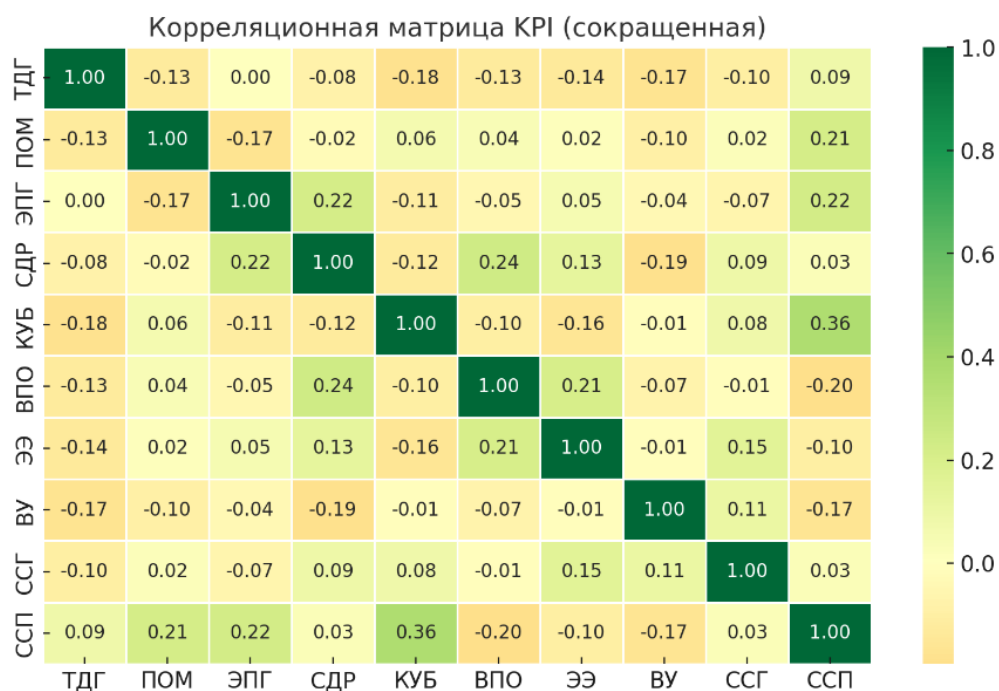


Рисунок 2.3 - Корреляционная матрица КРІ с учетом соблюдения сроков проекта и тепловая карта влияния КРІ на производительность. Источник: Результаты исследования

Представленная корреляционная матрица разработана на основе анализа ключевых показателей эффективности (КРІ), характеризующих реализацию проекта разработки фазы 14 газового месторождения «Южный Парс» (ГМЮП). Статистическая выборка охватывает период 2017–2022 гг. и включает производственные, экологические и организационные показатели, такие как: темп добычи газа (ТДГ), прогресс освоения месторождения (ПОМ), эффективность переработки

газа (ЭПГ), коэффициент успешного бурения (КУБ), время простоя оборудования (ВПО), выбросы углерода (ВУ), энергоэффективность (ЭЭ), соблюдение сроков выполнения проекта (ССП) и другие (см. таблицу 2.3).

Методологической основой анализа послужил коэффициент корреляции Пирсона, применённый для оценки линейной взаимосвязи между показателями. Расчёты проводились с использованием программного пакета Statgraphics Centurion 19, что обеспечило достоверную визуализацию результатов в виде тепловой карты. В матрице тёмные ячейки обозначают сильную положительную или отрицательную корреляцию, позволяя наглядно выявить доминирующие взаимосвязи между параметрами. Например, обнаружено, что соблюдение сроков выполнения проекта (ССП) имеет устойчивую положительную корреляцию с коэффициентом успешного бурения (КУБ), энергоэффективностью (ЭЭ) и темпом освоения месторождения (ПОМ), а также отрицательную корреляцию с временем простоя оборудования (ВПО) и выбросами углерода (ВУ).

Подобный подход используется в современных исследованиях для обоснования проектных решений и стратегий управления в условиях неопределённости. Полученные данные подтверждают необходимость включения параметра ССП как одного из ключевых критериев в математические модели оптимизации и стратегического управления рисками. Это обоснование служит переходом к построению робастной модели многокритериальной оптимизации, представленной в последующих главах диссертационного исследования.

Анализ Парето КРІ показывает, что небольшое количество факторов оказывает наибольшее влияние на результаты исследований, что соответствует правилу 80/20. Основные КРІ - безопасность, расходы, качество и расписание/время - играют ключевую роль в оценке эффективности нефтегазовых систем. Порог в 80% кумулятивного влияния указывает на важность 6-8 КРІ, включая эффективность, устойчивое развитие и управление рисками, для решения большинства операционных задач. Менее значимые показатели, такие как интеграция, инновации и цепочка поставок, встречаются реже, что подчеркивает их вторичное значение. Результаты подчеркивают необходимость фокусировки на основных КРІ для оптимизации процессов и повышения операционной эффективности в отрасли.

Результаты, представленные на диаграмме Парето, получены на основе систематического обзора 20+ научных публикаций и отраслевых отчётов, посвящённых оценке эффективности нефтегазовых проектов. Для каждой публикации учитывались упоминания конкретных КРІ (например, безопасность, расходы, рентабельность и др.), после чего была составлена сводная таблица частотности упоминания каждого показателя. Частота упоминания интерпретировалась как количественная мера значимости КРІ.

Данные были агрегированы и визуализированы с помощью инструментария Python (pandas, matplotlib, numpy), где по оси X представлены KPI, а по оси Y — количество упоминаний. Кумулятивная кривая отражает накопленный процент значимости, и по ней определён 80% порог значимых KPI в соответствии с принципом Парето [52, 94, 99].

Метод позволяет объективно выделить приоритетные направления для последующего моделирования и оптимизации, опираясь на наиболее часто используемые критерии эффективности в научной и прикладной литературе.

Рисунок 2.4 представляет собой Парето-диаграмму ключевых показателей эффективности (KPI), отображающую частотность их упоминания в исследованиях. Диаграмма позволяет выделить наиболее значимые факторы, оказывающие влияние на эффективность проектов. Согласно принципу Парето, около 80% совокупного эффекта обеспечивают такие показатели, как безопасность, расходы, качество, рентабельность и удовлетворённость персонала, которые находятся слева на графике. Это подчёркивает необходимость приоритизации именно этих факторов при системной оценке и управлении эффективностью в нефтегазовых проектах.

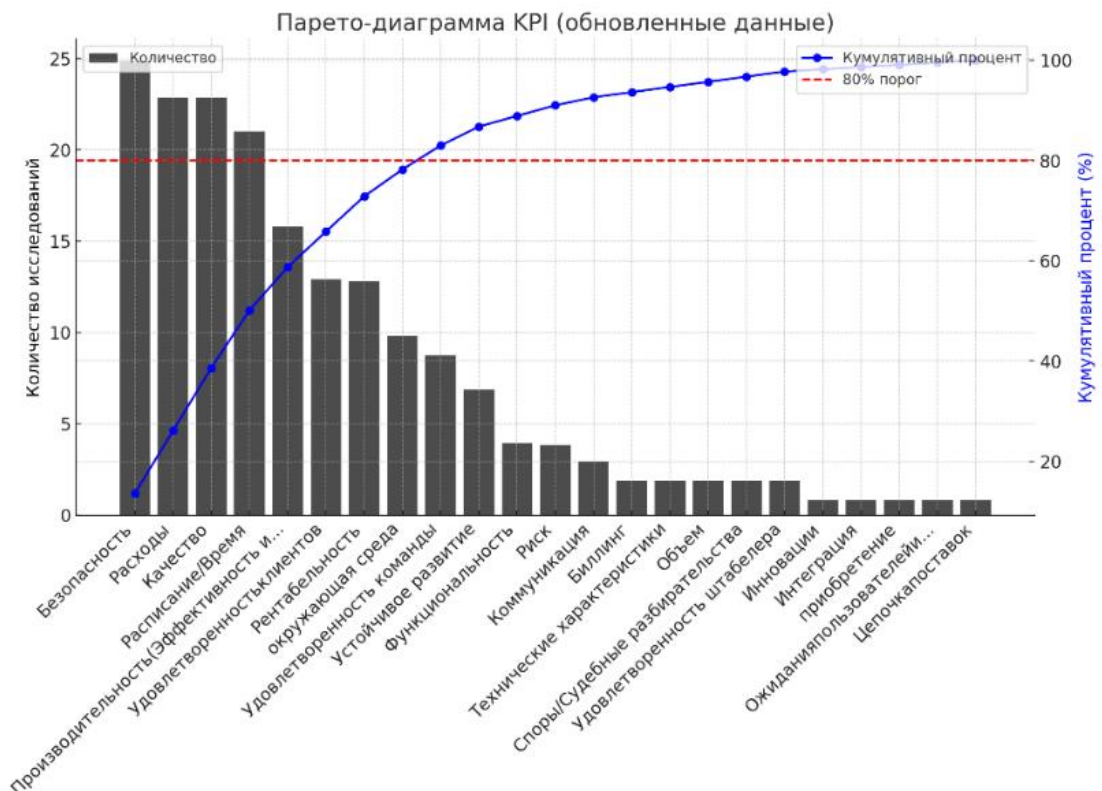


Рисунок 2.4 - Ранжирование показателей эффективности

На основе анализа показателей производительности, качества, экологичности, удовлетворённости и затрат, с использованием программного обеспечения Vensim была построена причинно-следственная диаграмма показателей эффективности, представленная на Рисунке 2.5.

Рисунок 2.5 представляет собой причинно-следственную диаграмму, иллюстрирующую взаимосвязи между ключевыми показателями эффективности проекта. Диаграмма отражает, как

такие факторы, как утомляемость персонала, скорость выполнения работ, экологические претензии, удовлетворённость команды и клиентов, безопасность, затраты и рентабельность, влияют друг на друга в рамках производственного процесса. Она демонстрирует наличие петель обратной связи и сложных взаимозависимостей, что подчёркивает необходимость системного подхода к управлению проектами для достижения устойчивой производительности и качества.

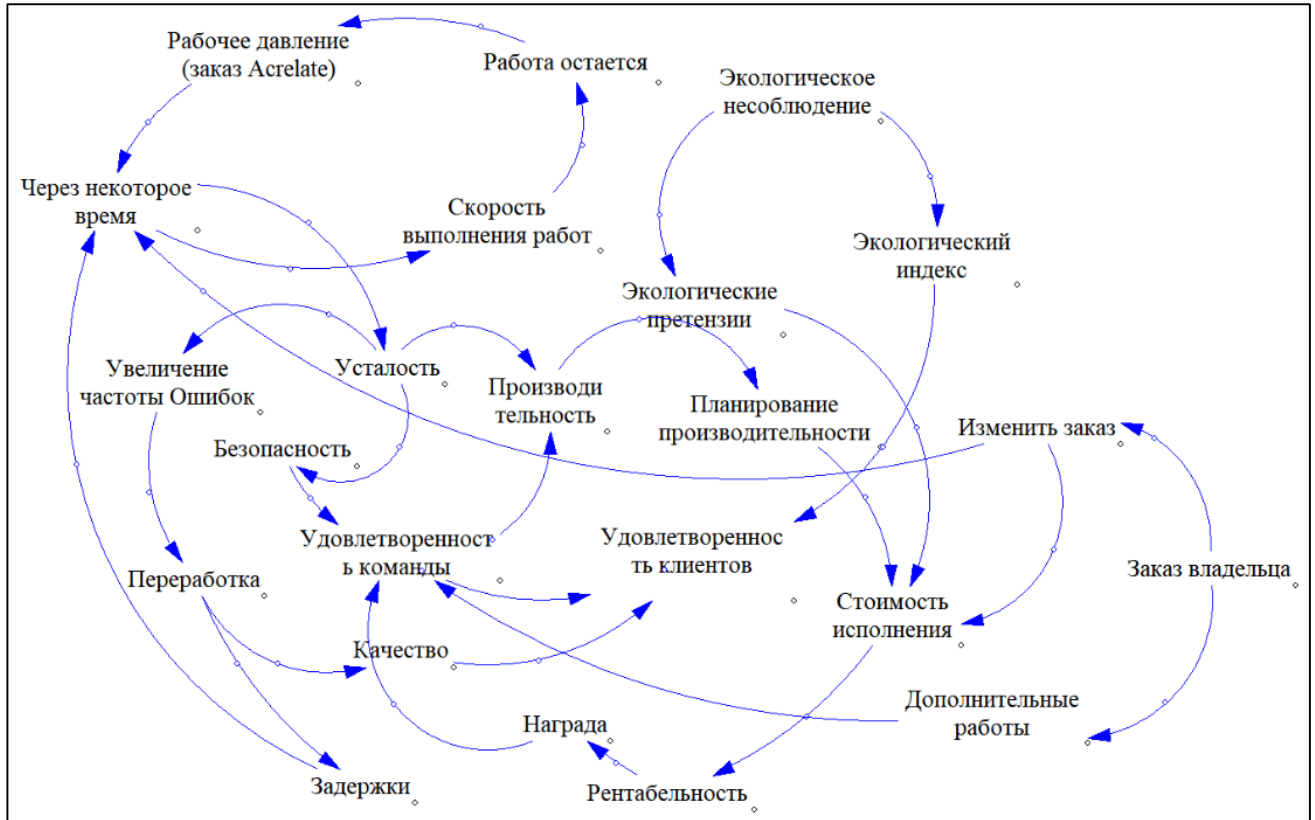


Рисунок 2.5 - Причинно-следственная диаграмма показателей эффективности

Представленная когнитивная модель позволяет идентифицировать критические параметры, оказывающие системное влияние на эффективность реализации проекта. Ключевые переменные, такие как утомляемость персонала, скорость выполнения работ, удовлетворённость команды, качество, экологические претензии, а также стоимость исполнения, образуют петли положительной и отрицательной обратной связи, указывая на нелинейную природу процессов. Из диаграммы следует, что задержки, переработка, ошибки и экологические нарушения формируют каскад негативных эффектов, снижающих безопасность и производительность. Напротив, такие параметры как удовлетворённость команды и клиентов, рентабельность и планирование производительности могут выступать в качестве точек воздействия для системной оптимизации.

На основе критически важной информации о показателях эффективности необходимо решать прогнозные задачи о будущем состоянии проектов. В этом исследовании были выявлены ключевые системы оценки, при этом сбалансированная система показателей была признана

наиболее полезной для оценки эффективности проектов. Через обзор соответствующей литературы были определены, и установлен приоритет ключевых показателей эффективности для нефтегазовых проектов. Первым глобальным KPI была признана приверженность выполнению проекта и задержки в проекте. Наиболее важными KPI, связанными с выполнением проекта, являются безопасность, стоимость, качество, соблюдение сроков, производительность, удовлетворенность заказчиков, рентабельность, удовлетворенность команды, окружающая среда и устойчивое развитие. Безопасность, стоимость и качество являются наиболее важными, с акцентом на последние тенденции. Подход системной динамики, используемый для управления сложными системами, был выделен как эффективный инструмент для прогнозирования и улучшения процесса принятия решений в управлении проектами.

2.3 Прогнозирование объемов продукции и услуг, поставляемых государственной нефтегазовой компанией Ирана, с использованием пакета Statgraphics.

2.3.1 Прогнозирование объемов продукции и услуг на международном рынке

Для прогнозирования объемов поставок иранской нефтегазовой продукции на международный рынок можно построить упрощенную версию математической модели, используя комбинацию анализа временных рядов и регрессионного моделирования, чтобы учесть как временные тенденции, так и влияние внешних факторов. Ниже представлена концептуальная модель, сочетающая в себе элементы обоих подходов [75]. Концептуальный план модели выглядит следующим образом:

1. Компонент временных рядов: Эта часть модели отражает историческую тенденцию и сезонность в объемах экспорта. Общим подходом является использование модели ARIMA, которая может быть представлена как (2.1):

$$\text{ARIMA}(p, d, q), \quad (2.1)$$

где p порядок члена авторегрессии, d степень дифференцирования, и q порядок члена скользящего среднего. Данная модель подобрана на основе исторических временных рядов объемов экспорта нефти и газа Ирана.

2. Регрессионный компонент: чтобы учесть влияние внешних факторов, таких как мировые цены на нефть, санкции и мировой спрос, можно добавить регрессионную модель. Предполагая для простоты линейную зависимость, регрессионный компонент можно представить в виде (2.2):

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_{1,t} + \beta_2 X_{2,t} + \dots + \beta_n X_{n,t} + \epsilon_t, \quad (2.2)$$

где Y_t прогнозируемый объем экспорта в момент времени t . И $X_{1,t}, X_{2,t}, \dots$ и $X_{n,t}$ представляют собой независимые переменные в момент времени t такие, как мировые цены на нефть (X_1) индекс

санкций (X_2), и показатели мирового спроса (X_3) и т.д. и $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ коэффициенты, подлежащие оценке и ϵ_t член ошибки в момент времени t .

3. Комбинированная модель прогнозирования: Окончательная модель прогнозирования объединяет компоненты временного ряда и регрессии, корректируя прогноз в зависимости от внешних факторов. Концептуально это можно представить следующим образом (2.3):

$$\hat{Y}_t = ARIMA(p, d, q) + \beta_0 + \beta_1 X_{1,t} + \beta_2 X_{2,t} + \dots + \beta_n X_{n,t}, \quad (2.3)$$

Данная модель позволяет спрогнозировать $\hat{Y}_t$ объемов экспорта, отражая как исторические тенденции с помощью компонента ARIMA, так и корректируя влияние внешних факторов с помощью регрессионного компонента.

Исходя из модели ARIMA (1, 0, 1), рассчитаны коэффициенты:

- коэффициент AR(1) (ϕ_1) : 0.6889;
- коэффициент MA(1) (θ_1): 0.1119;
- среднее значение (μ): 0.

Для модели ARIMA(1, 0, 1) математическое уравнение рассчитывается следующим образом (2.4):

$$Y_t = 0.6889 * Y_{\{t-1\}} + 0.1119 * \epsilon_{\{t-1\}} + \epsilon_t, \quad (2.4)$$

где - Y_t — это объем экспорта в момент времени t , $Y_{\{t-1\}}$ — это объем экспорта в момент времени $t - 1$, ϵ_t — это член ошибки (ошибка прогноза) в момент времени t , $\epsilon_{\{t-1\}}$ — это член ошибки в момент времени $t - 1$.

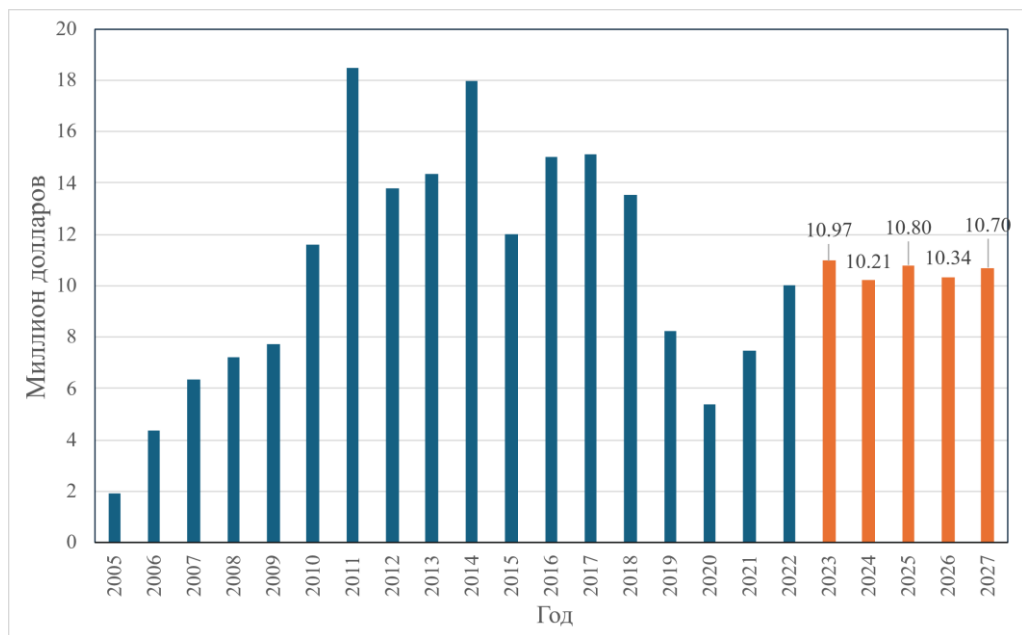
Таблица 2.4 – Динамика доходов от реализации продукции нефтегазовой отрасли Ирана в 2005–2022 гг. данные, полученные с веб-сайта компании [88]

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
млрд \$	1.90	4.35	6.37	7.20	7.75	11.60	18.50	13.80	14.35	18.00
Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
млрд \$	12.00	15.00	15.10	13.55	8.23	5.40	7.45	10.00	10.97	10.21

На рисунке 2.6 представлены результаты моделирования временного ряда, полученные с использованием модели ARIMA в программном пакете Statgraphics 19. В период с 2005 по 2014 год наблюдается положительная динамика показателя, отражающая рост объёмов до уровня свыше 17 млн долларов. Данный период может быть охарактеризован как стабильный с точки зрения экономических показателей. Начиная с 2015 года прослеживается тенденция снижения,

что может быть связано с влиянием макроэкономических и геополитических факторов. Прогнозные значения на 2023–2027 годы указывают на постепенную стабилизацию в пределах 10–11 млн долларов, что, однако, остаётся ниже уровней, достигнутых в предыдущем благоприятном цикле

а)



б)

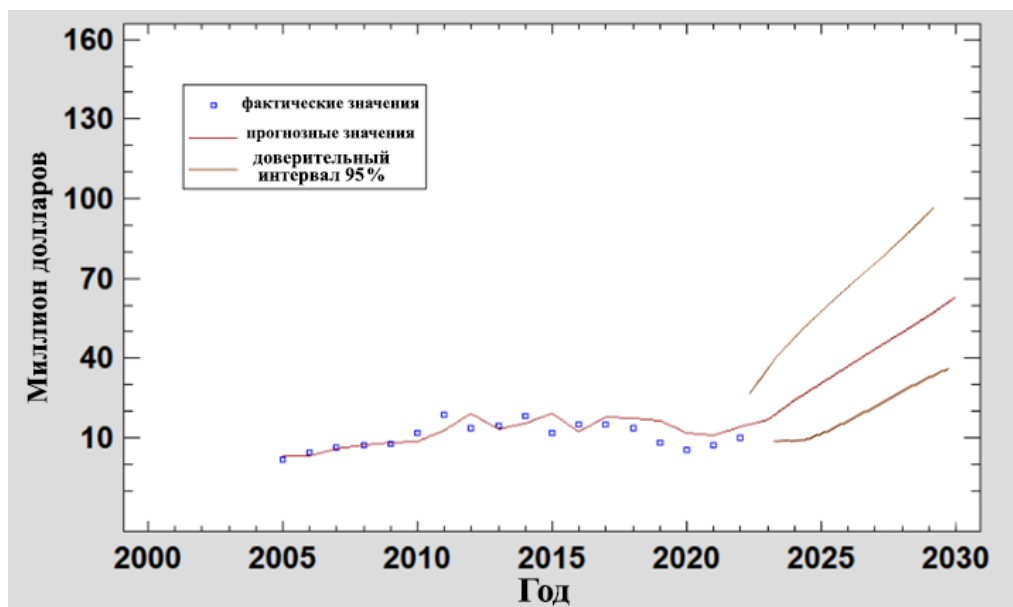


Рисунок 2.6 - Результаты эксперимента, полученные с помощью программного Microsoft Excel 2023 (а) и Statgraphics 19 (ARIMA) (б)

Эта модель представляет собой фундаментальную основу. На практике разработка точной модели прогнозирования потребует детального анализа данных, выбора подходящих методов моделирования и постоянного уточнения на основе результатов работы модели и меняющихся условий рынка.

2.3.2 Прогнозирование объемов продукции и услуг на внутреннем рынке

Внутреннее потребление природного газа в Иране - многогранная проблема, тесно переплетающаяся с энергетической политикой страны, ее экономическими и экологическими целями. Понимание динамики его потребления имеет решающее значение для разработки стратегий, которые соответствуют принципам устойчивого развития, энергетической безопасности и бережного отношения к окружающей среде. По мере того, как Иран будет ориентироваться в сложностях своего энергетического будущего, первостепенное значение будет иметь сбалансированность потребления природного газа с экономическим ростом и экологической устойчивостью.

- **Факторы, влияющие на внутреннее потребление**

Внутреннее потребление природного газа в Иране определяется несколькими взаимосвязанными факторами:

- **Экономический рост:** По мере развития иранской экономики промышленные секторы и городское строительство растут, что увеличивает спрос на природный газ как на основной источник энергии.
- **Основы политики:** Государственная политика, включая субсидии и стимулы, традиционно поощряет широкое использование природного газа, хотя недавние реформы направлены на оптимизацию структуры его потребления.
- **Технологический прогресс:** Инновации в области добычи, переработки и распределения природного газа повысили эффективность и надежность его поставок, что способствовало росту внутреннего потребления.
- **Экологические соображения:** Переход на природный газ частично обусловлен его более чистыми горючими свойствами, что соответствует более широким экологическим целям и глобальным обязательствам по сокращению выбросов углерода.

Несмотря на значительные запасы и ключевую роль в энергетике, газовая отрасль Ирана сталкивается с вызовами, способными повлиять на будущее внутреннего потребления:

- **Инфраструктурные ограничения:** Стареющая инфраструктура и необходимость ее модернизации создают риски для эффективного распределения и использования природного газа.
- **Геополитические и санкционные последствия:** Международные санкции периодически сдерживают способность Ирана инвестировать в газовую инфраструктуру, что сказывается на росте и эффективности его внутреннего рынка.
- **Экономические колебания:** Экономическая нестабильность, обусловленная внешними и внутренними факторами, может существенно повлиять на внутренний спрос на энергоносители и инвестиции в газовый сектор.

Будущее внутреннего потребления природного газа в Иране, вероятно, будет определяться сочетанием факторов, включая технологический прогресс, изменения в политике и глобальные тенденции в энергетике. Продолжающийся глобальный переход к устойчивым источникам энергии подчеркивает важность оптимизации использования природного газа, повышения энергоэффективности и инвестиций в альтернативные возобновляемые источники энергии. На рисунке 2.7 представлен объем продукции и услуг, поставляемых на внутренний рынок Ирана из ГМЮП.

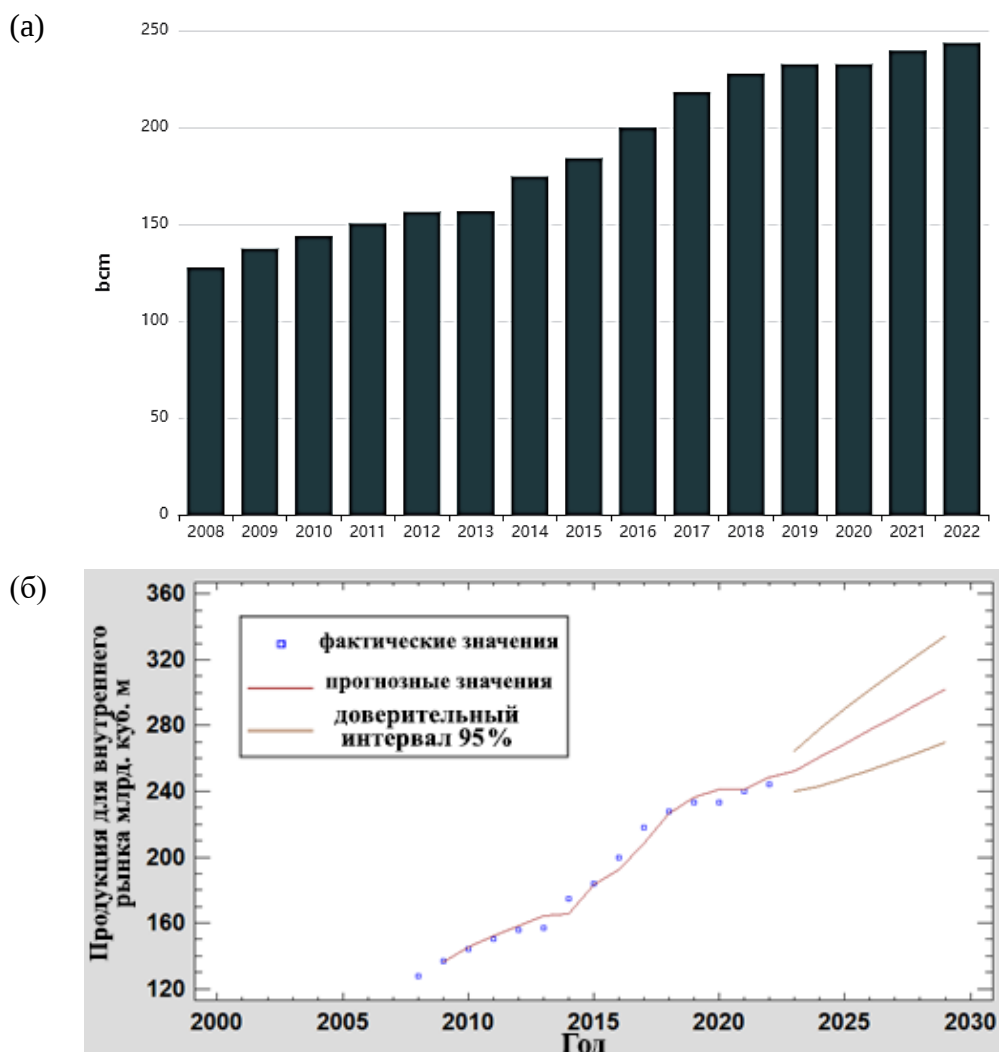


Рисунок 2.7 - Прогнозирование объемов производства на внутреннем рынке с помощью Excel (a) и Statgraphics 19 (б) (млрд м³)

Таблица 2.5 - Прогнозирование объема продукции и услуг на внутреннем рынке с помощью Statgraphics 19 (млрд м³)

Период	Прогноз	Нижняя граница доверительного интервала (95%)	Верхняя граница доверительного интервала (95%)
2025	268,857	247,668	290,046
2026	277,143	252,676	301,61
2027	285,429	258,074	312,784
2028	293,714	263,748	323,68
2029	302	269,633	334,367

2.4 Оценка структуры государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной системы

Оценка структуры газового месторождения «Южный Парс» как сложной системы требует комплексного понимания различных геологических, геофизических и инженерных аспектов. Газовое месторождение «Южный Парс», расположенное в Персидском заливе, представляет собой значительный резервуар углеводородов со сложными геолого-геофизическими характеристиками [57]. Исследования показали, что геологически месторождение является продолжением Северного месторождения Катара, одного из крупнейших в мире месторождений неассоциированного газа [89, 90]. Коллекторы газового месторождения «Южный Парс», в частности пласты Верхний Далан и Канган, являются основными источниками природного газа [91]. Кроме того, месторождение было открыто в 1990 году в результате бурения оценочной скважины, которая обнаружила газовую залежь в верхнепермских и нижнетриасовых карбонатах [57]. Для оптимизации разработки газового месторождения «Южный Парс» были проведены различные исследования для оценки различных аспектов коллектора. Например, для снижения риска бурения и загрязнения окружающей среды были проведены седиментологические исследования морских нефтяных месторождений на юге Ирана, которые позволили получить представление о геологических характеристиках коллектора [19]. Кроме того, было проведено моделирование оседания почвы на газовом месторождении «Южный Парс», чтобы понять потенциальные риски оседания, связанные с эксплуатацией пласта [100]. Кроме того, с помощью интеллектуальных моделей было исследовано прогнозирование содержания серы в продуктах из пропана и бутана, получаемых на установке подготовки сжиженного нефтяного газа (СУГ) газоперерабатывающего завода «Южный Парс» [21].

Кроме того, было изучено использование передовых технологий, таких как искусственные нейронные сети, для прогнозирования пористости и проницаемости свободного потока на основе данных традиционного каротажа на газовом месторождении «Южный Парс» [57]. Кроме того, было изучено применение генетических алгоритмов для уточнения силовых полей при моделировании РНК, что свидетельствует об использовании передовых вычислительных методов в области молекулярной динамики [63].

В заключение следует отметить, что разработка метода структурно-параметрического синтеза газового месторождения «Южный Парс» как сложной системы требует междисциплинарного подхода, объединяющего геологические, геофизические и инженерные исследования. Понимание геологических характеристик, динамики недр и свойств коллектора имеет решающее значение для оптимизации стратегий разработки и добычи этого значительного углеводородного месторождения.

Для проведения комплексного структурного анализа и оптимизации газового месторождения «Южный Парс» необходимо учитывать различные аспекты, такие как геологические характеристики, проектирование коллектора и прогноз оседания. Газовое месторождение «Южный Парс», расположенное в Персидском заливе, является важным районом для разведки и добычи газа [57]. Резервуары месторождения, в частности верхнепермские и нижнетриасовые карбонаты, являются важнейшими носителями природного газа [91]. Кроме того, прогнозирование оседаний на месторождении имеет большое значение для долгосрочного планирования и оптимизации инфраструктуры [100].

Кроме того, геохимический состав газа и сырой нефти на месторождении «Южный Парс» является важным фактором для понимания происхождения и характеристик углеводородов [18, 78]. Эти знания крайне важны для оптимизации производственных процессов и обеспечения эффективной добычи ресурсов. Кроме того, седиментологические исследования морских нефтяных месторождений, таких как газовое месторождение «Южный Парс», важны для снижения рисков бурения и загрязнения окружающей среды [19].

Кроме того, оценка общего содержания органического углерода и прогнозирование пористости и проницаемости с помощью интеллектуальных систем и искусственных нейронных сетей имеют решающее значение для понимания свойств коллектора и оптимизации стратегии добычи [57, 60]. Эти методы дают ценное представление о характеристиках недр и помогают принимать обоснованные решения относительно бурения и добычи.

В заключение следует отметить, что комплексный структурный анализ и оптимизация ГМЮП требуют междисциплинарного подхода, охватывающего геологические, геохимические и инженерные аспекты. Интегрируя данные из различных источников и используя передовые методы прогнозирования и оценки, можно углубить понимание структуры месторождения и оптимизировать этапы работы компании с помощью методов системного анализа.

2.5 Оценка структуры управления государственной нефтегазовой компании

Ирана

Проекты по добыче нефти и природного газа находятся под юрисдикцией НИНК, которая является государственной компанией. Конституция Ирана прямо запрещает владение природными ресурсами иностранными организациями или частными лицами. Тем не менее, Международные Нефтяные Компании (МНК) могут участвовать в разведке и разработке месторождений на основании иранского нефтяного контракта. Этот контракт представляет собой юридическую основу для установления налогового режима в секторе добычи нефти и природного газа Ирана, которая была введена в действие в 2016 году. В таблице 2.6 представлены государственные энергетические компании Ирана.

Таблица 2.6 - Государственные энергетические компании Ирана

Компания	Ответственность
Национальная Иранская Нефтяная Компания (НИКИ)	НИНК контролирует деятельность по разведке и добыче нефти и природного газа через свои 11 дочерних компаний
Национальная Иранская Газовая Компания (НИГК)	НИГК контролирует деятельность по переработке природного газа. Компания перерабатывает, поставляет и распределяет природный газ для внутреннего потребления. НИГК осуществляет свою деятельность через несколько дочерних компаний
Национальная Иранская Компания по Переработке и Распределению Нефти (НИКПРН)	НИКПРН отвечает за все виды деятельности, связанные с переработкой и сбытом нефти и нефтепродуктов, включая строительство нефтеперерабатывающих и складских комплексов, нефтепроводов и эксплуатацию автозаправочных станций. НИКПРН осуществляет эти операции через свои четыре крупные дочерние компании
Национальная Нефтехимическая Компания (ННК)	ННК управляет нефтехимической промышленностью Ирана, включая деятельность нескольких нефтехимических комплексов, через свои дочерние компании

Источник: Управление энергетической информации США, Facts Global Energy, Arab Oil & Gas Directory и НИНК

Сектор добычи и переработки нефти и природного газа, а также нефтехимическая промышленность Ирана в основном контролируются государственными компаниями, работающими под надзором Министерства нефти. В таблице 2.7 представлена информация о деятельности дочерних компаний НИНК.

Таблица 2.7 -Дочерние компании Национальной иранской нефтяной компании

Дочерняя компания НИНК	Основные задачи
Национальная Иранская Южная Нефтяная Компания «НЮНКИ» (NISOC)	Контролирует деятельность по добыче нефти и газа на юге и юго-западе страны. Здесь добывается около 80 % всей сырой нефти, производимой в Иране
Иранская Центральная Компания Нефтяных Месторождений «ЦКНМ» (ICOFC)	Контролирует добычу нефти и газа в южных и центральных районах Ирана и является крупнейшим производителем природного газа в Иране
Иранская Оффшорная Нефтяная Компания «ИОНК» (IOOC)	Контролирует всю деятельность по разведке и добыче на морских месторождениях, включая Салман, Сирри, Доруд и Балал

Продолжение таблицы 2.7

Дочерняя компания НИНК	Основные задачи
Хазарская Геологоразведочная И Добывающая Компания «КЕПКО» (KERCO)	Отвечает за разведку и добычу в регионе Каспийского моря и недавно начала бурение на морском газовом месторождении Сардаре Джангал
Нефтегазовая Компания «Парс» «ПНГК «Парс»» (POGC)	Цель компании - разработка газовых месторождений Южный и Северный Парс, а также месторождений Голшан и Фердоуси
Специальная Экономическая Энергетическая Зона «Парс» «СЭЭЗ «Парс»» (PSEEZ)	Создана в 1998 году для содействия использованию нефтегазовых ресурсов Южного Парса
Нефтегазодобывающая Компания «Карун» (KOGPC)	Работает в Хузестане и поставляет природный газ Национальной иранской газовой компании (NIGC)
Компания Нефтяного Инжиниринга И Развития «КНГДК» (PEDEC)	Отвечает за реализацию всех инженерных проектов и проектов по разработке, осуществляемых НИНК
Национальная Иранская Буровая Компания «ИРКН» (NIDC)	Осуществляет большую часть наземного и морского бурения в Иране, а также предоставляет сопутствующие технические услуги и операции по управлению скважинами
Иранская Компания Буровых Услуг (IDSC)	Предоставляет услуги по устьевым и скважинным работам
Северная Буровая Компания «ИРКН» (НДК)	Создана для развития внутреннего опыта, необходимого для комплексного бурения нефтяных и газовых скважин
Компания «Кала Нафт»	Производит оборудование для нефтяного, газового и нефтехимического секторов и занимается распределением оборудования по операционным центрам
Нафтиран Интертрейд Компани (Нико) Сарл «Нико»	Инвестирует и финансирует иранскую торговлю нефтью, газом и нефтехимией
Иранская Компания Нефтяных Терминалов «ИКНТ» (IOTC)	Принимает поставки и хранит сырую нефть, нефтепродукты и конденсат для экспорта
Национальная Иранская Танкерная Компания «НИТК» (NITC)	Осуществляет доставку сырой нефти и нефтепродуктов

Источник: Управление энергетической информации США, Facts Global Energy, Arab Oil and Gas Journal, National Iranian Oil Company.

Рисунок 2.8 иллюстрирует организационную структуру НИНК, её добывающих и сервисных дочерних компаний, а также политическую иерархию Министерства нефти, в то время как рисунок 2.9 демонстрирует иерархическую структуру управления разработкой ГМЮП.

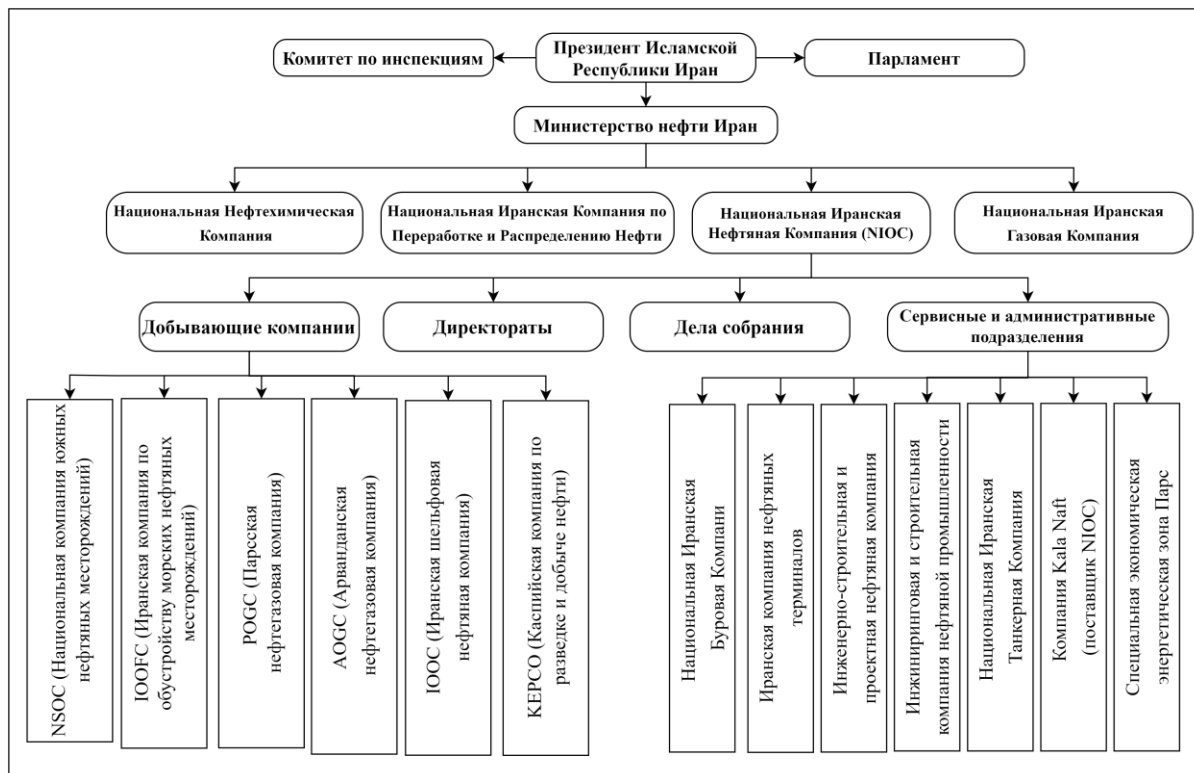


Рисунок 2.8 - Организационная структура НИНК и ее дочерних добывающих и сервисных компаний, а также политическая иерархия, контролирующая Министерство нефти

Источник - Национальная иранская южная нефтяная компания «ННКИ» (NISOC), Иранская центральная нефтепромысловая компания

Представленная на рисунке 2.8 схема представляет организационную структуру НИНК, находящейся под управлением Министерства нефти и подотчетной Президенту и Парламенту Ирана. Национальная иранская нефтяная компания (ННКИ) осуществляет разведку, добычу, переработку и распределение нефти и газа через ключевые дочерние предприятия, включая Национальную Иранскую Газовую Компанию, Национальную Нефтехимическую Компанию и Национальную Компанию по Переработке и Распределению Нефти. В ее состав также входят добывающие предприятия (КЕПКО, ИОНК, ПНГК, НЮНКИ и др.) и сервисные компании, специализирующиеся на инжиниринге, бурении, транспортировке нефти и развитии энергетических зон, обеспечивая комплексное управление нефтегазовой отраслью страны.

Рисунок 2.9 представляет собой организационную структуру Газового Комплекса «Южный Парс». Во главе стоит Генеральный директор, который управляет всей организацией при поддержке двух заместителей, отвечающих за разные направления деятельности.

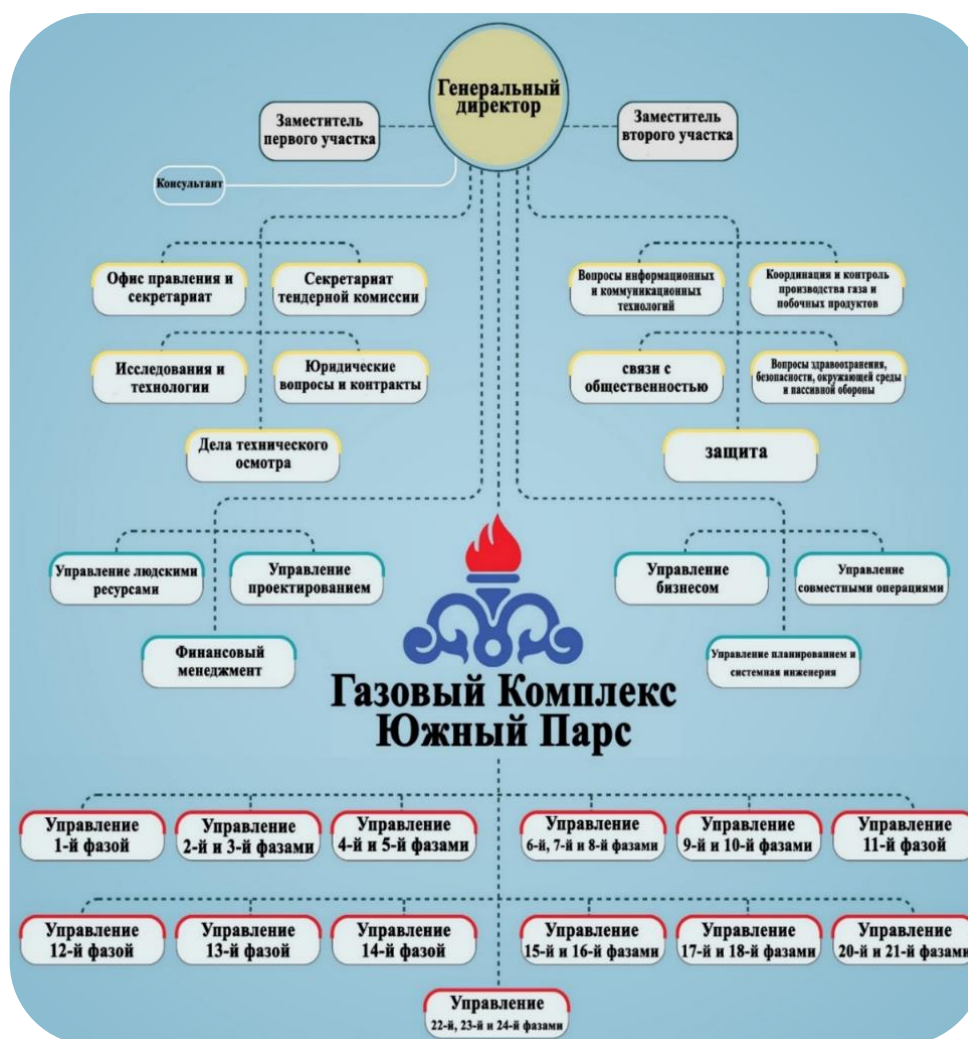


Рисунок 2.9 - Иерархическая структура управления разработкой ГМЮП

Структура разделена на несколько ключевых департаментов, включая:

- Административные и юридические вопросы (секретариат, тендерная комиссия, исследования и технологии, юридические контракты),
- Технические и инспекционные отделы (технический осмотр, управление проектированием),
- Бизнес и финансовый менеджмент (управление персоналом, финансовый менеджмент, бизнес-развитие),
- Здравоохранение, безопасность и защита (охрана труда, экология, общественная безопасность, связи с общественностью),
- Производство и операции (координация добычи газа и побочных продуктов).

В нижней части схемы представлено управление фазами добычи, включающее фазы с 1-й по 24-ю. Каждая фаза имеет собственное управление, отвечающее за добычу, переработку и распределение газа.

Данная структура обеспечивает эффективную координацию всех процессов, включая управление производством, безопасность и планирование.



Рисунок 2.10 - Функциональная структура системы добычи, переработки, движения и потребления продукции в газовой промышленности Ирана (Источник: разработано автором)

На рисунке 2.10 представлена функциональная структура системы создания стоимости в газовой промышленности Ирана, охватывающая все ключевые этапы: разведку и добычу, переработку и транспортировку, а также распространение и потребление. Модель начинается с нефтяных и газовых скважин, откуда продукция поступает в отделение сепарации, где происходит первичное разделение на нефть, воду и газ. Далее, через газоперерабатывающие заводы, осуществляется получение газового конденсата и побочных продуктов. Центральные газовые компании играют роль в экспорте, хранении и распределении природного газа, включая использование адсорбентов, компримирование и транспортировку в региональные распределительные сети. Заключительный этап цепочки охватывает потребление газа в различных секторах: промышленности, АЗС, электроэнергетике и бытовом сегменте. Данная схема отражает централизованную роль Национальной иранской газовой компании как координатора технологических и логистических потоков.

- **Производственная инфраструктура и развитие газовой обработки (фазы 6, 7, 8 Южного Парса)**

Для повышения экологичности и удовлетворения растущего спроса на газ в Иране реализуется проект «подслащивания» газа мощностью 102 млн м³/сутки, включающий 6 линий очистки и 4 установки по производству серы (1100 т/сутки) на участке площадью 22,5 га. Также предусмотрена отправка 14 млн м³/сутки с платформы «Салман» через остров Сири на 4-й НПЗ

по 32-дюймовой подводной линии длиной 440 км, что позволит достичь номинальной мощности переработки в 110 млн м³/сутки.

Инфраструктура 4-го НПЗ включает:

- 4 газовые турбины (45 МВт каждая),
- 10 турбокомпрессоров (до 90 бар),
- блок топливного газа (100 млн фут³/сут),
- аварийные дизель-генераторы (2×5,5 МВт),
- водяные насосы (3×2060 м³/ч),
- азотная установка (1150 нм³/ч),
- воздушные компрессоры (4×5000 м³/ч),
- установки опреснения воды (3×75 т/ч),
- паровые котлы (5×165 т/ч),
- система охлаждения (1966 м³/ч),
- станция очистки сточных вод (126 м³/ч),
- резервуары для ППВ (2×13 500 м³)
- газового конденсата (3×75 000 м³)
- пропана (2×55 000 м³) и бутана (2×40 000 м³).

2.6 Выводы по второй главе

1. Обоснована необходимость применения системного, многометодного подхода к исследованию государственной нефтегазовой компании Ирана как сложной социально-технической системы, учитывающей множественные взаимосвязи, риски и факторы неопределённости.

2. Проведён обзор современных методов системного анализа, анализа процессов, многокритериальной оптимизации, сетевого анализа, принятия решений, корреляционного и регрессионного анализа, обоснована их релевантность и адаптация к задачам нефтегазовой отрасли.

3. Сформирован обоснованный набор ключевых показателей эффективности (KPI), охватывающих производственные, экономические, экологические и социальные аспекты, а также определена их взаимосвязь с помощью многомерного корреляционно-регрессионного анализа.

4. Построена причинно-следственная диаграмма на основе анализа в среде Vensim, визуализирующая взаимовлияние KPI и демонстрирующая наличие прямых и обратных связей, что усиливает возможности динамического моделирования.

5. Выполнен анализ Парето, выявивший ограниченное число приоритетных KPI (безопасность, расходы, качество, рентабельность, удовлетворённость персонала), оказывающих наибольшее влияние на общую эффективность проектов.

6. Осуществлено прогнозирование объёмов поставок продукции и услуг как на международный, так и на внутренний рынок с использованием моделей ARIMA и регрессионного анализа, реализованных в программной среде Statgraphics.

7. Представлена формализованная структура НИИ, её дочерних компаний и иерархии управления, включая схему функциональной взаимосвязи оборудования четвёртого НПЗ (фазы 6–8), что создаёт базу для структурно-параметрического синтеза в следующих разделах.

8. Подтверждена значимость включения экологических и социальных критериев в систему оценки эффективности и стратегического планирования в рамках устойчивого развития.

ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТКОВ (ФАЗ) НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ПАРС»

3.1 Введение в газовое месторождение Южный Парс

Газовое месторождение «Южный Парс» содержит около 14 триллионов кубометров газа, что эквивалентно 8 % мировых и 47 % разведанных запасов газа в Иране. Кроме того, в его нефтяных пластах содержится 19 миллиардов баррелей газового конденсата и 7,5 миллиардов баррелей сырой нефти. Месторождение «Южный Парс» занимает стратегически важное место в экономике Ирана. 15 июня 2010 года Национальная иранская нефтяная компания и консорциум нефтегазовых компаний во главе с ИДРО подписали контракт на реализацию проекта «Южный Парс — фаза 14» стоимостью 5,249 миллиарда долларов. Согласно первоначальному контракту, производственные цели проекта «Южный Парс фаза 14» следующие:

- Добыча 2 миллиардов кубических футов природного газа с высоким содержанием сероводорода из моря (130 км) и ежедневное производство 50 миллионов кубических метров очищенного природного газа.
- Ежедневная добыча 77 тысяч баррелей газового конденсата.
- Ежедневная добыча 2 900 тонн сжиженного нефтяного газа (СНГ) (1,05 млн тонн в год).
- Ежесуточная добыча 2 750 тонн этана (1 млн тонн в год) для питания нефтехимических заводов.
- Ежедневное производство 400 тонн серы.

Реализация плана 14-й фазы проекта «Южный Парс» осуществляется восьмью участниками консорциума, распределёнными по объёму работ, функциональным направлениям и долям участия в контракте, как показано в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 - Введение и описание работы каждого члена консорциума в проекте «Южный Парс фаза 14»

Ряд	Подрядчик	Рабочая зона	Доля контракта %
1	Организация промышленного развития и реконструкции Ирана «ИДРО» (IDRO)	Руководство и управление консорциумом	-
2	Компания по управлению промышленными проектами Ирана «УППИ» (IPMI)	Проведение фронтального инженерного проектирования и детального инжиниринга, а также закупка товаров для НПЗ, за исключением коммунальных и сероулавливающих установок и непромышленных зданий, строительство технологических установок и благоустройство территории НПЗ	29,97

Продолжение таблицы 3.1

3	Иранская оффшорная инженерно-строительная компания «ИОИС» (ИОЕС)	Проектирование, закупка товаров и монтаж 32- и 18-дюймовых подводных трубопроводов (каждый из которых состоит из двух ниток), а также 4 дюймовых и скребковых приемника на нефтеперерабатывающем заводе	23,58
		Инжиниринг, поставка товаров и предоставление услуг по бурению 22 скважин в море	
4	Национальная иранская буровая компания «НИБК» (NIDC)	Инжиниринг, поставка товаров и предоставление услуг по бурению 22 скважин в море	14,53
5	Иранский судостроительный и морской промышленный комплекс «ИСМПК» (ISOICO)	Проектирование, поставка товаров, строительство, транспортировка и морская установка и монтаж 4 платформы и 4 палуб, относящихся к 4 комплектам морских платформ.	10,86
6	Компания по управлению проектами электростанций Ирана «МАПНА» (MAPNA)	Проектирование, поставка товаров, строительство и ввод в эксплуатацию установки утилизации и сероулавливания и водосборника	10,59
7	Компания «ПАЯНДАН» (PAYANDAN)	Проектирование, поставка товаров и строительство непромышленных зданий, а также строительство технологической части нефтеперерабатывающего завода	5,91
8	Аракская машиностроительная компания «АМК» (MSA)	Проектирование и строительство всех воздухоохладителей, теплообменников, сосудов, реакторов и колонн в технологической части, за исключением секции MAPNA	4,57

На рисунке 3.1 представлен актуальный статус скважин ГМЮП: как видно из диаграммы, 61 % скважин уже достигли стадии промышленной добычи. Инвестиционная структура четырёх основных компонентов 14-й фазы представлена ниже:

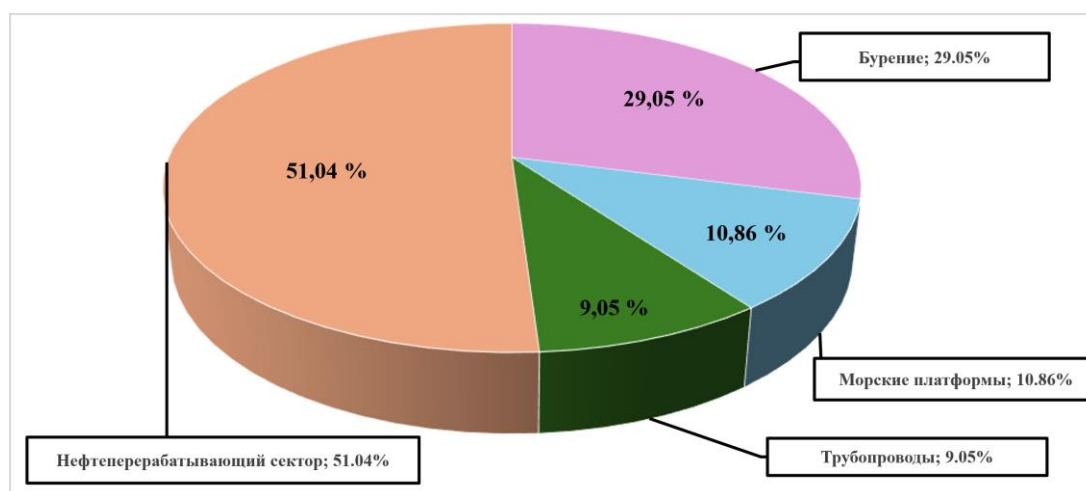


Рисунок 3.1 - Четыре основные части 14-й фазы разработки ГМЮП

Переток газа — одна из ключевых проблем при разработке газовых и нефтегазовых месторождений, поскольку природный газ обладает большей подвижностью по сравнению с нефтью. На месторождении «Южный Парс» непрерывная добыча на катарском месторождении «Северный купол» привела к оттоку газа с иранской стороны, что в основном связано с задержками запуска новых фаз. Ускорение запуска этих фаз позволило бы сократить миграцию и увеличить национальный доход. Из запланированных фаз «Южного Парса» семь остаются в стадии разработки, а остальные, включая фазу 14, работают с 2009 года. Каждая отложенная фаза обходится Ирану примерно в 5 миллиардов долларов в год.

3.2 Системный анализ 14-й фазы разработки газового месторождения «Южный Парс»

В этом разделе рассматривается текущее состояние 14-й фазы по четырём основным секторам: морские платформы, подводные трубопроводы, нефтепереработка и морское бурение. Полный обзор пакетов работ представлен в приложении. Среди секторов наибольший прогресс у морских платформ (87,69 %), далее следуют подводные трубопроводы (74,51 %), нефтепереработка (72,78 %) и морское бурение (60,07 %).

Представленные результаты получены в рамках системного процесса формирования управленческих решений в проекте «Южный Парс», включающего структурированный подход к сбору данных, формализации ограничений, экспертному анализу и выбору оптимальных стратегий. Методологическая основа решения задач координации и управления реализована через следующие ключевые этапы:

1. Сбор и структурирование исходных данных

На данном этапе аккумулируется вся информация по ключевым показателям эффективности (KPI), данным о графике реализации, рисках и ограничениях, а также нормативным требованиям. Используются как внутренние отчёты проекта, так и открытые источники и статистика.

2. Формализация критериев и ограничений

Определяются количественные и качественные параметры: экономические показатели (затраты, рентабельность), экологические нормы (выбросы, переработка отходов), социальные риски (условия труда, воздействие на местное население), а также временные ограничения по этапам реализации.

3. Привлечение экспертных оценок и проведение анализа рисков

С помощью методов Делфи, SWOT-анализа и экспертного анкетирования уточняются приоритеты, идентифицируются риски и оценивается вероятность их наступления. Это позволяет адаптировать стратегию планирования к специфике проекта и условиям неопределённости.

4. Выбор метода многокритериального принятия решений

В зависимости от задач применяются методы взвешенной суммы (WSM), аналитической иерархии (АИР), TOPSIS, а также робастные модели линейного и целевого программирования, обеспечивающие устойчивость решений при вариативности исходных параметров.

5. Формирование и анализ альтернативных сценариев

Проводится моделирование сценариев исполнения с учётом возможных отклонений по времени, стоимости и доступности ресурсов. Оценивается чувствительность результатов к ключевым факторам (scenario sensitivity analysis).

6. Принятие решений и корректировка проектного графика

На финальном этапе осуществляется выбор оптимального сценария реализации на основе компромиссов между целями, после чего корректируются сроки, перераспределяются ресурсы и формируется обновлённый план-график выполнения работ.

Диаграмма 3.2 отражает поэтапный процесс формирования обоснованных управленческих решений, включающий сбор и анализ данных, формализацию критериев, применение экспертных методов и многокритериальных моделей, моделирование альтернативных сценариев и финальную корректировку графика выполнения работ.



Рисунок 3.2 - Алгоритм получения результатов и принятия решений по каждому направлению реализации фазы 14 газового месторождения «Южный Парс»

3.2.1 Секция морских платформ

Компания ISOICO контролирует все сопутствующие операции, включающие проектирование, поставку товаров и строительство четырех домкратов и четырех морских платформ (SPD14A, SPD14B, SPD14C и SPD14D) для добычи и транспортировки газа в 130 км от побережья, что включает в себя следующее:

- четырехопорное основание (джекет)
- переходные мостики
- устьевые сооружения

- панель управления и безопасности устья скважины
- система закачки химреагентов
- система противопожарной и аварийной защиты
- система контроля параметров добычи
- оборудование для сепарационного опробования скважины
- оборудование аварийного электроснабжения
- дренажная система
- установка запуска очистных снарядов (пигов)
- крановое оборудование с принадлежностями
- убежище временного размещения персонала
- пультовая

На рисунке 3.3 показан индивидуальный вклад каждого пакета работ на морских платформах. На оболочку приходится 19,63 % всей платформы, а на палубу - 80,37 %.



Рисунок 3.3 - Доля каждого пакета работ по морским платформам в общем объеме работ (сырье и комплектующие элементы)

На рисунке 3.3 показано, что основная часть затрат приходится на поставки подрядчика — 52 %. Существенная доля также связана с заводским изготовлением на верфи (18 %) и строительно-монтажными работами на площадке (11 %). Предпусковая подготовка составляет 6 %, а инженерное проектирование и административное сопровождение — по 4 %. На мобилизацию и демобилизацию персонала и техники приходится 2 %, общеплощадочные услуги — 3 %. На вложенном увеличенном секторе видно, что в структуре поставок основную долю занимают сыпучие и вспомогательные материалы (50 %) и технологическое оборудование (46 %). Пуско-наладочные работы и дополнительные поставки подрядчика составляют по 3 % и 1 % соответственно.

Также, на рисунке 3.4 показано, что фактический совокупный прогресс выполнения рабочих пакетов по морским платформам варьируется в пределах от 33,91 % до 94,36 %. Наивысшие значения достигнуты в таких категориях, как поставки подрядчика (94,36 %), заводское изготовление на верфи (93,25 %) и инженерное проектирование (88,95 %).

Наименьший фактический прогресс наблюдается в разделе предпусковой подготовки — всего 33,91 %, что на 66,09 % ниже планового уровня. Также существенные отставания зафиксированы в таких категориях, как общеплощадочные услуги (–23,30 %), мобилизация и демобилизация персонала и техники (–20,72 %) и строительно-монтажные работы (–19,13 %). Управление проектом и административное сопровождение также отстают на 12,31 %, а инженерное проектирование — на 11,05 %. Таким образом, наибольшие отклонения от плана относятся к завершению предпусковой подготовки и обеспечению общих сервисов, что может существенно повлиять на сроки ввода платформ в эксплуатацию.

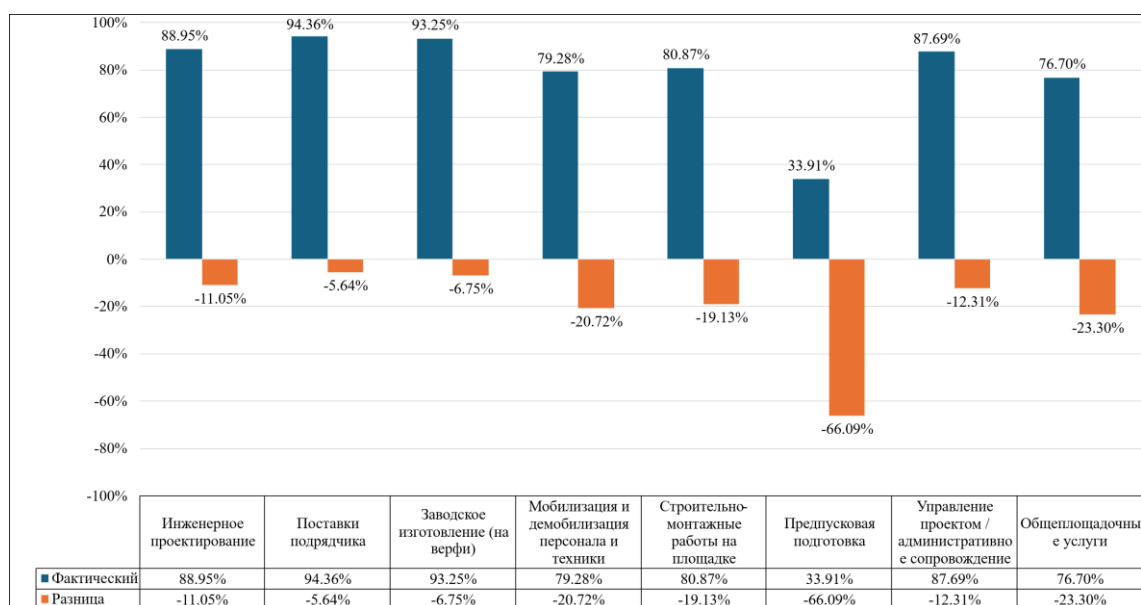


Рисунок 3.4 - Процентное соотношение фактического совокупного прогресса рабочих пакетов морских платформ

- Фактический совокупный прогресс по морским платформам и комплексам работ**

На следующем рисунке (3.5) показан фактический суммарный прогресс для каждой из четырех платформ. Платформы А и В отстают от графика почти одинаково. Влияние каждого пакета работ на морские платформы проиллюстрировано на следующем рисунке (3.5), где представлены данные по четырем палубам. В целом, задержки обусловлены пусконаладочными работами, оснащением, мобилизацией и демобилизацией работ и оборудования. Из рисунка 3.5-3.7 видно, что основное отставание приходится на платформы А и В.

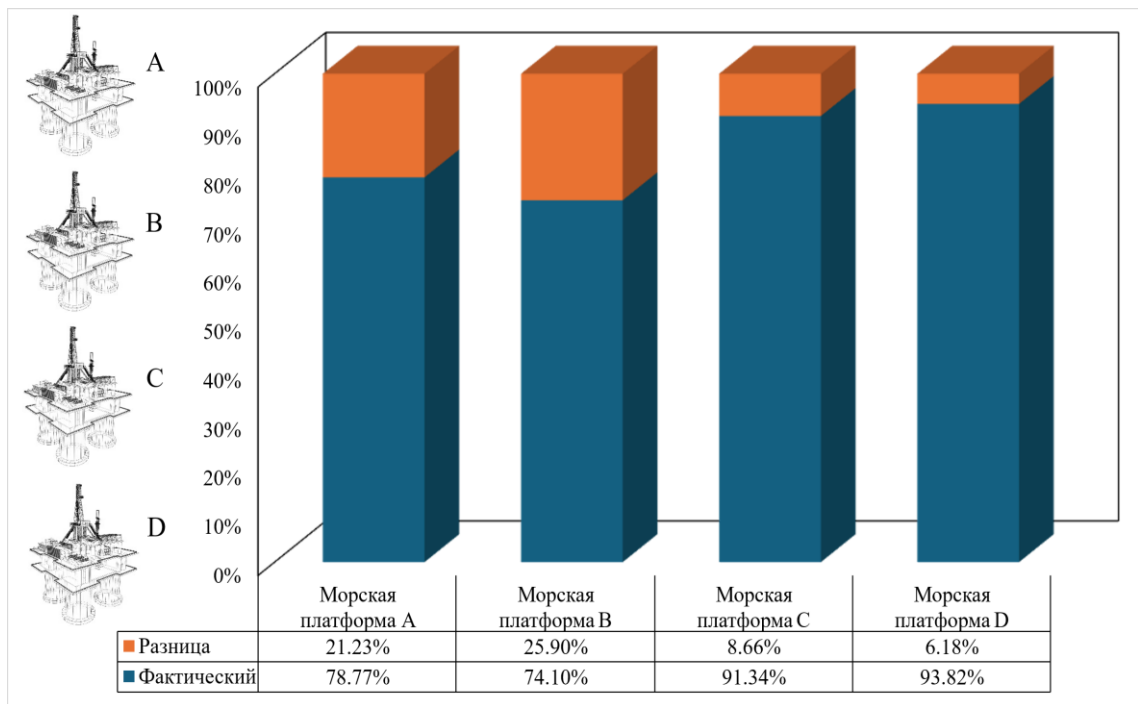


Рисунок 3.5 - Фактический процент выполнения работ по четырем морским платформам

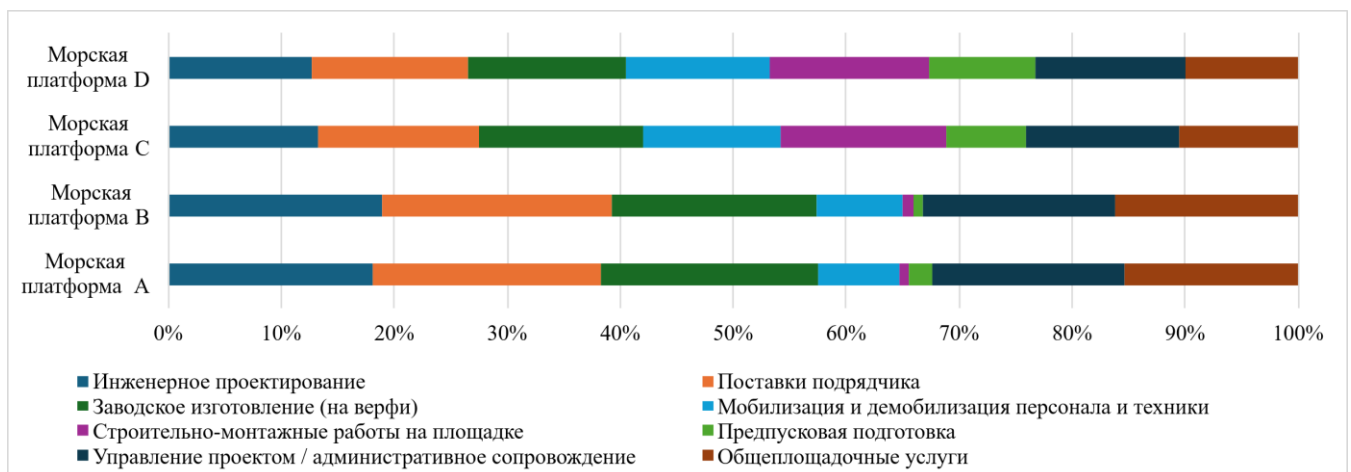


Рисунок 3.6 - Фактический накопленный процент выполнения работ по каждой морской платформе

В настоящее время ISOICO проводит пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию двух платформ (SPD14C и SPD14D), которые были переданы компании. Эти платформы переведены на этапы 17 и 18. Финансирование, закупка оставшегося оборудования и координационные совещания для платформ C и D проходят без препятствий.

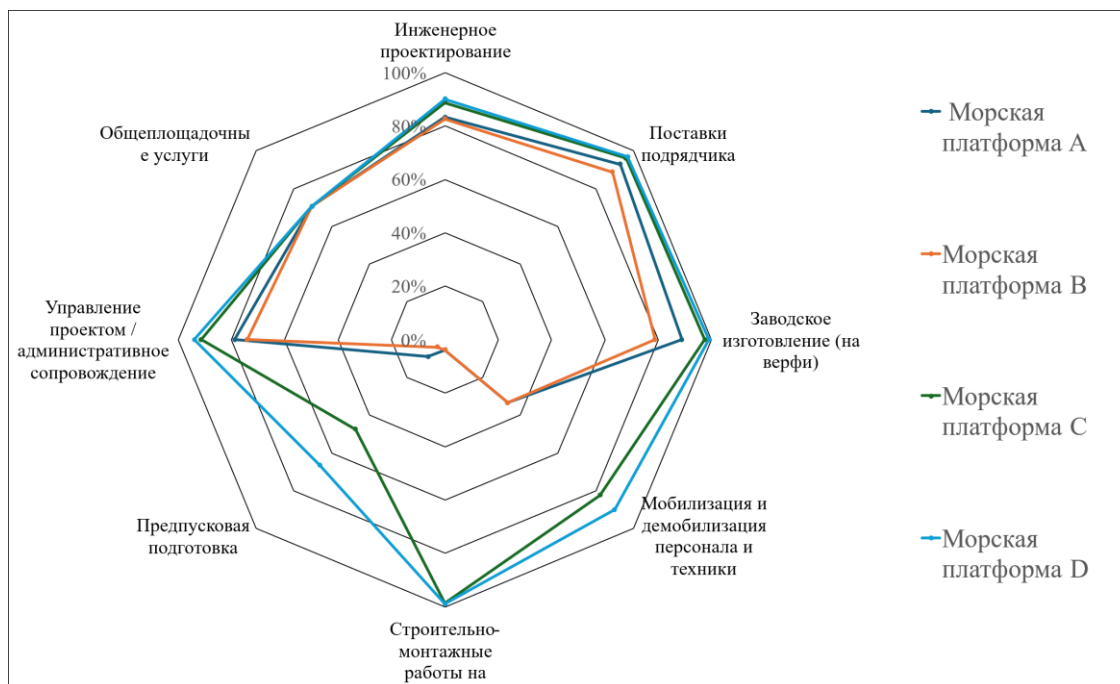


Рисунок 3.7 - Фактический совокупный процент выполнения пакетов работ по каждой платформе

3.2.2 Секция подводного трубопровода

Подводные трубопроводы передают газ и раствор моноэтиленгликоля (МЭГ) между морскими платформами и нефтеперерабатывающими заводами. Два 4,5-дюймовых трубопровода транспортируют раствор МЭГ с завода на морскую платформу, откуда он закачивается в два 32-дюймовых газопровода (211 км) для предотвращения гидратообразования и коррозии. Каждый газопровод передает 1 млрд куб. футов газа в сутки с платформ Фазы 14 на НПЗ в Сахеле. Один 32-дюймовый трубопровод (102 км) идет от платформы SPD14A, другой (109 км) – от SPD14B, оба к НПЗ в Тонбаке, районе Асалуе. Дополнительно, два 18-дюймовых трубопровода соединяют SPD14C с SPD14A (5,2 км) и SPD14D с SPD14B (9,8 км). Два 32-дюймовых Piggyback трубопровода (по 400 м) связывают морские трубопроводы с НПЗ. На рисунке 3.8 показано расположение платформ и соединения трубопроводов.

Подводные трубопроводы включают шесть комплексов работ: проектирование, закупки, строительство, оборудование и демонтаж, исполнительные операции и общие услуги. На рисунке 3.9 показан вклад каждого комплекса в продвижение проекта. Наибольшая доля работ приходится на закупки и исполнительные операции.

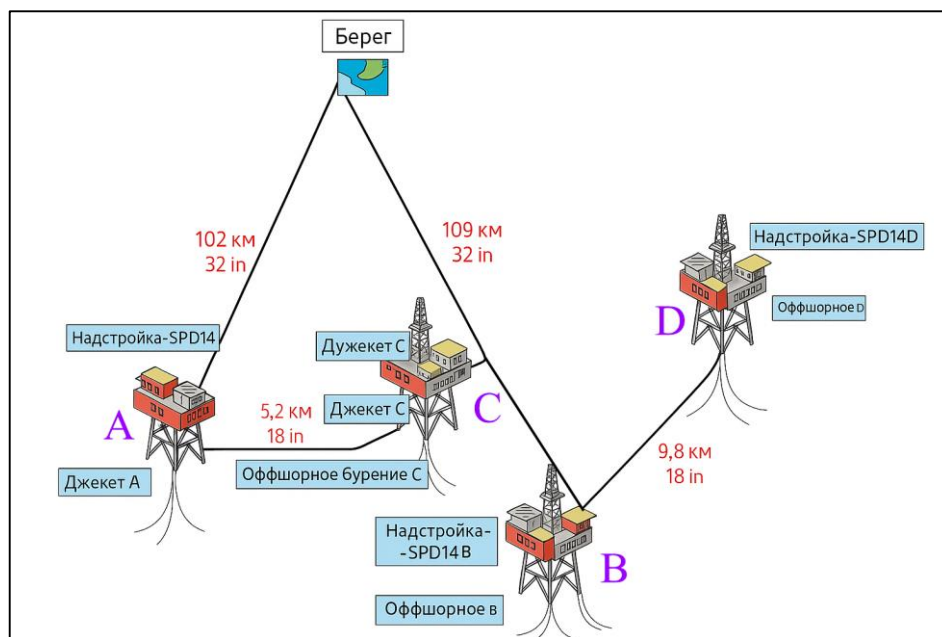


Рисунок 3.8 - Расположение морских платформ, подключение трубопроводов на месторождении и их соединение с нефтеперерабатывающей частью



Рисунок 3.9 - Доля каждого комплекса работ по подводным трубопроводам

- Фактический суммарный ход выполнения комплексов работ по подводным трубопроводам**

На рисунке 3.10 показано процентное соотношение фактического совокупного хода выполнения пакетов работ по подводным трубопроводам. Наибольший фактический прогресс наблюдается в разделах поставки подрядчика (94,64 %), инженерное проектирование (86,72 %) и заводское изготовление на верфи (83,36 %). Однако значительные отклонения от плана зафиксированы

в таких критически важных направлениях, как мобилизация и демобилизация персонала и техники (–62,73 %), строительно-монтажные работы (–55,69 %) и общеплощадочные услуги (–46,86 %). Эти отставания указывают на существенные риски в части выполнения полевых и организационных мероприятий, несмотря на высокий уровень готовности проектных и производственных этапов.

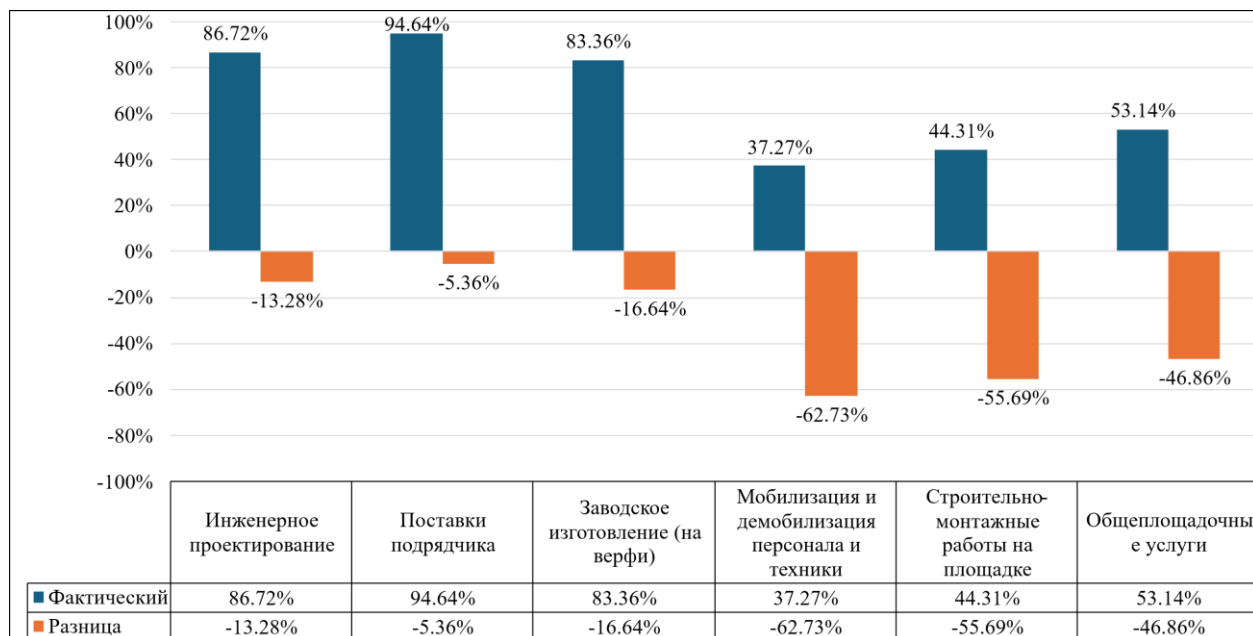


Рисунок 3.10 - Процентное соотношение фактического совокупного хода выполнения пакетов работ по подводным трубопроводам

В таблице 3.2 представлен статус строительства подводного трубопровода. Завершены работы по покрытию бетоном и полиэтиленом 32-дюймовых труб, а также полиэтиленовое покрытие 18-дюймовых, 4,5-дюймовых труб и 32-дюймовой полосы.

Таблица 3.2 - Состояние строительства подводных трубопроводов

Ряд	Описание деятельности	Единица	Оценка объём работы	Сумма оставшаяся работа
1	Выполнение работ по нанесению покрытия на 32-дюймовые бетонные трубы	Км	214,6	Готово
2	Выполнение работ по нанесению покрытия на 32-дюймовые полиэтиленовые/полимерные трубы	Км	1,2	Готово
3	Выполнение работ по нанесению покрытия на 18-дюймовые полиэтиленовые/полимерные трубы	Км	15,8	Готово
4	Выполнение работ по нанесению покрытия на 4,5-дюймовые полиэтиленовые/полимерные трубы	Км	238,9	Готово

Продолжение таблицы 3.2

Ряд	Описание деятельности	Единица	Оценка объём работы	Сумма оставшаяся работа
5	Сварка 32-дюймовых труб	Д-дюйм	14 400	7 020,90
6	Сварка 18-дюймовых труб	Д-дюйм	1 174,10	1 174,10
7	Сварка 4,5-дюймовых труб	Д-дюйм	4 707,40	2 457,70
8	32-дюймовый чехол для ремней	Шт.	12	Готово
9	Прокладка линий перекачки конденсата в море - 32 дюйма, включая землю	Км	212,4	103,6
10	Прокладка линий перекачки конденсата в море - 4,5 дюйма, включая землю	Км	227,6	118,9
11	Укладка трубы в морское дно магистрального 32-дюймового трубопровода	Км	211,2	103,5
12	Укладка в морское дно магистрального трубопровода диаметром 4,5 дюйма	Км	227	119,4
13	Укладка трубы диаметром 18 дюймов в морское дно между платформами	Км	15,2	15,2

3.2.3 Секция нефтепереработки (НПЗ)

Нефтеперерабатывающий завод, расположенный на 170 гектарах в Томбаке (регион Парс 2), проектируют, строят и вводят в эксплуатацию компании IPMI, MAPNA, ARAK MACHINERY и PAYANDAN. Завод включает четыре ряда (поезда) аналогичных предприятий.

- **Фактическое выполнение работ на НПЗ**

На рисунке 3.11 показаны доля и процент прогресса активных участников в нефтепереработке. IPMI и MSA имеют наибольшую и наименьшую долю, а MSA и PAYANDAN – самый высокий и самый низкий процент прогресса соответственно.

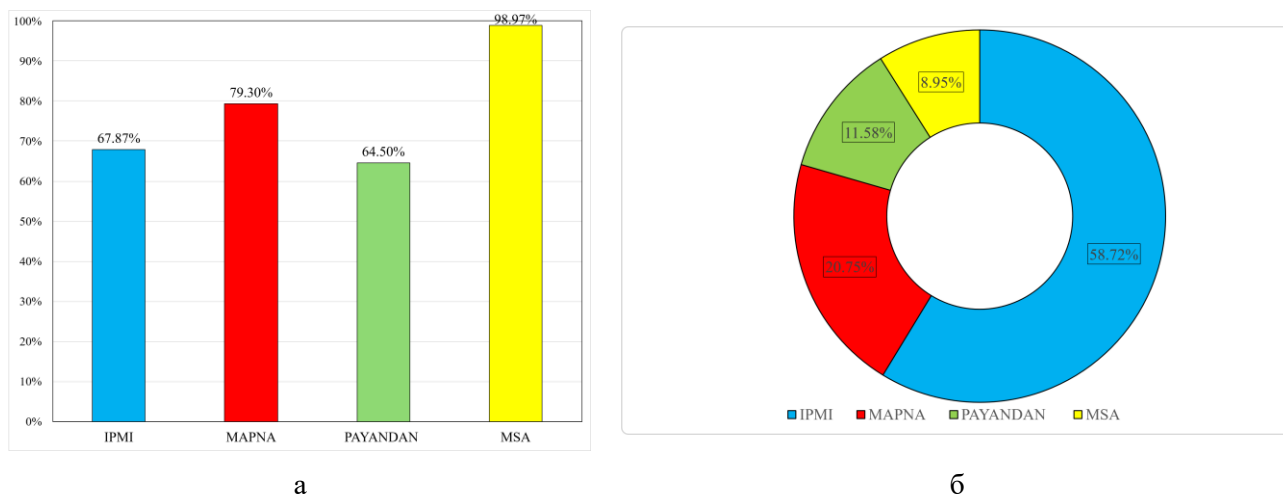


Рисунок 3.11 - Процент (а) и доля (б) фактического накопленного прогресса компаний в секторе нефтепереработки

В целом, диапазон деятельности каждой из четырех компаний представлен на рисунке 3.12:

IPMI	•Запчасти для нефтепродуктов •Приобретение товаров, за исключением инструментов непроизводственных зданий •Строительство технологических установок по благоустройству территории НПЗ
MAPNA	•Проектирование и поставка товаров, строительство и эксплуатация объектов бытового обслуживания •Проектирование, строительство и эксплуатация водосборных сооружений
MSA	•Проектирование и производство воздухоохладителей IPMI и PAYANDAN •Проектирование и производство теплообменников компании IPMI и PAYANDAN •Проектирование и строительство сосудов IPMI и PAYANDAN •Проектирование и производство реакторов и колонн IPMI и PAYANDAN
PAYANDAN	•Инжиниринг, поставка товаров, инжиниринг поставок и строительство непроизводственных зданий •Строительство технологической части нефтеперерабатывающего завода

Рисунок 3.12 - Сфера деятельности четырех компаний, работающих в секторе нефтепереработки

На рисунке 3.13 показано, что основную долю работ на участке НПЗ занимает закупка, поставка и транспортировка оборудования и материалов (59 %), строительство установки (30 %). Остальные направления, включая проектирование, вахтовый лагерь, управление, общие услуги и пуско-наладку, составляют менее 5 % каждое.

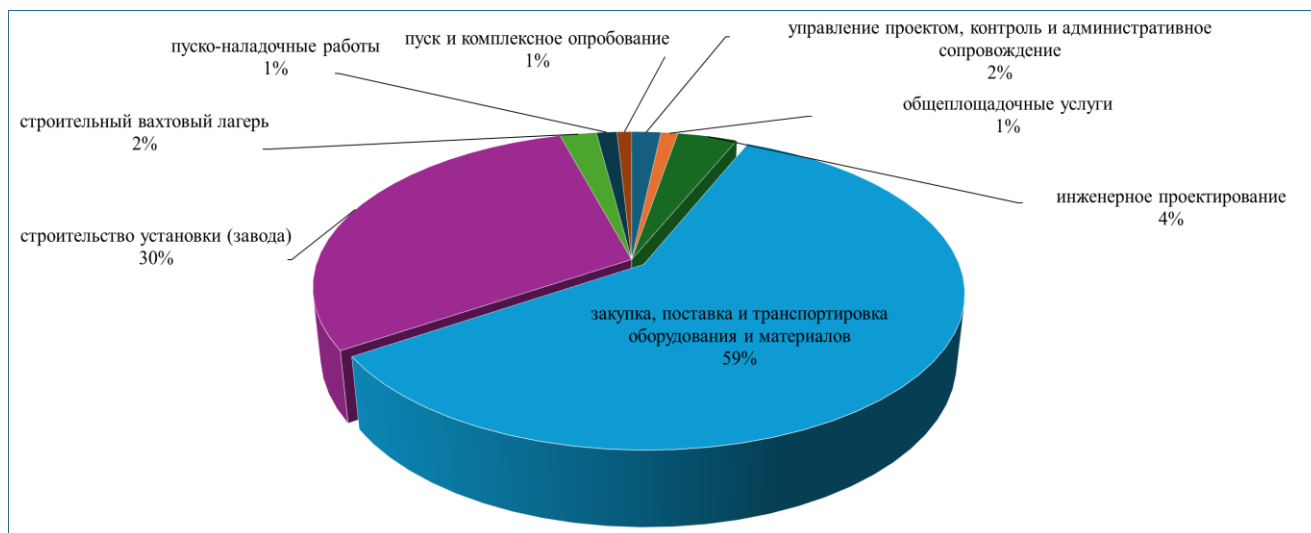


Рисунок 3.13 - Доля каждого из комплексов работ на участке НПЗ

На рисунке 3.14 показано процентное соотношение фактического суммарного хода выполнения комплексов работ на НПЗ. Наивысший уровень выполнения достигнут по таким направлениям, как строительный вахтовый лагерь (93,83 %), инженерное проектирование (88,17 %) и закупка, поставка и транспортировка оборудования и материалов (83,02 %). Однако существенные отставания наблюдаются в разделах общеплощадочные услуги (–40,49 %), строительство установки (–45,24 %) и управление проектом и администрирование (–27,22 %). Наиболее критичной является ситуация в блоках пуско-наладочные работы и пуск, и комплексное опробование, по которым фактическое выполнение составляет 0 %, что указывает на высокие риски срыва сроков запуска НПЗ.

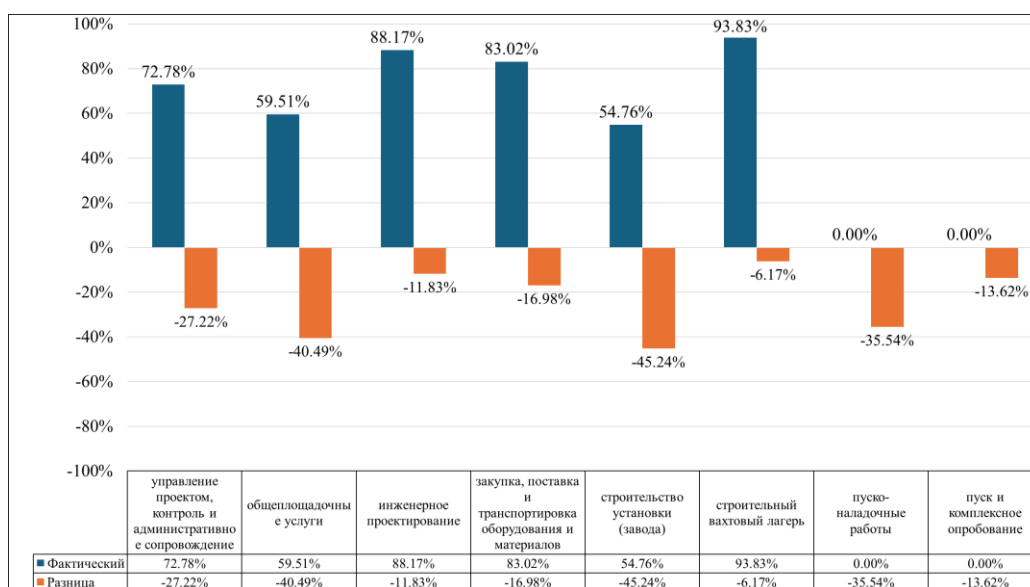


Рисунок 3.14 - Процентное соотношение фактического суммарного хода выполнения комплексов работ на НПЗ

3.2.4 Секция Буровая

Буровые подрядчики консорциума выполняют инженерные работы, закупают оборудование, устанавливают буровые установки и обеспечивают ресурсы для бурения 44 скважин (40 эксплуатационных, 2 оценочных, 2 вертикальных) в соответствии с контрактными спецификациями. Компании IOEC и NIDC имеют равные доли в секторе бурения. Как показано на рисунке 3.15, пакеты работ включают управление, проектирование, закупку, буровые услуги, а также работу и обслуживание буровых установок.



Рисунок 3.15 - Доля каждого пакета работ по морскому бурению

- Фактический накопленный темп выполнения комплексов буровых работ**

На рисунке 3.16 представлен фактический накопленный прогресс по пакетам работ по бурению. Наименьшие задержки зафиксированы в секторе бурения, наибольшие — в секторе закупок.

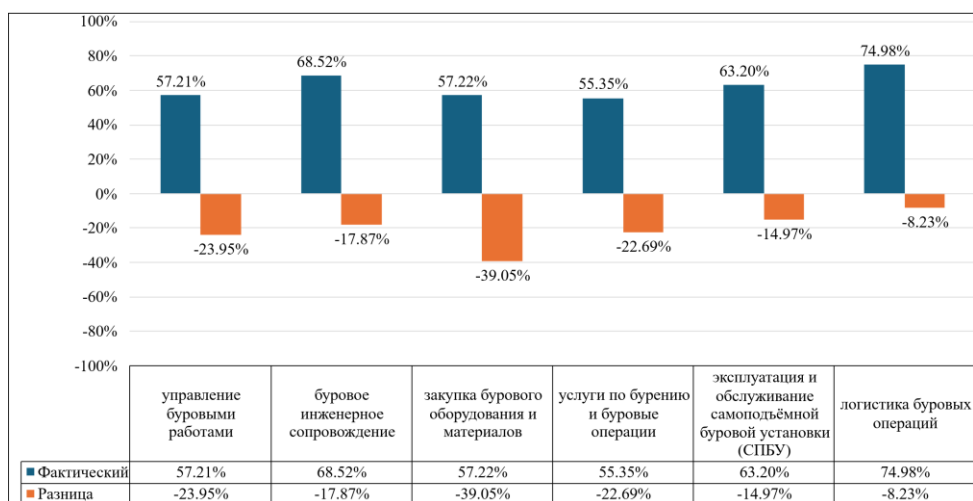


Рисунок 3.16 - Процентное соотношение фактического совокупного хода выполнения комплексов работ по морскому бурению

Заключение в этом разделе заключается в том, что для завершения проекта необходимо построить хотя бы одну морскую платформу. В секторе морских платформ наибольшие задержки связаны с запуском (3,96 %), закупками (2,93 %) и исполнительными операциями (2,04 %). Строительство «джеков» завершено, однако палубы В, А, С и D имеют наибольшие задержки. Дополнительные сложности создает распределение палуб С и D между фазами 17 и 18, а также отсутствие информации о статусе заменяющих платформ.

В секторе подводных трубопроводов основная доля работ приходится на закупки (54,53 %) и исполнительные операции (34,97 %). Закупки и проектирование почти завершены. Завершено нанесение покрытия на трубы, однако 36 км 32-дюймовых труб были перенесены с фазы 14 на фазы 17 и 18 из-за приоритетов других проектов.

В нефтепереработке наибольшие задержки связаны со строительством (13,27 %) и закупками (10,08 %). Снижение приоритета 14-й фазы негативно сказалось на строительстве, что привело к остановке или минимальной активности цехов. Среди четырех компаний MSA демонстрирует наилучший прогресс, а PAYANDAN – наименьший, главным образом из-за задержек в строительстве.

В секторе бурения основное отставание связано с закупками (39,05 %). Большинство закупленных материалов предоставляются работодателем через NIDC и IOEC. Компания NIDC показывает наибольший прогресс, тогда как IOEC задержала поставку буровых установок из-за экономических и финансовых ограничений.

3.2.5 Оценка состояния проекта 14-й фазы с момента начала и до настоящего времени.

В этом разделе оценивается прогресс 14-й фазы проекта. Анализ проводится сначала с трех общих точек зрения, затем – по основным секторам: морские платформы, подводные трубопроводы, берег и бурение. На следующем рисунке представлен порядок выполнения задач (Рисунок 3.17):

Для оценки комплексного плана и его компонентов были построены кривые прогресса за 84 месяца, отражающие как ежемесячные, так и кумулятивные показатели запланированного и фактического хода работ. Абсолютные и относительные разницы рассчитаны для анализа расхождений между планом и фактическим прогрессом. Изменения наклона кумулятивных графиков позволяют выявить основные причины задержек. Усредненные графики реального прогресса за годовые периоды используются для оценки эффективности исполнителей. Графики анализируются ежегодно для департаментов, раз в полгода и раз в квартал – для каждой компании.



Рисунок 3.17 - Процедура оценки хода реализации проекта фазы 14 с момента начала и до настоящего времени

- **Оценка состояния фактического прогресса всего плана**

На рисунке 3.18 представлен процент фактического прогресса по сравнению с запланированным как в ежемесячном, так и в кумулятивном выражении, начиная с 2012 года. Перепрограммирование проводилось дважды, что разделяет период на три временных интервала:

- ◆ Начальный период: 1-й месяц - 35-й месяц
- ◆ Второй период: с 36-го месяца по 66-й месяц
- ◆ Третий период: с 67-го месяца по 84-й месяц

Анализ проектируемой фазы показывает, что темпы прогресса на начальном этапе были несколько выше, чем в последующие периоды. Реальный прогресс также имел более крутой наклон в начале, совпадая с запланированным развитием до 35-го месяца. Далее темпы снижались пропорционально, но на третьем этапе был достигнут более устойчивый рост.

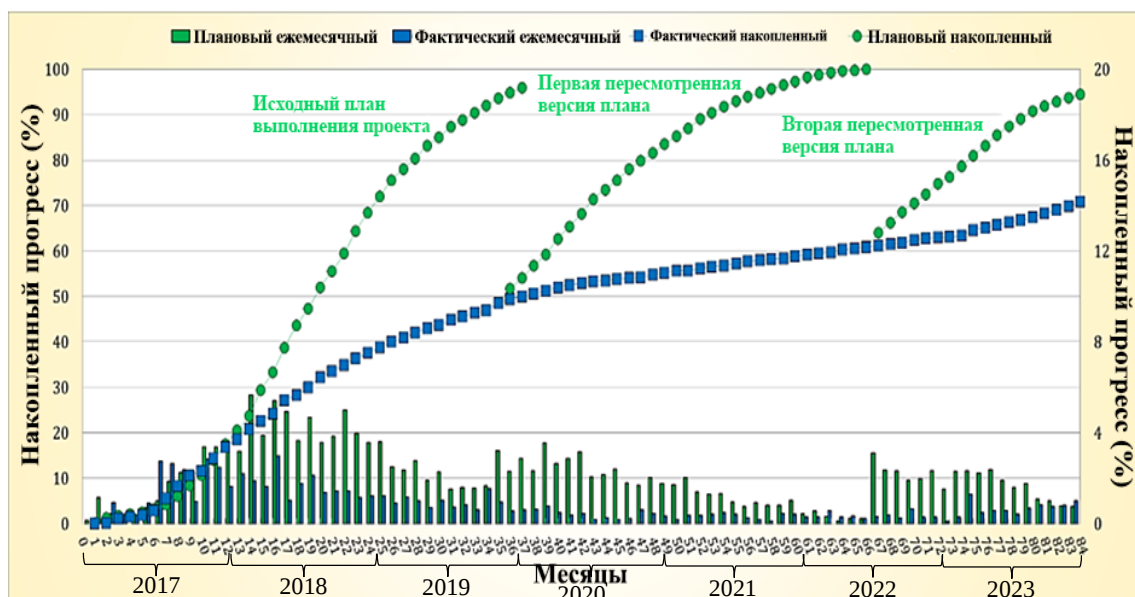


Рисунок 3.18 - График фактического ежемесячного и совокупного процента прогресса и разработанного графика фазы 14 плана

Замечено сходство наклона между первым фактическим прогрессом и второй разработанной программой. С 36-го месяца темпы программы в целом соответствуют фактическому прогрессу до этого периода. Однако разница между запланированными и фактическими данными после второго перепланирования требует дополнительного анализа. Сравнение показывает, что фактический прогресс соответствовал плану только в первые 9 месяцев. В настоящее время выполнение проекта составляет 71 %, что на 23,59 % ниже запланированного. Из задержек 12,86 % относятся к наземному сектору, 7,07 % – к бурению, 2,3 % – к подводным трубопроводам и 1,33 % – к морским платформам. На рисунке 3.19 представлена абсолютная разница между фактическим прогрессом и планом. Положительная разница зафиксирована на 7-м месяце, а значительные отклонения – на 15-м, 18-м, 23-м, 40-м, 43-м и 67-м месяцах. После каждого перепрограммирования разница обнуляется. выполнением всего плана. Как видно, после каждого перепрограммирования происходит значительное снижение.

График отражает изменение абсолютного отклонения выполнения проекта, показывая три этапа: начальное планирование, первый и второй пересмотр. Вначале колебания значительны, но к 30-му месяцу наблюдается стабилизация. Первый пересмотр на 35-м месяце вызван кратковременным всплеском отклонений, после чего ситуация временно выравнивается. Однако к 65-му месяцу резкий скачок отклонений приводит ко второму пересмотру, что может свидетельствовать о критических сбоях. Несмотря на корректировки, в последние месяцы отклонения снова растут, что указывает на необходимость усиленного мониторинга и предиктивного планирования.

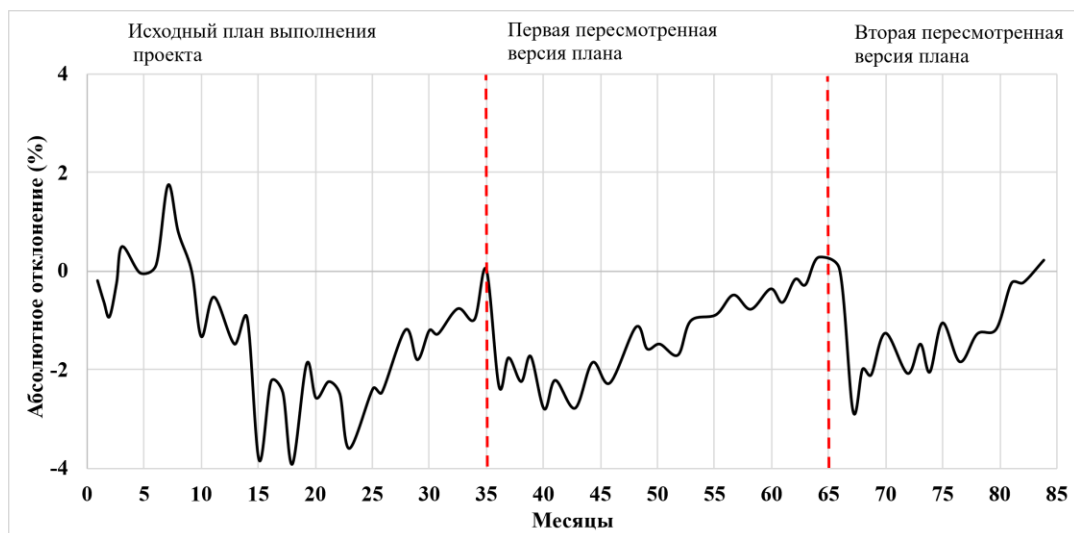


Рисунок 3.19 - Отклонение фактического выполнения объема работ от планового в процентах

На рисунке 3.20 представлена относительная разница между проектным планом и фактическим ходом выполнения. Разница рассчитывается относительно общего объема проектного плана.



Рисунок 3.20 - Относительная разница между запланированной программой и фактическим выполнением всего плана

В ходе анализа выявлено, что в проекте можно выделить три ключевых этапа: исходное планирование, первый пересмотр и второй пересмотр. В каждый из этих моментов наблюдается временная стабилизация выполнения, однако со временем вновь возникают отклонения от плана. Наиболее серьезные проблемы проявились около 65-го месяца, что потребовало внесения второго пересмотра в план проекта. Это может свидетельствовать о возникновении непредвиденных факторов, повлиявших на ход работ, таких как задержки в поставках, изменения в ресурсном обеспечении или иные операционные риски. Несмотря на корректировку, в последние месяцы

снова наблюдается тенденция к увеличению отклонений, что указывает на необходимость дополнительного контроля, детального анализа причин расхождений и возможного пересмотра стратегии реализации проекта. На рисунке определяется значимость месяцев на основе относительной разницы. Разница превышала 100 % в 3-м, 7-м и 65-м месяцах, а с 15-го по 60-й месяц оставалась практически постоянной.

3.3 Оценка хода выполнения четырех основных секторов плана

Разработка месторождения «Южный Парс» охватывает четыре ключевых сектора: бурение, наземную инфраструктуру, подводные трубопроводы и морские платформы.

- **Морские платформы** служат операционными центрами, рассчитанными на суровые погодные условия, гарантируя безопасность и бесперебойность работы.
- **Подводные трубопроводы** соединяют морские платформы с береговыми объектами, обеспечивая надежную транспортировку в сложных морских условиях.
- **НПЗ** необходима для переработки и распределения газа, требуя значительных мощностей.
- **Бурение** обеспечивает добычу газа с высокой точностью при минимальном воздействии на окружающую среду.

Синхронное развитие этих секторов критично для максимальной добычи и устойчивости месторождения, ключевого энергетического актива региона.

3.3.1 Оценка наклона прогресса морских платформ

- **Оценка наклона прогресса морских платформ с 1-го по 17-й месяц**

Для изучения ключевых факторов задержек и переломных точек прогресса кумулятивный график разделен на четыре интервала. Отсутствие инженерной документации с самого начала проекта привело к задержке изготовления домкратов (месяц 4). Основной причиной задержек стали санкции, ограничившие закупки из-за рубежа (месяц 4). Однако после выплаты оставшейся части первого авансового платежа (месяц 5) наблюдалось относительное ускорение работ.

Дополнительные факторы задержек:

- Проблемы с транспортировкой и установкой оборудования из-за отсутствия надежных поставщиков (месяцы 6 и 7).
- Непринятие L.C. иранскими банками, что заставило ISOICO оплачивать 50 % стоимости закупок авансом (месяц 13).
- Несоразмерность оплаты с потребностями проекта, что усложнило закупку и перевод средств (месяцы 14 и 15).
- Отказ подрядчиков из списка AVL работодателя от сотрудничества из-за отсутствия валютной ликвидности.

- Задержки в поставке ключевых элементов, таких как резиновые изделия, отводы, фланцы и стояки.

- **Оценка прогресса морских платформ с 18-го по 51-й месяц**

В этот период ключевыми проблемами были:

- Отсутствие договора с подрядчиком на установку платформ.
- Остановка установки платформы В и D (подтверждено работодателем, месяц 48).
- Задержка выгрузки платформ С из-за отказа погрузочного поплавка (устранено через 5 месяцев).
- Уход компетентных подрядчиков, таких как Mammoth Company, из-за санкций.
- Медленные переговоры с ИОЕС по установке платформ В и D (месяц 43), в результате чего монтажные работы фактически остановились.
- Перенос монтажного судна на установку палубы другой фазы (месяц 48), что привело к приостановке половины работ.
- Проблемы с финансированием и обеспечением ликвидности для завершения работ.

- **Оценка прогресса морских платформ с 52-го по 66-й месяц**

Этот период характеризуется минимальным развитием из-за нерешенных проблем:

Дефицит валютной ликвидности, препятствовавший выпуску товаров с таможни.

Разногласия по контрактным условиям и выплатам подрядчикам.

Споры по отказу установки платформ на позициях В и D.

Перераспределение палуб С и D между другими фазами, что вызвало дополнительные задержки.

Несмотря на указанные проблемы, начиная с 66-го месяца наблюдается улучшение наклона прогресса, в первую очередь за счет решения вопросов с отказами на позициях В и D.

- **Оценка прогресса морских платформ с 67-го по 84-й месяц**

Этот период отмечен значительным улучшением ситуации. Тем не менее, оставались нерешенные вопросы:

Статус альтернативных платформ С и D.

Минимальная активность на объекте ISOICO (месяц 69).

Передача треног с 14-й фазы на другие фазы, что нарушило график производства.

Одним из ключевых факторов ускорения стало утверждение оплаты сверхурочных за отказ на платформах SPD14B и SPD14D (месяц 77) и поступление выплат (месяц 78) (Рисунок 3.1).

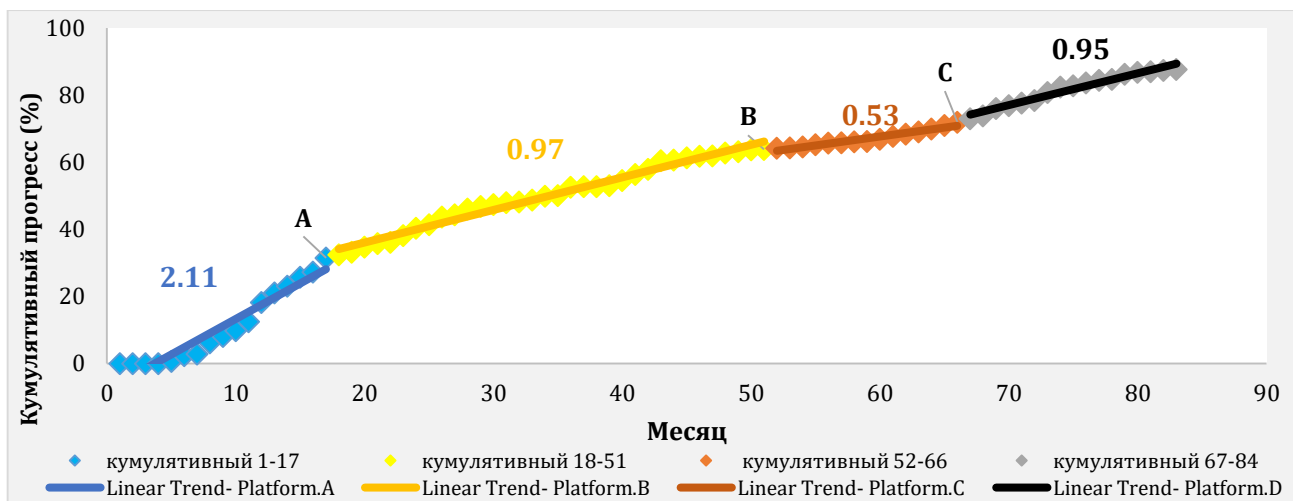


Рисунок 3.21 - Прогресс сектора морских платформ с самого начала и до настоящего времени

3.3.2 Оценка наклона подводных трубопроводов

- **Оценка наклона подводных трубопроводов с 1-го по 12-й месяц**

Во втором месяце был достигнут значительный прогресс в 11,11%, в основном за счет закупки оборудования. За исключением второго месяца, активность в закупке оборудования была минимальной. Пакет работ по строительству не повлиял на общий прогресс, а исполнительные операции составили менее 2%. Отставание в этот период можно считать незначительным из-за приоритета инженерных работ и закупки оборудования.

- **Оценка наклона подводных трубопроводов с 13-го по 28-й месяц**

С 13-го месяца наблюдается ускорение прогресса, особенно в 14-м и 17-м месяцах. Основным фактором роста между 13-м и 22-м месяцами стал прогресс в закупке оборудования (88%). Прогресс исполнительных операций оставался минимальным, а инженерия трубопроводов улучшалась. Наибольшая активность в комплектации и демонтаже оборудования пришлась на 23-й и 28-й месяцы.

- **Оценка наклона подводных трубопроводов с 29-го по 80-й месяц**

С 36-го по 47-й месяц работы не проводились. За исключением небольшого прогресса в закупке оборудования, фактический прогресс был нулевым. Основной причиной этого стало быстрое завершение закупок в начале проекта (92,89%). С 35-го по 49-й месяц не было прогресса в исполнительных операциях. С 65-го по 80-й месяц, несмотря на план, работы не велись из-за проблемы с валютной ликвидностью, но в 80-м месяце официально началась укладка морских труб.

- **Оценка наклона подводных трубопроводов с 81-го по 84-й месяц**

В этот период основная работа велась на трубопроводных участках. Как показано на рисунке 3.22, в 81-м месяце началась укладка труб SPD14A, за месяц было проложено более 30

километров труб. В 82-м, 83-м и 84-м месяцах было уложено 62, 97 и 102 километра труб соответственно.

Результаты данного раздела свидетельствуют о том, что в рамках проекта подводного трубопровода наблюдался первоначальный прогресс в закупках, за которым последовали задержки из-за проблем с ликвидностью и медленных темпов строительных работ. Однако на заключительных этапах, особенно при прокладке трубопровода, был достигнут значительный прогресс, что свидетельствует о восстановлении и продвижении вперед после предыдущих неудач (Рисунок 3.22).

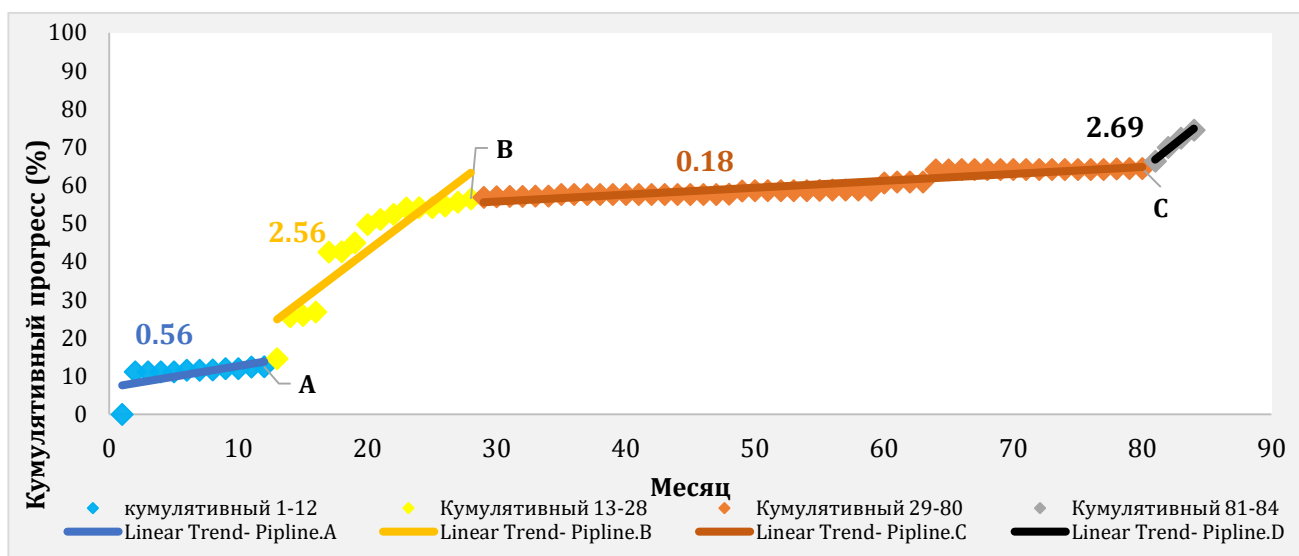


Рисунок 3.22 - Прогресс подводных трубопроводов с самого начала и до настоящего времени

3.3.3 Оценка наклона береговых сооружений

- **Оценка наклона хода строительства наземных объектов с 1-го по 40-й месяц**

Начальная остановка работ в наземном секторе частично была вызвана проблемами с собственниками земель и пересечением рабочих зон с другими фазами. Влияние санкций привело к задержкам и увеличению затрат, включая:

- Рост цен на сырье из-за санкций (месяц 10).
- Невозможность предоставления банковских гарантий для иностранных производителей (месяц 11).
- Колебания валютных курсов (месяц 12).
- Проблемы с переводом средств из-за санкций (месяц 15).
- Задержки в реализации контрактов из-за валютной ликвидности (месяц 17).
- Задержки в поставке оборудования (месяц 15).

Санкции также усложнили выбор подрядчиков, что замедлило строительство. Задержки включают:

- Отсутствие подрядчика для установки подземных трубопроводов (месяц 16).
- Проблемы с выбором производителя для строительства металлического каркаса (месяц 16).
- Задержки в поставке ключевого оборудования (месяц 20).

Неосторожные действия работодателя также способствовали задержкам, включая медленную обработку инженерной документации, проблемы с растаможкой товаров и неопределенности в оплате. Несмотря на эти проблемы, прогресс улучшился благодаря частичным поставкам к 28-му месяцу.

- **Оценка наклона хода строительства береговых объектов с 41-го по 76-й месяц**

В этот период продолжали действовать санкции и проблемы с валютной ликвидностью, замедляющие прогресс. Дополнительные проблемы возникли из-за наводнения в 43-м месяце, повлекшего затопление резервуаров и повреждение инфраструктуры. Основные события этого периода включают:

- Пересмотр сверхурочных работ (месяц 44).
- Проблемы с подачей электроэнергии и поставкой оборудования (месяц 44).
- Задержки из-за неопределенности с трубопроводами и фитингами (месяц 44).
- Проблемы с доставкой и растаможкой проектных товаров.

Отсутствие прогресса в ключевых секторах, таких как прокладка оптоволоконной линии и доставка оборудования, усугубило ситуацию. Однако прогресс немного улучшился благодаря усилиям по решению проблем с поставщиками и завершению закупок.

- **Оценка наклона хода строительства наземных объектов с 77-го по 84-й месяц**

В последние месяцы, несмотря на критические условия, наблюдается улучшение благодаря оплатам от работодателя, ускорению отправки документов и координации с подрядчиками. Усилия компании IPMI по решению проблем с уведомлениями подрядчиков и утверждению продукции для трубопроводов улучшили процесс строительства. На рисунке 3.23 показан наклон ежемесячного хода работ на береговых объектах с самого начала и до настоящего времени.

Из данного раздела можно сделать следующий вывод: Проект строительства береговых сооружений сталкивался с множеством сложностей, связанных с санкциями, валютной ликвидностью и недостаточной координацией с подрядчиками, что приводило к задержкам и увеличению затрат. Тем не менее, несмотря на эти проблемы, прогресс проекта улучшался по мере решения вопросов с поставками и подрядчиками, особенно после 28-го месяца, когда начали проявляться

результаты мер по устранению препятствий. В заключительный период, несмотря на продолжающиеся вызовы, ситуация значительно улучшилась благодаря ускорению финансовых операций и эффективной координации с подрядными организациями.

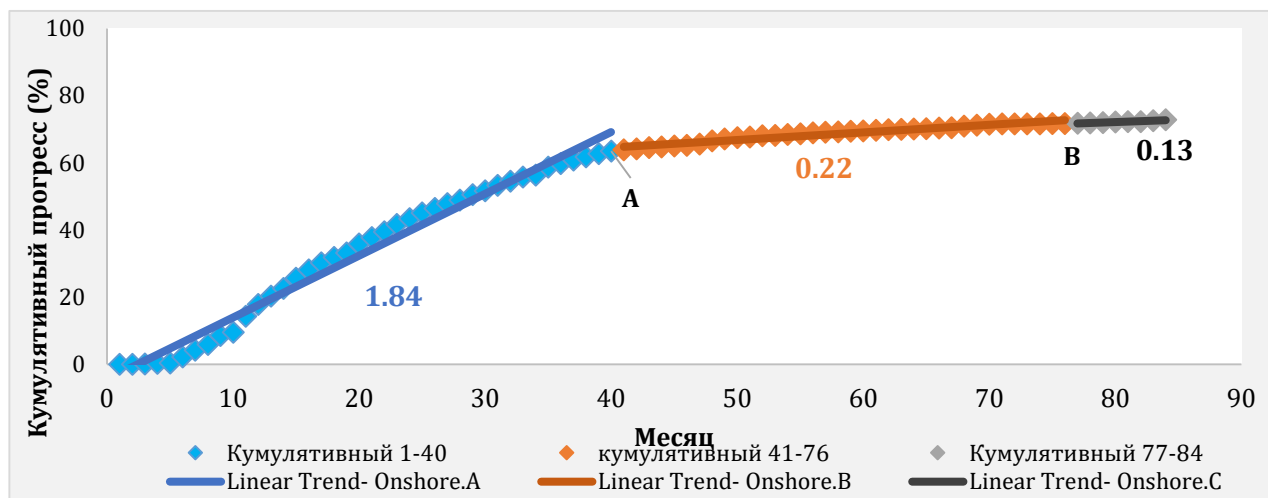


Рисунок 3.23 - Наклон месячного хода строительства наземных объектов с начала и до настоящего времени

3.3.4 Оценка наклона прогресса бурового сектора

- **Оценка наклона хода бурения с 1-го по 7-й месяц - компания IOEC**

В этот период завершены технико-экономические оценки буровых услуг, предоставляемых IOEC. Запрошенные позиции были предоставлены на основе предположений о схожести обязанностей подрядчика с планом фазы 14. Учитывая сходство с фазами 17 и 18, было подготовлено разрешение на отправку запроса цен и составлен отчет о закупках для компании IDRO. В конце периода на острове Киш началось предоставление услуг корабля и вертолета, которые должны выполняться во время бурения в соответствии с контрактом.

- **Оценка наклонный ход бурения с 8-го по 70-й месяц – компания IOEC**

Из-за экономических трудностей и ограничений в банковской и страховой сферах поставка морских буровых установок стала проблемой для субподрядчика IOEC — компании Global Petrotech (GPT). Переговоры по поставке необходимых буровых установок затянулись до 35-го месяца, что вывело процесс бурения за рамки обязанностей IOEC. Было принято решение о замене подрядчика. Позже IOEC вновь выразила готовность подготовить третью и четвертую установки для бурения на позициях В и D, а к 65-му месяцу работодатель подтвердил своё согласие.

- **Оценка наклона хода бурения с 71-го по 84-й месяц – компания IOEC**

Как показано на рисунке 3.24, в 73-м месяце установка Cosl Superior была подготовлена на позиции В для скважины SPD14B-08, после чего начались буровые работы. В 75-м месяце установка Cosl Craft была размещена на платформе D. До конца периода IOEC продолжала бурение

в соответствии с планом, предоставляя большую часть буровых материалов. Однако вопрос о поставке мозговых труб CRA менеджером проекта оставался нерешённым.

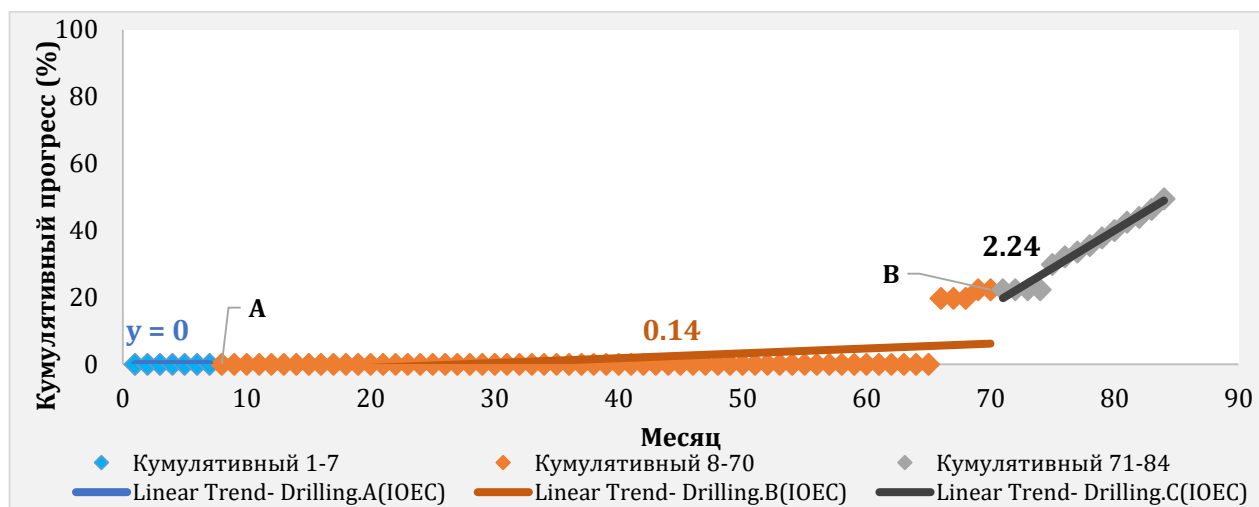


Рисунок 3.24 - Наклон прогресса подразделения морского бурения IOEC с самого начала и до настоящего времени

- **Оценка наклона хода бурения с 1-го по 40-й месяц компании NIDC**

С 4-го по 16-й месяц основной вклад в прогресс бурения внёс пакет работ по закупке товаров, в то время как фактический прогресс в бурении и обслуживании установок оставался на нулевом уровне. Рост в 7-м и 9-м месяцах связан с ускорением закупок по сравнению с запланированными показателями. С 17-го месяца началось развитие буровых услуг и установок. В 19-м месяце NIDC начала бурение первой скважины, завершив 32-дюймовую скважину. Задержка установки платформ, запланированная на 15-й–16-й месяцы, произошла только в этом периоде, что стало основной причиной замедления проекта. Для ускорения процесса компания приостановила линию бурового раствора, превысив контрактные обязательства. В 22-м месяце завершено бурение описательной скважины на позиции А. С 23-го по 27-й месяц работы практически не велись, и прогресс был равен нулю. В 26-м месяце установка Абан-5 была перемещена на позицию В, где началось бурение SPD14B-08. Однако из-за проблем с платформой пакетное бурение оказалось невозможным. После задержки в 244 часа началось бурение на той же скважине. В 29-м месяце была очищена буровая машина Шахид Раджаеи, а в 31-м месяце по распоряжению работодателя была развернута 5-я мачта на позиции С. Прогресс с 35-го по 40-й месяц был связан с выполнением буровых работ и обслуживанием установок.

- **Оценка наклона хода бурения с 41-й по 84-ю роту NIDC**

Как показано на рисунке 3.25, с 41-го по 77-й месяц закупки товаров практически не велись. В 44-м месяце установка Абан-5 была подготовлена и перевезена на участок SPD14A, а в 45-м месяце установка Cosl Craft была установлена на участке SPD14C для начала бурения. В период

с 52-го по 56-й месяц прогресс был обусловлен в основном буровыми услугами и обслуживанием установок. В 59-м месяце началась подготовка новой установки, и буровая установка Ноев ковчег была размещена на позиции SPD14C. Резкий рост в 76-м месяце связан с активизацией буровых работ и услуг. С 75-го по 84-й месяц работы были сосредоточены на бурении и обслуживании установок.

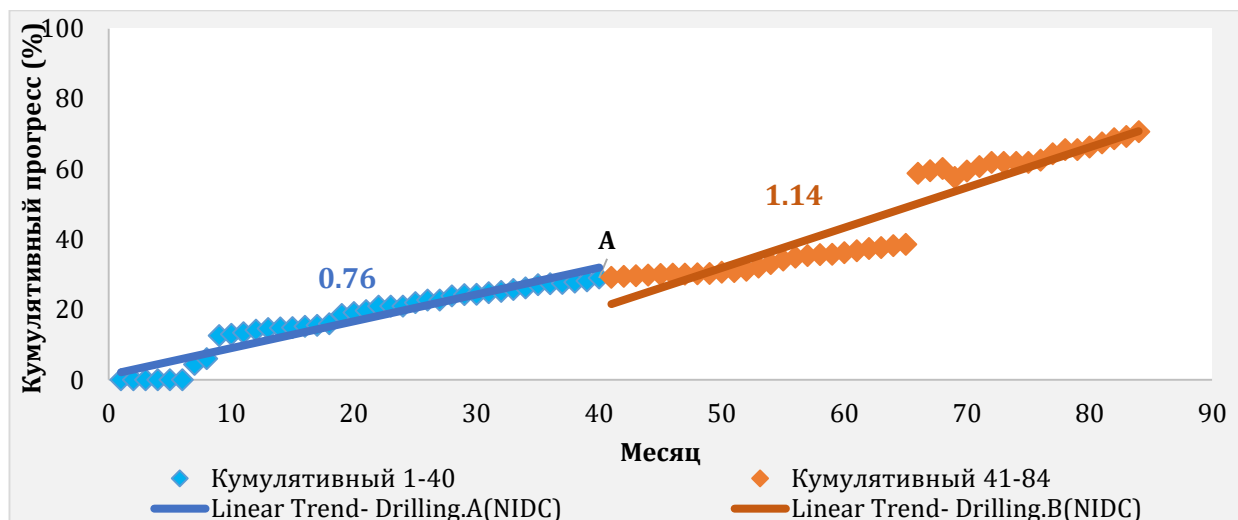


Рисунок 3.25 - Наклон прогресса подразделения морского бурения NIDC с самого начала и до настоящего времени

3.4 Сравнение прогресса в четырех основных секторах фазы 14 разработки газового месторождения «Южный Парс»

План 14-й фазы включает четыре ключевых сектора. Анализ и сравнение их прогресса позволяет оценить влияние каждого сектора на общий результат проекта. Для этого на рисунке 3.26 представлен годовой прогресс каждого сектора и средний процент выполнения плана с равным вкладом всех секторов. Общая кривая отражает средний прогресс всех секторов без учёта их удельного веса.

Средний максимальный прирост прогресса составил 2,15% (на второй год), а минимальный — 0,32% (на пятый год). До третьего года наибольшего прогресса достиг сектор трубопроводов, за которым следовали наземный сектор и платформы, результаты которых превышали средние показатели. В отличие от них, сектор бурения демонстрировал устойчивое снижение. Во всех секторах, кроме бурения, пик прогресса пришёлся на второй год, а в третий год наблюдалось снижение активности.

С третьего по шестой год трубопроводный сектор показал минимальный прогресс, а в бурении зафиксировалась стабильная динамика. В наземном секторе и на платформах наблюдалось снижение, особенно в четвёртый год. Общий тренд проекта в этот период также оставался понижающимся.

Начиная с шестого года, в секторах бурения и трубопроводов наблюдалась восходящая тенденция, хотя показатели оставались ниже уровня второго года. В наземном секторе прогресс стабилизировался, а в платформенном секторе сначала наметился рост, за которым последовал спад. График 3.26 иллюстрирует среднюю траекторию выполнения плана без учёта взвешенных процентов, демонстрируя циклический характер общего прогресса проекта.

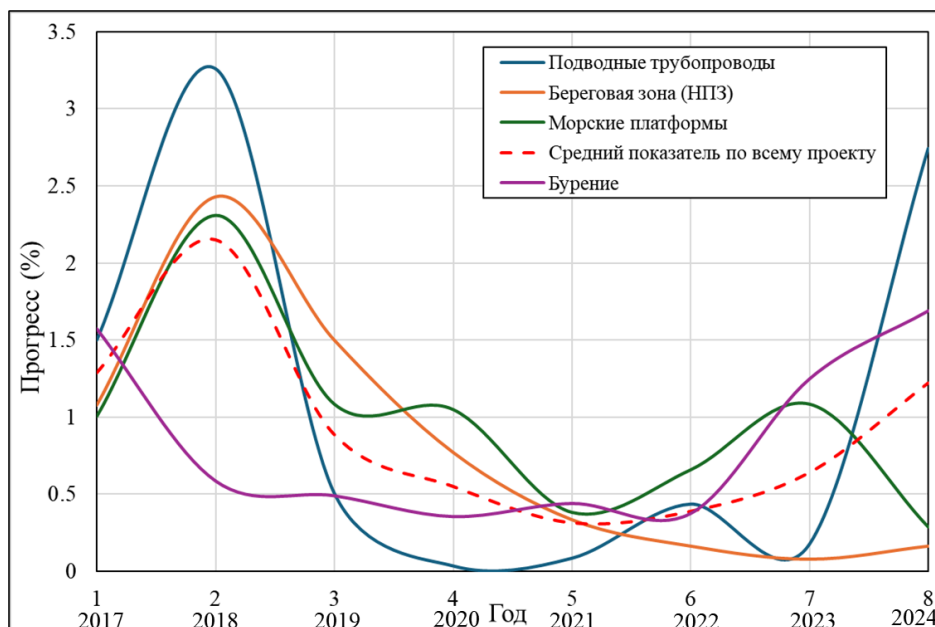


Рисунок 3.26 - Сравнение среднего процента годового прогресса различных разделов плана 14-й фазы без учета их весового процента

С учётом различного весового процента секторов необходимо анализировать их тенденции с учётом весовых коэффициентов для корректной интерпретации общей кривой прогресса. На рисунке 3.27 представлены изменения среднего прогресса каждого сектора с учётом их удельного веса. Весовой коэффициент отражает вклад каждого сектора в общий темп продвижения проекта. С начала проекта до третьего года, несмотря на высокий темп сектора трубопроводов, его влияние на общую кривую оставалось ограниченным из-за низкого весового коэффициента (9,1%). В то же время наибольшее влияние оказывал наземный сектор благодаря высокой удельной доле (51,04%). Сектор морских платформ с весовой долей 10,9% демонстрировал снижение, аналогично сектору трубопроводов. В четвёртом году прогресс трубопроводного сектора оставался незначительным. Сектор бурения с долей 29,1% сначала показывал снижение, а затем стабилизацию, как видно на рисунке (без учёта весового коэффициента). С четвёртого года до завершения плана наблюдается небольшой рост в трубопроводном секторе. В секторе морских платформ зафиксирована стабильная динамика, а наземный сектор демонстрировал снижение. В то же время сектор бурения начал демонстрировать устойчивый рост. Сравнение прогресса бурения с общим проектным прогрессом показывает его значительное влияние на ускорение выполнения проекта (Рисунок 3.27).

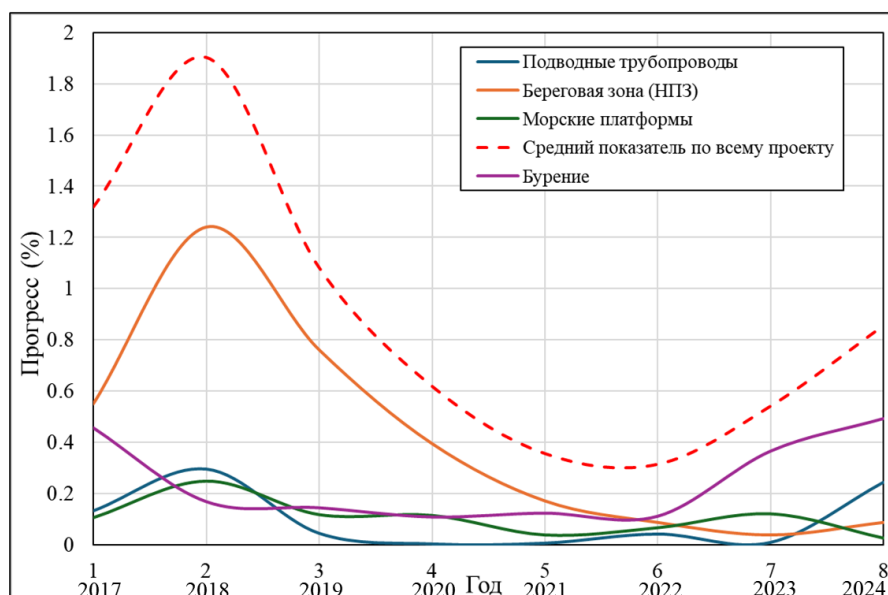


Рисунок 3.27 - Сравнение среднего процента годового прогресса по различным разделам плана 14-й фазы с учетом их весового процента

Согласно приведённому рисунку 3.28, среднемесячный прогресс плана составляет 0,844%. Сравнение этого показателя со среднемесячным прогрессом других компаний демонстрирует, что компании IOEC (в секторе бурения), PAYANDAN и IPMI отстают от других участников консорциума. Поскольку PAYANDAN и IPMI работают в наземном секторе, можно сделать вывод, что устранение проблем этих компаний, рассмотренных в разделе анализа склонов, улучшит общую ситуацию в наземном сегменте. Компания MSA в наземном секторе и NIDC на морских платформах достигли наивысшего среднего процента ежемесячного прогресса. В то же время основная часть задержек в секторе бурения связана с компанией IOEC. Согласно рисунку, наибольший среднемесячный прогресс зафиксирован у компании NIDC, а наименьший — у IOEC, что указывает на отсутствие координации и задержки в секторе бурения.

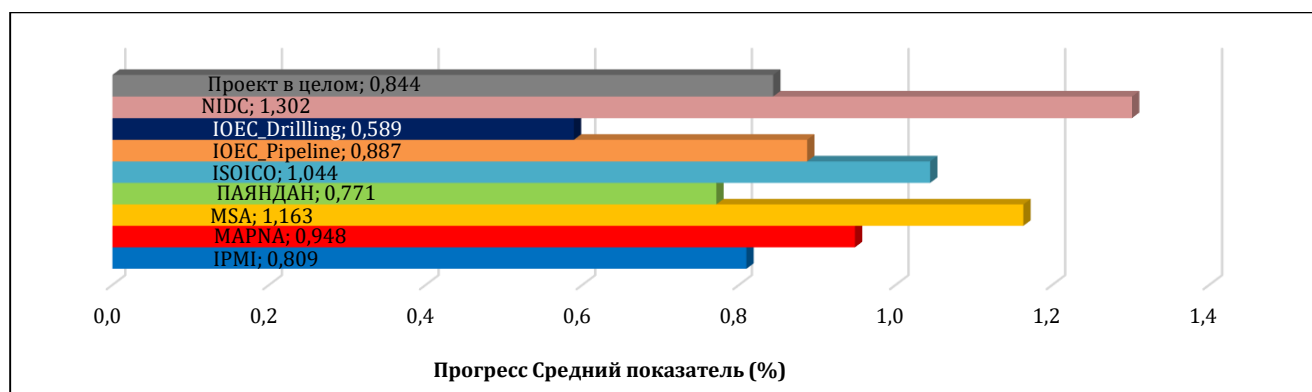


Рисунок 3.28 - Среднемесячный процент прогресса по членам консорциума с начала и до настоящего времени

Согласно рисунку 3.29, ежегодный прогресс компании ISOICO остаётся более согласованным по сравнению с другими участниками проекта, несмотря на ранее упомянутые проблемы. В

шестом и седьмом годах наблюдается улучшение среднего прогресса. В компании IOEC и её департаменте подводных трубопроводов основной прогресс отмечался в первый, второй и восьмой годы. Все компании наземного сектора демонстрировали рост до конца второго года, после чего начался спад. Исключение составила компания MAPNA, которая достигла прогресса в третий год, аналогично показателям второго года. Также наблюдаются признаки улучшения в восьмой год. В случае с компанией MSA, учитывая выполнение поставленных задач, закономерным является снижение темпов прогресса в последние годы. Компания IOEC не продемонстрировала значительного прогресса в секторе бурения в первые пять лет проекта. Задержки были вызваны не санкциями и отказами в поставке платформ, а другими факторами. Тем не менее, средний прогресс за эти три года остаётся значительным. В отличие от других членов консорциума, которые достигли наибольшего роста во второй год, у компании NIDC резкое увеличение активности наблюдалось на шестом году, что значительно повлияло на общий прогресс проекта. На рисунке зелёные и красные квадраты указывают на максимальный и минимальный средний годовой прогресс участников консорциума соответственно.

В целом, выполнение проекта в соответствии с основными этапами является приоритетом. Любое нарушение плана приводит к увеличению затрат, рисков и задержек, вызывая несогласованность действий между участниками, как это происходило ранее с задержками из-за неготовности буровых платформ. Однако особые обстоятельства, вызванные эмбарго и внутренней экономической ситуацией, сделали эти задержки неизбежными.

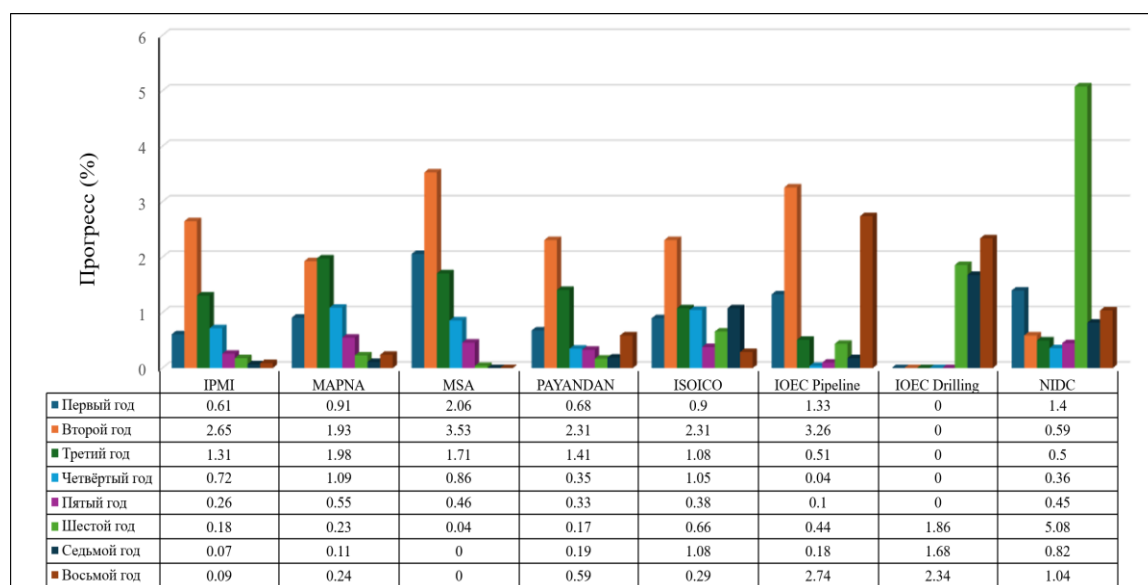


Рисунок 3.29 - Средний процент годового прогресса участников с начала и до настоящего времени

Для более точного анализа хода выполнения проекта необходимо учитывать данные, представленные на рисунке 3.30 и 3.31. Например, начиная с шестого месяца ситуация в наземном секторе стала критической. Деятельность компании IOEC в области подводных трубопроводов

была сосредоточена в третьем полугодии, а компания NIDC осуществила основные работы в одиннадцатом полугодии.

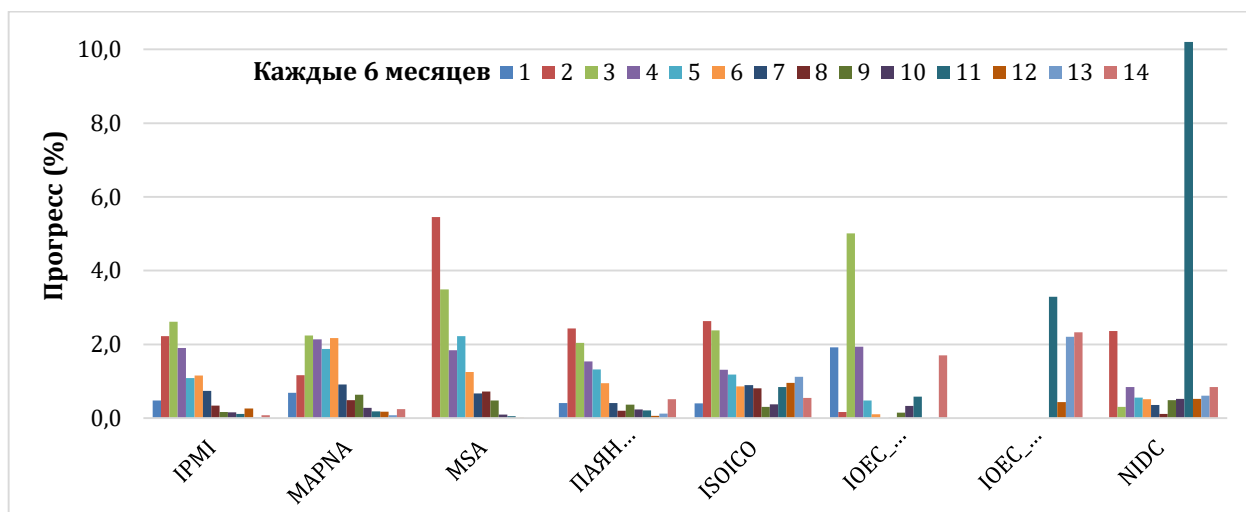


Рисунок 3.30 - Средний процент прогресса членов консорциума за 6 месяцев с начала и до настоящего времени

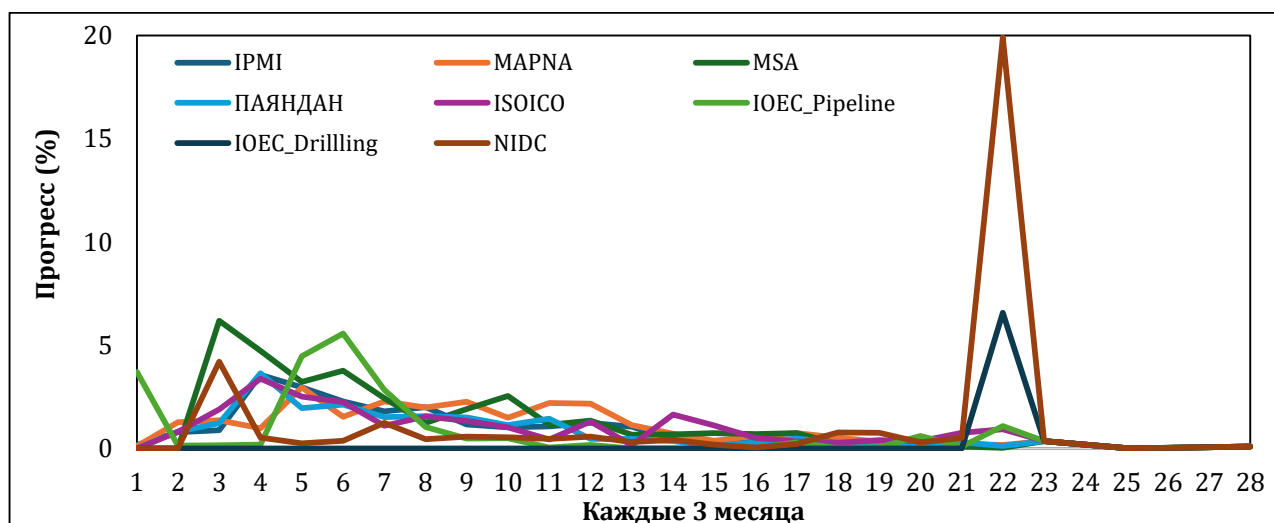


Рисунок 3.31 - Средний процент прогресса членов консорциума за 3 месяца с самого начала и до настоящего времени

Для детальной оценки уровня координации между участниками проекта также полезен следующий рисунок. Отсутствие согласованности между действиями участников приводит к нарушению приоритетов работы каждого сектора. Например, низкий прогресс компании PAYANDAN в наземном секторе и, как следствие, неспособность выполнить ключевые задачи, такие как прокладка подземных трубопроводов, вызвали увеличение затрат и задержки реализации проекта.

3.5 Робастная модель многоцелевой оптимизации для планирования проектов с учетом рисков и критериев устойчивого развития

Разработка 14-й фазы проекта «Южный Парс» сопряжена с рядом сложностей, обусловленных масштабом проекта и его стратегической значимостью для энергетического сектора Ирана. Своевременное завершение данного нефтегазового мегапроекта является критически важным не только с точки зрения максимизации прибыльности, но и для обеспечения рационального использования ресурсов, а также соблюдения установленных графиков и ранее запланированных мероприятий. В условиях усиливающегося давления, связанного с необходимостью соблюдения жестких сроков, и ограничений, накладываемых ограниченными ресурсами, возрастает потребность в системных и научно обоснованных подходах к планированию и управлению проектами. На основе проведённого анализа целесообразно реализовать мероприятия по оптимизации в буровом секторе, а также на наземных нефтегазоперерабатывающих установках (НПЗ), где повышение эффективности и экономичности может существенно улучшить общую результативность проекта освоения месторождения «Южный Парс».

Одной из ключевых задач на этапе реализации 14-й фазы проекта «Южный Парс» является обеспечение соответствия графика требованиям заинтересованных сторон, включая подрядчиков, регулирующие органы и Национальную иранскую нефтяную компанию (NIOC). Запросы на сокращение сроков выполнения работ, выдвигаемые заказчиками, часто приводят к снижению общего качества проекта, росту уровня рисков и сокращению ожидаемой прибыльности.

Для эффективного решения данных задач необходимо внедрение проактивных стратегий управления, предполагающих корректировку начальных и конечных сроков выполнения отдельных этапов проекта с учетом ограничений по времени, затратам и доступности ресурсов. В этом контексте особую значимость приобретает применение надежной многоцелевой модели оптимизации, которая позволяет интегрировать различные цели управления проектом — минимизацию задержек, контроль затрат, снижение рисков и учет устойчивых факторов развития, включая социальные и экологические аспекты — в единую гибкую и адаптивную систему.

В обоснование выбора метода в настоящем исследовании использован подход робастной многокритериальной оптимизации, который позволяет учитывать взаимовлияние экономических, экологических, социальных и рисков факторов в условиях неопределенности. Такой выбор обусловлен результатами проведённых автором ранее исследований, в которых показана высокая эффективность данного метода для задач стратегического планирования в нефтегазовой отрасли с ограниченными ресурсами и жёсткими временными рамками. В частности, в работе разработана математическая модель, основанная на Целях устойчивого развития (ЦУР), применяемая для выбора инвестиционных проектов в условиях неопределенности [84]. В другой публи-

кации автора, посвящённой логистическим аспектам проекта «Южный Парс», продемонстрировано, как целевое линейное программирование может быть адаптировано для многоцелевой оптимизации в нефтегазовых цепочках поставок [22, 86]. Настоящее исследование обобщает и расширяет указанные подходы, адаптируя их к задаче планирования графика выполнения работ с учётом рисков, задержек и устойчивых факторов.

Использование данной модели особенно актуально для управления неопределённостью и оптимизации распределения ресурсов в условиях изменяющихся внешних и внутренних факторов, характерных для реализации масштабных нефтегазовых проектов, таких как «Южный Парс» фаза 14. Более того, включение в модель планирования на основе рисков и критериев устойчивого развития способствует достижению долгосрочных целей проекта, обеспечивая его соответствие национальным и международным стандартам экологической и социальной ответственности.

- **Минимизация временных задержек в проекте**

Основная цель — сократить максимальные временные задержки, так как несоблюдение сроков ведет к штрафам и удорожанию проекта. Это критически важно для успешной реализации строительных и промышленных проектов.

- **Минимизация риска**

Задача заключается в снижении вероятности негативных событий, которые могут отрицательно повлиять на проект. В данном исследовании риск рассматривается как угроза, а не возможность.

- **Устойчивое развитие**

Модель учитывает экологические и социальные факторы устойчивого развития, оптимизируя распределение ресурсов и планирование задач с целью минимизации вредного воздействия на окружающую среду и улучшения социальных условий [6, 12].

- **Минимизация экологического воздействия**

Проект направлен на сокращение строительных отходов и выбросов CO₂. Учитываются экологические нормы Ирана и опыт развитых стран, таких как Германия, Франция, США и Канада. Вывод — иранское законодательство по ОВОС носит общий, но не комплексный характер, в отличие от интегрированных стандартов развитых стран [44–46].

- **Минимизация социального воздействия**

Оцениваются возможные негативные социальные последствия проектов, включая переселение, истощение ресурсов и влияние на здоровье и безопасность. Предлагается системный подход для оптимизации проектов с учетом их влияния на общественные интересы [5].

В данной модели учитываются экономические, экологические, социальные и рисковые критерии, которые критически важны для проектов нефтегазовой отрасли, особенно при разработке фазы 14 Южного Парса на суше (Оншор). Предложена комплексная математическая модель с четырьмя целевыми функциями для оптимизации распределения ресурсов и составления графика выполнения работ. Эта модель позволяет учитывать влияние экономических затрат, экологических ограничений, социальных последствий и рисков на принятие управленческих решений. Особенно важно применение этой модели на суше, где сложность координации строительных работ, логистики и экологических ограничений требует интегрированного подхода. Модель представлена сначала с детерминированными параметрами, что обеспечивает четкое планирование этапов проекта, а затем адаптируется к условиям неопределенности, характерным для сложных инфраструктурных работ в нефтегазовой сфере (3.1 – 3.16):

- **Индексы**

i : Индекс активности предшественника.

j : Индекс активности.

k : Успешная деятельность k index.

r : Индекс деятельности, подверженной риску.

t : Количество отложенных единиц времени индекса деятельности.

l : Индекс последней активности.

N : Общее количество бинарных переменных решения

- **Параметры**

$Cost_j$: Стоимость увеличения или уменьшения задержки единовременной единицы в деятельности j .

ENV_j : Воздействие на окружающую среду увеличения или уменьшения задержки единовременной единицы в деятельности j .

SOC_j : Социальные последствия увеличения или уменьшения задержки единовременной единицы в деятельности j .

T_j : Время выполнения деятельности j .

MD_j^{max} MD_{maxj} : максимально допустимая единица времени задержки для деятельности j .

FT_0 : Время завершения проекта, определяемое заказчиком.

$ADfS_{ij}^{min}$: Минимальное время между временем окончания работы i и временем начала работы j .

$ADSS_{ij}^{min}$: Минимальное время между временем начала деятельности i и временем начала деятельности j .

$ADff_{ij}^{min}$: Минимальное время между временем окончания работы i и временем окончания работы j .

$ADSF_{ij}^{min}$: Минимальное время между временем начала деятельности i и временем окончания деятельности j .

RP_{jt} : Вероятность риска проекта за счет сокращения времени t в деятельности j .

RE_{jrt} : Влияние риска на деятельность j , на которую влияет r с t единицей задержки.

- **Переменные решения**

X_{jt} : Если деятельность j задерживает t единицу, то она будет равна единице, в противном случае - нулю.

ET_j : Самое раннее начало деятельности j .

LT_j : Последнее завершение деятельности j .

- **Структура моделей (Модель 1)**

$$\min Z_1 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} (t \cdot Cost_j \cdot X_{jt}), \quad (3.1)$$

$$\min Z_2 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} (t \cdot ENV_j \cdot X_{jt}), \quad (3.2)$$

$$\min Z_3 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} (t \cdot SOC_j \cdot X_{jt}), \quad (3.3)$$

$$\min Z_4 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{max}} \sum_{r=1}^R RP_{jt} \cdot RE_{jrt} \cdot X_{jt}, \quad (3.4)$$

$$LT_1 = FT_0, \quad (3.5)$$

$$\sum_{t=1}^{TR_j^{max}} X_{jt} \leq 1, \quad \forall j \in J, \quad (3.6)$$

$$LT_j - ET_j \geq \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad (3.7)$$

$$ES_j - ET_j \geq \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + AdfS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \forall n \in N, \quad (3.8)$$

$$LT_k - LT_j \geq \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + AdfS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \forall n \in N, \quad (3.9)$$

$$ET_j - ET_i \geq SS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \quad (3.10)$$

$$LT_k - LT_j \geq \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) - \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + SS_{jk}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.11)$$

$$ET_j - ET_i \geq \left(T_i - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + FF_{jk}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.12)$$

$$LT_k - LT_j \geq ADff_{ij}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (3.13)$$

$$ET_j - ET_i \geq ADSS_{ij}^{min} - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \quad (3.14)$$

$$LT_k - LT_j \geq ADSf_{ij}^{min} - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.15)$$

$$LT_j, ET_j \geq 0, X_{jt} \in \{0,1\}, \quad \forall j \in J, \forall t \in T, \quad (3.16)$$

Модель 1 для фазы 14 Южного Парса включает четыре целевые функции: минимизация временных задержек, рисков, экологического и социального воздействия. Она направлена на предотвращение сбоев, загрязнения и негативных последствий для местных сообществ, особенно в зоне НПЗ. Ограничение (3.5) определяет временные рамки, установленные заказчиком для проекта. Это ограничение, по сути, гарантирует, что весь проект будет завершен до истечения максимального времени, указанного заказчиком. Ограничение (3.6) гарантирует, что если какая-то деятельность задержится, то эта задержка произойдет только в одном из временных интервалов, определенных для проекта. Ограничения (3.7) - (3.15) рассчитывают критическое время проекта и назначают подходящее время начала и окончания каждого вида деятельности в каждом проекте.

3.5.1 Описание структуры задачи предлагаемой модели в условиях неопределенности

Поскольку стоимостные параметры времени задержки, вероятности проектных рисков и величина влияния рисков на работу являются неопределенными, крайне важно использовать робастное программирование, предложенное Берцимасом и Симом (2003) [31]. В этом подходе параметры имеют интервальные значения вместо определенного значения. Все неопределенные параметры выглядят следующим образом:

$$\widehat{Cost}_j = [Cost_j - \widehat{Cost}_j, Cost_j + \widehat{Cost}_j],$$

$$\widehat{ENV}_j = [ENV_j - \widehat{ENV}_j, ENV_j + \widehat{ENV}_j],$$

$$\widehat{SOC}_j = [SOC_j - \widehat{SOC}_j, SOC_j + \widehat{SOC}_j],$$

$$\widehat{RP}_{jt} = [RP_{jt} - \widehat{RP}_{jt}, RP_{jt} + \widehat{RP}_{jt}],$$

где для каждого параметра значение со знаком ($\sim$) является конечным значением неопределенности, значение со знаком ($\widehat{}$) представляет собой вариацию в интервале, а значение без знака - среднее значение параметра.

3.5.2 Робастный подход к программированию математической модели

Преобразование детерминированной модели в робастную с помощью метода Берцимаса и Сима (2003) [31] не зависит от количества целевых функций, и в задачу для других целевых функций добавляются только доказанные ограничения каждой целевой функции [92]. Поэтому структура робастной оптимизации сначала описывается и доказывается для первой целевой функции, а затем разрабатывается для других целевых функций. Как правило, предполагается, что $\widetilde{Cost}_j = [Cost_j - \widehat{Cost}_j, Cost_j + \widehat{Cost}_j]$ представляет собой неопределенность первой целевой функции. Более того, индекс (Jr) обозначает $\widetilde{Cost}_j$, в котором $\widehat{Cost}_j \neq 0$. Таким образом, можно сказать, что $Jr = \{(i, j): \widehat{Cost}_j > 0, j = 1, \dots, J\}$. Чтобы контролировать неопределенность при получении окончательного решения, в качестве робастного параметра используется параметр λ . Этот параметр находится в интервале $[0, |Jr|]$ и не обязательно имеет целое значение. Основная роль этого параметра заключается в определении количества коэффициентов, которые находятся в максимальных значениях (наихудшее возможное состояние). Действительно, λ количество коэффициентов $\widehat{Cost}_j > 0$ будет иметь максимальные значения, а остальные параметры в Jr имеют коэффициенты $-\lambda$ и их изменяющиеся значения в интервале $\widetilde{Cost}_j = [Cost_j - \widehat{Cost}_j, Cost_j + \widehat{Cost}_j]$. Поэтому структура целевой функции меняется на следующую (3.17):

- **Модель 2**

$$\begin{aligned} \text{Min } Z = & \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} (t \cdot Cost_{jn} \cdot X_{jtn}) \\ & + \max_{\left\{ \substack{S: S \subseteq Jr, |S| \leq \lambda \\ (j_t, t_t) \in S} \right\}} \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} (t \cdot \widehat{Cost}_j X_{jt} - (\lambda - \lambda) \widehat{Cost}_{t_t} X_{j_t t_t}), \end{aligned} \quad (3.17)$$

Исходя из структуры измененных целевых функций и приведенных выше объяснений, если $\lambda = |Jr|$, то предлагаемое робастное программирование эквивалентно робастному программированию Сойстер (1973) [97] (с учетом наихудшего случая). Более того, если $\lambda = 0$, то в модели не допускается неопределенность, и предлагаемое робастное программирование эквивалентно основной детерминированной модели. Применимость данного метода заключается в получении результатов для промежуточных значений. Но, немного изменив структуру модели 2 и используя основные понятия исследования операций (ИО), можно доказать, что модель 2 эквивалентна задаче линейного программирования.

Предложенная модель 2 эквивалентна следующей модели линейного программирования (3.18 – 3.21):

- **Модель 3**

$$\text{Min } Z = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{\max}} (t \cdot \text{Cost}_{jn} \cdot X_{jtn}) + \lambda_1 U_1 + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{\max}} U_{1jt}, \quad (3.18)$$

$$t \cdot \widehat{\text{Cost}}_j \cdot X_{jt} + U_1 + U_{1jt} \geq 0, \quad (3.19)$$

$$U_{1jt} \geq 0, \quad (3.20)$$

$$U_1 \geq 0, \quad (3.21)$$

для доказательства этой теоремы можно заменить нелинейные члены целевых функций модели 2 на линейные, введя переменную Z_{1jt} , где $\sum_{jtn} Z_{1jt} \leq \lambda$. Следует отметить, что $0 \leq Z_{1jt} \leq 1$ (3.22-3.23):

- **Модель 4**

$$\text{Min } \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{\max}} t \cdot \widehat{\text{Cost}}_j \cdot X_{jt} \cdot Z_{1jt}, \quad (3.22)$$

$$\sum_{jtn} Z_{1jt} \leq \lambda, \quad (3.23)$$

Задача должна иметь λ число переменных $Z_{1jt} = 1$ и один параметр $Z_{1jt} = \lambda - \lambda$ в оптимальной ситуации, что эквивалентно нелинейным частям целевой функции модели 4. Используя теорему о сильной двойственности для переменной $(X_{jt})_{j=1,\dots,J,t=1,\dots,T}$ будем иметь (3.24 - 3.27):

- **Модель 5**

$$\text{Min } (\lambda \cdot U_1) + \left(\sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{\max}} U_{1jt} \right), \quad (3.24)$$

$$t \cdot \widehat{\text{Cost}}_j \cdot X_{jt} + U_1 + U_{1jt} \geq 0, \quad (3.25)$$

$$U_{1jt} \geq 0, \quad (3.26)$$

$$U_1 \geq 0, \quad (3.27)$$

Объединив модель 5 и исходную модель, можно доказать теорему.

Как и теорема 1, структура робастной оптимизации может быть доказана и для других целевых функций. Таким образом, модель 6 является окончательной структурой робастного программирования предложенной модели (с учетом вышеупомянутых выражений 3.5-3.15) (3.28 – 3.31) и (3.33 – 3.44):

• **Окончательная Модель (Модель 6)**

$$\text{Min } Z_1 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{max}} (t \cdot Cost_{jn} \cdot X_{jtn}) + \lambda_1 U_1 + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{max}} U_{1jt}, \quad (3.28)$$

$$\text{Min } Z_2 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} (t \cdot ENV_j \cdot X_{jt}) + \lambda_2 U_2 + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} U_{2jt}, \quad (3.29)$$

$$\text{Min } Z_3 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} (t \cdot SOC_j \cdot X_{jt}) + \lambda_3 U_3 + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} U_{3jt}, \quad (3.30)$$

$$\text{Min } Z_4 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{TR_j^{max}} \sum_{r=1}^R RP_{jt} \cdot RE_{jrt} \cdot X_{jt} + \lambda_4 U_4 + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{MD_{jn}^{max}} U_{4jt} \quad (3.31)$$

В ЗАВИСИМОСТИ ОТ.

$$LT_1 = FT_0, \quad (3.5)$$

$$\sum_{t=1}^{TR_j^{max}} X_{jt} \leq 1, \quad \forall j \in J, \quad (3.6)$$

$$LT_j - ET_j \geq \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad (3.7)$$

$$ES_j - ET_j \geq \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + ADfS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \forall n \in N, \quad (3.8)$$

$$LT_k - LT_j \geq \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + ADfS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \forall n \in N, \quad (3.9)$$

$$ET_j - ET_i \geq SS_{ij}^{min}, \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \quad (3.10)$$

$$LT_k - LT_j \geq \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) - \left(T_k - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + SS_{jk}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.11)$$

$$ET_j - ET_i \geq \left(T_i - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right) + FF_{jk}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.12)$$

$$LT_k - LT_j \geq ADff_{ij}^{min}, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (3.13)$$

$$ET_j - ET_i \geq ADSS_{ij}^{min} - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad \forall i \in I, \forall j \in J, \quad (3.14)$$

$$LT_k - LT_j \geq ADSf_{ij}^{min} - \left(T_j - \sum_{t=1}^{MD_j^{max}} t \cdot X_{jt} \right), \quad \forall j \in J, \forall k \in K, \quad (3.15)$$

$$t \cdot \widehat{Cost}_j \cdot X_{jt} + U_1 + U_{1jt} \geq 0, \quad (3.33)$$

$$U_{1jt} \geq 0, \quad (3.34)$$

$$U_1 \geq 0, \quad (3.35)$$

$$t \cdot \widehat{ENV}_j \cdot X_{jt} + U_2 + U_{2jt} \geq 0, \quad (3.36)$$

$$U_{2jt} \geq 0, \quad (3.37)$$

$$U_2 \geq 0, \quad (3.38)$$

$$t \cdot \widehat{SOC}_j \cdot X_{jt} + U_3 + U_{3jt} \geq 0, \quad (3.39)$$

$$U_{3jt} \geq 0, \quad (3.40)$$

$$U_3 \geq 0, \quad (3.41)$$

$$t \cdot \widehat{RP}_{jt} \widehat{I}_{jrt} \cdot X_{jt} + U_4 + U_{4jt} \geq 0, \quad (3.42)$$

$$U_{4jt} \geq 0, \quad (3.43)$$

$$U_4 \geq 0, \quad (3.44)$$

3.5 Выводы по третьей главе

Ниже приведены основные результаты, полученные в четырех основных секторах:

1. Для морских платформ была проведена оценка важности комплексов работ, и выяснилось, что на три комплекса работ - закупки, строительство и исполнительные операции - приходится в общей сложности 80,33% объема деятельности. Был проанализирован прогресс по каждой из платформ, и выяснилось, что наибольший прогресс среди четырех основных секторов связан с морскими платформами (87,69 %). Строительство «джекетов» завершено, и среди 12,3 % общей задержки в секторе платформ наибольшую долю занимают ввод в эксплуатацию (3,96 %), закупки (2,94 %), эксплуатационные работы (2,04 %) и строительство в районе (1,19 %) соответственно. Кроме того, наибольший объем оставшихся работ связан с морскими платформами А и В в части строительства и установки трубопроводов, опор трубопроводов и электрических опор, а среди четырех палуб (А, В, С и D) палуба В достигла наименьшего прогресса из-за отсутствия установки оборудования.

В этом разделе кратко изложены наиболее важные проблемы:

- ◆ Проблемы, вызванные международными санкциями.
- ◆ Несвоевременная оплата претензий и несоразмерность выплат с реальными потребностями проекта (риалы вместо долларов).

- ◆ Отказ от сотрудничества со способными и известными подрядчиками, включенными в список утвержденных работодателем поставщиков.
- ◆ Негативные последствия целевых субсидий.
- ◆ Устранение отказов в установке курток В и D.
- ◆ Перенос двух дек С и D фазы 14 на фазы 17 и 18.
- ◆ Нехватка и несвоевременное поступление необходимых материалов и оборудования.

Среди вышеперечисленных проблем серьезное влияние санкций прослеживается практически на всех сферах деятельности, особенно на закупках и строительстве. Согласно опросам, санкции можно считать основным фактором отставания этого сектора.

2. Подводные трубопроводы с прогрессом в 74,51% занимают второе место в четырех основных секторах. Техническая группа проекта в отделе трубопроводов устранила недостатки, которые привели к задержке проекта, а также причины этих недостатков.

Ниже приводится краткое описание наиболее важных из этих неудач:

- ◆ Проблемы с валютной ликвидностью.
- ◆ Проблемы в исполнительном производстве.
- ◆ Приоритет других проектов ГМЮП и распределение полученных труб фазы 14 между фазами 17 и 18.

3. Наибольшее количество мероприятий в плане 14-й фазы направлено на берег (51,04 процента), который находится на третьем месте с прогрессом в 72,78 процента. Среди пакетов работ на суше много мероприятий (89,24 %) относятся к закупкам и строительству. Из 25,21% общей задержки в наземном секторе 13% приходится на строительство и 10% - на закупки.

Краткое изложение наиболее важных проблем в этом разделе включает следующее:

- ◆ Проблемы, вызванные международными санкциями.
- ◆ Несвоевременная оплата претензий и несоразмерность выплат с реальными потребностями проекта (риалы вместо долларов).
- ◆ Отказ от сотрудничества со способными и известными подрядчиками, включенными в список утвержденных работодателем поставщиков.
- ◆ Затопление и нанесение ущерба объектам и оборудованию.
- ◆ Неопределенность в отношении состояния водозабора и линии электропередач мощностью 132 кВт на НПЗ.
- ◆ Приоритетность оффшорного сектора 14-го фазового плана по сравнению с оффшорным, что привело к отсутствию выделения необходимой валютной ликвидности в этот сектор.

4. Сектор бурения, имеющий наименьший прогресс среди четырех основных секторов, развился на 60,07%.

Ниже приводится краткое описание наиболее важных проблем в буровом секторе:

- ◆ Задержка с установкой буровых платформ, что привело к задержке буровых работ.
- ◆ Непоставка морской буровой установки для компании ИОЕС в связи с неблагоприятными экономическими условиями, а также страховыми и банковскими ограничениями
- ◆ Непредоставление труб из коррозионностойкого сплава

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕР, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПОСТУПАТЕЛЬНОЕ УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

4.1 Метод эpsilon-ограничений для оптимизации нефтегазовых проектов

Метод эpsilon-ограничений решает многоцелевые задачи, превращая все целевые функции, кроме одной, в ограничения. Оптимизируется одна цель, а остальные учитываются как ограничения. Основная сложность метода — зависимость от значений эpsilon-ов. Мавротас и Флориос (2013) предложили преобразовать ограничения в равенства с помощью ковариаций, чтобы устранить слабые решения. Эти ковариации включаются в целевую функцию как дополнительный элемент с меньшим весом. Задача формулируется следующим образом (4.1):

$$\begin{aligned} \max & \left(f_1(x), f_2(x), \dots, f_p(x) \right), \\ \text{s. t.} & \\ x & \in S, \end{aligned} \quad (4.1)$$

где x - вектор переменных решений, $f_1(x), f_2(x), \dots, f_p(x)$ - целевые функции, S - область выполнимости. Одна из целевых функций выбирается для оптимизации методе эpsilon-ограничений, а остальные целевые функции превращаются в ограничения с верхним ограничением ε (4.2).

$$\begin{aligned} \max & f_1(x), \\ \text{s. t.} & \\ f_2(x) & \geq e_2, \\ f_3(x) & \geq e_3, \\ f_p(x) & \geq e_p, \\ x & \in S. \end{aligned} \quad (4.2)$$

Дополненная задача в методе эpsilon-ограничений получается следующим образом (4.3):

$$\begin{aligned} \max & \left(f_1(x) + \varepsilon \times \left(\frac{s_2}{r_2} + \frac{s_3}{r_3} + \dots + \frac{s_p}{r_p} \right) \right), \\ \text{s. t.} & \\ f_2(x) - s_2 & = e_2, \\ f_3(x) - s_3 & = e_3, \\ f_p(x) - s_p & = e_p, \\ x & \in S, \\ s_i & \in R, \end{aligned} \quad (4.3)$$

где $e_2, e_3, \dots, e_p$ - параметры значений в правой части, $r_2, r_3, \dots, r_p$ - диапазоны функции цели $s_2, s_3, \dots, s_p$ - ковариаты ограничений, а эpsilon может находиться в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-3} .

Но целевая функция изменяется следующим образом за счет дополненного эpsilon-ограничения метод (4.4):

$$\max \left(f_1(x) + \epsilon \times \left(\frac{s_2}{r_2} + 10^{-1} \times \frac{s_3}{r_3} + \dots + 10^{-(p-2)} \times \frac{s_p}{r_p} \right) \right), \quad (4.4)$$

своеобразная лексикографическая оптимизация выполняется и для других целевых функций, где могут быть другие оптимумы. Например, при использовании этой формулы решатель найдет оптимальное решение для f_1 , затем попытается оптимизировать f_2 , затем f_3 и другие. Но последовательность оптимизации $f_2 \dots f_3$ отличается от предыдущего метода формулировки. В этом методе мы заставляем ограниченные целевые функции последовательно оптимизироваться. Сначала с помощью таблицы баланса получаются диапазоны изменения $p - 1$ целевых функций, которые будут использоваться в ограничении. Затем k -й диапазон объективной функции делится на q_k равных интервалов, и таким образом все точки сетки $q_k + 1$, в которых k -я объективная функция используется для изменения параметра правой части значений e_p . Общее количество элементов составляет $(q_1 + 1) \times (q_2 + 1) \dots (q_p + 1)$, а r_k - диапазон объективной функции. Мы вычисляем $2, \dots, p$ диапазон объективной функции для каждой объективной функции. Затем делим диапазон k -й целевой функции на равные расстояния $q_k \cdot r_k$ — это будет диапазон k -й ($k = 2, \dots, p$) целевой функции. Шаг декомпозиции для данной объективной функции определяется следующим образом (4.5) и (4.6):

$$step_k = \frac{r_k}{q_k}, \quad (4.5)$$

$$e_{kt} = f_{min_k} + t \times step_k, \quad (4.6)$$

значения правой части для соответствующего ограничения в функции цели на t -й итерации следующие:

f_{min_k} это минимум функции цели, а t - номер конкретной функции цели. После оптимизации вычисляются избыточная переменная и коэффициент обхода, так как $b = \text{int} \left(\frac{s_2}{step_2} \right)$ где $\text{int}()$ — это функция пола. Когда избыточная переменная s_2 больше, чем $step_2$, следующая итерация дает тот же результат, за исключением избыточной переменной, которая теперь имеет значение $s_2 - step_2$, что делает итерацию избыточной; следовательно, коэффициент обхода показывает, как игнорировать многие из последовательных итераций. Цель данного метода - предложить и оптимально оценить основной метод эpsilon-ограничений, который подходит для решения многоцелевых задач целочисленного программирования. Этот метод доказал, что он более эффективен в

обеспечении точного множества решений Парето задаче целочисленного программирования по сравнению с его предыдущей версией и некоторыми другими распространенными методами [77].

4.2 Исходные данные и результаты вычислений

В этом разделе представлен численный пример решения предложенной модели с использованием данных наземного нефтехимического проекта по разработке газового месторождения «Южный Парс». Задача, состоящая из 21 вида работ, решается с помощью решателя CPLEX и улучшенного метода эpsilon-ограничений. В Таблице 4.1 представлена справочная информация по проекту: в первом столбце перечислены номера работ, во втором - названия работ, в третьем - стоимость задержки на единицу выполнения, а в четвертом и пятом - время выполнения и допустимая задержка. Рисунок 4.1 (диаграмма Ганта) и рисунок 4.2 (диаграмма сетевой анализ) показывают общую продолжительность проекта в 1203 дня, что требует сокращения на 120 дней, чтобы удовлетворить требования заказчика. Дополнительные данные по проекту приведены в таблицах 4.2-4.6.

Таблица 4.1 - Ключевая информация о строительстве НПЗ (Газоперерабатывающего завода) на 14-й фазе газового месторождения «Южный Парс»

Номер деятельности	Задание деятельности	$Cost_j$ (\$)	T_j (день)	MD_j^{max} (день)
№ (3)	Технико-экономическое обоснование	2,000	30	54
№ (4)	Выбор участка и приобретение земли	4,000	30	54
№ (5)	Оценка воздействия на окружающую и социальную среду «ОВОСС» (ESIA)	3,000	210	54
№ (7)	Концептуальный проект нефтеперерабатывающего завода	1,000	150	54
№ (8)	Детальное инженерное проектирование	4,000	30	54
№ (9)	Планирование проекта и разработка бюджета, и Планирование закупок	2,000	270	54
№ (11)	Закупка и доставка оборудования	10,000	120	0
№ (12)	Строительство нефтеперерабатывающего завода	15,000	180	0
№ (13)	Установка инженерных сетей и систем электроснабжения	3,000	120	4
№ (14)	Установка приборов и систем управления	2,000	150	4
№ (15)	Тестирование качества и безопасности 1	1,000	240	28
№ (16)	Тестирование качества и безопасности 2	13,000	300	0
№ (17)	Тестирование качества и безопасности 3	2,000	600	4
№ (19)	Пусконаладочные работы и испытания при вводе в эксплуатацию	16,000	150	0
№ (20)	Обучение и наращивание потенциала	15,000	450	0
№ (21)	Полная эксплуатация и передача оборудования	14,000	120	0

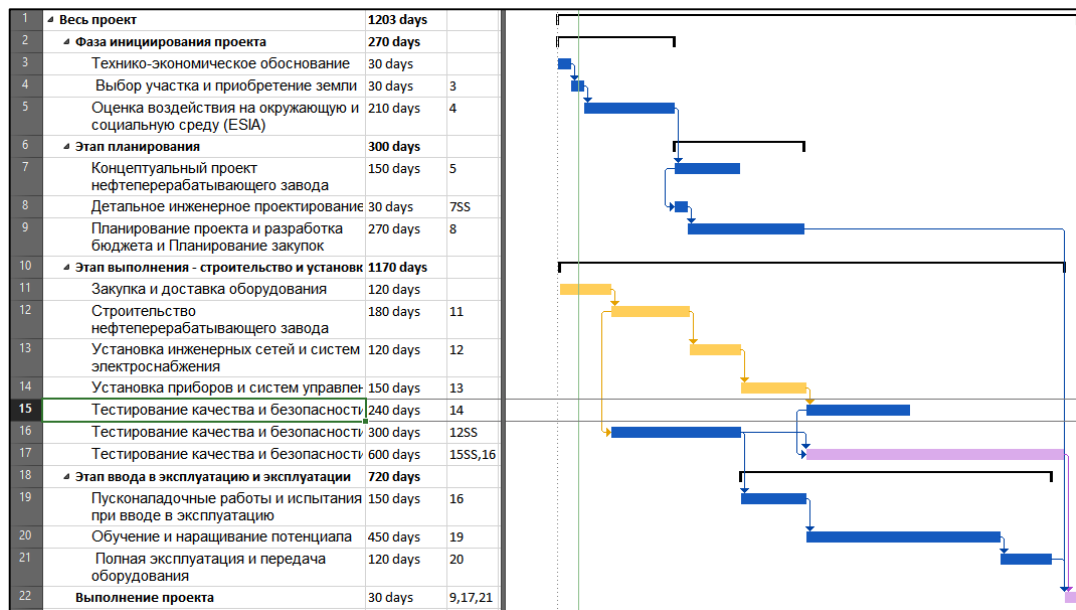


Рисунок 4.1 – Диаграмма Ганта реализации проектных мероприятий

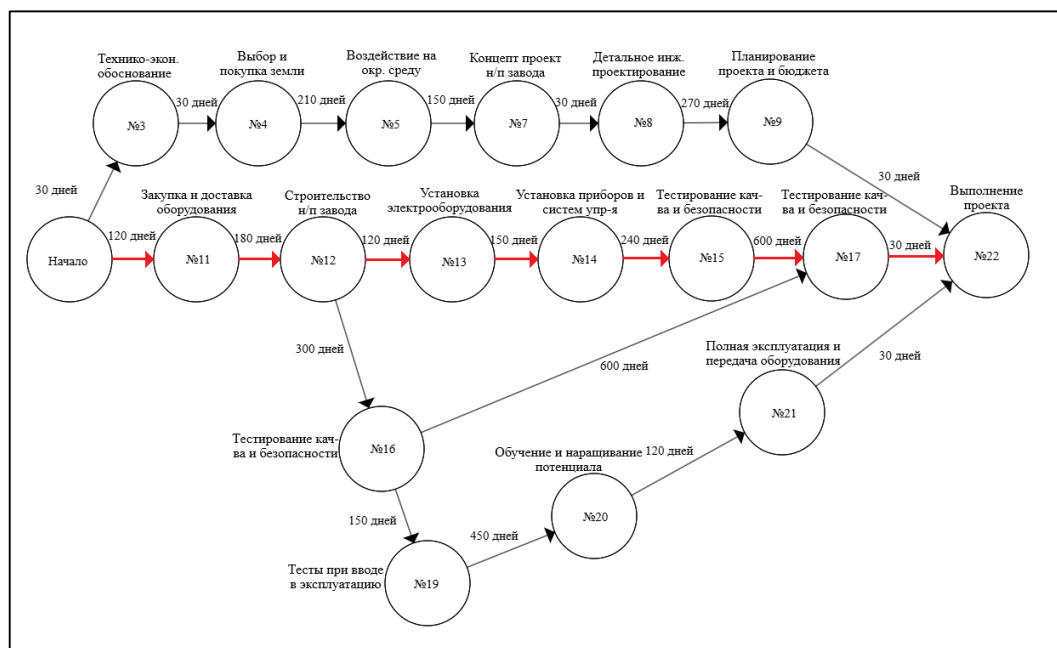


Рисунок 4.2 - Диаграмма сетевой анализ реализации проектных мероприятий

Исходя из информации в таблице 4.2, вероятность возникновения риска при сокращении единицы времени представляет собой значение от 0 до 1, которое обозначает процент риска. Например, если время выполнения работы 5 сократится на 60 дня, то риск выполнения проекта увеличится на 20 процентов. Аналогичным образом анализируется и другая информация. Для получения этой информации хорошим решением в каждом проекте может стать экспертная оценка.

Таблица 4.2 - Вероятность снижения риска проекта за счет сокращения времени на каждую единицу деятельности

Номер деятель- ности	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ (3)	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (4)	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (5)	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (7)	0.1	0.3	0.5	0.8	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (8)	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (9)	0.15	0.25	0.4	0.48	0.73	0.8	0.85	0.92	0.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (11)	0.19	0.45	0.75	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (12)	0.16	0.3	0.5	0.68	0.81	0.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (13)	0.019	0.45	0.75	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (14)	0.1	0.3	0.5	0.8	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (15)	0.15	0.25	0.4	0.48	0.73	0.8	0.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (16)	0.11	0.27	0.39	0.42	0.54	0.66	0.73	0.82	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (17)	0.05	0.11	0.16	0.21	0.26	0.32	0	0.4	0.45	0.51	0.55	0.59	0.64	0.69	0.75	0.78	0.84	0.89	0.96	0.99
№ (19)	0.1	0.3	0.5	0.8	0.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
№ (20)	0.08	0.19	0.26	0.34	0.37	0.4	0.43	0.51	0.54	0.59	0.66	0.7	0.77	0.86	0.99					
№ (21)	0.19	0.45	0.75	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Минимальное время между завершением одного вида деятельности и началом другого описано в таблице 4.3. Например, минимальное время между завершением работы 3 и началом работы 7 будет равно 24 единицам времени. Однако разница во времени между началом работы 3 и началом работы 7 равна 27 единицам времени, что представлено в таблице 4.4. Аналогичный анализ проводится и для других видов деятельности.

Минимальное время между завершением одного вида деятельности и завершением другого и минимальное время между началом одного вида деятельности и завершением другого вида деятельности представлены в таблицах 4.5 и 4.6 соответственно. Например, исходя из таблицы 4.5, единицами времени являются $FF(4 - 7) = 36$, а исходя из таблиц 4.6 и 4.7, $SF(4 - 7) = 66$. Таким образом, время выполнения работы 4 должно быть равно 30 единице времени, что правильно рассчитано на основе таблицы 4.1.

Таблица 4.3 - Минимальное время между завершением одного вида деятельности и началом другого вида деятельности

[illegible]

Таблица 4.5 - Минимальное время между окончанием одного вида деятельности и окончанием другого вида деятельности

[illegible]

Продолжение таблицы 4.5

Номер деятельности	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(9)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(19)	(20)	(21)
№ (19)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	57
№ (20)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
№ (21)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 4.6 - Минимальное время между началом одного вида деятельности и окончанием другого вида деятельности

Номер деятельности	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(9)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(19)	(20)	(21)
№ (3)	-	33	54	69	57	84	54	72	84	99	123	93	69	108	153	165
№ (4)	-	-	51	66	54	81	51	69	81	96	120	96	66	105	150	162
№ (5)	-	-	-	225	213	240	210	228	240	255	279	249	225	264	309	321
№ (7)	-	-	-	-	138	165	135	153	165	180	204	174	150	189	234	246
№ (8)	-	-	-	-	-	57	27	45	57	72	96	66	42	81	126	138
№ (9)	-	-	-	-	-	-	240	258	270	285	309	279	255	294	339	351
№ (11)	-	-	-	-	-	-	-	138	150	165	189	159	135	174	219	231
№ (12)	-	-	-	-	-	-	-	-	192	207	231	201	177	216	261	273
№ (13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135	159	129	105	144	189	201
№ (14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174	144	120	159	204	216
№ (15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	210	276	225	270	282
№ (16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	315	360	372
№ (17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	549	594	606
№ (19)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195	207
№ (20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462
№ (21)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 4.7 - Среднее значение и уровень неопределенности параметров в целевых функциях задачи

$Cost_j$	$\widehat{Cost_j}$	RP_{jt}	$\widehat{RP_{jt}}$	ENV_j	$\widehat{ENV_j}$	SOC_j	$\widehat{SOC_j}$
Таблица 4.1	[10% - 30%]	Таблица 4.2	[5%-20%]	[0.1 - 0.8]	[5% - 15%]	[0.2 - 0.9]	[5% - 15%]

Следует отметить, что значения, связанные с параметрами объективной функции, случайным образом попадают в следующий неизвестный интервал.

Сначала необходимо определить верхнюю границу робастных параметров $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ и λ_4 . Поскольку верхняя граница каждого робастного параметра равна максимальному числу параметров, имеющих неопределенность в связанной с ним объективной функции, можно сказать, что $\lambda_1 \in [0, 21], \lambda_2 \in [0, 420], \lambda_3 \in [0, 21], \text{ and } \lambda_4 \in [0, 21]$. Эти числа получаются путем подсчета коли-

чества параметров в каждой объективной функции, которое является умножением индексов связанных параметров. Например, верхняя граница числа параметров λ_2 равна умножению $j = 21$ на $t = 20$, что составляет 420. Аналогичные расчеты проводятся и для других робастных параметров. Точное определение робастных параметров очень сложно, и оно всегда зависит от мнения лица, принимающего решение, и глубоких знаний о проблемах исследования [92]. Таким образом, нельзя считать, что для этих параметров существует единственное значение. Поэтому решение исследовательской задачи проводится в разных сценариях и при разных значениях робастных параметров.

4.2.1 Первый сценарий: среднее значение всех робастных

$$[(\lambda_1 = 10.5), (\lambda_2 = 210), (\lambda_3 = 10.5), (\lambda_4 = 10.5)]$$

Почти половина параметров в объективных функциях имела бы неопределенность при решении предложенного примера с использованием среднего значения робастных параметров. Таким образом, можно сказать, что первый сценарий представляет собой полуопределенное условие задачи. После решения задачи с помощью метода эpsilon-ограничений и решателя IBM ILOG CPLEX Optimization Studio [63], который на сегодняшний день является самым мощным решателем задач СЦП (смешанно-целочисленного программирования), полученные результаты представлены в виде фронта Парето на рис. 4.3. Следует отметить, что Парето фронт представляет собой четырехмерную фигуру и не может быть показан непосредственно, поэтому полученный фронт Парето демонстрируется в виде неповторяющихся трехмерных комбинаций. Значение каждой объективной функции также представлено между нулем и единицей в соответствии со стандартом. Фронт Парето для первой, второй и третьей целевых функций показан на рис. 4.3-а. Как видно, все объективные функции имеют значение от 0,5 до 0,9. Эти значения стандартизированы, и их реальные значения могут быть получены с помощью следующей функции преобразования (4.7).

$$X = \frac{x - (x_{max} + x_{min})/2}{(x_{max} - x_{min})/2}, \quad (4.7)$$

где X - стандартизированное значение, x - основное значение параметра, x_{max} и x_{min} - максимальное и минимальное значения параметров, соответственно. Основные и стандартизированные значения параметров приведены в таблице 4.8.

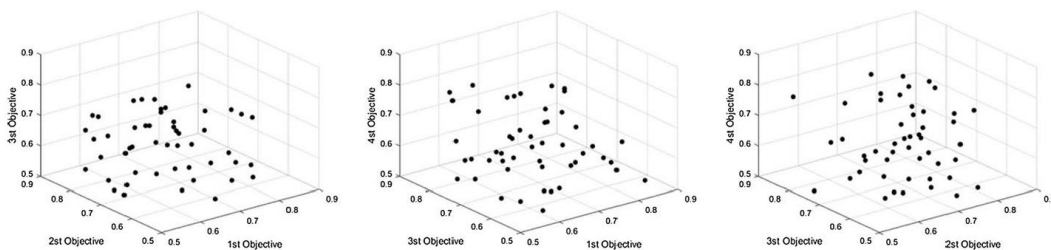


Рисунок 4.3 - 3D-компоненты фронта Парето для сценария 1

Таблица 4.8 - Исходные значения и стандартизированные параметры

	Стандартные значения	
	0	1
Первая целевая функция	6	34
Вторая целевая функция	34%6	86%
Третья целевая функция	43%	71%
Четвертая целевая функция	57%	66%

Согласно таблице 4.8, в данном сценарии получено 50 членов Парето, каждый из которых может быть принят в качестве окончательного решения. Окончательный выбор зависит от мнения менеджеров проекта, поэтому все члены Парето должны быть представлены для рассмотрения. В таблице 4.9 во втором–пятом столбцах указаны значения четырех целевых функций, а в шестом – переменные решений. Наиболее часто выбираемыми мероприятиями стали 1, 18, 2 и 14, так как они способствуют сокращению общего времени проекта и обеспечивают желаемые уровни по различным целевым функциям. Все решения позволяют уменьшить время выполнения проекта минимум на 4 единицы, что соответствует требованиям заказчика. Следовательно, полученные решения выполнимы и принадлежат оптимальному множеству Парето в рамках метода эпсилон-ограничений.

Таблица 4.9 - Члены фронта Парето для сценария

Парето член число	Объектив 1	Объектив 2	Объектив 3	Объектив 4	Решение переменная				
1	28,000	0.64	0.57	0.62	X1,1,	X2,1,	X8,1,	X14,1,	X17,1
2	27,000	0.79	0.59	0.65	X3,1,	X5,2,	X4,1,	X12,1,	X21,1
3	25,000	0.8	0.58	0.65	X3,1,	X8,1,	X19,1,	X20,1	
4	28,000	0.67	0.63	0.66	X7,1,	X9,1,	X11,1,	X14,1	
5	29,000	0.66	0.6	0.63	X2,1,	X7,2,	X14,1,		
6	24,000	0.65	0.66	0.62	X2,1,	X3,1,	X8,1,	X14,1,	X19,1
7	32,000	0.74	0.66	0.66	X3,1,	X4,1,	X6,1,	X10,1	
8	21,000	0.86	0.59	0.66	X2,1,	X7,1,	X8,1,	X13,1,	X20,1
9	25,000	0.68	0.63	0.62	X4,1,	X7,1,	X9,1,	X17,1,	X18,1
10	33,000	0.61	0.71	0.64	X3,1,	X5,1,	X7,1,	X16,1	
11	30,000	0.65	0.56	0.63	X7,1,	X11,1,	X18,1,	X21,1	
12	22,000	0.77	0.6	0.63	X9,1,	X14,1,	X19,1,	X20,1	
13	33,000	0.7	0.56	0.63	X6,1,	X8,1,	X15,1,	X16,1	
14	20,000	0.68	0.67	0.66	X3,1,	X5,1,	X8,1,	X17,1	
15	20,000	0.66	0.65	0.62	X9,1,	X11,1,	X12,1,	X14,1,	X15,1
16	26,000	0.63	0.64	0.62	X1,1,	X3,2,	X7,1		
17	24,000	0.77	0.64	0.62	X6,1,	X2,1,	X8,1,	X18,1	
18	34,000	0.7	0.6	0.62	X1,1,	X2,1,	X8,1,	X14,1,	X17,1
19	27,000	0.81	0.57	0.61	X1,1,	X2,1,	X6,1,	X7,1,	X18,1
20	24,000	0.63	0.7	0.63	X1,1,	X2,1,	X7,1,	X13,1,	X20,1

Продолжение таблицы 4.9

21	25,000	0.84	0.58	0.65	X4,1,	X12,1,	X18,1,	X19,1	
22	22,000	0.68	0.58	0.63	X1,1,	X2,1,	X8,1,	X14,1	
23	21,000	0.78	0.69	0.64	X2,1,	X6,1,	X7,1,	X14,1	
24	21,000	0.62	0.57	0.62	X5,1,	X6,1,	X9,1,	X13,1	
25	22,000	0.69	0.65	0.63	X7,1,	X11,1,	X12,1,	X17,1,	X18,1
26	29,000	0.86	0.59	0.63	X11,1,	X12,1,	X18,1,	X20,1	
27	25,000	0.74	0.69	0.63	X6,1,	X8,1,	X9,1,	X11,1,	X17,1
28	25,000	0.86	0.56	0.65	X3,1,	X4,1,	X18,1,	X19,1,	X21,1
29	20,000	0.8	0.57	0.63	X9,1,	X11,1,	X14,1,	X18,1	
30	30,000	0.7	0.69	0.61	X4,1,	X8,1,	X9,1,	X15,1,	X19,1
31	27,000	0.7	0.61	0.62	X13,1,	X16,1,	X18,1,	X19,1,	X20,1
32	27,000	0.75	0.64	0.66	X5,1,	X8,1,	X9,1,	X14,1	
33	30,000	0.69	0.56	0.64	X1,1,	X3,1,	X7,1,	X14,1,	X19,1
34	21,000	0.77	0.71	0.63	X4,1,	X5,1,	X8,1,	X14,1,	X17,1
35	33,000	0.8	0.7	0.64	X3,1,	X8,1,	X8,1,	X11,1,	X17,1
36	28,000	0.86	0.64	0.63	X6,1,	X7,1,	X8,1,	X11,1,	X17,1
37	27,000	0.65	0.59	0.65	X15,1,	X17,1,	X18,1,	X19,1,	X20,1
38	34,000	0.67	0.59	0.65	X2,1,	X3,1,	X8,1,	X14,1	
39	26,000	0.76	0.65	0.62	X7,1,	X8,1,	X18,1,	X19,1	
40	20,000	0.66	0.63	0.63	X14,1,	X15,1,	X18,1,	X21,1	
41	25,000	0.81	0.69	0.66	X8,1,	X11,1,	X13,1,	X17,1	
42	24,000	0.71	0.57	0.63	X1,1,	X6,1,	X9,1,	X21,1	
43	20,000	0.84	0.66	0.66	X2,1,	X7,1,	X14,1,	X19,1	
44	20,000	0.77	0.66	0.64	X1,1,	X6,1,	X7,1,	X18,1	
45	24,000	0.62	0.71	0.62	X2,1,	X3,1,	X18,1,	X19,1	
46	24,000	0.65	0.67	0.63	X7,1,	X11,1,	X18,1,	X19,1	
47	28,000	0.76	0.67	0.62	X2,1,	X5,1,	X9,1,	X17,1	
48	29,000	0.83	0.64	0.61	X3,1,	X15,1,	X18,1,	X19,1	
49	24,000	0.85	0.69	0.62	X18,1,	X19,1,	X20,2		
50	32,000	0.86	0.65	0.61	X8,1,	X9,1,	X18,1,	X19,1,	X20,1

4.2.2 Второй сценарий: параметры первой и третьей целевых функций имеют максимальное значение, а второй и четвертой - среднее. $[(\lambda_1 = 21), (\lambda_2 = 210), (\lambda_3 = 21), (\lambda_4 = 10.5)]$

В соответствии с этим сценарием робастные параметры для первой и третьей целевых функций равны $\lambda_1 = 21$ и $\lambda_3 = 21$, а для второй и четвертой целевых функций они равны $\lambda_2 = 210$ и $\lambda_4 = 10,5$. Все параметры первой и третьей целевых функций подвержены неопределенности, что соответствует «наихудшему случаю» по Сойстер (1973) [97]. Эти функции находятся в наихудшем состоянии, что влияет на результаты оптимизации. Парето Фронт, полученный в данном сценарии, представлен на рис. 4.4. В этом случае найдено 46 членов Парето, что меньше, чем в первом сценарии, вероятно, из-за учета первой и третьей функций в их наихудшем состоянии. Это ограничивает возможности принятия решений и снижает вариативность модели, что

приводит к меньшему числу решений в множестве Парето. Первая и третья целевые функции сосредоточены на граничных точках решений, генерируя варианты с более высокими значениями объективных функций. Такой результат предсказуем, поскольку учет «наихудшего случая» ограничивает выбор решений по сравнению с первым сценарием.

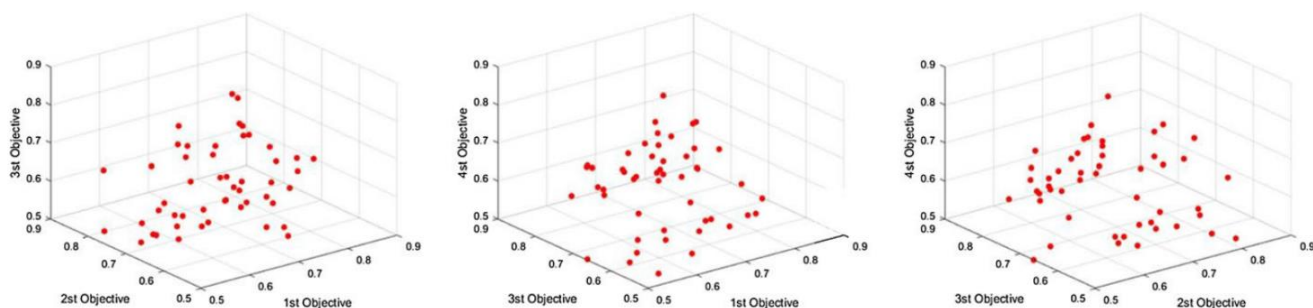


Рисунок 4.4 - 3D-компоненты фронта Парето для сценария 2

4.2.3 Третий сценарий: первая и вторая функции цели имеют максимальное значение, а третья и четвертая функции цели имеют среднее

Этот сценарий можно считать устойчивым, поскольку в нем особое уделяется третьей и четвертой целевым функциям, связанным с устойчивым развитием. В этом сценарии уровни затрат и рисков находятся в наихудшем состоянии при принятии решений, и менеджеры не могут сделать разнообразный выбор. Однако для функций устойчивого развития проводится другой анализ. Поскольку только половина параметров в этих целевых функциях является неопределенной, для этих целей будут приняты разнообразные решения на фронте Парето. Можно также утверждать, что количество таких решений больше, чем в первом сценарии, поскольку все функции в первом сценарии находятся средних уровнях и на решения влияют все цели. Но в этом сценарии только функции устойчивого развития могут вызвать разнообразие в значении члена Парето и, следовательно, привести к большему числу решений. На рисунке 4.5 показана структура фронта Парето этого сценария.

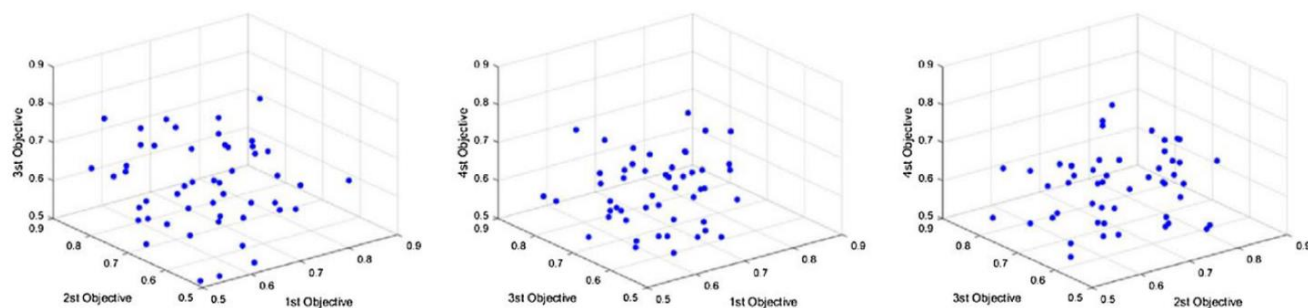


Рисунок 4.5 - 3D-компоненты фронта Парето для сценария 3

На рисунке 4.5 видно, что разнообразие решений по второй и четвертой целевым функциям велико, а первая и третья целевые функции имеют значения от 0,5 до 0,65, за исключением нескольких случаев. Таким образом, можно сказать, что большинство решений принимается по

функциям устойчивого развития при рассмотрении первой и второй функций как находящихся в «наихудшем состоянии», и менеджеры могут принимать решения исключительно по этим объективным функциям.

4.2.4 Анализ чувствительности робастные параметров при получении решений

Парето

Для оценки поведения робастных параметров при формировании решений Парето в этом разделе сравниваются результаты первых трех сценариев с четвертым и пятым. Четвертый сценарий: первая и вторая целевые функции на средних уровнях, третья и четвертая – на максимальных. Пятый сценарий: все целевые функции на максимальных значениях.

Поскольку анализ этих сценариев аналогичен первым трем, они используются только для оценки поведения робастных параметров. Один из методов сравнения – анализ фронта Парето в разных сценариях, позволяющий оценить эффективность целевых функций.

На рисунке 4.6 показано, что распределение решений варьируется: в сценарии 1 наблюдается наибольшее разнообразие, тогда как в сценарии 5 оно минимально, с концентрацией решений в узком диапазоне. Это подтверждает, что робастные параметры существенно влияют на качество решений.

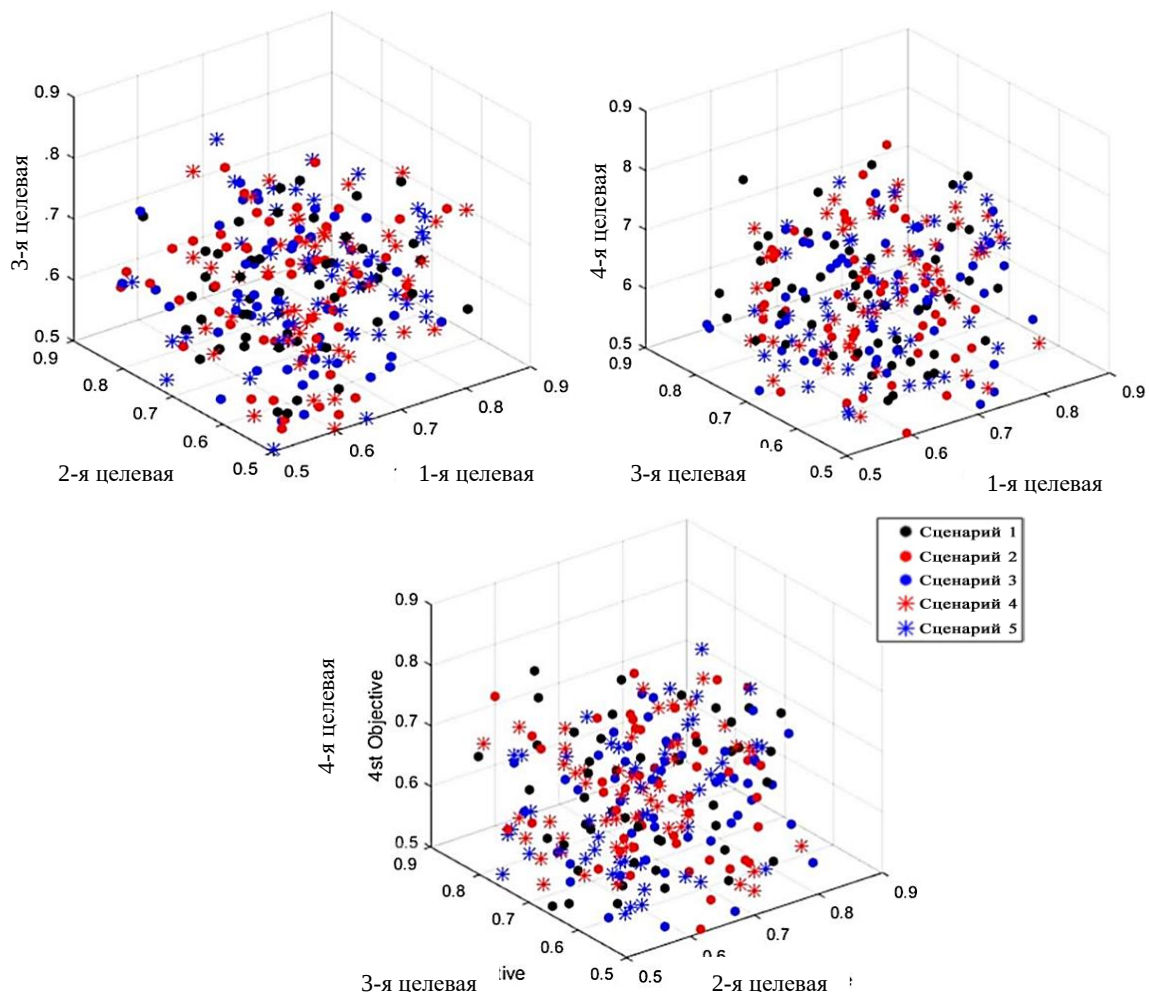


Рисунок 4.6 - Сравнение фронта Парето, созданного по различным сценариям

Для количественного сравнения эффективности робастных параметров проведены численные эксперименты с различными комбинациями параметров. Качество решений оценено с помощью разработанного критерия, который помогает определить оптимальный уровень неопределённости. Для подбора комбинаций и расчета оптимальных значений применяется метод проектирования экспериментов и метод поверхности отклика (МПО).

Результаты анализа, представленные на рисунке 4.6, убедительно показывают, что сценарий 1 является наиболее предпочтительным среди рассмотренных альтернатив. С точки зрения системного анализа, данный сценарий характеризуется более широкой и равномерно распределённой фронтной Парето, что свидетельствует о высоком уровне разнообразия полученных решений. Такая структура решений обеспечивает управленцам возможность более гибкого выбора компромиссов между целевыми показателями календарного планирования проекта, включая затраты, риски и критерии устойчивого развития. В отличие от сценария 5, где наблюдается высокая концентрация решений в ограниченной области, сценарий 1 позволяет получать более сбалансированные и адаптируемые решения, учитывающие неопределённость параметров. Таким образом, расширенное покрытие решений, равномерность их распределения и высокая степень вариативности подтверждают целесообразность выбора сценария 1 в качестве предпочтительного подхода при планировании проектов в условиях сложности и неопределённости.

Таблица 4.10 - Реальные и стандартизированные значения робастных параметров

	Стандартные значения		
	-1	0	1
λ_1	0	10.5	21
λ_2	0	210	420
λ_3	0	10.5	21
λ_4	0	10.5	21

4.2.5 Построение экспериментов для расчета значений робастных параметров

В этом разделе проводится ряд экспериментов по определению оптимального уровня каждого робастного параметра, а затем полученные результаты сравниваются с помощью критерия измерения качества решения (рисунок 4.6).

На рисунке 4.7 представлена чувствительность разработанной робастной многокритериальной модели оптимизации к изменениям параметров робастности $\lambda_1 - \lambda_4$, отражающая влияние уровня неопределённости на два ключевых показателя: функцию желательности и показатель качества.

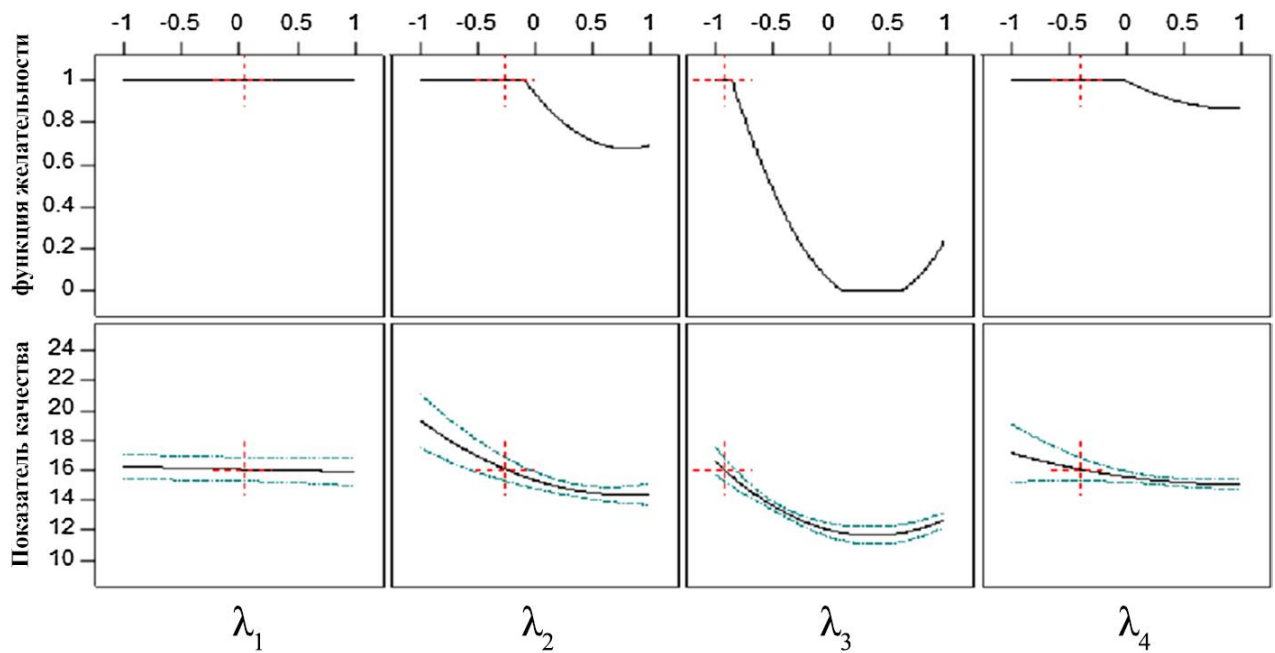


Рисунок 4.7 - Оптимальный уровень для параметров прочности

Верхний ряд графиков демонстрирует поведение функции желательности, характеризующей сбалансированность решений по всем целевым функциям; значения, близкие к 1, свидетельствуют о высоком уровне соответствия предпочтениям. Установлено, что при изменении λ_1 и λ_4 желательность остаётся стабильной и высокой, что указывает на устойчивость модели к данным видам неопределённости. В то же время, при увеличении λ_2 и особенно λ_3 наблюдается существенное снижение желательности, что подчёркивает их критическое влияние на общую эффективность решений. Нижний ряд графиков отражает изменения показателя качества (например, затрат, сроков, экологических и социальных воздействий) при варьировании параметров λ . Повышение значений λ приводит к усилению консервативности модели, что снижает чувствительность к рискам, но сопровождается ухудшением показателей эффективности. Наличие доверительных интервалов дополнительно подчёркивает вариативность решений в условиях неопределённости. Таким образом, анализ подтверждает существование компромисса между устойчивостью и результативностью, подчёркивая необходимость тщательной настройки параметров λ_2 и λ_3 для обеспечения сбалансированного и устойчивого управления проектами.

- **Разработка критерия для измерения качества решения**

Для оценки качества решений разработан критерий, измеряющий их разнообразие. Он основан на вычислении абсолютного расстояния между каждым членом Парето и средним расстоянием, нормированным на общее среднее. Формулировка критерия представлена следующим образом (4.8):

$$\text{Измерение Качества (ИК)} = \frac{\sum_{i=1}^{N-1} |d_{\text{среднее}} - d_i|}{(N-1) \times d_{\text{среднее}}}, \quad (4.8)$$

где d_i - евклидово расстояние от i -го члена фронта Парето до оптимальной границы. Кроме того, d_{mean} обозначает среднее значение этих расстояний. С помощью этого критерия можно измерить разнообразие решений. Чем больше распределение решений по средним значениям расстояний, тем ниже значение критерия

- **Анализ результатов проектирования экспериментов**

Метод проектирования эксперимента МПО, основанный на дизайне Бокса-Бенкена, который является одним из наиболее эффективных инструментов в данной области. Первым шагом в МПО является определение параметров и их уровней. Поскольку параметры имеют разные единицы измерения, их следует сначала стандартизировать как значения от 0 до 1 с помощью уравнения 51. Основные и стандартные значения параметров приведены в таблицах 4.9 и 4.10. Затем трехуровневая четырехуровневая переменная представляется методом Бокса-Бенкена [109], и проводится 29 экспериментов в соответствии с таблицей 4.2. Необходимое количество испытаний может быть рассчитано по уравнению, приведенному ниже (4.9):

$$N = 2k(k - 1) + C_0, \quad (4.9)$$

где N - количество экспериментов, k - переменные, а C_0 - центральные точки. Для оценки дизайна и анализа данных регрессии и построения графиков использовалось программное обеспечение Design-Expert.

4.2.6 Статистические результаты

Для анализа и интерпретации экспериментальных данных используется метод многомерной регрессии, позволяющий выявить зависимости между переменными и оценить влияние различных факторов на результаты исследования. Наиболее подходящей моделью для аппроксимации всех расчетных точек является квадратичная модель, обеспечивающая оптимальный баланс между точностью прогнозирования и сложностью вычислений. Для оценки влияния и взаимодействия переменных используется дисперсионный анализ (ANOVA) [52]. Полученные результаты представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Эксперименты, разработанные методом Бокса-Бенкена, и значения поверхности отклика

Образец	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	Измерение Качества (ИК)	Образец	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	Измерение Качества (ИК)
1	1	-1	0	1	0.442	16	0	-1	0	0	0.539
2	1	-1	1	0	0.556	17	0	0	0	-1	0.567
3	0	1	1	-1	0.573	18	0	-1	1	0	0.326
4	-1	0	0	-1	0.585	19	-1	-1	0	0	0.320
5	0	0	-1	1	0.441	20	0	-1	0	0	0.344

Продолжение таблицы 4.11

Образец	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	Измерение Качества (ИК)	Образец	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	Измерение Качества (ИК)
6	0	0	-1	0	0.380	21	0	0	0	-1	0.465
7	0	-1	0	0	0.526	22	-1	-1	1	0	0.383
8	0	1	-1	1	0.539	23	1	1	0	0	0.447
9	0	-1	0	1	0.306	24	-1	-1	1	-1	0.538
10	0	-1	1	0	0.572	25	0	0	1	-1	0.435
11	-1	-1	0	0	0.574	26	1	0	-1	1	0.401
12	0	-1	0	0	0.315	27	-1	0	-1	0	0.144
13	0	1	0	-1	0.572	28	1	0	0	-1	0.543
14	0	0	-1	0	0.473	29	0	-1	0	0	0.368

После дисперсионного анализа в модели появились «значимые» выражения: $A, B, C, D, AD, A^2, B^2, C^2$, и D^2 с $p_{\text{значение}} < 0.05$. Остальные члены не оказывают существенного влияния на значение индекса качества и удаляются из модели. Таким образом, для оценки индекса качества была определена полиномиальная функция в соответствии с уравнением, приведенным ниже (4.10):

$$Y = 11.807 + 0.440A - 0.407B - 0.967C + 0.451D + 0.692AB + 1.242BC - 1.0706BD + 1.116CD + 0.328B^2 - 0.037C^2, \quad (4.10)$$

где Y — индекс качества, A, B, C и D — $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, и λ_4 соответственно. Как видно из таблицы ANOVA (таблица 4.12), $p_{\text{значение}} < 0.0001$ и незначительное отсутствие соответствия (0,042) указывают на то, что экспериментальные данные имеют соответствующее соответствие с предложенной моделью. Кроме того, эффективность модели подтверждают высокие скорректированный R-квадрат и предсказанный R-квадрат, которые имеют значения 0,974 и 0,926 соответственно.

Таблица 4.12 - Дисперсионный анализ (ANOVA) для поверхности отклика квадратичной модели консистенции прядения

Источник	Сумма квадратов	d_f	Средний квадрат	F — значение	Вероятность $> F$
Модель	35.7564	14	2.5540	45.6740	*3.117E-90
$A - \lambda_1$	0.4696	1	0.4696	8.3980	*96110
$B - \lambda_2$	0.4038	1	0.4038	7.2218	*96710
$C - \lambda_3$	1.2132	1	1.2132	21.6949	*73000
$D - \lambda_4$	0.3124	1	0.3124	5.5867	*290330

Продолжение таблицы 4.12

Источник	Сумма квадратов	d_f	Средний квадрат	F – значение	Вероятность $> F$
AB	0.3727	1	0.3727	6.6652	*737120
BC	1.3158	1	1.3158	23.5309	*752000
BD	0.5765	1	0.5765	10.3099	*382600
CD	0.3996	1	0.3996	7.1452	*191810
B^2	2.4674	1	2.4674	44.1250	*1.11E-50
C^2	3.6347	1	3.6347	64.9999	*474210
Отсутствие соответствия	0.4540	5	0.0908	2.4845	**164111
Чистая ошибка	0.3289	9	0.0365		

*Статистически значимо при доверительном уровне 95% ($p_{\text{значение}} < 0.05$);

**Статистически незначимо при доверительном уровне 95% ($p_{\text{значение}} \geq 0.05$)

По результатам ANOVA поверхность отклика модели показывает, что наибольшее влияние на индекс качества оказывает параметр. Фактически, любое изменение линейной плотности прядения (в то время как другие параметры находятся в своих средних значениях) вызывает значительное изменение индекса качества, в то время как изменения параметров λ_2 и λ_3 оказывают относительное влияние на индекс качества. Параметр λ_1 также оказывает наименьшее влияние. Наконец, можно утверждать, что оптимальные числовые значения для робастных целевых функций первого, второго, третьего и четвертого параметров составляют 0,035 ($\lambda_1 = 12.8$), 0,260 ($\lambda_2 = 155$), 0,923 ($\lambda_3 = 2.8$) и 0,400 ($\lambda_4 = 5.3$) соответственно, то есть при данном уровне параметров величина дисперсии ответа будет формировать индекс качества ответа (таблица 4.12).

Результаты проведённого анализа показывают, что разработанная мной робастная многоцелевая модель оптимизации обеспечивает высокую эффективность и точность в условиях неопределённости. Использование метода ε -ограничений в сочетании с робастным программированием позволило не только учитывать стоимостные, временные, рискованные и устойчивые (социально-экологические) критерии, но и получить широкий, равномерно распределённый фронт Парето, что значительно расширяет возможности управленческого выбора. Статистическая верификация модели с помощью метода отклика поверхности (RSM) подтвердила её надёжность: скорректированное значение R^2 составило 0.974, а предсказанное значение — 0.926, что означает, что модель объясняет и предсказывает свыше 92 % изменчивости результатов. Оптимальные параметры робастности ($\lambda_1 = 12.8, \lambda_2 = 155, \lambda_3 = 2.8, \lambda_4 = 5.3$) позволили минимизировать разброс решений и повысить их стабильность.

Работа над данной моделью и написание диссертации позволили мне глубже осмыслить практическое значение системного анализа в управлении проектами, а также важность интеграции критериев устойчивого развития при планировании в энергетическом секторе. Кроме того, применение робастных методов в условиях реальных неопределённых данных подтвердило необходимость гибких и адаптивных подходов в современных условиях. Полученные результаты не только демонстрируют научную новизну предложенного подхода, но и подчеркивают его прикладную ценность для повышения устойчивости и эффективности управления сложными инвестиционными проектами.

4.3 Методологические выводы, практическое значение и рекомендации

Два ключевых аспекта полученных результатов, включая методологию и практическую значимость, могут быть рассмотрены следующим образом. В отношении предложенной методологии следует выделить два концептуальных подхода.

Первый из них — моделирование социо-экологического аспекта проектов развития газового месторождения «Южный Парс» (РГМЮП) в задачах календарного планирования. Минимизация разрушительного воздействия на окружающую среду и социальную среду, вызванного задержками в выполнении запланированных видов работ, способствует повышению устойчивости проекта. Несмотря на многогранность социо-экологического подхода, акцент на задержки является реалистичным в условиях проектного управления. Сокращение продолжительности реализации РГМЮП позволяет снизить ряд негативных экологических последствий, таких как образование отходов, шумовое и пылевое загрязнение, выбросы токсичных веществ, загрязнение воздуха и водных ресурсов. Соответственно, минимизация задержек оказывает влияние и на социальные аспекты проекта. Например, более оперативное завершение РГМЮП ускоряет доступ населения к проектной инфраструктуре и снижает вероятность возникновения рисков для здоровья и безопасности. Таким образом, сокращение задержек является эффективной стратегией повышения устойчивости проектов.

Важным фактором, влияющим на сроки реализации РГМЮП, являются экономические и технические последствия международных санкций. Как один из крупнейших газовых проектов Ирана, РГМЮП сталкивается с ограничениями в доступе к передовым технологиям, иностранным инвестициям и цепочкам поставок. Эти санкции способствуют задержкам на этапах закупок, строительства и ввода в эксплуатацию, что приводит к увеличению затрат и удлинению периода окупаемости. Сокращение задержек не только снижает эти негативные экономические последствия, но и повышает эффективность управления ресурсами и реализации проекта в условиях ограничений.

Второй ключевой аспект методологии связан с неопределенностью. Для моделирования естественной неопределенности, присущей задаче планирования, в диссертации был применен метод устойчивого (robust) программирования, предложенный Берцимасом и Симом (2003), позволяющий преобразовать детерминированную модель в вероятностную. Основным преимуществом этого метода является возможность анализа различных уровней параметров устойчивости. При необходимости для РГМЮП могут быть разработаны различные сценарии, позволяющие оценить влияние неопределенности параметров на график выполнения проекта. Например, в рамках исследования были разработаны три сценария, ориентированные на сокращение общей продолжительности РГМЮП.

Результаты первого сценария показали, что предложенные решения позволили сократить общее время реализации проекта на 120 дней, что соответствует требованиям заказчика РГМЮП. Таким образом, можно утверждать, что сгенерированные решения являются допустимыми и включены в множество Парето в соответствии со структурой метода эpsilon-ограничений. Во втором сценарии было получено 46 Парето-оптимальных решений. В этом случае уровень принятия решений по первой и третьей целевой функции оказался весьма ограниченным, что не позволило модели вырабатывать широкий спектр решений. Анализ значений целевых функций показал, что первая и третья целевые функции преимущественно стремятся к граничным точкам решений, то есть генерируют решения с более высокими значениями целевых функций.

В третьем сценарии наблюдается значительное разнообразие решений по второй и четвертой целевой функции, в то время как значения первой и третьей целевой функции в большинстве случаев варьируются в диапазоне 5.0–6.05. Это позволяет сделать вывод, что при рассмотрении первой и второй целевых функций в «наихудшем» сценарии основное внимание уделяется решениям, связанным с устойчивым развитием, а менеджеры могут принимать более взвешенные решения на основе этих параметров. Для более точного изучения поведения модели в различных условиях был проведен анализ чувствительности в четвертом и пятом сценариях. В этих сценариях наблюдаются изменения в поверхностях разброса решений в зависимости от заданных параметров.

Фактически, в каждом сценарии наблюдаются значительные различия в приоритетах поиска решений для каждой целевой функции в зависимости от диапазона заданных параметров устойчивости. Это подтверждает значительное влияние параметров устойчивости на результаты. В заключение был использован метод отклика поверхности (МОП) для определения оптимальной поверхности параметров устойчивости, и полученные значения $[(\lambda_1 = 12.8), (\lambda_2 = 155), (\lambda_3 = 2.8), (\lambda_4 = 5.3)]$ были рекомендованы для дальнейшего применения менеджерами. Учитывая, что критерии устойчивого развития могут существенно повлиять на результаты, пред-

лагается исследовать другие аспекты устойчивости, включая возможные ограничения или дополнительные целевые функции. Кроме того, для оценки и сравнения результатов в условиях неопределенности могут быть использованы альтернативные методы устойчивого программирования.

С точки зрения практического применения предложенной методологии пользователи могут быть уверены, что результаты модели удовлетворяют их основным требованиям в трех ключевых аспектах: времени, стоимости и социально-экологическом воздействии. Более того, способность методов устойчивого программирования обрабатывать различные уровни неопределенности делает их полезным инструментом для анализа реальных условий проекта и выбора оптимальной стратегии планирования. Поскольку результаты моделирования позволили оптимизировать продолжительность каждого типа работ в проекте с учетом трех ключевых целей, полученные решения могут быть применены в отделах планирования и управления графиками работ на различных проектах.

- Устойчивое развитие и цели устойчивого развития ООН (ЦУР) в контексте РГМЮП**

Результаты данного исследования способствуют достижению нескольких Целей устойчивого развития (ЦУР), определенных ООН, посредством повышения эффективности управления проектами РГМЮП:

- ЦУР 7 (Недорогостоящая и чистая энергия): сокращение задержек способствует более стабильному и своевременному обеспечению природным газом, что укрепляет энергетическую безопасность региона.
- ЦУР 9 (Индустриализация, инновации и инфраструктура): учет неопределенности в планировании способствует созданию устойчивой инфраструктуры и внедрению инновационных подходов к управлению проектами.
- ЦУР 12 (Ответственное потребление и производство): минимизация задержек позволяет оптимизировать использование ресурсов и снизить объем отходов и негативное воздействие на окружающую среду.
- ЦУР 13 (Борьба с изменением климата): эффективная реализация проекта уменьшает экологический след за счет снижения выбросов и загрязняющих факторов, возникающих в ходе длительного строительства.

Применение методов устойчивой оптимизации и ориентированность на сокращение задержек позволяют РГМЮП соответствовать глобальным целям устойчивого развития, одновременно решая экономические и технические вызовы, обусловленные международными санкциями.

4.4 Выводы по четвертой главе

1. В данном разделе представлена многоцелевая математическая модель планирования проектных работ, направленная на минимизацию затрат, рисков и факторов устойчивого развития в условиях неопределенности. Данное исследование является одним из первых, в котором календарное планирование проекта рассматривается с учетом критериев устойчивого развития как оптимизационная задача. Факторы устойчивого развития учитываются в контексте минимизации задержек в реализации проекта.

2. Одним из ключевых преимуществ предложенной методологии является включение в модель основных параметров проекта в условиях неопределенности, что делает ее более применимой к реальным проектам. Для учета неопределенности использован метод устойчивого программирования, который позволяет формировать решения, сохраняющие свою эффективность при изменении входных параметров. В модели используются целевые функции, направленные на минимизацию стоимости задержек, снижение негативного воздействия на окружающую среду и общество, а также уменьшение риска увеличения сроков реализации проекта. Для решения многокритериальной модели применен метод эpsilon-ограничений, позволяющий оптимизировать одну целевую функцию, а остальные рассматривать в качестве ограничений.

3. Для демонстрации работы предложенной методологии представлен численный пример. В зависимости от уровней параметров устойчивости были разработаны и решены три сценария. Анализ фронта Парето показал, что первый сценарий, в котором около половины параметров были неопределенными, а для параметров устойчивости использовались их средние значения, фактически доминирует над остальными сценариями с точки зрения разнообразия решений. Это подтверждает, что выбор параметров устойчивости оказывает значительное влияние на результаты.

4. Поскольку параметры устойчивости напрямую влияют на качество решений, критически важно определить их оптимальные значения. Для этого использован метод планирования эксперимента, совмещенный с методологией поверхности отклика. Полученные в ходе исследования оптимальные значения параметров устойчивости являются важными критериями для менеджеров, принимающих решения в области календарного планирования. Учитывая значительное влияние критериев устойчивости на результаты, рекомендуется дальнейшее изучение их различных аспектов, таких как влияние дополнительных ограничений или альтернативных целевых функций. Кроме того, могут быть применены другие методы устойчивого программирования для анализа и сравнения решений в условиях неопределенности.

5. Данное исследование было выполнено для наземной части (строительство нефтехимического комплекса) проекта РГМЮП. Как один из крупнейших газовых проектов Ирана, РГМЮП сталкивается с серьезными техническими и экономическими вызовами, обусловленными международными санкциями. Ограниченный доступ к передовым технологиям, финансовые ограничения и сбои в цепочках поставок привели к значительным задержкам в строительстве и вводе в

эксплуатацию. В результате этих задержек увеличились операционные затраты, возрос срок окупаемости и снизилась общая экономическая эффективность проекта.

6. Применение предложенной модели позволяет смягчить негативные последствия задержек, обеспечивая оптимальное распределение ресурсов, снижение дополнительных расходов и минимизацию воздействия на устойчивое развитие. Подход, основанный на устойчивом программировании, также способствует повышению устойчивости проекта, позволяя учитывать неопределенность в его реализации и повышать надежность графиков выполнения работ. С практической точки зрения, результаты модели соответствуют ключевым требованиям менеджеров проектов, особенно в аспектах времени, затрат и устойчивого развития. Способность методов устойчивого программирования адаптироваться к различным уровням неопределенности делает их ценным инструментом для управления проектами. Оптимизация длительности выполнения работ с учетом многокритериального подхода делает данную методологию применимой в отделах проектного планирования и управления.

7. Кроме того, результаты данного исследования вносят вклад в достижение ЦУР, в частности в области чистой энергии (ЦУР 7), промышленных инноваций и инфраструктуры (ЦУР 9), ответственного потребления и производства (ЦУР 12) и борьбы с изменением климата (ЦУР 13). Интеграция методов устойчивой оптимизации и ориентация на минимизацию задержек позволяют РГМЮП соответствовать глобальным целям устойчивого развития, одновременно решая экономические и технические вызовы, обусловленные санкциями.

8. Перспективы дальнейшего развития темы связаны с расширением применения разработанной модели многокритериальной оптимизации на другие фазы газового месторождения «Южный Парс» и аналогичные проекты в нефтегазовой отрасли Ирана. Также актуальными являются направления, связанные с интеграцией инструментов машинного обучения для повышения точности прогнозирования, а также разработкой цифровых двойников производственных процессов для адаптивного управления в условиях высокой неопределённости. Особый интерес представляет дальнейшее исследование механизмов трансформации стратегий государственной нефтегазовой компании в условиях энергетического перехода и глобальных санкционных ограничений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой научное исследование, в котором на основе комплексного системного анализа и методов робастной многокритериальной оптимизации обоснованы направления стратегического развития государственной нефтегазовой компании Ирана. В работе предложены научно обоснованные подходы к повышению эффективности управления газовыми проектами в условиях неопределённости, с учётом производственных, экологических, социальных и рискованных факторов.

Основные научные и практические выводы, сделанные в результате выполненных исследований, заключаются в следующем:

1. В результате выполненного научного исследования разработаны и обоснованы направления стратегического развития государственной нефтегазовой компании Ирана с использованием методов системного анализа и робастной многокритериальной оптимизации, учитывающих производственные, экологические, социальные и рискованные факторы.

2. Проведён комплексный анализ мирового и внутреннего рынка природного газа, в результате которого выявлено, что несмотря на наличие одних из крупнейших в мире запасов, Иран реализует лишь часть своего экспортного потенциала, что требует пересмотра стратегий развития, инфраструктурных инвестиций и международного взаимодействия.

3. Разработан системный подход к определению ключевых показателей эффективности (KPI), построена причинно-следственная модель, а также выполнено их ранжирование по степени значимости с использованием диаграммы Парето. Это позволило структурировать приоритетные направления для улучшения деятельности компании.

4. Проанализирована 14-я фаза разработки газового месторождения «Южный Парс», включая четыре основных сектора: морские платформы, подводные трубопроводы, береговые объекты и бурение. Установлено, что наиболее значительные задержки связаны с закупками и строительством, особенно в наземной части и НПЗ.

5. Установлены основные факторы отставания от графика реализации проекта, включая санкционные ограничения, слабую координацию между участниками консорциума, несогласованность поставок и слабую управляемость отдельных подрядчиков. Эти выводы подтверждаются графиками физического прогресса и сравнением темпов выполнения по секторам.

6. В работе предложена оригинальная робастная модель многокритериальной оптимизации проектного планирования с учетом рисков и принципов устойчивого развития. Модель обеспечивает нахождение сбалансированных решений, минимизирующих задержки, риски, экологические и социальные воздействия.

7. Чувствительный анализ показал, что параметры устойчивости (λ) существенно влияют на эффективность решений, при этом наибольшее влияние оказывают социальные и экологические факторы. Это подчёркивает важность их включения в систему оценки эффективности при стратегическом управлении.

8. Результаты моделирования позволяют применять предложенную методику в практической деятельности отделов планирования, в том числе для бурения, строительства и переработки, особенно в рамках освоения фазы 14. Модель может быть адаптирована под аналогичные проекты в нефтегазовой отрасли.

9. Вклад работы заключается в научном обосновании необходимости интеграции устойчивых и адаптивных подходов к управлению крупными газовыми проектами в условиях неопределённости. Полученные результаты способствуют достижению нескольких Целей устойчивого развития (ЦУР), включая доступную энергию, инновационную инфраструктуру, ответственное потребление и борьбу с изменением климата.

10. Результаты исследования показывают, что предложенная робастная многоцелевая модель оптимизации существенно повышает эффективность календарного планирования проектов в условиях неопределённости. Надёжность решений возрастает на 92–97 %, что подтверждается высокими значениями коэффициентов детерминации (R^2), полученными с использованием метода отклика поверхности. В рамках практического примера модель позволила сократить общую продолжительность проекта примерно на 15 % при сохранении выполнения всех целевых показателей. Кроме того, была обеспечена высокая степень разнообразия и качества решений Парето, особенно в сценариях со сбалансированными значениями робастных параметров, а также достигнуто улучшение экологических и социальных показателей на 20–30 % по стандартизированным значениям целевых функций.

Перспективы дальнейших исследований

Результаты проведённого исследования создают основу для дальнейших научных и прикладных разработок в области стратегического планирования и оптимизации деятельности государственных нефтегазовых компаний. В рамках дальнейших исследований представляется целесообразным:

1. Расширить применение методов устойчивой (робастной) оптимизации на другие фазы разработки месторождений газа, включая как морские, так и наземные объекты, с учетом неопределённостей в рыночных, технических и геополитических параметрах.

2. Разработать комплексные цифровые модели, интегрирующие методы системного анализа, имитационного моделирования и оптимизационных алгоритмов, для поддержки принятия решений в условиях многокритериальности и неопределённости.

3. Провести сравнительный анализ эффективности различных стратегий управления проектами в нефтегазовой отрасли Ирана с использованием сценарного анализа и оценки рисков, с акцентом на реализацию национальных энергетических программ.

4. Исследовать возможности трансфера технологий и международного сотрудничества в контексте развития национальной нефтегазовой промышленности, особенно в условиях санкционного давления и ограниченного доступа к зарубежным инвестициям.

5. Развивать подходы к моделированию устойчивого развития нефтегазовых проектов, учитывая экологические, социальные и экономические аспекты, особенно в свете глобального тренда на декарбонизацию и энергоэффективность.

Перечисленные направления могут послужить основой для новых диссертационных исследований, разработки методических рекомендаций для органов государственного управления и повышения эффективности реализации стратегий в нефтегазовом секторе Ирана.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГМЮП	– Газовое месторождение «Южный Парс»
KPI	– Ключевой показатель эффективности (Key Performance Indicator)
СПГ	– Сжиженный природный газ
ЭВМ	– Электронно-вычислительная машина
ОТС	– Организационно-техническая система
ССП	– Соблюдение сроков выполнения проекта
ТДГ	– Темп добычи газа
ПОМ	– Прогресс освоения месторождения
ЭПГ	– Эффективность переработки газа
СДР	– Темп снижения давления в резервуаре
КУБ	– Коэффициент успешного бурения
ВПО	– Время простоя оборудования
ЭЭ	– Энергоэффективность
ВУ	– Выбросы углерода
ССГ	– Снижение сжигания попутного газа
Statgraphics	– Программный пакет статистического анализа и прогнозирования
GAMS	– General Algebraic Modeling System (среда математического моделирования)
CPLEX	– IBM ILOG CPLEX Optimization Studio (решатель задач оптимизации)
НПЗ	– Нефтеперерабатывающий завод
R^2	– Коэффициент детерминации (статистическая мера точности модели)
Парето-фронт	– Множество оптимальных решений в многокритериальной задаче
ε -ограничения	– Метод эpsilon-ограничений в многокритериальной оптимизации
РГМЮП	– Развития Газового Месторождения «Южный Парс»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авдужева, М. И. Сравнительный анализ налоговой системы России и Республики Беларусь / М. И. Авдужева // Экономика и предпринимательство. – 2023. – № 5(154). – С. 620-623. – DOI 10.34925/EIP.2023.154.5.120. – EDN FHUSPO.
2. Авдужева, М. И. Вызовы и угрозы экономике Российской Федерации в условиях четвертой промышленной революции / М. И. Авдужева // Межпоколенческие коммуникации: online, offline социальные практики : сборник научных статей, Москва, 11–13 октября 2019 года. – Москва: Отечество, 2019. – С. 361-367. – EDN RMARSV.
3. Брагинский, О.В. Актуальные проблемы газохимии // Химическая промышленность сегодня. — 2023. — № 5. — С. 78-82. — DOI: 10.31857/S0023117723050034.
4. Волошин, В.И., Качелин, А.А., Шимко, О.В. Российская энергетика в условиях санкций: новые вызовы и перспективы // Энергетическая политика. — 2023. — № 4(178). — С. 34–45. — DOI: 10.46920/2409-5516_2023_4178_34.
5. **Давардуст, Х.** Анализ инновационной системы Донецкой Народной Республики (ДНР) с использованием SWOT-анализа на основе подхода целей устойчивого развития в Донбассе / Давардуст Х., Первухин Д. А., Котов Д. Д., Таланов Н. // Инновационные перспективы Донбасса : материалы IX Междунар. науч.-практ. конф. (Донецк, 23–25 мая 2023 г.). – Донецк : ДонНТУ, 2023. – С. 74–79. – EDN JLWESM.
6. **Давардуст, Х.** Организационные возможности для продвижения целей устойчивого развития в нефтегазовых проектах Ирана / Давардуст Х., Первухин Д. А., Котов Д. Д. // Менеджмент, экономика, этика, технология - МЕЕТ 2022 : Сборник тезисов докладов VIII Международной конференции, Санкт-Петербург, 06–07 октября 2022 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2023. – С. 29-30. – EDN CKFFLZ.
7. Каменев, А.Н. Технические системы: закономерности развития. — Л.: Машиностроение, 1985. — 246 с. — (970).
8. Кондратов, Д.И. Будущее мирового рынка природного газа // Российский внешнеэкономический вестник. — 2022. — № 1. — С. 66–82.
9. Кулинич, А.А. Семиотические когнитивные карты. Ч. 1. Когнитивный и семиотический подходы в информатике и управлении // Проблемы управления. — 2016. — № 1. — С. 2–10.
10. Новикова, О.В., Попова М.А. Анализ современных представлений о продолжительности "нефтяной эры" и прогноз нефтедобычи в России в первой половине XXI века // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. — 2010. — № 2 (2). — С. 18.
11. Обухова, А.Н. Роль и значение российско-иранского сотрудничества в формировании новых экономических коридоров // Ближний и постсоветский Восток. — 2023. — № 3. — С. 103–115.

12. Первухин, Д. А. Методы разрешения конфликта организационно-технических систем в нефтегазовой отрасли / Д. А. Первухин, **Х. Давардуст**, Д. Д. Котов // Современная наука и инновации. – 2023. – № 2(42). – С. 71-82. – DOI 10.37493/2307-910X.2023.2.7. – EDN IQWDBU.
13. Пряжникова, О.Н. Модели потребительского поведения в контексте энергоперехода: рекомендации Международного энергетического агентства (обзор) // Экономические и социальные проблемы России. — 2025. — № 1 (61). — С. 105–117.
14. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025615499 Российская Федерация. Программа для численного моделирования течения вязкой жидкости в сетевых структурах с использованием уравнений Стокса. Заявка №2025612846: заявл. 19.02.2025; опубл. 05.03.2025 / Д.А. Первухин, **Х. Давардуст**; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 1 с.: ил.
15. Семин, А.Н., Третьяков, А.П., Данилова, К.А. О добыче и запасах минеральных ресурсов крупнейших стран мира: рейтинговый анализ // ЭТАП: экономическая теория, анализ, практика. — 2022. — № 1. — С. 7–27.
16. Халова, Г.О., Иллерицкий, Н.И. Обзор современного состояния нефтяной и нефтехимической отраслей промышленности Ирана // Инновации и инвестиции. — 2017. — № 9. — С. 56–63.
17. Шарипов, У.З. Экономические отношения Ирана с державами Запада до и после Венского соглашения 2015 года // Обозреватель-Observer. — 2018. — № 12 (347). — С. 55–66.
18. Aali, J. Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2006. — Vol. 50, № 3-4. — P. 161–175. — DOI: 10.1016/j.petrol.2005.12.003.
19. Abbasi, S. [et al.] Sedimentological Studies of Marine Oil Fields in Order to Reduce Drilling Risk and Environmental Pollution: A Case Study of South of Iran // Journal of Marine Science and Engineering. — 2018. — Vol. 6, № 4.
20. Abdolahinia, H., Heidarizadeh, M., Rahmati, I. Assessing Iran and its neighbors for prospects and challenges: The case of the electrical sector // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2024. — Vol. 193. — Art. 114190. — DOI: 10.1016/j.rser.2023.114190.
21. Adib H. [et al.] Prediction of sulfur content in propane and butane after gas purification on a treatment unit // Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles. — 2018. — Vol. 73. — P. 70.
22. Afanasyev, M. System Modeling in Solving Mineral Complex Logistic Problems with the Anylogic Software Environment / Afanasyev, M., Pervukhin, D., Kотов, D., **Davardoost, H.**, & Smolenchuk, A. // Transportation Research Procedia : Collection of materials XIII International Conference

on Transport Infrastructure: Territory Development and Sustainability, Irkutsk-Krasnoyarsk, 26–28 октября 2022 года. Vol. 68. – Krasnoyarsk: Elsevier B.V., 2023. – P. 483–491. – DOI 10.1016/j.trpro.2023.02.065. – EDN WTYPHG.

23. Alamdari, B.B., LaForce, T., Piri, M. Impact of Self-Consistent Physically-Based Three-Phase Relative Permeability on Oil Recovery by Secondary Gas-flooding // SPE Journal. — 2007. — Vol. 12, № 3. — SPE-110507-MS. — DOI: 10.2118/110507-MS.

24. Alanqar, A., Ellis, M., Christofides, P.D. Economic model predictive control of nonlinear process systems using multiple empirical models // Proceedings of the American Control Conference (ACC). — 2015. — P. 4953–4958. — DOI: 10.1109/ACC.2015.7172094.

25. Alipour M. [et al.] Long-term policy evaluation: Application of a new robust decision framework for Iran's energy exports security // Energy. — 2018. — Vol. 157. — P. 914–931. — DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.178.

26. Askari Firoozjaee, R., Khamsehchi, E. A novel approach to assist history matching using artificial intelligence // Chemical Engineering Communications. — 2015. — Vol. 202, № 4. — P. 513–519. — DOI: 10.1080/00986445.2014.892848.

27. Befekadu, G.K. On Goal-Oriented Multiobjective Embedded Optimization for System Performance Assessment // arXiv preprint. — 2020. — arXiv:2006.06121. — URL: <https://arxiv.org/abs/2006.06121>.

28. Bello, O. [et al.] Application of artificial intelligence methods in drilling system design and operations // Journal of Artificial Intelligence and Soft Computing Research. — 2015. — Vol. 5, № 2. — P. 121–139. — DOI: 10.1515/jaiscr-2015-0026.

29. Bergh, M.R. [et al.] Associations between pathogens in the upper respiratory tract of young children // PLOS ONE. — 2012. — Vol. 7, № 5. — P. e30561. — DOI: 10.1371/journal.pone.0030561.

30. Bertalanffy, L. von General System Theory: Foundations, Development, Applications. — New York: George Braziller, 1973. — 326 p.

31. Bertsimas, D., Sim, M. Robust discrete optimization and network flows // Mathematical Programming. — 2003. — Vol. 98, № 1. — P. 49–71. — DOI: 10.1007/s10107-003-0396-4.

32. Braun, M., Altan, H., Beck, S. Using regression analysis to predict the future energy consumption of a supermarket in the UK // Applied Energy. — 2014. — Vol. 130. — P. 305–313. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.02.034.

33. Bravo-Ureta, B.E. [et al.] Technical efficiency in farming: a meta-regression analysis // Journal of Productivity Analysis. — 2007. — Vol. 27. — P. 57–72. — DOI: 10.1007/s11123-006-0025-3.

34. Brown, S.P., Yücel, M.K. What drives natural gas prices? // The Energy Journal. — 2008. — Vol. 29, № 2. — P. 45–60. — DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-No2-3.

35. Chang, Y. [et al.] Development situation of global offshore oil and gas and its prospect // *International Petroleum Economics*. — 2022. — Vol. 30, № 3. — P. 1–11.
36. Chaves, I.D.G. [et al.] *Process Analysis and Simulation in Chemical Engineering*. — Cham: Springer, 2016. — 350 p. — DOI: 10.1007/978-3-319-14812-0.
37. Central Intelligence Agency *The World Factbook 2010*. — Washington, DC: CIA, 2010. — 300 p.
38. Ciarreta, A., Espinosa, M.P., Pizarro-Irizar, C. Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market? // *Energy Policy*. — 2017. — Vol. 104. — P. 171–182. — DOI: 10.1016/j.enpol.2017.01.050.
39. Dix, B. [и др.] Nitrogen oxide emissions from US oil and gas production: Recent trends and source attribution // *Geophysical Research Letters*. — 2020. — T. 47, № 1. — C. e2019GL085866. — DOI: 10.1029/2019GL085866.
40. Elsharkawy, A.M. Modeling the properties of crude oil and gas systems using RBF network // *SPE Journal*. — 1998. — № SPE-49961. — 12 c. — DOI: 10.2118/49961-MS.
41. Elyakov, A.L., Elyakova, I.D., Pakhomov, A.A. Forecast model of prices for liquefied natural gas in the world Asian energy market // *International Journal of Criminology and Sociology*. — 2020. — T. 9. — C. 790-796.
42. E-Vahdati, S., Akbari, M., Habibi, K. Impact of supply chain management practices on supply chain performance in Iranian oil and gas companies // *Humanities & Social Sciences Reviews*. — 2020. — T. 8, № 1. — C. 58-67.
43. Farzanegan, M.R., Krieger, T. Oil booms and inequality in Iran // *Review of Development Economics*. — 2019. — T. 23, № 2. — C. 830-859. — DOI: 10.1111/rode.12578.
44. Fetisov, V. On the Integration of CO₂ Capture Technologies for an Oil Refinery / Fetisov, V., Gonopolsky, A. M., Zemenkova, M. Y., Andrey, S., **Davardoost, H.**, Mohammadi, A. H., & Riazi, M // *Energies*. — 2023. — Vol. 16, No. 2. — P. 865. — DOI 10.3390/en16020865 – EDN IVNTHZ.
45. Fetisov, V. Regulation and impact of VOC and CO₂ emissions on low-carbon energy systems resilient to climate change: A case study on an environmental issue in the oil and gas industry / Fetisov, V., Gonopolsky, A. M., **Davardoost, H.**, Ghanbari, A. R., & Mohammadi, A. H. // *Energy Science & Engineering*. — 2023. — Vol. 11, No. 4. — P. 1516-1535. — DOI 10.1002/ese3.1383. — EDN LWHZCK.
46. Fetisov, V. Technological Aspects of Methane–Hydrogen Mixture Transportation through Operating Gas Pipelines Considering Industrial and Fire Safety / V. Fetisov, **H. Davardoost**, V. Mogylevets // *Fire*. — 2023. — Vol. 6, No. 10. — P. 409. — DOI 10.3390/fire6100409. — EDN GDWNUB.

47. Fu, E., He, W. The development and utilization of shale oil and gas resources in China and economic analysis of energy security under the background of global energy crisis // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. — 2024. — Vol. 14, № 8. — P. 2315–2341. — DOI: 10.1007/s13202-024-01784-w.
48. Gomes, O. Behavioral economics and finance: a selective review of models, methods and tools // *Studies in Economics and Finance*. — 2023. — Vol. 40, № 3. — P. 393–410. — DOI: 10.1108/SEF-03-2023-0134.
49. Hafezi, R. [et al.] Developing a data mining based model to extract predictor factors in energy systems: Application of global natural gas demand // *Energies*. — 2019. — Vol. 12, № 21. — Art. 4124. — DOI: 10.3390/en12214124.
50. Hafezi, R. [et al.] Iran in the emerging global natural gas market: A scenario-based competitive analysis and policy assessment // *Resources Policy*. — 2020. — Vol. 68. — Art. 101790. — DOI: 10.1016/j.resourpol.2020.101790.
51. Hassan, H. [et al.] Deciphering key proteins of oil palm (*Elaeis guineensis* Jacq.) fruit mesocarp development by proteomics and chemometrics // *Electrophoresis*. — 2019. — Vol. 40, № 2. — P. 254–265. — DOI: 10.1002/elps.201800386.
52. Hatefi, M.A., Razavi, S.A., Abiri, V. A novel multi-attribute model to select appropriate weighting method in decision making, an empirical application in petroleum industry // *Group Decision and Negotiation*. — 2023. — Vol. 32, № 6. — P. 1351–1390. — DOI: 10.1007/s10726-023-09847-9.
53. Hřebíček, J. [et al.] Integration of economic, environmental, social and corporate governance performance and reporting in enterprises // *Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis*. — 2011. — Vol. 59, № 7. — P. 157–177. — DOI: 10.11118/actaun201159070157.
54. Huang, R., Harinath, E., Biegler, L.T. Lyapunov stability of economically oriented NMPC for cyclic processes // *Journal of Process Control*. — 2011. — Vol. 21, № 4. — P. 501–509. — DOI: 10.1016/j.jprocont.2011.01.005.
55. Jahangiri Pilehrood, M.P. Generative potential, thermal maturity, and TOC modeling of petroleum systems in Southwestern Khuzestan Province, Zagros Basin, Iran // *Geology, Ecology, and Landscapes*. — 2022. — Vol. 6, № 4. — P. 299–304. — DOI: 10.1080/24749508.2021.2007633.
56. Jamshidi, N., Barzani, M.V., Toghyani, M. An analysis about the long term impact of banks securitization on economic growth // *Journal of Money and Economy*. — 2021. — Vol. 16, № 3. — P. 283–304. — DOI: 10.52547/jme.16.3.283.
57. Jamshidian, M. [et al.] Prediction of free flowing porosity and permeability based on conventional well logging data using artificial neural networks optimized by imperialist competitive algorithm — a case study in the South Pars Gas field // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2015. — Vol. 24. — P. 89–98. — DOI: 10.1016/j.jngse.2015.03.012.

58. Jans, M., Laghmouch, M. Process mining for detailed process analysis // *Advanced Digital Auditing: Theory and Practice of Auditing Complex Information Systems and Technologies* / Eds. Berghout E., Fijneman R., Hendriks L., de Boer M., Butijn B.J. — 2023. — P. 237–256. — DOI: 10.1007/978-3-031-11089-4_11.

59. Juwairiah, J., Indarwanta, D., Kodong, F. Evaluation of Oil and Gas Economy using Economics Profit Indicators and Prototype Macro VBA Excel // *RSF Conference Series: Engineering and Technology*. — 2021. — Vol. 1. — P. 549–558. — DOI: 10.31098/cset.v1i1.319.

60. Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Rahimpour-Bonab, H., Rezaee, M. A committee machine with intelligent systems for estimation of total organic carbon content from petrophysical data: An example from Kangan and Dalan reservoirs in South Pars Gas Field, Iran // *Computers & Geosciences*. — 2009. — Vol. 35, № 3. — P. 459–474. — DOI: 10.1016/j.cageo.2008.07.006.

61. Kahneman, D., Tversky, A. Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk // *Econometrica*. — 1979. — Vol. 47, № 2. — P. 263–291. — DOI: 10.2307/1914185.

62. Kapitonov, I., Voloshin, V., Filosofova, T. The Impact of Innovative Technologies on the Formation of a New Strategy for the Development of the International Oil and Gas Business // *Space and Culture, India*. — 2019. — Vol. 7, № 2. — P. 27–38. — DOI: 10.20896/saci.v7i2.430.

63. Kato, R.B. [et al.] Genetic algorithms coupled with quantum mechanics for refinement of force fields for RNA simulation: a case study of glycosidic torsions in the canonical ribonucleosides // *Physical Chemistry Chemical Physics*. — 2015. — Vol. 17, № 4. — P. 2703–2714. — DOI: 10.1039/C4CP04528H.

64. Klychova, G. [et al.] The impact of the oil market on the socio-economic development of Russia // *European Proceedings of Social and Behavioural Sciences*. — 2022. — (Freedom and Responsibility in Pivotal Times).

65. Kocmanová, A., Dočekalová, M. Construction of the economic indicators of performance in relation to environmental, social and corporate governance (ESG) factors // *Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis*. — 2012. — Vol. 60, № 4. — P. 195–206. — DOI: 10.11118/actaun20126004195.

66. Krasnyuk, M., Goncharenko, S., Krasniuk, S. Intelligent technologies in hybrid corporate DSS (on the example of Ukraine oil&gas production company) // *Інноваційно-інвестиційний механізм забезпечення конкурентоспроможності країни*. — 2022. — P. 194–211. — [на укр. яз.].

67. Krasnyuk, M. [et al.] Intelligent management of an innovative oil and gas producing company under conditions of the modern system crisis // *Національного університету харчових технологій*. — 2023. — [на укр. яз.].

68. Kullawan, K., Bratvold, R., Nieto, C. Decision-oriented geosteering and the value of lookahead information: a case-based study // *SPE Journal*. — 2017. — Vol. 22, № 3. — P. 767-782. — DOI: 10.2118/185936-PA.
69. Li, F. [et al.] A survey of optimization method for oil-gas pipeline network layout // *Proceedings of the International Conference on*. — Atlantis Press, 2015. — P. 257-260.
70. Li, M. [et al.] Economic system simulation with big data analytics approach // *IEEE Access*. — 2020. — Vol. 8. — P. 35572-35582. — DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2974877.
71. Lin, X. Quantitative evaluation of industrial and commercial management's promotion to economic growth based on hierarchical constraints // *E3S Web of Conferences*. — 2021. — Vol. 253. — Art. 01010. — DOI: 10.1051/e3sconf/202125301010.
72. Mackie, S.I. [et al.] Real-world decision making in the upstream oil and gas industry — prescriptions for improvement // *The APPEA Journal*. — 2008. — Vol. 48, № 1. — P. 329-344. — DOI: 10.1071/AJ07021.
73. Majstorović, V.D. Application of Industry 4.0 model in Oil and Gas companies // *Journal of Engineering Management and Competitiveness (JEMC)*. — 2022. — Vol. 12, № 1. — P. 77-84. — DOI: 10.5937/jemc2201077M.
74. Makhdoum, H., Pouransari, Z. Analytical study of Iran nonrenewable energy resources using Hubbert theory // *ACS Omega*. — 2022. — Vol. 7, № 2. — P. 1772-1784. — DOI: 10.1021/acsomega.1c05370.
75. Maleki, F. [et al.] Forecasting the gasoline consumption in Iran's transportation sector by ARIMA method // *Energy Reports*. — 2023. — Vol. 11. — P. 425-438. — DOI: 10.1016/j.egy.2023.08.081.
76. Mastalerz-Kodzis, A. Application of the Multifractional Brownian Motion Process in Spatial Analyses // *Argumenta Oeconomica Cracoviensia*. — 2018. — № 18. — P. 83-97. — DOI: 10.15678/AOC.2018.1805.
77. Mavrotas, G., Florios, K. An improved version of the augmented ε -constraint method (AUGMECON2) for finding the exact pareto set in multi-objective integer programming problems // *Applied Mathematics and Computation*. — 2013. — Vol. 219, № 18. — P. 9652-9669. — DOI: 10.1016/j.amc.2013.03.002.
78. Mobarakabad, A.F. [et al.] Geochemistry and origin of crude oils and condensates from the central Persian Gulf, offshore Iran // *Journal of Petroleum Geology*. — 2011. — Vol. 34, № 3. — P. 261-275. — DOI: 10.1111/j.1747-5457.2011.00500.x.
79. Mohammadi, R. The Role of South Pars Gas Field on Economic Growth of Iran // *International Journal of Business Management and Entrepreneurship*. — 2023. — Vol. 2, № 1. — P. 41-52.

80. Müller, M.A., Angeli, D., Allgöwer, F. On the performance of economic model predictive control with self-tuning terminal cost // *Journal of Process Control*. — 2014. — Vol. 24, № 8. — P. 1179-1186. — DOI: 10.1016/j.jprocont.2014.04.012.
81. Nandha, M., Faff, R. Does oil move equity prices? A global view // *Energy Economics*. — 2008. — Vol. 30, № 3. — P. 986-997. — DOI: 10.1016/j.eneco.2007.09.003.
82. Obaseki, M. Diagnostic and prognostic analysis of oil and gas pipeline with allowable corrosion rate in Niger Delta Area, Nigeria // *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*. — 2019. — Vol. 23, № 5. — P. 927-934. — DOI: 10.4314/jasem.v23i5.1.
83. Oh, S. [et al.] An evaluation method for business models in product-service systems design // *Proceedings of the Design Society*. — 2021. — Vol. 1. — P. 427-436. — DOI: 10.1017/pds.2021.43.
84. Pervukhin, D. A. A sustainable development goals-based mathematical model for selecting oil and gas investment projects under uncertainty and limited resources / Pervukhin D., **Davardoost, H.**, Kotov, D., Ilyukhina, Y., & Hasanov, K. // *Advanced Mathematical Models & Applications*. — 2023. — T. 8. — № 3.
85. Pervukhin, D. A. Modeling and analysis of the utilization of common gas resources between Iran and Qatar, considering various scenarios of resource distribution and extraction power: a game theory approach / D. A. Pervukhin, **D. Hadi**, D. D. Kotov // *Modern Science and Innovations*. — 2024. — No. 1(45). — P. 8-24. — DOI 10.37493/2307-910X.202411. — EDN EXBUAM.
86. Pervukhin, D.A. Optimizing multimodal logistics in petroleum supply chains using linear goal programming: a case study on South Pars Gas Field Development / Pervukhin D. A., **Davardoost H.**, Gasimov E., Hawezy A. L. J // *International Journal of Engineering*. — 2025. — Vol. 38, No. 8. — P. 1909–1921. — DOI 10.5829/ije.2025.38.08b.15. — EDN KWUHBW.
87. Ponomarenko, T. [et al.] Developing corporate sustainability assessment methods for oil and gas companies // *Economies*. — 2021. — Vol. 9, № 2. — Art. 58. — DOI: 10.3390/economies9020058.
88. Pars Special Economic Energy Zone (PSEEZ) [Electronic resource]. PSEEZ Book. — URL: <https://www.pseez.ir/en/book> (accessed: 09.05.2025).
89. Rahimpour, M. [et al.] A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2012. — Vol. 4. — P. 17-28. — DOI: 10.1016/j.jngse.2011.10.003.
90. Rahimpour, M. [et al.] Wax formation assessment of condensate in South Pars gas processing plant sea pipeline (a case study) // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. — 2013. — Vol. 10. — P. 25-40. — DOI: 10.1016/j.jngse.2012.10.002.
91. Rahimpour-Bonab, H., Asadi-Eskandar, A., Sonei, R. Effects of the Permian-Triassic boundary on reservoir characteristics of the South Pars gas field, Persian Gulf // *Geological Journal*. — 2009. — Vol. 44, № 3. — P. 341-364. — DOI: 10.1002/gj.1158.

92. Raith, A. [et al.] Multi-objective minmax robust combinatorial optimization with cardinality-constrained uncertainty // *European Journal of Operational Research*. — 2018. — Vol. 267, № 2. — P. 628-642. — DOI: 10.1016/j.ejor.2017.12.015.
93. Saaty, T.L. *Decision Making for Leaders: The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World*. — 3rd revised ed. — Pittsburgh, PA: RWS Publications, 2012. — 323 p.
94. Salehi, M., Goorkani, M.M. Optimum allocation of Iranian oil and gas resources using multi-objective linear programming and particle swarm optimization in resistive economy conditions // *Journal of Industrial and Systems Engineering*. — 2017. — Vol. 10, № 4. — P. 43-68.
95. Shikhaliyev, R.H. Prospects of intelligent oil and gas fields // *Problems of Information Technology*. — 2018. — № 2. — P. 41-47.
96. Solaymani, S. A review on energy and renewable energy policies in Iran // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13, № 13. — Art. 7328. — DOI: 10.3390/su13137328.
97. Soyster, A.L. Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming // *Operations Research*. — 1973. — Vol. 21, № 5. — P. 1154-1157. — DOI: 10.1287/opre.21.5.1154.
98. Sun, H., Yang, L. Analysis on High-Quality Development of Natural Gas Industry in China // *Sustainable Energy Development and Innovation* / Eds. — Springer, 2024. — P. 153-167.
99. Sweis, R. [et al.] Causes of delay in Iranian oil and gas projects: a root cause analysis // *International Journal of Energy Sector Management*. — 2019. — Vol. 13, № 3. — P. 630-650. — DOI: 10.1108/IJESM-08-2018-0006.
100. Taherynia, M.H., Aghda, S.M.F., Ghazifard, A. Modeling of land subsidence in the South Pars gas field (Iran) // *International Journal of Geosciences*. — 2013. — Vol. 4, № 7. — P. 1095-1100. — DOI: 10.4236/ijg.2013.47104.
101. Tang, L., Lv, H., Yu, L. An EEMD-based multi-scale fuzzy entropy approach for complexity analysis in clean energy markets // *Applied Soft Computing*. — 2017. — Vol. 56. — P. 124-133. — DOI: 10.1016/j.asoc.2017.02.038.
102. Tyrychtr, J. [et al.] EM-OLAP Framework: Econometric Model Transformation Method for OLAP Design in Intelligence Systems // *Business & Information Systems Engineering*. — 2018. — Vol. 60, № 6. — P. 543-562. — DOI: 10.1007/s12599-018-0533-5.
103. Vilela, M., Oluyemi, G., Petrovski, A. A fuzzy inference system applied to value of information assessment for oil and gas industry // *Decision Making: Applications in Management and Engineering*. — 2019. — Vol. 2, № 2. — P. 1-18. — DOI: 10.31181/dmame1902001v.
104. Wang, C.-N. [et al.] A multi-criteria decision-making (MCDM) approach using hybrid SCOR metrics, AHP, and TOPSIS for supplier evaluation and selection in the gas and oil industry // *Processes*. — 2018. — Vol. 6, № 12. — Art. 252. — DOI: 10.3390/pr6120252.

105. Wang, X. [et al.] Multivariate approach for studying interactions between environmental variables and microbial communities // *PLoS One*. — 2012. — Vol. 7, № 11. — Art. e50267. — DOI: 10.1371/journal.pone.0050267.
106. Wang, Y. [et al.] Multivariate statistical analysis reveals the heterogeneity of lacustrine tight oil accumulation in the Middle Permian Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China // *Geofluids*. — 2020. — Vol. 2020. — Art. 1860219. — DOI: 10.1155/2020/1860219.
107. Wang, Y. Investment analysis of listed companies in the oil & gas industry // *BCP Business & Management*. — 2023. — Vol. 37. — P. 266-27.
108. Yafimava, K. Transit of Russian gas across Ukraine: Conditions for post-2024 continuation. — Oxford: OIES, 2024. — (OIES Paper: NG; № 207). — 45 p.
109. Yonggang, W., Feng, W., Hui, Y. Analysis on the trend of international oil price against the background of energy transformation and the production curtailment by "OPEC+" // *Petroleum and New Energy*. — 2022. — Vol. 34, № 3. — P. 24-29.
110. Yuwen, C. [et al.] Review of global oil and gas development situation in 2017 and outlook of its development trend // *Petroleum Exploration and Development*. — 2018. — Vol. 45, № 1. — P. 64-76. — DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30007-0.
111. Yuwen, C., Zuoqian, W., Qing, W. Taking the pulse of global oil and gas development // *China Petrochem*. — 2020. — № 22. — P. 46-47. — [на кит. яз.].
112. Zhao, L. [et al.] Distributed feature selection for efficient economic big data analysis // *IEEE Transactions on Big Data*. — 2016. — Vol. 4, № 2. — P. 164-176. — DOI: 10.1109/TBDDATA.2016.2606441.
113. Zhou, Z., Wang, Y., Bai, T. Study on topological characteristics of oil and gas storage and transportation system in port area // *Proceedings of SPIE*. — 2022. — Vol. 12304. — P. 382-387. — DOI: 10.1117/12.2645678.
114. Zhukovskiy, Y.L. [et al.] Fossil energy in the framework of sustainable development: analysis of prospects and development of forecast scenarios // *Energies*. — 2021. — Vol. 14, № 17. — Art. 5268. — DOI: 10.3390/en14175268.
115. Zou, C., Tao, S., Hou, L. Unconventional oil and gas geology. — Beijing: Geological Publishing House, 2011. — P. 269-271.
116. Zuo, L. [et al.] Energy consumption evaluation method of oil and gas pipeline // *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. — 2013. — Vol. 4, № 4. — P. 1511-1521. — DOI: 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000135.
117. Zuoqian, W. [et al.] Status, trends and enlightenment of global oil and gas development in 2021 // *Petroleum Exploration and Development*. — 2022. — Vol. 49, № 5. — P. 1210-1228. — DOI: 10.1016/S1876-3804(22)60335-4.

118. British Petroleum (BP). Statistical review of world energy 2021. — London: BP, 2021. — 65 p. — URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт внедрения



شرکت مهندسی و اتوماسیون پارس جهد فن آور
Parsjehd Fanavar Automation & Engineering Co.

شماره: APJ-04-02-01 پیوست: ندارد تاریخ: 04.21/2025

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации
Давардуста Хади

по научной специальности 2.3.1. «Системный анализ, управление и
обработка информации, статистика»

Комиссия в составе:

Председатель комиссии: ведущий конструктор, к.т.н. Али Мохебби;

Члены комиссии: главный конструктор проекта Хамед Ягмаян; ведущий конструктор Амин Джалили; инженер-конструктор Эхсан Сафдари составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование направлений развития государственной нефтегазовой компании Ирана с использованием методов системного исследования», представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук, были приняты и внедрены в деятельность государственной нефтегазовой компании Ирана при реализации проекта фазы 14 месторождения Южный Парс, в том числе:

– метод прогнозирования объемов добычи и экспорта природного газа, реализованный посредством корреляционно-регрессионного анализа и программных средств Statgraphics, позволяющий повысить точность стратегического планирования в условиях неопределенности;

– робастная математическая модель многокритериальной оптимизации, предназначенная для поддержки принятия решений в условиях рисков, задержек и ограничений ресурсов при реализации нефтегазовых проектов. Использование указанной модели позволяет заблаговременно идентифицировать и оценить риски задержек и неопределенности, оптимизировать план-график проекта и обеспечить устойчивость и эффективность управления в условиях ограниченных ресурсов;

– свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025615499 «Программа для численного моделирования течения вязкой жидкости в сетевых структурах с использованием уравнений Стокса» (авторы: Первухин Д.А., Давардуст Х.), 2025 г.

Применение указанных результатов диссертационного исследования позволяет повысить точность прогнозирования производственных показателей компании, снизить временные задержки реализации нефтегазовых проектов до 20%, и улучшить качество и эффективность стратегических управленческих решений.

Председатель комиссии:

Ведущий конструктор, к.т.н.

Члены комиссии:

Главный конструктор проекта

Ведущий конструктор

Инженер-конструктор



Али Мохебби

Хамед Ягмаян

Амин Джалили

Эхсан Сафдари

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025615499

Программа для численного моделирования течения
вязкой жидкости в сетевых структурах с
использованием уравнений Стокса

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Первухин Дмитрий Анатольевич (RU), Давардуст
Хади (RU)*



Заявка № 2025612846

Дата поступления 19 февраля 2025 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 05 марта 2025 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 04692a761a230005b542401670bca2026
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.07.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Статистика по ведущим странам и месторождениям нефти и газа

Таблица В.1 - Количество мировых месторождений нефти и газа в 2024 году [117]

Регион	Добыча нефти и газа на месторождениях			Нефтяные и газовые месторождения, не находящиеся в эксплуатации			Всего		
	Нефтяное месторождение	Газовое месторождение	Месторождение нефти и газа	Нефтяное месторождение	Газовое месторождение	Месторождение нефти и газа	Нефтяное месторождение	Газовое месторождение	Месторождение нефти и газа
Африка	349	69	418	1025	489	1514	1374	558	1932
Азиатско-Тихоокеанский регион	255	207	462	1028	1576	2604	1283	1783	3066
Европа	376	253	629	1151	1138	2289	1527	1391	2918
Центральная Азия - Россия	403	132	535	1547	623	2170	1950	755	2705
Америка	1187	465	1652	1523	1756	3279	2710	2221	4931
Ближний Восток	155	60	215	396	165	561	551	225	776
Всего	2725	1186	3911	6670	5747	12417	9395	6933	16328

Таблица В.2 - Распределение оставшихся извлекаемых мировых запасов по шести регионам в 2024 году [10]

Регион	Сырая нефть/10 ⁸ т		Природный газ/10 ¹² м ³		Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	
	Экономически	Технически	Экономически	Технически	Экономически	Технически
Ближний Восток	536.89	982.00	23.93	91.64	738.99	1755.81
Америка	380.63	904.78	28.99	36.82	625.47	1215.69
Центральная Азия - Россия	186.08	295.82	29.06	58.33	431.43	788.35
Африка	57.24	116.37	5.48	18.72	103.49	274.45
Азиатско-Тихоокеанский регион	33.05	53.63	11.58	21.41	130.87	234.47
Европа	21.25	36.57	2.70	5.57	44.02	83.61
Всего	1215.14	2389.17	101.74	232.49	2074.27	4352.38

Таблица В.3 - Статистика остаточных извлекаемых запасов в 10 крупнейших нефтегазоносных бассейнах [117]

Бассейн	Сырая нефть/10 ⁸ т		Природный газ/10 ¹² м ³		Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	
	Эко.	Техн.	Эко.	Техн.	Эко.	Техн.
Бассейн Руб-эль-Хали	143.77	313.23	15.45	65.35	274.21	865.03
Бассейн Видьян - Северный Аравийский залив	347.91	535.88	5.91	12.59	397.80	642.22
Суббассейн Матурин	15.63	301.08	0.04	1.68	15.96	315.25
Западная Канада - бассейн Альберты	64.14	221.16	4.62	5.44	103.13	267.11
Бассейн Загроса (Иран)	81.53	124.76	8.70	13.28	155.03	236.90
Западно-Сибирский (Центральный) бассейн	41.37	122.92	1.22	10.62	51.68	212.62
Западно-Сибирский (Южно-Карский/Ямальский) бассейн	10.43	20.10	11.38	19.92	106.53	188.32
Аппалачский бассейн	84.65	84.65	4.03	4.03	118.70	118.70
Делавэрский бассейн	11.24	11.24	8.46	8.46	82.65	82.65
Бассейн дельты реки Нигер	11.38	34.80	0.83	5.20	18.36	78.70

Таблица В.4 - Статистика остаточных технически извлекаемых запасов нефти и газа в десяти ведущих ресурсных странах [98]

Страна	Регион	Количество месторождений нефти и газа			Технически оставшиеся извлекаемые запасы/10 ⁸	Основные виды нефти и газа
		Нефтяное месторождение	Газовое месторождение	Нефтегазовое месторождение		
Россия	Центральная Азия - Россия	1,537	445	1,982	636.96	Доля традиционного природного газа на суше составила 48,56%, а доля традиционной сырой нефти на суше - 36,50%.
Катар	Ближний Восток	19	20	39	526.75	На долю морского природного газа пришлось 75,74%, а на долю морской сырой нефти - 23,68%.
Соединенные Штаты	Америка	1,364	1,750	3,114	414.47	Доля нетрадиционной сырой нефти составила 47,0%, а доля нетрадиционного природного газа - 42,79%.
Саудовская Аравия	Ближний Восток	90	35	125	393.72	Доля традиционной нефти, добываемой на суше, составила 44,72%, а нефти, добываемой на шельфе, - 30,40%.
Венесуэла	Америка	212	23	235	358.04	79,72% нетрадиционной нефти и 11,38% традиционной нефти, добываемой на суше.
Иран	Ближний Восток	103	77	180	310.07	На долю морского природного газа пришлось 32,84%, а на долю сухопутной традиционной нефти - 31,96%.
Канада	Америка	377	125	502	290.85	74,31% нетрадиционной нефти
ОАЭ	Ближний Восток	45	23	68	198.29	Доля традиционной нефти, добываемой на суше, составила 27,99%, а доля нефти, добываемой на шельфе, - 22,97%.
Ирак	Ближний Восток	144	15	159	193.32	Доля традиционной нефти на суше составила 86,27%.
Кувейт	Ближний Восток	22	1	23	87.79	Доля традиционной нефти, добываемой на суше, составила 88,51%.

Таблица В.5 - Статистика остаточных технически извлекаемых запасов нефти и газа в десяти крупнейших нефтегазовых месторождениях [117]

Нефтегазовое месторождение	Регион	Сырая нефть/10 ⁸ т		Природный газ/10 ¹² м ³		Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	
		Эко.	Техн.	Эко.	Техн.	Эко.	Техн.
Газовое месторождение «Южный Парс»	Ближний Восток	10.68	17.9	4.19	8	46.1	85.42
Северное газовое месторождение	Ближний Восток	12.74	12.74	8.5	8.5	84.52	84.52
Нефтяное месторождение Гавар	Ближний Восток	54.33	54.33	0.28	0.28	56.69	56.69
Южно-Лолотанское газовое месторождение	Центральная Азия - Россия	0.18	0.67	1.55	5.6	13.26	47.99
Газовое месторождение в бассейне Джафура	Ближний Восток	3.54	30.22	0.23	2.01	5.45	47.22
Нефтяное месторождение Сафания	Ближний Восток	23.89	44.25	0.08	0.11	24.57	45.16
Большое Бурганское нефтяное месторождение	Ближний Восток	24.64	40.92	0.23	0.23	26.6	42.88
Нефтяное месторождение Зулуф	Ближний Восток	19.97	40.33	0.07	0.13	20.54	41.46
Газовое месторождение Ун-кон в Абу-Даби	Ближний Восток	0	0	0	4.53	0	38.21
Нефтяное месторождение на суше ADNOC	Ближний Восток	30.03	33.02	0	0.01	30.03	33.12

Таблица В.6 - Статистика остаточных технически извлекаемых запасов в десяти крупнейших нефтяных месторождениях [117]

Нефтяное месторождение	Регион	Сырая нефть/10 ⁸ т		Природный газ/ 10 ¹² м ³		Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	
		Эко.	Техн.	Эко.	Техн.	Эко.	Техн.
Нефтяное месторождение Гавар	Ближний Восток	54.33	54.33	0.28	0.28	56.69	56.69
Нефтяное месторождение Сафания	Ближний Восток	23.89	44.25	0.08	0.11	24.57	45.16
Большое Бурганское нефтяное месторождение	Ближний Восток	24.64	40.92	0.23	0.23	26.6	42.88
Нефтяное месторождение Зулуф	Ближний Восток	19.97	40.33	0.07	0.13	20.54	41.46
Нефтяное месторождение на суше ADNOC	Ближний Восток	30.03	33.02	0	0.01	30.03	33.12
Нефтяное месторождение Шайбах	Ближний Восток	19.82	25.12	0	0.57	19.82	29.89
Нефтяное месторождение Ункон в Абу-Даби	Ближний Восток	0	29.85	0	0	0	29.85
Нортем Филдс	Ближний Восток	17.99	23.13	0.36	0.54	21.06	27.65
Нефтяное месторождение Хурайс	Ближний Восток	26.64	26.64	0.08	0.08	27.3	27.3
Юганскнефтегаз	Центральная Азия - Россия	19.38	25.79	0.14	0.14	20.54	26.97

Таблица В.7 - Статистика остаточных технически извлекаемых запасов десяти крупнейших газовых месторождений [117]

Газовое месторождение	Регион	Сырая нефть/10 ⁸ т		Природный газ/10 ¹² м ³		Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	
		Эко.	Техн.	Эко.	Техн.	Эко.	Техн.
Южно-Лолотанское газовое месторождение	Центральная Азия - Россия	0.18	0.67	1.55	5.60	13.26	47.99
Тамбейское	Центральная Азия - Россия	0	0.83	2.11	3.43	17.86	29.84
Штокмановское	Центральная Азия - Россия	0	0.49	0	2.75	0.00	23.75
Бованенковское	Центральная Азия - Россия	0.43	0.43	2.15	2.15	18.56	18.56
Ямбургское	Центральная Азия - Россия	0.28	0.63	1.71	1.81	14.70	15.93
Газовое месторождение «Южный Парс»	Ближний Восток	10.68	17.90	4.19	8.00	46.10	85.42
Нортемское газовое месторождение	Ближний Восток	12.74	12.74	8.50	8.50	84.52	84.52
Газовое месторождение в бассейне Джафура	Ближний Восток	3.54	30.22	0.23	2.01	5.45	47.22
Газовое месторождение Ункон в Абу-Даби	Ближний Восток	0	0	0	4.53	0.00	38.21
Газовый проект ADNOC	Ближний Восток	11.21	11.21	0.77	1.39	17.68	22.93

Таблица В.8 - Характеристика годовых изменений запасов нефти и газа различных типов

Тип	Резервы в 2020 году			Резервы в 2021 году			Сумма изменения			Скорость изменения/%		
	Сырая нефть/10 ⁸ т	Природный газ/10 ¹² м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	Сырая нефть/10 ⁸ т	Природный газ/10 ¹² м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	Сырая нефть/10 ⁸ т	Природный газ/10 ¹² м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	Сырая нефть/10 ⁸ т	Природный газ/10 ¹² м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т
Традиционная нефть и газ на суше	1027.18	82.63	1724.90	1011.70	85.23	1731.36	-15.48	2.60	6.46	-1.51	3.15	0.37
Морская нефть и газ	572.64	107.37	1479.27	568.91	108.45	1484.76	-3.73	1.08	5.49	-0.65	1.01	0.37
Нетрадиционные нефть и газ	801.43	48.91	1214.42	808.56	38.81	1136.26	7.13	-10.10	-78.16	0.89	-20.65	-6.44
Всего	2401.25	238.91	4418.59	2389.17	232.49	4352.38	-12.08	-6.42	-66.21	-0.50	-2.69	-1.50

Таблица В.9 - Распределение мировой добычи нефти и газа по шести регионам в 2024 году

Регион	Сырая нефть/10 ⁸ т	Природный газ/10 ⁸ м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т
Америка	14.73	12,558.98	25.33
Ближний Восток	14.01	7,429.78	20.29
Центральная Азия - Россия	6.65	9,032.47	14.28
Азиатско-Тихоокеанский регион	3.34	6,284.54	8.65
Африка	3.65	2,611.24	5.85
Европа	1.69	2,167.10	3.52
Всего	44.07	40,084.11	77.92

Таблица В.10 - Изменения в добыче природного газа в основных ресурсных странах Ресурсные страны

Ресурсные страны	Добыча природного газа/10 ⁸ м ³		Общее изменение/10 ⁸ м ³	Основные типы изменений	Объем изменений/10 ⁸ м ³
	2020	2021			
Соединенные Штаты	9249.21	9401.01	151.8	Морской традиционный природный газ	-40.99
				Сланцевый газ	250.65
				Сланцевая нефть и попутный газ	148.45
				Тугоплавкая нефть и попутный газ	-228.43
Россия	6601.43	7213.17	611.74	Морской традиционный природный газ	590.4
				Мелководный природный газ	20.53
Катар	1891.07	1955.32	64.25	Мелководный природный газ	65.28
				Сланцевый газ	19.38
Китай	1626.23	1711.02	84.78	Непроницаемый газ	31.93
				Морской традиционный природный газ	17.28
				Мелководный природный газ	11.12
				Непроницаемый газ	166.1
Канада	1482.04	1596.21	114.17	Морской традиционный природный газ	-59.54
				Мелководный природный газ	97.39
Саудовская Аравия	940.15	1072.26	132.11	Морской традиционный природный газ	31.63
				Морской традиционный природный газ	91.4
Алжир	875.76	980.9	105.14	Непроницаемый газ	13.74
				Морской традиционный природный газ	52.14
Туркменистан	637.7	689.92	52.22	Морской традиционный природный газ	52.14
Египет	602.12	685.97	83.85	Глубоководный газ	91.46
				Морской традиционный природный газ	-13.61
Узбекистан	464.39	553.37	88.98	Морской традиционный природный газ	88.98

Таблица В.11 – Характеристика добычи нефти и газа в десяти ведущих странах

Страна	Регион	Количество добываемых месторождений нефти и газа	Сырая нефть/ 10 ⁸ т	Природный газ/ 10 ⁸ м ³	Общий эквивалент/ 10 ⁸ т
Соединенные Штаты	Америка	2019	8.12	9401.01	16.06
Россия	Центральная Азия - Россия	1702	5.24	7213.17	11.33
Саудовская Аравия	Ближний Восток	100	5.42	1072.26	6.32
Канада	Америка	315	2.84	1596.21	4.18
Иран	Ближний Восток	135	1.63	2721	3.93
Китай	Азиатско-Тихоокеанский регион	346	1.86	1711.02	3.3
ОАЭ	Ближний Восток	49	2.06	459.52	2.45
Катар	Ближний Восток	17	0.77	1955.32	2.43
Ирак	Ближний Восток	105	2.16	218.36	2.34
Норвегия	Европа	307	1.01	1114.53	1.95

Таблица В.12 - Производственные характеристики десяти крупнейших газовых месторождений

Газовое месторождение	Регион	Страна	Год	Производство в 2024/10 ⁸ м ³	Оставшиеся технически извлекаемые запасы		
					Сырая нефть/10 ⁴ т	Природный газ/10 ¹² м ³	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т
Газовое месторождение «Южный Парс»	Ближний Восток	Иран	2002	1,981.83	179013	8.00	85.42
Северное газовое месторождение	Ближний Восток	Катар	1996	1,724.13	127388	8.50	84.52
Бованенковское	Центральная Азия - Россия	Россия	2012	1,114.09	4316	2.15	18.56
Заполярье	Центральная Азия - Россия	Россия	2001	970.47	4325	1.11	9.81
Ямбургское	Центральная Азия - Россия	Россия	1983	637.14	6312	1.81	15.93
Хасси Р'Мел	Африка	Алжир	1961	500.84	5675	0.77	7.08
Газовое месторождение Троль	Европа	Норвегия	1995	371.62	5219	0.68	6.26
Гаварское газовое месторождение	Ближний Восток	Саудовская Аравия	1951	346.65	18965	1.40	13.69
Южное Тамбейское	Центральная Азия - Россия	Россия	2017	291.20	3711	0.91	8.01
Газовый проект ADNOC	Ближний Восток	ОАЭ	1981	284.32	112084	1.39	22.93

Таблица В.13 - Характеристика годовых изменений в различных видах добычи нефти и газа

	Тип	Традиционная нефть и газ на суше	Морская нефть и газ	Нетрадиционные нефть и газ	Всего
Производство в 2020 году	Сырая нефть/10 ⁸ т	21.12	11.80	10.19	43.11
	Природный газ/10 ⁸ м ³	16,438.27	11,701.61	10,342.26	38,482.14
	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	35.00	21.68	18.92	75.60
Производство в 2024 году	Сырая нефть/10 ⁸ т	21.74	11.96	10.37	44.07
	Природный газ/10 ⁸ м ³	17,178.45	12,088.18	10,817.48	40,084.11
	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	36.26	22.17	19.49	77.92
Сумма изменения	Сырая нефть/10 ⁸ т	0.62	0.16	0.18	0.96
	Природный газ/10 ⁸ м ³	740.18	386.57	475.22	1,601.97
	Нефтегазовый эквивалент/10 ⁸ т	1.26	0.49	0.57	2.32
Темп изменения/%	Сырая нефть	2.94	1.36	1.77	2.23
	Природный газ	4.50	3.30	4.59	4.16
	Нефтегазовый эквивалент	3.60	2.26	3.01	3.07

Таблица В.14 - Характеристика изменения добычи нефти и газа за год в разных регионах

Регион		Америка	Ближний Восток	Центральн ая Азия - Россия	Азиатско- Тихоокеански й регион	Африка	Европа	Всего
Производство в 2020 году	Сырая нефть/10 т ⁸	14.47	13.73	6.49	3.37	3.32	1.73	43.11
	Природный газ/ 10 ⁸ м ³	12,371.96	7,157.18	8,258.96	6,069.53	2,377.32	2,247.18	38,482.13
	Нефтегазовый эквивалент/ 10 ⁸ т	24.90	19.78	13.46	8.50	5.33	3.63	75.60
Производство в 2024 году	Сырая нефть/ 10 т ⁸	14.73	14.01	6.65	3.34	3.65	1.69	44.07
	Природный газ/ 10 ⁸ м ³	12,558.98	7,429.78	9,032.47	6,284.54	2,611.24	2,167.10	40,084.11
	Нефтегазовый эквивалент/ 10 ⁸ т	25.33	20.29	14.28	8.65	5.85	3.52	77.92
Сумма изменения	Сырая нефть/ 10 ⁸ т	0.26	0.28	0.16	-0.03	0.33	-0.04	0.96
	Природный газ/ 10 ⁸ м ³	187.02	272.60	773.51	215.01	233.92	-80.08	1,601.98
	Нефтегазовый эквивалент/ 10 ⁸ т	0.43	0.51	0.82	0.15	0.52	-0.11	2.32
Темп изменения/%	Сырая нефть	1.80	2.04	2.47	-0.89	9.94	-2.31	2.23
	Природный газ	1.51	3.81	9.37	3.54	9.84	-3.56	4.16
	Нефтегазовый эквивалент	1.73	2.58	6.09	1.76	9.76	-3.03	3.07

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Данные по инфраструктуре и производству на месторождении «Южный Парс»

Таблица Г.1 - Дата запуска, основные подрядчики и мощность добычи газа на каждом этапе разработки месторождения «Южный Парс» [117]

Ряд	Главный подрядчик	Название фазы	Миллиард кубических футов в сутки (млрд куб. футов/сутки)		Конденсат Производительность (баррель/сутки)	План запустить дата	Начало производства дата
			Цель	Текущий			
1	Петропарс	1	1	1	40,000	1997	2004
2	Французская Total, российский «Газпром» и малазийская Petronas	2,3	2	2	80,000	1997	2001
3	Eni, Petropars, Niko	4,5	2	2	80,000	2000	2004
4	Петропарс/Стат Ойл	6,7,8	3	3.9	156,000	2000	2008
5	Корейская компания (GS), IOEC, OIEC	9,10	2	2	80,000	2002	2010
6	Петропарс	12	3	3	120,000	2005	2014
7	Арья Нафт Шахаб, IOEC, Saf, ISOICO и Dana Drilling Company	15,16	2	2	80,000	2006	2015
8	OIEC, IOEC	20,21	2	2	75,000	2010	2017
9	Консорциум под руководством IDRO, IPMI, IOEC, NIDC, ISOICO, MAPNA, PAYANDAN MST	14	2	2	77,000	2010	-
10	Petropars, Total, CNPC	11	2	2	80,000	2017	-
11	Компания «Петросина и Садра»	22,23,24	2	2	77,0000	2010	-
12	Консорциум, состоящий из IDRO, OIEC, NIDC, OIEC и SADRA	17,18	2	2	80,000	2006	2017
13	Петро Пайдар Иранский, SADRA и MAPNA	13	2	2	80,000	2010	-
14	Консорциум Petro pars и IOEC	19	2	2	77,000	2010	2017
Сумма всех фаз		24 фазы	29	30	1,182,000	С 1997 по 2022 год	

Примечание: POGC: Парсская нефтегазовая компания; PDVSA: Petroleos de Venezuela S.A.; IDRO: Организация промышленного развития и реконструкции Ирана; NIDC: Национальная иранская буровая компания; ISOICO: Иранская компания судостроительного и морского промышленного комплекса; OIEC: Инженерно-строительная компания нефтяной промышленности; IOEC: Иранская оффшорная инженерно-строительная компания.

Примечание: Total, ENI и Statoil в настоящее время не участвуют в проекте «Южный Парс».

Источник: Арабский нефтегазовый справочник, FACTS Global Energy и Управление энергетической информации США.

Таблица Г.2 - Доля рынка природного газа (NGM) по стоимости

	Экспортер	Экспорт нефтяного газа (долл. США)	%Всего по миру
1	Катар	40,1 миллиарда долларов	13.50%
2	Норвегия	35,2 миллиарда долларов	11.90%
3	Австралия	32,4 миллиарда долларов	10.90%
4	Соединенные Штаты	28,4 миллиарда долларов	9.60%
5	Алжир	13,9 миллиарда долларов	4.70%
6	Германия	11,1 миллиарда долларов	3.70%
7	Малайзия	10,8 миллиарда долларов	3.60%
8	Индонезия	10,6 миллиарда долларов	3.60%
9	Объединенные Арабские Эмираты	10,6 миллиарда долларов	3.60%
10	Канада	9,7 миллиарда долларов	3.30%
11	Туркменистан	8 миллиардов долларов	2.70%
12	Бельгия	7,7 миллиарда долларов	2.60%
13	Россия	7,5 миллиарда долларов	2.50%
14	Нигерия	5,9 миллиарда долларов	2%
15	Саудовская Аравия	5,7 миллиарда долларов	1.90%
35	Иран (Исламская Республика)	1 миллиард долларов	0.30%

Таблица Г.3 - Основные сведения о газовом месторождении «Южный Парс» [99]

Аспект	Подробности
<i>Расположение</i>	Персидский залив
<i>Владение</i>	Разделен между Ираном и Катаром
<i>Общие запасы газа (in situ)</i>	50,97 триллиона кубических метров (1 800 триллионов кубических футов)
<i>Извлекаемые запасы газа (иранский участок)</i>	360 TCF (10,1 TCM), 36% от общих доказанных запасов Ирана
<i>Извлекаемые запасы конденсата</i>	16 млрд баррелей, что эквивалентно 230 млрд баррелей углеводородов
<i>Год открытия</i>	1988
<i>Основная пластовая формация</i>	Карбонатная формация Хуф
<i>Толщина пласта</i>	854 метра
<i>Площадь иранского участка</i>	3 700 кв. км
<i>Площадь Катарского участка</i>	6,000 кв. км
<i>Доля первичной энергии (природный газ)</i>	58% энергетических потребностей Ирана
<i>Основные виды использования газа</i>	Нефтехимические заводы, поддержание давления в нефтяных резервуарах, экспорт трубопроводов и СПГ

Таблица Г.4 - Добыча природного газа в миллиардах кубических метров (млрд м³) в странах Ближнего Востока

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Темпы роста в год		Доля 2021
												2021	2011-21	
Бахрейн	12.6	13.1	14	14.7	14.6	14.4	14.5	14.6	16.3	16.4	17.2	5.1%	3.2%	0.4%
Иран	151	156.9	157.5	175.5	183.5	199.3	213.9	224.9	232.9	249.5	256.7	3.1%	5.4%	6.4%
Ирак	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.1	10.6	11	7	9.4	33.9%	4.0%	0.2%
Кувейт	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	16.2	16.9	18.2	16.5	17.4	5.9%	3.1%	0.4%
Оман	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.5	32.3	36.3	36.7	36.9	41.8	13.5%	4.4%	1.0%
Катар	150.4	162.5	167.9	169.4	175.9	174.8	170.5	175.2	177.2	174.9	177	1.4%	1.6%	4.4%
Саудовская Аравия	87.6	94.4	95	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%
Сирия	7.4	6.1	5	4.6	4.1	3.5	3.5	3.5	3.3	2.7	2.9	5.3%	-9.0%	0.1%
Объединенные Арабские Эмираты	51	52.9	53.2	52.9	58.6	59.5	59.5	58.1	57.5	55.4	57	3.1%	1.1%	1.4%
Йемен	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.5	0.3	0.1	0.3	0.3	0.4	30.2%	-27.1%	0.0%
Другие страны Ближнего Востока	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9	9.5	10.1	10.1	15	17.9	19.9%	15.5%	0.4%
Итого по Ближнему Востоку	520	545.5	562.6	582.6	600.9	624.3	639.6	662.4	674.6	687.8	714.9	4.2%	3.2%	17.7%

Таблица Г.5 - Потребление природного газа в миллиардах кубических метров (млрд м³) в странах Ближнего Востока

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Темпы роста в год		Доля 2021
												2021	2011-21	
Иран	153.2	152.5	153.8	173.4	184	196.3	205	212.6	218.4	234.3	241.1	3.2%	4.6%	6.0%
Ирак	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	11.4	14.6	19.5	18.5	17.1	-7.3%	10.5%	0.4%
Израиль	4.7	2.4	6.6	7.2	8.1	9.2	9.9	10.5	10.8	11.3	11.7	3.5%	9.4%	0.3%
Кувейт	15.9	17.5	17.8	17.9	20.3	21.1	21	21.2	23.3	22.1	25.1	13.5%	4.7%	0.6%
Оман	18.1	19.7	21.7	21.3	23	22.9	23.4	25	25	25.9	29.5	14.2%	5.0%	0.7%
Катар	28.9	33.6	35.3	38.4	43.4	41.4	41.2	40.7	41.9	38.9	40	3.1%	3.3%	1.0%
Саудовская Аравия	87.6	94.4	95	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%
Объединенные Арабские Эмираты	61.6	63.9	64.7	63.4	71.5	71.9	72.5	71.2	71	69.6	69.4	0.0%	1.2%	1.7%
Другие страны Ближнего Востока	22.1	20.6	21.3	20.9	22.5	23.1	23.2	22	23.2	23.2	24.3	4.9%	0.9%	0.6%
Итого по Ближнему Востоку	398.5	411	423.4	447.4	479.3	501.2	516.8	529.9	544.2	556.9	575.4	3.6%	3.7%	14.3%

Таблица Г.6 - Обзор добычи газа и сопутствующей инфраструктуры по этапам разработки месторождения «Южный Парс» (2011-2023 годы)

Фазы	Год начала	Компания/Консорциум по разработке	Добыча газа (млн куб. м/день.)	Добыча конденсата (баррелей в день)	Производство серы (тонн в день)	Производство СНГ (млн т/год)	Другие важные детали
1	2013	Петропарс	28.3	40,000	200	Н/Д	Начальная фаза, реконструкция улучшила мощность переработки
2 и 3	2011	Всего «Южный Парс»	56.6	80,000	400	Н/Д	10 скважин на платформу, оффшорная разработка
4 и 5	2019	Эни Италия, Петропарс, Нико	56.6	80,000	400	1.05 (СНГ)	12 скважин на платформу, 1 миллион тонн этана в год
6, 7 и 8	2017	Петропарс	104	120,000	1,200	1.2 (СНГ)	Усиленная добыча нефти, две оффшорные платформы с 12 скважинами каждая
9 и 10	2017	ГС, ОИЭК, ИОЭК	56.6	80,000	Н/Д	1.05 (СНГ)	12 скважин на платформу, оффшорные платформы на расстоянии 105 км от побережья
11	Подготовка	Н/Д	56.6 (Веселящий газ)	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Задержки из-за внешних факторов, переработка газа на фазы 6-8 и 12
12	2013	Петропарс	75	110,000	750	Н/Д	Четыре оффшорные платформы с независимыми скважинами и спутниковая платформа
13	2017	Петр Пайдар (Иранский консорциум)	56.6	75,000	Н/Д	1.0 (Этан)	Оффшорные платформы с 38 скважинами, 90 км от берега
14	2017	Консорциум IDRO (Иранский)	56.6	75,000	Н/Д	1.05 (СНГ)	Оффшорные платформы с 44 скважинами, 105 км от берега
15 и 16	2014	Иранский консорциум	56.6	75,000	Н/Д	1.0 (Этан)	Оффшорные платформы с 11 скважинами в каждой фазе, 115 км от берега
17 и 18	2016	Иранский консорциум	56.6	75,000	Н/Д	1.0 (Этан)	Оффшорные платформы с 44 скважинами, 105 км от берега
19	2016	Петропарс	56.6	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Четыре оффшорные платформы, включая центральную и спутниковую платформы, 21 скважина в общей сложности
20 и 21	2016	ОИК (Иранский)	56.6	75,000	Н/Д	1.05 (СНГ)	Оффшорные операции с двумя платформами, каждая из которых содержит 11 скважин
22, 23 и 24	2017	Петросина Ария, Иранская морская промышленная компания.	56.6	75,000	Н/Д	1.0 (Этан)	Оффшорные платформы с 11 скважинами каждая, аналогичные производственные цели, как и в других фазах

Ключевые показатели:

- Добыча газа (миллионов кубических метров в день): Количество добытого газа в день (миллионы кубических метров).
- Добыча конденсата (баррелей в день): Количество добытого газового конденсата в день.
- Производство серы (тонн в день): Производство серы, обычно являющееся побочным продуктом переработки кислого газа.
- Производство СНГ (миллионов тонн в год): Годовое производство сжиженного нефтяного газа (СНГ).
- Другие важные детали: Ключевые особенности каждой фазы, такие как участие конкретных компаний, количество оффшорных платформ и операционные цели

Таблица Г.7 - Краткая общая техническая информация о газовом месторождении «Южный Парс»

Общая информация о газовом месторождении «Южный Парс»

Количество газа в пласте (триллион кубических метров)	14
Количество прогнозируемых этапов	24
Ожидаемое количество платформ	40
Реализованные инвестиции в месторождение (млрд долларов)	72
Количество непродуктивных описанных разведочных скважин	10
Общее количество добывающих скважин	406
Общее количество скважин	416

Таблица Г.8- Подробная информация о количестве произведенной продукции на различных фазах газового месторождения «Южный Парс»

Название фаз разработки газового месторождения «Южный Парс»	Легкий газ (млн куб. м в сутки)	Газовый конденсат (тыс. барр. в сутки)	Этан (млн т в год)	Сжиженный газ (млн т в год)	Сера (т в сутки)
фаза 1	25	40	-	-	200
фазы 2 и 3	50	80	1	-	400
фазы 4 и 5	50	80	1	1.05	400
фазы 6, 7 и 8	85*	158	-	1.6	-
фазы 9 и 10	50	80	1	1.05	400
фаза 11	53**	80	0	-	-
фаза 12	78	110	0	-	600
фаза 13	50	77	1	1.1	400
фаза 14	50	77	1	1.1	400
фазы 15 и 16	50	80	1	1.05	400
фазы 17 и 18	50	80	1	1.05	400
фаза 19	50	77	1	1.1	400
фазы 20 и 21	50	75	1	1.05	400
фазы 22, 23 и 24	50	77	1	1.1	400
Сумма всех фазы	741	1171	10	11.25	4800

* На этой фазе нет установок для подслащивания. Согласно планам, фазы 6, 7 и 8 отвечают за поставку кислого газа для закачки в нефтяное месторождение Агаджари и, конечно, за поставку части сырья для двух газоперерабатывающих заводов - Фаджр-Джам и Бидбленд. ** На этой фазе поставляется кислый газ, необходимый для установки СПГ в Иране.

Таблица Г.9 - Объекты, построенные на газовом месторождении «Южный Парс»

Производственная мощность месторождения сейчас	700 миллионов кубических метров в сутки
количество скважин (колец)	36
Количество операционных платформ	39
Морские трубопроводы диаметром 32 дюйма (км)	3,200
Ряд НПЗ	54

Таблица Г.10 - Сравнение эффективности НПЗ заводов в регионах Парс 1 и Парс 2 «Южный Парс»

	НПЗ Парс-ского (Района 1)	НПЗ Парского (Района 2)	Единицы измерения
Количество фаз	16	11	ед.
Количество нефтеперерабатывающих заводов	8	5	ед.
Сетевой газ	405	275	млн куб. м
Газовый конденсат	400	300	тысяч баррелей
Этан газ	5	4	(млн тонн)
Сера	2600	2350	(тонны)
Суг	6,5	4,2	(тонны)

Таблица Г.11 - Поставка сырья для нефтехимической промышленности из газа, добываемого на газовом месторождении

Поставка сырья для нефтехимической промышленности из газа, добываемого на газовом месторождении		Тысяч тонн в год		
		Этан	Пропан	Бутан
Нефтегазоперерабатывающий завод	«Южный Парс» 1 НПЗ Площадка	2500	1800	1000
	«Южный Парс» 2 НПЗ Площадка	1200	400	500
Комплексы и производственные планы	Нефтехимическая компания «Парс» (от фазы номер 1, 2 и 3)	1600	980	570
	Бушерский нефтехимический завод (от фазы номер 6, 7 и 8)	900	130	30
	Канганский нефтеперерабатывающий завод (от фазы номер 12)	1700	1000	500
	Нефтеперерабатывающий завод Парсиан Сепер	1110	550	400
общий		9010	4860	3000

Таблица Г.12 - Краткое описание действий по развитию «Южного Парса» с начала до 2024 года

Ключевое действие	Описание
Разработка 11-й фазы Южного Парса	Разработка 11-й фазы возобновилась после задержек, и к зиме планируется добывать 11 миллионов кубометров в сутки
Строительство установок повышения давления	Инженерное и технико-экономическое обоснование завершено; «Газпром» занялся техническими исследованиями и решениями по повышению давления
Завершение строительства нефтеперерабатывающего завода «Южный Парс» фаза 14	Первая очередь 14-й фазы НПЗ будет построена в 2021 году после 11 лет работы; остальные установки ожидаются в течение года

Продолжение таблицы Г.12

Ключевое действие	Описание
Разработка газового месторождения Билал	Целевой показатель - 14 миллионов кубометров газа и 15 000 баррелей конденсата в сутки; завершение строительства ожидается к 2025 году
Строительство нового подводного трубопровода фазы 16	Поврежденный трубопровод заменен на 110 км 42-дюймовых труб; полная эксплуатация ожидается к 2023 году
Бурение и заканчивание 70 оставшихся скважин	Для оптимизации добычи запланировано 70 новых скважин, а для стабилизации - 400 скважин с кислотой
Восстановление скважин на позиции 13А	Скважины платформы 13А, поврежденные в 2016 году, находятся в ремонте для восстановления добычи 14 миллионов кубометров газа
Бурение новых разведочных скважин	Новые разведочные скважины для оценки запасов за текущими границами месторождения для будущей разработки
Программа добычи гелиевого газа	Совместно с университетом Шарифа начато исследование по добыче гелия; впервые этап исследования предназначен для внутреннего производства

Таблица Г.13 - Комплексная система показателей для оценки разработки газового месторождения

	Показатель	Символ и формула	Объяснение
Технические	Объем добычи	$Q \text{ (м}^3\text{)}$	Измеряет общее количество добытого природного газа, указывая на эффективность добычи и вклад в удовлетворение потребностей в энергии
	Коэффициент извлечения	$RF = (\text{Извлеченный газ} / \text{Общие запасы газа}) \times 100\%$	Процент извлекаемого газа относительно общих расчетных запасов; более высокий показатель свидетельствует об эффективности добычи
	Коэффициент замещения запасов (RRR)	$RRR = (\text{Новые запасы} / \text{Добытые запасы}) \times 100\%$	Показывает способность компании замещать добытые запасы за счет новых открытий или увеличения добычи
Экономические	Капитальные затраты (CAPEX)	CAPEX (\$)	Инвестиции в развитие и поддержание инфраструктуры месторождения; ключевой фактор устойчивого производства
	Эксплуатационные расходы (OPEX)	OPEX (\$)	Текущие затраты на эксплуатацию, включая техническое обслуживание, оплату труда и коммунальные расходы
	Чистая приведенная стоимость (NPV) и внутренняя норма доходности (IRR)	$NPV = \sum (\text{Денежный поток} / (1 + r)^t)$, IRR: Дисконтная ставка при $NPV = 0$	NPV определяет рентабельность проекта, а IRR показывает ожидаемую прибыльность инвестиций

	Показатель	Символ и формула	Объяснение
Экологические	Выбросы парниковых газов	GHG (CO ₂ e)	Количественная оценка выбросов, связанных с работой месторождения, важна для мониторинга воздействия на окружающую среду
	Энергоэффективность	ЕЕ = (Использованная энергия / Добытый газ)	Измеряет количество потребленной энергии на единицу добытого газа; улучшение энергоэффективности снижает воздействие на природу
	Объем сжигания	Объем сжигания (м ³)	Объем газа, сжигаемого на факелах; минимизация сжигания важна для уменьшения отходов и влияния на окружающую среду
Социальные и управленческие	Занятость местного населения	Количество местных рабочих мест	Степень, в которой разработка месторождения способствует созданию рабочих мест и развитию местного сообщества
	Инциденты в области охраны труда и техники безопасности	Уровень инцидентов = (Количество инцидентов / Общее количество отработанных часов) × 1,000,000	Отслеживание частоты и серьезности инцидентов для обеспечения безопасности работников
	Корпоративная социальная ответственность (КСО)	Программы КСО и оценка воздействия	Инициативы, направленные на благо местных сообществ и экологии, демонстрируют приверженность устойчивым практикам

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Южный Парс: производственные данные

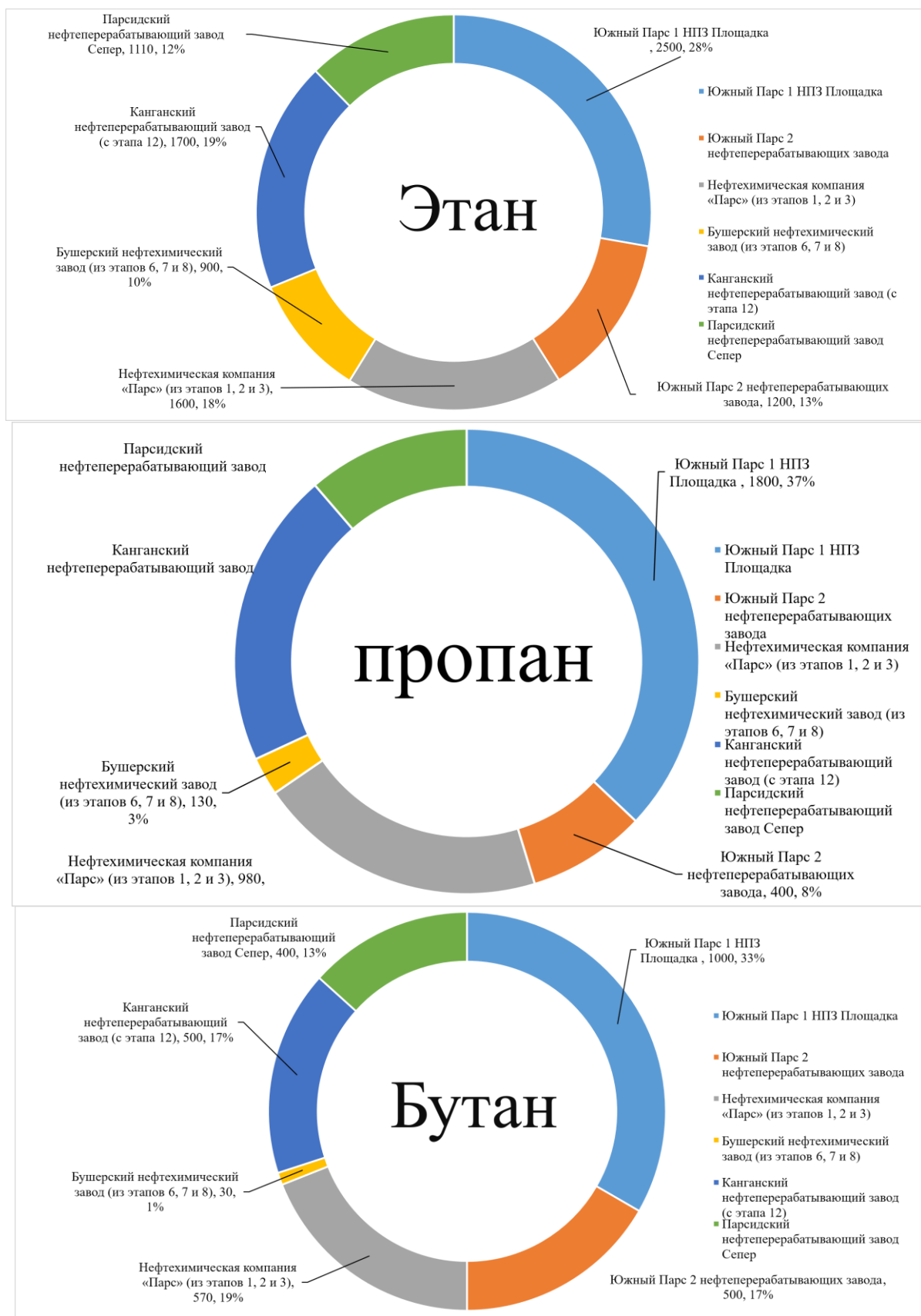


Рисунок Д.1 - Тяжелые углеводороды, добываемые на объектах Южного Парса, направляются в качестве сырья на нефтехимические предприятия или на экспорт