

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ ИМЕНИ  
ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»**

На правах рукописи

**МАЗУРЧУК ТИМОФЕЙ МИХАЙЛОВИЧ**

**Направления повышения экономической эффективности технологий  
добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов**

Специальность 5.2.3.

Региональная и отраслевая экономика  
(экономика промышленности)

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание степени

кандидата экономических наук

Научный руководитель:

кандидат экономических наук,

доцент

Черняев М.В.

Москва – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ</b> .....	3
<b>1.1. Технологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов: мировой и российский опыт</b> .....	16
<b>1.2. Роль и место российских углеводородов в мировом нефтегазовом комплексе</b> .....	34
<b>1.3. Экономическая оценка традиционных и инновационных технологий добычи ТНГР</b> .....	40
<b>ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОВ В РОССИИ</b> .....	61
<b>2.1. Экономико-технологические аспекты разработки труднодоступных нефтегазовых запасов</b> .....	61
<b>2.2. Экономическая оценка инвестиций в инновационные проекты нефтегазового комплекса</b> .....	77
<b>2.3. Инструменты снижения себестоимости и повышения доступности ТНГР</b> .....	90
<b>ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАПАСОВ</b> .....	113
<b>3.1. Сценарии развития нефтегазовой промышленности России</b> .....	113
<b>3.2. Создание платформы межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче ТНГР</b> .....	134
<b>3.3. Рекомендации по повышению экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов</b> .....	147
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	178
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	182
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	195

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** На протяжении последних десятилетий углеводороды оставались основной движущей силой мировой экономики, обеспечивая тепловую и энергетическую потребность промышленности, транспорта и быта. С учетом постоянного роста мирового потребления энергии и одновременного уменьшения легкоизвлекаемых запасов нефти и газа проблема поиска альтернативных источников разработки углеводородов и методов их добычи становится все более значимой. Одним из перспективных направлений является освоение трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов, которые, по разным оценкам, составляют от 45% до 55% мировых запасов. Их доля в общем объеме добычи постоянно увеличивается.

Несмотря на обширный потенциал этих ресурсов, добыча сопряжена с рядом экономических и технических сложностей. Если не учитывать проблемы технологической базы, при которой ряд углеводородных запасов невозможно извлечь из недр, то современные инструменты добычи часто требуют больших капиталовложений и затрат на адаптацию к конкретным условиям. При этом риски несоответствия ожиданиям по объему добычи и экономической эффективности остаются высокими. Данные факторы оказывают негативное влияние на формирование себестоимости добычи – один из ключевых экономических показателей, который является значимым для определения доходности месторождения, сроков окупаемости, временного цикла его использования и потенциальной получаемой прибыли.

С учетом этого тема данной диссертации приобретает особую актуальность для современной России. Исследование нацелено на разработку экономических инструментов и стратегий технологического и экономического развития компаний, которые могут увеличить рентабельность проектов в этой сфере, снизить финансовые риски и способствовать привлечению инвестиций в технологическую базу снижения себестоимости

извлечения полезных нефтегазовых ископаемых из недр, а также предложения для государственных структур и научной сферы.

**Степень разработанности проблемы.** Теоретическая и методологическая база диссертационной работы сформирована с учетом классических трудов экономистов и таких ученых, как: М. Портер, Дж. М. Кейнс, Дж. К. Гэлбрейт, А. Маршалл, И. Фишер; российских ученых и научных коллективов: Телегиной Е.А., Иллерицкого Н.И., Миловидова К.Н., Конопляника А.А., Катюхи П.Б., Еремина С.В., Мастепанова А.М., Козеняшевой М.М., коллективов авторов РГУ нефти и газа: Студеникиной Л.А., Халова Г.О., Иллерицкого Н.И., также Гурари Ф.Г., Контаровича И.Е., Строганова Ю.С., Крюкова В.А. и Афанасьева В.Я. в анализе экономической эффективности добычи углеводородов; а также трудов иностранных экономистов и научных исследователей: Л. Киллиана, научного коллектива Чарльза Ф. Мэнсона, Малов И., Муэхленбах А., Шэйлы М. Олмстед.

Несмотря на широкую теоретическую базу, вопросы повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых углеводородов требуют дальнейшего изучения и детальной проработки программы и межрегиональной платформы обмена данными в целях разработки практических рекомендаций.

В контексте российского нефтегазового комплекса тема бесспорно актуальна, так как нефтегазовая продукция занимает более 21% российского валового внутреннего продукта (ВВП), а доходы от экспорта углеводородов вносят значительный вклад в консолидированный бюджет России. От стабильности и положительной динамики в нефтегазовом комплексе (НГК) России может зависеть государственное и социальное благополучие. Несмотря на большое количество трудов, посвященных проблемам эффективного извлечения углеводородов, стоит подчеркнуть, отсутствие устойчивого современного определения трудноизвлекаемых запасов, а также методов повышения экономической эффективности, использующих

принципы комбинирования традиционных и инновационных технологий интенсификации добычи.

**Область исследования.** Диссертационное исследование соответствует п. 2.1. Теоретико-методологические основы анализа проблем промышленного развития; п. 2.2. Вопросы оценки и повышения эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности; п. 2.3. Ресурсная база промышленного развития; п. 2.16. Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных предприятиях, отраслях и комплексах. Паспорта специальности ВАК РФ 5.2.3. – Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности).

**Объект исследования** – трудноизвлекаемые ресурсы нефтегазового комплекса России.

**Предмет исследования** – экономические отношения, возникающие в процессе добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов России.

**Цель диссертационного исследования:** выявить направления повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых углеводородов в нефтегазовом комплексе России.

**Задачи:**

- обобщить опыт теоретических исследований в области добычи углеводородных ресурсов и дать авторское определение трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов (ТНГР);
- провести сравнительный анализ технологий и средств добычи трудноизвлекаемых углеводородов на мировом и российском рынках;
- проанализировать основные факторы, влияющие на эффективность добычи трудноизвлекаемых углеводородов в России;
- определить инвестиционный потенциал и оценить окупаемость затрат на технологии интенсификации добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов;

- выявить эффективные инструменты межрегионального обмена экономической и технологической информацией по добыче трудноизвлекаемых углеводородов;

- сформировать предложения по повышению экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов.

**Гипотеза диссертационного исследования** сформулирована на основе убеждения автора в том, что эффективное применение технологий добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов в совокупности с межрегиональной платформой обмена данными и программой, анализирующей экономическую эффективность технологий добычи, позволит снизить себестоимость добычи и повысит доступность трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов в регионах с наиболее сложными климатическими и природно-географическими условиями, что, в свою очередь, будет способствовать повышению экономической эффективности функционирования нефтегазового комплекса России.

**Научная новизна диссертационного исследования** состоит в теоретических, методических и концептуальных положениях, отраженных в диссертационном исследовании, а также в рекомендациях автора по выявлению направлений повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов.

- Сформулирован авторский термин трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов (ТНГР), проанализированы особенности добычи трудноизвлекаемой нефти и природного газа, выделены и систематизированы современные технологии добычи, а также классифицированы условия функционирования российского и мирового НГК (п. 2.1. Теоретико-методологические основы анализа проблем промышленного развития);

- даны рекомендации по созданию универсальной основы межрегиональной платформы обмена экономической и технологической информацией по добыче трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов (п. 2.2.

Вопросы оценки и повышения эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности);

- создана программа анализа эффективности применения технологий добычи и интенсификации добычи ТНГР российских скважин (п. 2.16. Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных предприятиях, отраслях и комплексах.);

- представлены сценарии развития нефтегазового комплекса России (п. 2.3. Ресурсная база промышленного развития);

- проведен анализ эффективности инвестиций в разработку ТНГР российских скважин на этапах геологоразведочных работ, добычи и интенсификации добычи в условиях экономических колебаний и дифференциации природно-географических условий с учетом неоднородности проницаемости грунта. (п. 2.3. Ресурсная база промышленного развития).

В настоящем исследовании создана и апробирована программа, на основе которой оценивается экономический эффект от применения технологий интенсификации добычи углеводородов на примере конкретных месторождений России. Также в работе предложены этапы для создания и развития платформы межрегионального обмена экономическими и технологическими данными по добыче ТНГР для стимулирования развития технологической базы НК России.

**Теоретическая и практическая значимость диссертационного исследования** заключается в развитии теории эффективного использования ресурсов на примере интенсификации добычи ТНГР, теории конкурентных преимуществ на основе снижения себестоимости добычи и повышения интенсивности извлечения ТНГР, обобщении теоретического опыта в области функционирования нефтегазового комплекса и добычи трудноизвлекаемых углеводородов, выявлении новых тенденций совершенствования путей интенсификации добычи ТНГР в России.

Основные выводы и заключения могут быть предложены и реализованы на практике на предприятиях нефтегазового комплекса России при решении задач оптимального подбора и определения экономической эффективности технологий интенсификации добычи на скважинах с трудноизвлекаемым нефтегазовым сырьем. Рекомендации в части создания межрегиональной платформы обмена экономическими и технологическими данными представляются актуальными для органов государственной власти, регионального и местного самоуправления при формировании стратегии технологического суверенитета в НГК и стратегии долгосрочного развития нефтегазовой промышленности России.

Результаты исследования, выраженные в программе отбора эффективных технологий интенсификации добычи нефтегазового сырья, могут быть интересны инвесторам при геологоразведочных работах, а также на этапе определения технологического комплекса интенсификации добычи. Материалы диссертации могут быть использованы в преподавании ряда учебных дисциплин, связанных с экономикой энергетической сферы, таких как «Современная промышленная политика», «Экономика топливно-энергетического комплекса», «Экономика сырьевых и энергетических отраслей», «Smart-экономика».

**Теоретической и методологической базой работы** являются известные российские и зарубежные научные труды по тематике развития нефтегазового комплекса и эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов в области изучения традиционного и инновационного инструментария интенсификации добычи нефтегазовых ресурсов; исследования, целью которых являлись разработки и внедрения современных моделей повышения экономической эффективности извлечения углеводородов из скважин, а также работы, посвященные научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам в добычи ТНГР в мировой практике.



**Информационно-статистической базой исследования** являются данные Федеральной службы государственной статистики России, статистики Министерства энергетики РФ, информационно-статистические базы других стран и межгосударственных объединений, включая над- и межстрановые организации: Международное энергетическое агентство (IEA), Всемирный банк (World Bank), статистику Организации Объединенных Наций (Unctad stat), статистику европейской энергетической комиссии (ЕЕС), базы данных Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕС). Также в работе используются законодательные акты России и других стран мира, комментарии и мнения экспертов нефтегазового комплекса, аналитические и статистические данные компаний: «BP», «Shell», «Saudi Aramco», ПАО «Газпром-Нефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз» и др.

**Методы исследования.** Исследование базируется на принципах комплексного системного подхода. В качестве основных методов, примененных в теоретической части диссертационного исследования, используются историографический и статистический методы, метод изучения и систематизации терминологии, нормативно-правовых актов, экономических тенденций и принципов формирования и определения трудноизвлекаемых углеводородов, а также инструментарий структурно-функционального анализа. Эмпирическая часть выполнена с использованием методов эконометрического моделирования, программного и платформенного подходов с учетом влияния цифровых технологий и нейросетевых инструментов.

**Основные научные результаты, выносимые на защиту и содержащиеся элементы научной новизны:**

1. *Дано определение трудноизвлекаемым нефтегазовым ресурсам (ТНГР).*

Трудноизвлекаемые нефтегазовые ресурсы (далее ТНГР) — это добываемые углеводороды, расположенные на геологически сложных, труднодоступных или уникальных месторождениях, включая плотные

сланцы, глубоководные зоны и арктические условия, которые из-за своих особенностей или географического положения требуют применения эффективных технологий, инновационных методов и подходов к геологической разведке и интенсификации добычи и не могут быть эффективно добыты традиционными методами из-за высокой себестоимости их извлечения.

*2. Определены особенности применения инструментов повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов России и предложены методы их оценки и интеграции в существующую инфраструктуру.*

При определении особенностей применения инструментов повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов отобраны данные о функционировании 20 скважин российских недропользователей, на которых проведены расчеты экономической эффективности применения различных технологий, повышающих коэффициент извлечения нефти (КИН) и снижающих себестоимость выходного сырья: опытная оценка Арктических месторождений, месторождений Баженовской свиты, Восточной и Западной Сибири. Выборка по скважинам представляет собой сумму опытных оценок из четырех групп месторождений. Была определена также зависимость изменения показателей экономической эффективности от применения инструментария геологоразведки и проведения первичного бурения при сравнении использования человеческих ресурсов и нейросетевых инструментов для оценки и подтверждения потенциала скважины, от технологий интенсификации добычи нефтегазового сырья методами гидроразрыва пласта (ГРП, включая многостадийный (МГРП)), технологий плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) и инвестиций в технологические инновации интенсификации добычи в целом.

*3. Представлены сценарии развития нефтегазового комплекса России с учетом повышения доли трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов в общем объеме добычи.*

Автор представляет три сценария развития по системе ОБП: оптимистичный, базовый и пессимистичный, которые включают в себя тенденции на рынке нефтегазовых ресурсов, проанализированные и представленные как автором, так и на основе экспертных оценок частных и государственных организаций. Выделенные сценарии также демонстрируют необходимые пути повышения экономической эффективности добычи ТНГР с учетом прогнозной динамики цен на нефть и природный газ.

*4. Предложены этапы и принципы создания платформы для межрегионального обмена экономико-технологической информацией по добыче трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов.*

Разработана межрегиональная платформа обмена экономико-технологической информацией по добыче ТНГР, включающая в себя этапы внедрения и анализа эффективности работы. Пять основных этапов позволяют оценить технологический проект интенсификации добычи при взаимном использовании участниками платформы. На первом этапе оценивается экономический потенциал ТНГР региона и условий внедрения технологий в НКК. На втором этапе интегрируются технологии интенсификации добычи, анализируется влияние технологий на производственные затраты и рентабельность. Происходит обмен данными и выводами на платформе. На третьем этапе все участники внедряют тестовую модель по каждой технологии на скважинах с учетом данных предыдущих итераций. На четвертом этапе производственные затраты и индекс рентабельности каждого региона обновляются на основе параметров внедренной технологии. Формируется стратегия долгосрочного применения технологий интенсификации добычи. На пятом этапе регионы сравнивают эффективность и корректируют свои методы интенсификации добычи.

Учтена возможность совместного использования данных участниками платформы, позволяющая не только ускорить темпы внедрения инноваций, но и снизить риски, связанные с их адаптацией, учитывающие интересы как недропользователя, так и государства. Сотрудничество на принципах взаимодействия бизнеса и государства способствует созданию общих стандартов и методик, упрощающих процесс взаимодействия, и позволяет использовать общие метрики для оценки эффективности и выявления потенциала разработки ТНГР.

Также выделены основные принципы формирования платформы, которые включают в себя принцип стандартизации больших данных (применение протоколов «Big Data»), открытый доступ к информации для всех участников (принципы открытости «Open Source» и информационной безопасности на основе технологии «Blockchain»), принципы заключения сделок по системе «smart»-контракты, также механизмы для применения и оценки эффективности новых технологий и методик, включающие предложенную авторскую программу.

*5. Создана и апробирована программа анализа эффективности инвестиций в разработку трудноизвлекаемых нефтегазовых запасов в России.*

При создании автором программы были изучены технологии интенсификации добычи углеводородов на основе мировых и российских технологий. В модели были выделены и использованы наиболее актуальные и экономически эффективные методы интенсификации добычи, применяемые к российским особенностям добычи в НГК. Также были скомбинированы технологии интенсификации добычи для получения наилучшего экономического результата на скважине. Результаты исследования представляют интерес не только для академического сообщества, но и для сотрудников в области нефтегазовой промышленности: менеджеров, аналитиков и инвесторов, которые стоят перед задачей оптимизации расходов

и повышения эффективности вложений в разработку «сложных» нефтегазовых месторождений.

*6. Сформулированы предложения по формированию рентабельной добычи трудноизвлекаемых запасов в России.*

Предложения для формирования рентабельной добычи, учитывающие:

1. использование программы с основными параметрами оптимизации работы скважины на основе инструментов интенсификации добычи и комбинирования методов интенсификации добычи с наименьшим негативным воздействием на окружающую среду; 2. взаимодействие государства и недропользователя посредством межрегиональных платформ; 3. анализ воздействия инструментов интенсификации добычи на работу различных типов скважин с подтвержденными запасами ТНГР; 4. применение нейросетевых инструментов геологоразведки и анализа потенциала добычи скважины; 5. инвестиции в формирование технологического суверенитета технологий добычи ТНГР и стимулирование малого бизнеса в сфере инновационного развития НГК, в том числе для решения технологических задач на месторождениях со сложными географическими и природно-климатическими условиями.

Предложенная в работе совокупность направлений позволяет снизить себестоимость добычи и оптимизировать интенсивность извлечения нефтегазового сырья. В результате проведенных этапов настоящего исследования были сформулированы возможные направления повышения экономической эффективности разработки ТНГР.

**Обоснованность и достоверность основных положений** диссертационного исследования обеспечиваются использованием результатов теоретических и практико-ориентированных трудов ученых, занимающихся проблематикой экономики нефтегазового комплекса и экономическими вопросами добычи ТНГР. Результаты исследования, сформулированные в форме выводов, предложений и рекомендаций, были получены с помощью современных методов обработки информации и актуальных подходов к

проведению научных исследований в области экономики при использовании нормативной правовой базы, государственных и корпоративных статистических информационных массивов данных.

#### **Апробация результатов диссертационного исследования.**

Обсуждение полученных научных результатов проходило на кафедре национальной экономики экономического факультета Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, на научно-практических конференциях и научных семинарах, круглых столах, а также при внедрении научных разработок в практическую деятельность. Результаты были опубликованы в виде научных статей. Основные положения получили признание в научной среде.

Ключевые положения и выводы, а также основные практические рекомендации, полученные в результате проведенного исследования, были изложены автором на научно-практических конференциях и конгрессах, в том числе (за период 2020-2023 гг.):

- XXV Международный онлайн Форум-конгресс «Новые высокие технологии для газовой и нефтяной промышленности, энергетики и связи» CITOGIC-2020, Международная академия технологических наук, Москва, декабрь 2020 года.
- I Общенациональная Премия им. Христофора Леденцова, Москва, декабрь 2021 год.
- VII Всероссийская научно-практическая конференция «Экономика отраслевых рынков: формирование, практика и развитие», Москва, январь 2023 год.

Автором опубликовано 46 статей, из которых по тематике диссертационного исследования: 2 работы в журнале, рецензируемом в Scopus, 1 работа в журнале, рецензируемом в WoS, 4 работы опубликованы в научных изданиях, входящих в перечень ВАК, перечень РУДН (доля автора 1,638 п.л.).

Автор принимал участие в 6 инициативных научно-исследовательских работах, в том числе:

1) Инициативная научно-исследовательская работа экономического факультета РУДН на базе кафедры Национальной экономики: № 061606–0-000 на тему: «Совершенствование механизмов контроля формирования цены на нефть марок Brent и Urals как условие укрепления энергетической безопасности России» (срок выполнения: 01.04.2020 - 31.12.2020 г.).

2) Инициативная научно-исследовательская работа № 203175–0-000 на тему: «Инструменты развития нефтегазового комплекса России в условиях перемен», выполняемая на базе кафедры Национальной экономики экономического факультета РУДН (срок выполнения: 15.04.2023 г. – 31.12.2023 г.).

**Логика и структура диссертационного исследования** задаются целью диссертации и определяются последовательностью поставленных задач. Работа состоит из введения, девяти параграфов, объединенных по три в три главы, заключения, списка литературы и блока приложений. Диссертация содержит 194 страницы текста, 25 рисунков, 23 таблицы, 3 формулы. Список литературы, использованный при написании данной работы, состоит из 112 наименований.

# ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

## 1.1. Технологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов: мировой и российский опыт

Добыча углеводородов сопряжена со множеством трудностей, заключающихся в поиске, георазведке и оценке потенциала будущих скважин, подборе технологий добычи, интенсификации добычи, формировании логистической структуры, а также последующей переработке и реализации сырья. Согласно мировой классификации, углеводороды можно разделить по сложности извлечения на легкодоступные запасы («легкая» нефть) и трудноизвлекаемые запасы (далее ТРИЗ). [80]

ТРИЗ – термин, описывающий ресурсы, получение которых представляет собой значительные технические или экономические сложности. Однако точность определения трудноизвлекаемых запасов может варьироваться в зависимости от источника и контекста.

Общепринятого универсального определения понятия, принятого международным научным, экономическим или технологическим сообществами, не сформировано. В разных странах и компаниях могут использоваться собственные формулировки и ресурсы.

Согласно данным Министерства энергетики России, «Трудноизвлекаемые запасы углеводородов – это запасы нефти и газа, которые находятся в геологически сложных и труднодоступных месторождениях, в частности, в плотных сланцах, глубоководных зонах, арктических условиях и т.д.». [91]

«Углеводороды, добыча которых из труднопроходимых пластов требует применения современных технологий и инновационных подходов из-за



особенностей геологического строения и характеристик месторождений». [18, С.70]

Мировой энергетический совет (WEC) применяет термин «нестандартные углеводороды», которые являются трудноизвлекаемыми запасами. В классификации Международного энергетического совета ТРИЗ включают в себя: запасы сланцевой нефти, газовые гидраты и битуминозные пески. [89]

Согласно данным компании «British Petroleum», «Трудноизвлекаемые углеводороды – это углеводороды, которые из-за своих уникальных характеристик или географического положения не могут быть добыты традиционными методами». [25]

Добыча трудноизвлекаемых углеводородов требует значительных инвестиций в исследования и разработку, а также при внедрении новых технологий и методов добычи. Однако эффективное использование этих ресурсов может стать важным фактором в обеспечении энергетической безопасности и устойчивого экономического развития России. [24]

Так, Даниель Юргин, автор и историк энергетики, в своем научном произведении «Добыча: всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть» упоминал добычу трудноизвлекаемых запасов в следующем контексте: «Ни одно другое отраслевое сообщество в мире не приобрело такой степени сложности, как нефть. Это основа гражданской цивилизации и современного мира. Данная отрасль должна соблюдать баланс между возможностями добычи и потребностями мира. Поэтому инвестиции в эту область приоритетны для многих ресурсных стран, а развитые страны для обеспечения своего блага должны способствовать технологическому развитию добычи трудноизвлекаемых запасов». [56]

Экономист Пол Кругман в научном произведении отмечал: «Новая нефтяная шоковая теория: в 2008 году экономический кризис вызвал спад в ценах на нефть, а не наоборот», обсуждал взаимосвязь экономических кризисов и цен на нефть, а также как истощение доступных запасов при

отсутствии доступной альтернативы может сказаться негативно на мировой экономике и развитии ряда стран. [21, С.220]

Экономист Уильям Нордхаус в научной работе «Оптимальная политика включает в себя быстрое внедрение углеродного налога» обсуждал климатические изменения и их влияние на экономику. Работа затрагивает способы добычи нефти и природного газа с наименьшими экологическими затратами, а также добычи «трудной» нефти малоинвазийными способами, которые способны извлекать максимум запасов из одной скважины. [24, С.142-143]

Устоявшаяся экономическая структура добычи ТРИЗ, которая была сформирована представителями ряда экономических школ, демонстрирует возможности формирования технологической базы экономически эффективной добычи «трудных» запасов. Большинство экономических течений было сформировано еще до изменения топливной и энергетической структуры, в которой преобладали нефтегазовые запасы, а ТРИЗ нефтегазовых ресурсов начали оцениваться учеными только в 70-80х годах 20-го века. Тем не менее, потенциал добычи «трудных» углеводородов был раскрыт с появлением вычислительных устройств и электронных технологий, способствующих оценки потенциала таких запасов и обладающими достаточными вычислительными мощностями, чтобы объективно просчитать потенциал как на отдельно взятых скважинах, так и в отрасли в целом. [39, С.16]

Экономические школы и отдельные экономисты, занимавшиеся проблематикой государственного развития и анализом рыночных отношений, в основном используют модель, основанную на добыче и использовании ископаемых природных ресурсов. Следует отметить, что подходы к исследованию нефтегазовых ресурсов различны в зависимости от конкретных задач, стоящих перед экономистами, и особенностей экономики страны или региона, к которым применялся их анализ.

В экономической науке существуют разные сформировавшиеся течения, которые различаются в своих взглядах на формирование и развитие мирового нефтегазового комплекса и его роли в экономике:

1. **Неоклассическая экономическая школа** - основная теоретическая парадигма, которая доминирует в экономической науке в настоящее время. По данной теории цены на нефть и газ определяются механизмом предложения и спроса. Ресурсы воспринимаются как ограниченные, и их ценность определяется редкостью и способностью удовлетворять человеческие нужды.

2. **Школа экологической экономики.** Она рассматривает экономику как открытую подсистему в рамках окружающей биосферы и подчеркивает необходимость справедливого и устойчивого использования ресурсов. Школа утверждает, что добыча и использование нефтегазовых ресурсов должны происходить в контексте ограниченной биосферы и существующих экологических проблем.

3. **Школа ресурсного национализма.** Данная школа рассматривает нефтегазовые ресурсы как стратегический актив для обеспечения национальной безопасности и благосостояния общества, который следует контролировать и управление им осуществлять на уровне государства.

4. **Школа институционализма.** Институциональная модель сосредотачивает внимание на роли институтов и политики в управлении нефтегазовыми ресурсами, подчеркивая, что правила, нормы и законодательные структуры могут сильно повлиять на способы добычи, распределения и их использования. [11, 51, С.320-322]

Необходимо также разобрать наиболее значимые аспекты ряда экономических школ, связанных с формированием экономической конъюнктуры нефтегазовых рынков, на которых основана модель максимизации извлечения трудноизвлекаемых запасов как основы добычи.

С точки зрения неоклассической экономической школы, экономика — это система рынков, в которой индивидуальные актеры (потребители и

производители) взаимодействуют друг с другом для удовлетворения своих нужд и желаний. Цены товаров и услуг, включая нефтегазовые ресурсы, определяются механизмом предложения и спроса.

Сторонники институциональной теории отмечают значимость институтов для регулирования рынков. В данном направлении современные взгляды в развитии подобной модели в экономике представляют собой экономическую структуру, ставящую перед собой задачу интеграции экономического роста, социального равенства и экологического баланса на основе государственных управляющих органов и отраслевых организаций, проецирующих позицию государства на все экономические отношения в отрасли. Если нефтегазовый комплекс имеет значимую долю в наполняемости консолидированного бюджета, то признается важность нефтегазовых ресурсов. Однако современные экономисты данного течения развитых стран отмечают необходимость перехода к более устойчивым формам энергии и производства. [54, С.30]

В нефтегазовой промышленности переход к зеленой энергии рассматривается школой устойчивого развития как экологическая необходимость ухода от использования ископаемых видов топлива, включая нефть и газ, в пользу возобновляемых источников энергии. Это связано со стремлением снизить выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>) и негативное влияние на климат. Инвестиции в ТРИЗ рассматриваются как фактор, повышающий экологические риски. [68]

Школа ресурсного национализма в экономике относится к подходу, при котором государство активно вмешивается в управление и контроль над своими природными ресурсами с целью усиления национального влияния, экономического роста и социальной стабильности. Ресурсный национализм часто противопоставляется либеральным подходам к ресурсной экономике, где доминируют частные инвестиции и международное сотрудничество. [53, С.520]

Применительно к трудноизвлекаемым запасам нефти и газа данное экономическое направление рассматривается следующим образом:

Собственность на ресурсы. ТРИЗ как стратегический актив, принадлежащий государству, эксплуатируется под контролем государства.

Инвестиции. Из-за высокой стоимости и рисков, связанных с добычей трудноизвлекаемых запасов, государство выступает в роли главного инвестора (прим. США – сланцевая нефть, Россия - ТРИЗ), особенно в долгосрочные проекты, которые могут быть экономически невыгодными коммерческим структурам или обеспечивать стимулы для привлечения частных инвестиций. [73]

Неоклассическая школа предполагает, что цены на нефть и газ определяются механизмом предложения и спроса. Это означает, что при увеличении предложения (к примеру, вследствие открытия новых месторождений или усовершенствования технологий добычи) цены будут снижаться, а при увеличении спроса (рост производства в развивающихся странах) повышаться. Соответственно, доступность и низкая стоимость ресурсов способствуют более эффективному и гибкому регулированию рынка, позволяя другим отраслям развиваться быстрее. [49, С.50]

Институциональная школа в большей степени фокусируется на структуре экономической системы и подчеркивают роль правительства и правил в определении результатов экономической деятельности. Она также подчеркивает динамическую природу экономики и считает, что институты, такие как правительство и корпорации, играют важную роль в управлении изменениями и стимулировании инноваций, которые являются основой добычи ТРИЗ. [16, С.230]

Кейнсианская экономическая школа, основанная на работах Джона Мейнарда Кейнса, фокусируется на динамике экономической активности в отраслях и роли государственных инвестиций и регулирования в стимулировании спроса и поддержании экономического равновесия. Нефтегазовый комплекс, являющийся значимым направлением для

российской экономики в различные периоды 21-го века, приносил более половины доходов в консолидированный бюджет страны. Именно поэтому государственное стимулирование инвестиционной и инновационной деятельности в НГК России позволяет развивать месторождения с ТРИЗ и увеличить совокупный экономический эффект от реализации нефтегазовых ресурсов, и также сформировать устойчивую экономическую конъюнктуру на долгосрочной основе. [27]

Основные идеи Дж. М. Кейнса косвенно применяются рядом стран в нефтегазовой индустрии. Например, его убеждение в том, что государство имеет возможность и должно вмешиваться в экономику, чтобы стабилизировать ее, может подсказать подходы к регулированию добычи и ценообразованию в нефтегазовом секторе. Ряд стран: Россия, Китай, страны, входящие в сделку ОПЕК, Венесуэла, открывают и развивают государственные научно-исследовательские институты, которые совместно и/или отдельно от нефте-газодобывающих компаний исследуют долгосрочные тенденции развития технологий и стимулируют их появление для преодоления «нефтяного застоя», который возникает, если компания или государство добывает практически нерентабельные запасы углеводородов и не может обеспечить высокую экономическую отдачу без нового уровня технологического развития. [34, С.128]

Именно ТРИЗ углеводородов стали значительным фокусом внимания в НГК для ученых, исследователей и экономистов по многим причинам. Они представляют собой одновременно и проблему, и возможность:

1. В.А. Крюков (доктор экономических наук, Институт экономики Уральского отделения РАН) утверждал, что добыча трудноизвлекаемых запасов нефти, особенно в России, включает в себя ряд экономических сложностей, которые учитываются на этапе интенсификации добычи, а не на этапе геологоразведочных работ. В своих трудах утверждал, что расходы на разработку и эксплуатацию таких месторождений могут быть существенно ниже. И как один из вариантов государственного стимулирования

подчеркивал необходимость наличия стабильной и гибкой налоговой политики для компаний, инвестирующих и разрабатывающих именно трудноизвлекаемые запасы нефти и природного газа, чтобы сделать эти проекты экономически осуществимыми. [69, С.65-67]

2. Джеймс Хэмилтон (экономист, профессор университета Калифорнии в Сан-Диего, специализирующийся на энергетике) подчеркивал, что развитие технологий, позволяющих добывать нефть из трудноизвлекаемых источников, как сланцевая нефть, имеет глобальные последствия. Он установил, что такие технологии могут увеличить глобальные запасы нефти и уменьшить зависимость от традиционных источников. [42, С.45]

3. Айзек Ван Вей (профессор геологии университета Колорадо, США) отмечал, что добыча трудноизвлекаемых запасов нефти, таких как сланцевая нефть, имеет значительные экологические последствия. Он заявил о необходимости инвестирования в НИОКР и снижения потенциального экологического ущерба от добычи ресурсов.

4. Джон Хофмейстер (бывший глава Shell Oil Company, основатель и глава гражданского движения «Citizens for Affordable Energy») отмечал, что развитие технологий добычи ТРИЗ нефти и газа представляет эффективные «рычаги» влияния на рынок как для компаний, так и государства, так как позволяет сформировать устойчивую базу добычи на долгосрочный период, в то время как компании, делающие упор на экстенсивное развитие и добычу максимального количества наиболее доступных запасов в краткосрочном периоде, будут обладать меньшими конкурентными преимуществами. [52, С.81]

5. Бандари М.К. (доктор технических наук, инженер-геолог, специалист в области изучения месторождений углеводородов) изначально упоминал, что ТРИЗ нефти и природного газа представляют собой пласт ресурсов, добывать которые человечество с вероятностью не будет никогда, не перейдя на альтернативную энергию. Но в своих трудах «50 years of

Independence: In Retrospect & Prospect JNV University» 1998 (Ed. Bhandari M.K. & Saxena K.S.) упомянул, что они могут иметь огромное значение для долгосрочного энергетического обеспечения стран, несмотря на то, что запасы обычно связаны со значительными инвестиционными вложениями и технологическими рисками, и отдача от инвестиций может произойти в долгосрочной перспективе. [19, С.92]

6. Питер Одедль (экономист, профессор энергетики Роттердамской школы менеджмента) утверждал, что мировой спрос на энергию продолжит расти, и это повысит стоимость разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Но также в своих трудах отметил, что промышленные страны все больше инвестируют в разработку этих ресурсов, чтобы уменьшить зависимость от внешних источников нефти, спрос на которую с каждым годом стабильно увеличивается. [44, С.305]

7. Анатолий Николаевич Дмитриевский (академик РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор) обращал внимание на то, что в России ТРИЗ нефти являются одним из основных резервов увеличения объемов ее добычи. Однако подчеркнул необходимость развития и применения высоких технологий, без которых эффективная добыча этих запасов невозможна. [71]

Понимание и анализ трудноизвлекаемых запасов углеводородов в разных странах основаны на комбинации геологических, экономических, технологических и политических факторов. Можно выделить ряд факторов, учитывающих особенности развития нефтегазового комплекса с трудноизвлекаемыми запасами (табл. 1).

Таблица 1.

Основные группы факторов, используемые при формировании концепции развития добычи трудноизвлекаемых запасов

Фактор	Описание
Экономическая устойчивость	Ценовая волатильность. Колебания мировых цен на нефть корректируют развитие долгосрочных проектов в области



	<p>«трудных» запасов. Месторождения с высокой себестоимостью добычи нефтегазовых ТРИЗ могут переходить из стадии консервации и расконсервации несколько раз в течение одного календарного года.</p> <p>Отсутствие диверсификации технологий. Предлагаемые способы описания извлечения ТРИЗ фокусируются на технологиях, применяемых с 90-х годов 20-го века.</p>
Экологические последствия	<p>Подземное загрязнение. Процесс добычи вызывает проникновение химических веществ в подземные воды, что повышает экологическую угрозу на объектах добычи.</p> <p>Сейсмическая активность. Технологический ряд, который включает технологии, например гидроразрыв пласта (далее ГРП), вызывают сейсмическую активность и дестабилизируют грунт.</p>
Технологическая зависимость	<p>Импорт технологий. При высокой доле импортных технологий для поддержания добычи ТРИЗ государство может быть более уязвимым к политическим факторам, имеющим высокое влияние на современный нефтегазовый рынок.</p> <p>Устаревание технологий. Обновление технологической базы в некоторых сферах деятельности НГК происходит быстрее, чем когда технологии будут внедрены и апробированы непосредственно на месторождениях.</p>
Долгосрочная стратегия	<p>Декарбонизация. Мировые тенденции к переходу на чистую энергетику могут сделать ТРИЗ менее востребованными.</p> <p>Недостаточное планирование. Многие страны фокусируются на краткосрочных выгодах, увеличивая добычу из «легких» запасов, что повышает объем ТРИЗ углеводородов в запасах страны, а не в объемах текущей добычи, что увеличивает риски экономических колебаний при резких переходах на добычу ТРИЗ.</p>
Риски инвестирования	<p>Капиталоемкость. Добыча трудноизвлекаемых запасов требует значительных инвестиций, что увеличивает экономические риски.</p> <p>Невозвратные инвестиции. Падение мировых цен на нефть или появление новых технологий повышает долю некупаемых проектов.</p>

Источник: составлено автором по данным [3, 38, 39, 79, 83]

Экономическая устойчивость, в частности, ценовая волатильность и отсутствие диверсификации технологий, напрямую связаны с выбором типов углеводородов (нефть, газ, конденсат) для разработки. Различные экономические параметры этих углеводородов определяют уровень риска и потенциальную отдачу от инвестиций. Анализируя влияние этих факторов, учитывающих их тип, местоположение, геологические условия и физико-химические свойства, можно сформировать наиболее точную классификацию трудноизвлекаемых углеводородов, которая может быть выполнена на основе следующих критериев:

- По типу углеводородов: нефть, газ, конденсат.

- По месту расположения: наземные (континентальные), морские (шельфовые, глубоководные), арктические.
- По геологическим условиям: осадочные, метаморфические, рыхлые породы, тектонически сложные зоны.
- По физико-химическим свойствам: вязкость, содержание серы, плотность и т. д. [111]

Характеристики трудноизвлекаемых углеводородов включают:

- Вязкость. Трудноизвлекаемая нефть, как правило, имеет высокую вязкость, что затрудняет ее транспортировку и переработку.
- Месторасположение. Месторождения могут находиться в удаленных или труднодоступных районах, включая глубоководные и арктические районы.
- Глубина. ТРИЗ могут находиться на значительных глубинах, что создает дополнительные технологические и экономические трудности.
- Запасы. Несмотря на сложности добычи, ТРИЗ составляют значительную долю мировых запасов нефти и газа. [105]

Если также анализировать международный опыт добычи ТРИЗ, то, к примеру, в США к трудноизвлекаемым запасам относятся глубоководные месторождения, находящиеся в отдаленных районах Мексиканского залива, где условия добычи особенно сложные и затратные. Кроме того, ТРИЗ в США охватывают фракции «тяжелой» нефти и сланцевых месторождений, которые требуют более сложных и дорогостоящих методов добычи и переработки.

Китай активно исследует и развивает сланцевые нефтегазовые месторождения, которые также могут быть классифицированы как ТРИЗ. Китайские сланцевые запасы, являясь крупнейшими в мире, находятся на начальных стадиях развития из-за сложностей добычи и экологических ограничений. [99]

В странах-членах ОПЕК ТРИЗ варьируются от тяжелой нефти в Венесуэле до сложных для добычи оффшорных месторождений в Западной

Африке с глубиной добычи свыше 1500 метров. Эти месторождения требуют специализированных технологий и значительных инвестиционных вложений, так как 65% месторождений в Западной Африке остаются не рентабельными на 2023 год. [95]

Россия, обладая крупными нефтяными и газовыми запасами, сталкивается с трудноизвлекаемыми ресурсами на удаленных участках, таких как Арктика. Для добычи запасов необходимы значительные инвестиции в инфраструктуру и технологии.

В совокупности термин «трудноизвлекаемые запасы» включает в себя множество разных типов месторождений и технологий добычи, что порождает определенные проблемы:

1. Отсутствие универсального определения трудноизвлекаемых запасов, которое сильно варьируется в разных странах и организациях, приводит к неконсистентности в данных и исследованиях.

2. Технологический прогресс. То, что считается трудноизвлекаемым типом углеводородов сейчас, с улучшением технологий может измениться в будущем. Например, некоторые виды сланцевой нефти в США, которые ранее считались трудноизвлекаемыми, на данный момент времени добываются довольно успешно благодаря новым методам ГРП. [31, С.112]

3. Экономические факторы. В зависимости от цен на нефть и стоимости добычи то, что экономически рентабельно добывать сегодня, может стать нерентабельным в будущем. Это создает дополнительные сложности при классификации и оценке трудноизвлекаемых запасов.

4. Экологические вопросы. Добыча трудноизвлекаемых запасов новыми технологиями часто связана с большими экологическими рисками. На данный момент существует 2 активных направления, экологизация добычи первичнее экономической эффективности и экономическая эффективность выше экологизации. [79]

Также остаются значимыми направления геологической неоднородности. Нефтяные месторождения очень разнообразны по своим

геологическим характеристикам. Отсюда ТРИЗ в одном регионе могут быть совсем не похожи на ТРИЗ в другом. Это затрудняет стандартизацию и классификацию трудноизвлекаемых запасов на международном уровне.

Политические и социальные факторы. То, что в одной стране считается трудноизвлекаемыми запасами, в ряде других стран не принадлежит к данной классификации, что обусловлено не только техническими и экономическими факторами, но и политическими, социальными и даже культурными особенностями. Данный факт также вносит свою долю сложности при попытке дать универсальное определение термину ТРИЗ.

Неразрешенные вопросы собственности. В некоторых случаях ТРИЗ могут находиться в зонах с нечетко определенной собственностью или под управлением нескольких государств, а также иметь конфликты между недропользователем и государством, если границы зоны месторождения нечетко определены, либо определены без учета новых открытых месторождений, что создает юридические проблемы и конфликты интересов, которые влияют на способность и готовность компаний добывать данные запасы.

Сложность определения запасов. ТРИЗ, как правило, более сложны для анализа и предсказания их производительности, что приводит к технологическим и экономическим просчетам и неверной оценке их реального потенциала (табл. 2). [96]

Таблица 2.

Отсутствующие элементы определения трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общемировой практике

<b>Фактор</b>	<b>Описание</b>
Стандартизация	В международной практике еще не существует стандартизированного определения трудноизвлекаемых запасов нефти. Как упоминалось ранее, разные страны и организации могут иметь свои собственные определения в зависимости от различных факторов, включая геологические, технологические, экономические и политические условия.

<b>Фактор</b>	<b>Описание</b>
Система классификации	Отсутствие универсальной системы классификации для трудноизвлекаемых запасов нефти означает, что сравнение и анализ данных между разными регионами и компаниями осложняется нормами восприятия и классификации запасов
Стандартизация оценки	Оценка трудноизвлекаемых запасов нефти варьируется в зависимости от используемой методики. Разработка единой, признанной на международном уровне методологии для оценки трудноизвлекаемых запасов является приоритетом для ряда стран-экспортеров углеводородов.
Разрешение юридических споров и процессуальные вопросы	Некоторые ТРИЗ могут находиться в спорных территориях или территориях с нечетко определенной собственностью. Разрешение этих вопросов упрощает определение и классификацию трудноизвлекаемых запасов нефти.
Учёт экологических аспектов	При определении трудноизвлекаемых запасов нефти учитываются потенциальные экологические воздействия и риски. Определения и классификации должны включать учет угроз окружающей среде и планы по их смягчению.
Технологическая эволюция	С течением времени обновление технологий могут превратить ТРИЗ в обычные запасы НГК, что может привести к необходимости в пересмотре и динамическом обновлении определений и классификаций.
Учет социального воздействия	Кроме экологического воздействия должны быть учтены и социальные последствия добычи трудноизвлекаемых запасов. Данный факт включает в себя вопросы, связанные с местными сообществами, такие как: вопросы земельного права, занятости, здравоохранения и образования.
Политическая нестабильность и неопределённость	Политические факторы, такие как: санкции, войны и другие формы нестабильности, оказывают влияние техническую и экономическую доступность трудноизвлекаемых запасов. В современной геополитической обстановке международное определение трудноизвлекаемых запасов нефти будет сложно стандартизировать без учета данного фактора.
Ценообразование и экономическая выгода	Определение трудноизвлекаемых запасов во многом зависит от текущей экономической ситуации и цен на нефть. Если цены на нефть высоки, увеличение запасов становится экономически целесообразными для добычи, даже если они были ранее классифицированы как «трудноизвлекаемые».
Смена энергетического баланса	С учетом постоянного развития возобновляемых источников энергии классификации и определение составляющих ТРИЗ изменяется, и энергетический баланс страны будет частично/полностью переориентирован на другие виды ресурсов

Источник: составлено автором на основе данных [28, С.65 63, 99]

Сложность в добыче данных запасов состоит из двух ключевых элементов: технологическая и физическая возможность извлечь ресурсы из недр и стоимость извлечения данных ресурсов. Геологические сложности

могут включать в себя наличие углеводородов в непроницаемых породах, как в случае со сланцевой нефтью и газом, или в затрудненных условиях, как на морских месторождениях, на большой глубине или в арктических условиях. Технологические сложности связаны с необходимостью использования более сложных и дорогих методов добычи, таких как: горизонтальное бурение или ГРП. Экономические проблемы включают в себя ситуации, когда затраты на добычу превышают стоимость полученного продукта, делая процесс нерентабельным без применения новых технологий или изменения рыночных условий. [107]

ТРИЗ углеводородов традиционно определяются на основе их геологических, геохимических и технических параметров и состава. Однако, дополняя этот подход, можно утверждать, что добыча ТРИЗ также сопряжена с повышенными экономическими рисками. Эти риски могут проявляться в форме высоких капитальных затрат, необходимых для начала добычи с учетом медленного возврата инвестиций. Также к рискам относятся неопределенность рыночных условий, когда переменные цены на нефть и газ или политическая нестабильность делают добычу невыгодной на длительный период, многократное применение технологий интенсификации, которые не дают на практике желаемого коэффициента нефтеотдачи и могут увеличивать количество примесей в сырье. Месторождения, расположенные в экологически чувствительных районах, к примеру, в Арктике, сталкиваются с дополнительными экономическими препятствиями, такими как: дорогая логистика, запреты на применение ряда технологий, ужесточенные экологические стандарты или социальное сопротивление. Таким образом, при определении трудноизвлекаемых запасов необходимо учитывать как физические и технические трудности, так и широкий спектр экономических вызовов.

В академической литературе ТРИЗ углеводородные ресурсы часто классифицируются на основе их геологических и физико-химических свойств. Так, их особенности могут включать значительную глубину залегания,

высокую вязкость или плотность, либо расположение в сложноструктурированных геологических формациях. Такие параметры могут снижать эффективность применения стандартных методов добычи.

Государственные стратегии развития и нормативно-правовые документы. Согласно данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, ТРИЗ определяются как ресурсы, добыча которых требует значительных капиталовложений и использования технологий с высокими экономическими и экологическими рисками. Охватываются месторождения в сложных геологических рамках, в отдаленных регионах или экологически чувствительных зонах. [112]

В профессиональных и отраслевых изданиях, отмеченных Минэнерго России, преимущественно акцентируется внимание на экономической и технической сложности добычи трудноизвлекаемых ресурсов. Так, отмечается, что формирование ТРИЗ включает месторождения с особыми условиями эксплуатации, требующие больших капиталовложений или новейших технологических подходов.

С позиции нефтегазодобывающих компаний наличие трудноизвлекаемых запасов рассматривается как элемент долгосрочного развития. Так, ПАО «Газпром-нефть» в своих отчетах упоминает добычу ТРИЗ как основной источник углеводородов в будущем, на который компания направляет инвестиции для сохранения объемов добычи в долгосрочной перспективе. [96] ПАО «Роснефть» определяет трудноизвлекаемые запасы как объем углеводородов, относящихся к группе с неопределенным экономическим потенциалом, однако способных принести пользу компании и обществу при достаточном уровне технологической оснащенности и стабильно высоких ценах на мировом рынке нефти. [97] Это также подтверждается определением ПАО «Лукойл», которая отмечает, что потенциал ТРИЗ нефти можно реализовать с технологиями, позволяющими сохранить «финансовый интерес компании к реализации данных запасов с наличием прибыли». [94]

В совокупности проанализированного материала можно выделить ряд проблем:

- Отсутствуют фиксированное определение и характеристики трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ);
- Классификации и подходы к оценке составляющих ТРИЗ изменяются во временной парадигме.

Термин «трудноизвлекаемые запасы» характеризует особенности добычи ресурсов, которые не могут быть эффективно добыты с использованием традиционных методов и технологий. Для их добычи часто требуются специализированные, инновационные технологии и значительные инвестиции. Термин «трудноизвлекаемые нефтегазовые ресурсы» (ТНГР) уточняет область применения и технологическую базу добычи именно «трудных» нефтегазовых ресурсов. Общепринятое универсальное определение данного понятия, сформированного международным научным сообществом, отсутствует.

Для формулирования нового понятия были изучены факторы, которые имеют высокую значимость как с точки зрения государства, так и недропользователя, а также отмеченные факторы, которые отсутствуют в современных толкованиях и определениях трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Сформулировано более емкое определение, включающее ряд уточнений. Трудноизвлекаемые нефтегазовые ресурсы (ТНГР) — это добываемые углеводороды, расположенные на геологически сложных, труднодоступных или уникальных месторождениях, включая плотные сланцы, глубоководные зоны и арктические условия, которые из-за своих особенностей или географического положения требуют применения эффективных технологий, инновационных методов и подходов к геологической разведке и интенсификации добычи и не могут быть эффективно добыты традиционными методами из-за высокой себестоимости их извлечения. (рис 1.)





Рисунок 1. Составляющие трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов (ТНГР)

Источник: составлено автором.

В этой связи именно снижение себестоимости добычи сырья является ключевым фактором, определяющим соотношение «легких» и трудноизвлекаемых запасов углеводородов, так как высокая рентабельность добычи исключает труднодоступность нефтегазовых ресурсов, и со временем определение тех или иных месторождений к трудноизвлекаемым может измениться благодаря более совершенной и менее экономически затратной технологии извлечения данного сырья. [34, 43]

Изучая технологические основы добычи углеводородов и ТНГР как отдельной составляющей, необходимо рассмотреть типы и технологические особенности внедряемых инноваций. Описанные в работе ранее экономические школы выдвигают тезисы о необходимости инновационного развития как стимула экономического роста и рентабельности как отдельно взятого ресурса или компании, так и страны в целом.

## **1.2. Роль и место российских углеводородов в мировом нефтегазовом комплексе**

Россия как страна-экспортер углеводородов занимает одно из центральных мест в мировом нефтегазовом комплексе. Стратегическое географическое положение, а также контроль над важнейшими транспортными маршрутами, такими как газопроводы и нефтепроводы, соединяющие Европу и Азию, усиливают роль на мировой арене. Кроме того, динамика мировых цен на углеводороды часто зависит от решений, принимаемых в сделке ОПЕК+, членом которой является Россия.

Доля трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добычи нефти и природного газа в России регулярно возрастает. К примеру, в 2019 году, по данным Минэнерго России, доля ТНГР составляла более 65% от общего объема доказанных запасов нефти в России. Есть оценки, согласно которым к 2030 году практически все запасы перейдут в категорию трудноизвлекаемых. Если подобный прогноз сбудется, то более 90% нефти в России будут добывать из ТНГР. [93]

На протяжении многих десятилетий коэффициент извлечения нефти (КИН) в российской нефтедобывающей отрасли снижался. Если в 1960-х гг. в СССР этот показатель составлял 51%, то к 2022 году он опустился до 28-30%. Сложившийся экономический механизм в плановой экономике (выполнение и перевыполнение заданий) и при переходе к рыночным отношениям ориентировал к добыче «легкой» нефти на участках месторождений с высокой проницаемостью грунта. После компании переходили на другие участки, оставляя в недрах большие запасы нефти (рис. 2). [43, С.54]

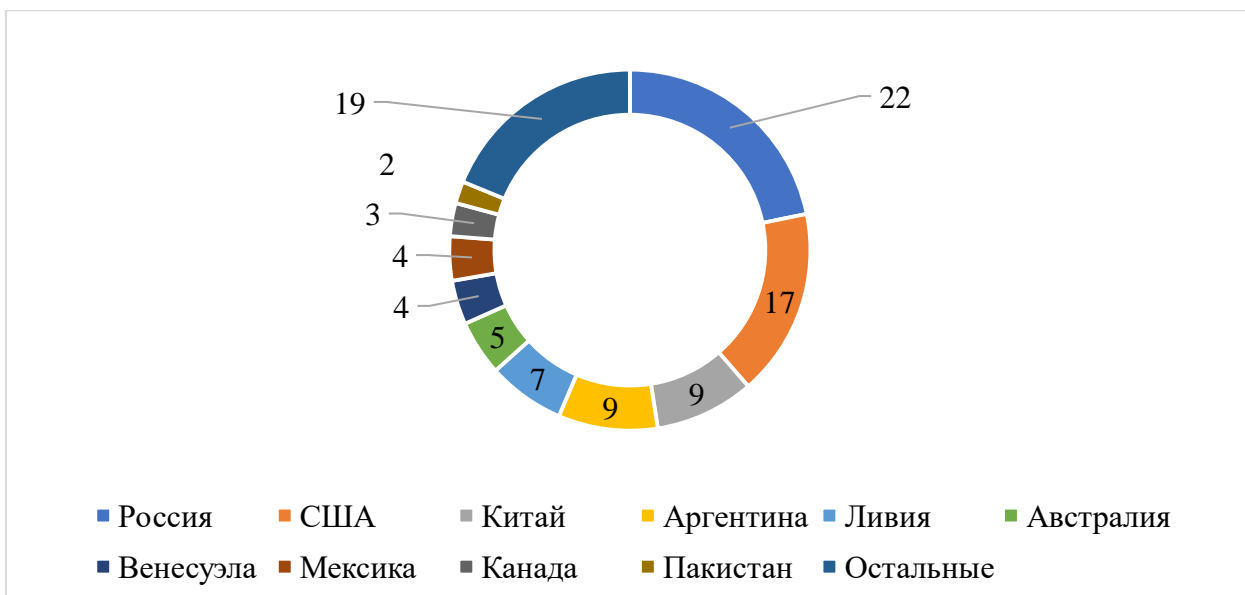


Рисунок 2. Доля мировых трудноизвлекаемых запасов нефти по странам (на 2022 год)

Источник: составлено автором по данным [34]

Исходя из анализа Рисунка 2, более 22% мировых запасов ТРИЗ располагаются на территориях России, 19% на территории Венесуэлы и около 17% на территории США. В Венесуэле данные запасы располагаются преимущественно в морской части и считаются ультраглубоководными, из-за чего добыча практически невозможна на текущем уровне развития технологий. В США ситуация обратная: запасы расположены на суше и в гористой местности, т.е. выше уровня моря. Однако себестоимость таких ресурсов в несколько раз выше цены реализации, что делает добычу неэффективной с экономической точки зрения.

Общий объем разведанных запасов в структуре начальных суммарных ресурсов нефти в России насчитывает около 15,5%, в то время как 17,3% начальных суммарных ресурсов нефти уже добыто. На текущий момент в России было использовано чуть более 50% начальных суммарных ресурсов нефти. Если поддерживать данную тенденцию, то запасы высоковязкой нефти будут оцениваться в 5-7 миллиардов тонн, подтверждая необходимость улучшения эффективности разработки данных месторождений на продолжительный период.

Основные показатели функционирования нефтегазового комплекса России в 2022 году (рис 3.).

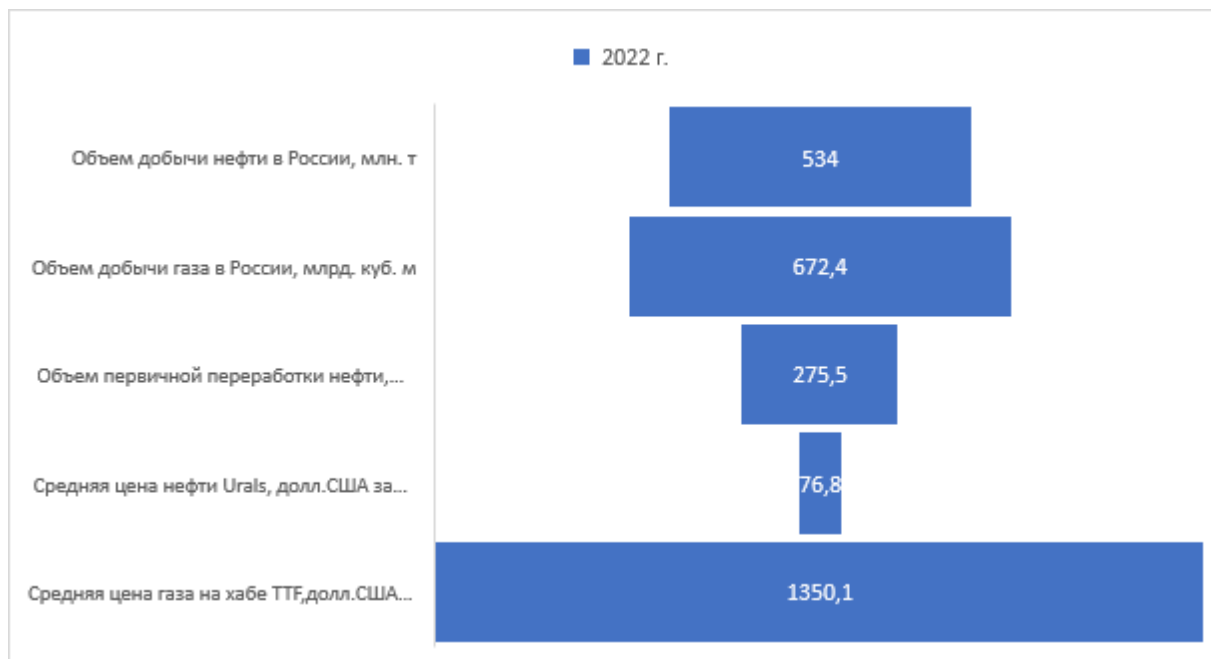


Рисунок 3. Основные показатели функционирования нефтегазового комплекса России в 2022 году.

Источник: составлено автором по данным [108]

Показатель в % (2022 год к 2021 году):

- Объем добычи нефти в России, млн. т. - 101,9;
- Объем добычи газа в России, млрд. м<sup>3</sup> - 88,1;
- Объем первичной переработки нефти, млн. т. - 96,6;
- Средняя цена нефти Urals, долл. США за баррель - 110,1;
- Средняя цена газа на хабе TTF, долл. США за тыс. м<sup>3</sup> - в 2,4 раза.

Объем добычи нефтяного сырья в 2022 году продолжил рост и составил 534 млн. тонн. Несмотря на санкционные ограничения, значительные объемы топлива продолжают реализовываться на экспорт благодаря реэкспорту через другие страны, а также формированию новых логистических маршрутов продаж сырья. [13, С.100] Объемы добычи и экспорта природного газа при этом сократились. Это связано с приостановкой продаж и сбыта природного газа через основные трубомагистрали «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2», а также снижением поставок в ряд стран Европейского союза

альтернативными путями. Вопреки снижению объемов добычи и экспорта в 2022 году среднегодовая цена была выше в 2,4 раза по сравнению с аналогичным периодом 2021 года. Поэтому снижение добычи было компенсировано более высокими ценами сбыта на мировом рынке (рис. 4).

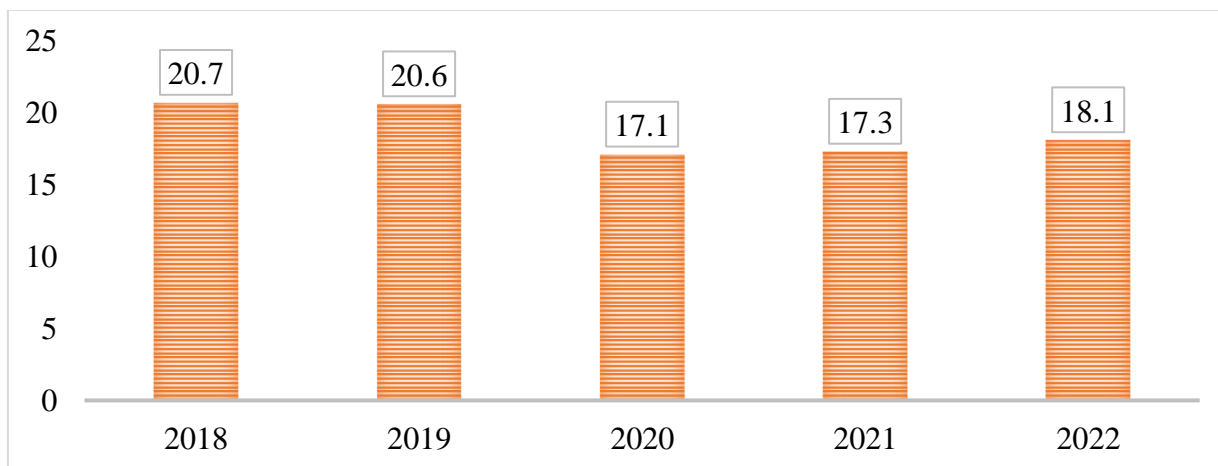


Рисунок 4. Доля нефтегазового комплекса в ВВП России, %

Источник: составлено автором по данным [91]

Очевидно, доля нефтегазового комплекса в ВВП России имела тенденцию к снижению с 2018 по 2020 годы, упав с 20,7% до 17,1%. Это снижение связано с множеством факторов, включая: экономическую нестабильность, санкции и, конечно, воздействие пандемии COVID-19 на мировой рынок энергоресурсов. Однако в 2021 и 2022 годы наблюдается небольшой рост — до 17,3% и 18,1% соответственно, что указывает на восстановление отрасли.

В зависимости от различных внешних и внутренних факторов, таких как: политическая обстановка, цены на нефть и газ, а также скорость внедрения новых технологий, доля нефтегазового комплекса в ВВП России в 2023 году может продолжить рост. Если текущая динамика восстановления сохранится, предположительно, доля в 2023 году достигнет уровня около 18,5-19%.

Так как основная часть нефтегазовых запасов России переходит в формат трудноизвлекаемых, то необходимо выделить наиболее распространенные методики добычи каждого вида:

1. **Тяжелая и сверхтяжелая нефть.** Используется термический способ увеличения нефтеотдачи - внедрение тепла в резервуар для снижения вязкости нефти и увеличения ее подвижности. Примеры таких методов включают: инжекцию пара, инжекцию горячей воды и комбинированные процессы. Данные запасы нефти попадают в категорию ТНГР, так как требуют значительных затрат на разжижение нефтяной субстанции и последующего очищения.

2. **Битумы и нефтяные пески.** Используются поверхностные технологии добычи, такие как: открытые карьеры и методы паронагрева (SAGD - Steam Assisted Gravity Drainage). В последние годы также использовались методы холодной добычи, при которых не требуется предварительный нагрев песка. Однако извлечение нефти из подобных формирований сопряжено с сильным загрязнением и долгой очисткой.

3. **Сланцевая нефть и газ.** Для добычи сланцевой нефти используется метод ГРП, где в пласт под высоким давлением вводится жидкость, приводящая к образованию трещин, по которым нефть перемещается в скважине. Данные запасы ТНГР являются значительными в мире (по данным МЭА более 68% ТРИЗ располагается в сланцах). [64]

4. **Трудноизвлекаемые морские запасы.** Для добычи морских запасов используются технологии глубоководного бурения и подводные системы для транспортировки углеводородов на поверхность. Наибольшие затраты приходятся на строительство платформ на открытой морской местности.

5. **Трудноизвлекаемые наземные запасы** - любой тип «трудного» запаса, который требует технологий интенсификации добычи. Для этих запасов обычно используются методы увеличения нефтеотдачи, включая: горизонтальное и направленное бурение, водонасыщение, инжекцию газа и термические методы. В некоторых случаях могут быть использованы и другие инновационные технологии, такие как микробиологическое восстановление нефти. [86]

Россия в текущей геополитической и санкционной ситуации сталкивается с высокой конкуренцией других стран-экспортеров нефти, в частности стран с высокой долей ТНГР. К примеру, ключевым геополитическим конкурентом, разрабатывающим месторождения сланцевых ТНГР на своей территории, является США. Политика США в отношении разработки углеводородов динамична, и на текущий период времени можно выделить следующие факторы:

1. **Политика энергетической независимости** в США в рамках энергетической стратегии до 2030 года стремится к снижению импорта ресурсов для генерации энергии. В последние десятилетия значительно увеличился объем добычи нефти и газа на территории, в частности благодаря развитию технологий горизонтального бурения и ГРП.

2. **Инвестиции в инновации и передовые технологические разработки** в США в области энергетики увеличились на 15,3% с 2018 по 2022 годы, а с 2000 года по 2022 год данный объем инвестиций увеличился на 148%, включая возобновляемые источники энергии и технологии извлечения сланцевой нефти, а также хранение углеводородов. [9, С.28]

3. **Геополитические отношения** между США и странами, входящими в сделку ОПЕК+. США оказывает влияние на ценообразование на мировом нефтяном рынке, в частности через санкционное давление и торговые организации в отношении ключевых стран-экспортеров нефти, таких как: Россия, Саудовская Аравия и Иран.

4. **«Зеленая» политика.** В 2021 году администрация президента США ввела обновленную стратегию «зеленой» инициативы, направленную на ускорение перехода от ископаемых видов топлива к возобновляемым источникам энергии. [83]

ОПЕК (Организация стран-экспортеров нефти) занимает значимое место в регулировании нефтяной и газовой отраслей на мировой арене. Основная цель ОПЕК – координация и унификация углеводородной политики ее членов для обеспечения стабильных цен на нефть, надежных и регулярных

поставок сырья для потребителей и разумной доходности капитала для инвесторов. К политике ОПЕК и расширенной сделки ОПЕК+ можно отнести:

1. **Регулирование производства в странах-членах ОПЕК** (регулярные установки квот на добычу нефти для оказания влияния на мировые цены на нефть и стабилизации рынка).

2. **Стабилизация цен.** Одна из основных целей ОПЕК - обеспечить стабильность цен на нефть, предотвращая резкие колебания, которые могут нанести вред странам-членам и мировой экономике в целом.

3. **Обеспечение инвестиционной привлекательности нефтегазового комплекса стран-участниц ОПЕК.** Совет организации и его органы привлекают иностранные и внутренние частные инвестиции в НГК для обеспечения будущего производства и стабильных поставок.

4. **Сотрудничество с другими странами.** Несмотря на то, что ОПЕК – это блок стран-экспортеров углеводородов, организация активно сотрудничает с другими крупными производителями нефти вне блока, в том числе в рамках расширенной сделки ОПЕК+ (рис 5.). [95]

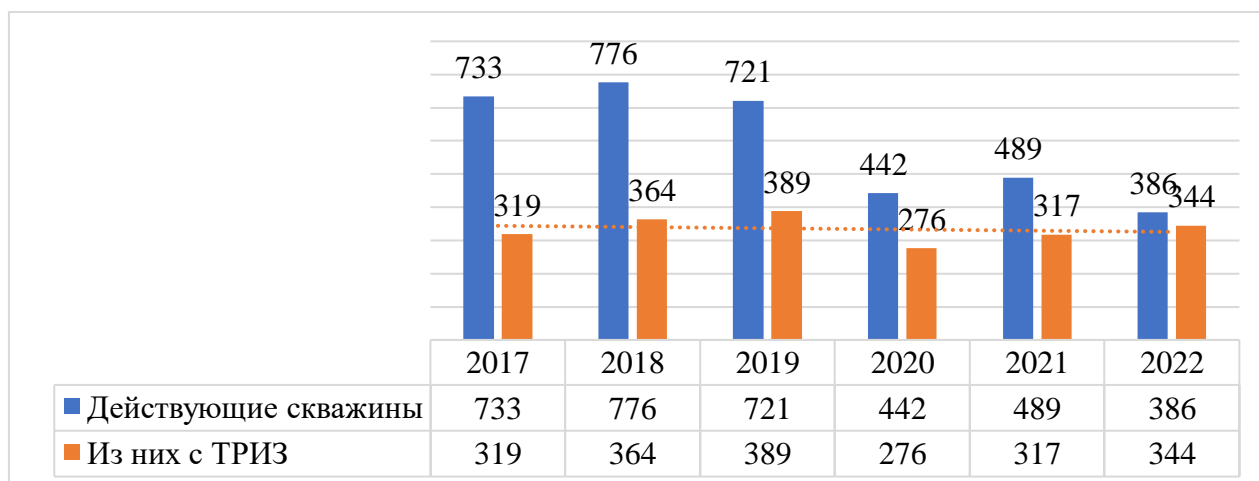


Рисунок 5. Динамика количества используемых скважин стран ОПЕК за 2017-2022 гг., ед.

Источник: составлено автором по данным [95]

Общее количество действующих скважин снизилось с 733 ед. в 2017 году до 386 ед. в 2022 году, что составляет более чем 47%. Тем не менее,



скважины с трудными запасами показывают тенденцию к увеличению: с 319 ед. в 2017 году до 344 ед. в 2022 году (на 7,8%).

Несмотря на общее сокращение действующих скважин, страны ОПЕК все больше фокусируются на скважинах с трудными запасами.

Следующим примером являются страны Европейского союза (ЕС), которые в 21 веке значительно сократили выработку углеводородов на наземной территории стран-участниц. Страны Европейского союза (ЕС) в 21 веке существенно уменьшили добычу углеводородов на своей территории, одновременно расширяя добычу в оффшорных зонах и за рубежом. Это часть стратегии создания устойчивой и надежной энергетической системы. В рамках энергетической безопасности ЕС ставит цели по сокращению зависимости от импорта углеводородов, стремясь к тому, чтобы поставки из одной страны не превышали 15% общего объема. Хотя этот показатель пока не достигнут полностью из-за различных препятствий.

В контексте декарбонизации экономики, осуществляемой через проект «Зеленый путь – 2050» (Green Way - 2050), ЕС планирует значительное сокращение выбросов парниковых газов и переход к возобновляемым источникам энергии. Регулирование и инвестиции в ЕС направлены на внедрение экологических стандартов, влияющих на добычу и использование углеводородов. Акцент на энергетической эффективности в стратегии ЕС способствует уменьшению потребления углеводородов. Кроме того, интеграция энергетических рынков в ЕС направлена на создание единого рынка для более свободного и эффективного перемещения ресурсов между странами-членами. [36, С.221-222]

Китай, являясь одним из ведущих мировых импортеров нефти, реализует комплексную политику, направленную на обеспечение энергетической безопасности и устойчивого экономического роста. Важным аспектом этой политики является развитие внутренней нефтяной промышленности в рамках обновленной пятилетней программы, включая усиленные поиски новых запасов нефти на территории страны.

Кроме того, в соответствии с Парижским соглашением, Китай стремится к переходу от ископаемых видов топлива к более чистым источникам энергии, хотя нефть сохраняет свою значимость в энергетической матрице страны. Важной составляющей политики является использование нефти в химической промышленности, что подтверждается 63% ростом количества нефтеперерабатывающих заводов с 2012 по 2022 годы. Помимо этого, Китай активно участвует в международных энергетических организациях, таких как Международное энергетическое агентство (МЭА), внося вклад в формирование мировой энергетической политики. [95]

В целом политика Китая в отношении нефти отражает стремление страны сбалансировать свои энергетические потребности, экономические цели и обязательства в области охраны окружающей среды.

На основе проанализированной информации можно составить таблицу сравнений основных подходов к добыче трудноизвлекаемых запасов нефти (табл. 3).

Таблица 3.

Позиция ключевых агентов нефтегазового рынка по отношению к формированию политики добычи, импорта и экспорта углеводородов

	<b>Евросоюз</b>	<b>Китай</b>	<b>США</b>	<b>Россия</b>	<b>ОПЕК</b>
<b>Позиция по отношению к нефти</b>	Европейский союз активно продвигает политику декарбонизации и перехода на возобновляемые источники энергии. Нефть остается важным компонентом энергетической системы ЕС, особенно в транспортном секторе.	Китай остается крупнейшим в мире импортером нефти, но также активно инвестирует в возобновляемые источники энергии. Китай стремится к соблюдению экологических норм, но при этом сохраняет значительную зависимость от нефти.	США является одним из крупнейших производителей и потребителей нефти. Несмотря на активное продвижение «зеленой» энергетики, нефть остается важной частью американской энергетической политики.	Россия - один из ведущих экспортеров нефти в мире. Она активно сотрудничает с другими странами и организациями для управления мировыми ценами на нефть. Россия также развивает новые месторождения и технологии для поддержания уровня добычи.	ОПЕК рассматривает нефть как ключевой источник доходов для своих членов и основной компонент мирового энергетического баланса. Организация активно работает над поддержанием стабильных и прогнозируемых цен на нефть, что благоприятно для экономик стран-членов и обеспечивает устойчивые инвестиции в отрасль.
<b>Разработка новых месторождений</b>	Разработка новых месторождений не является приоритетом. Внимание сосредоточено на сокращении зависимости от нефти.	Китай активно исследует и развивает новые месторождения, включая морские и сланцевые месторождения.	США продолжает развивать новые сланцевые месторождения.	Россия продолжает развивать новые месторождения нефти, особенно в Арктике и на территории Сибири.	При необходимости ОПЕК стимулирует или ограничивает разработку новых месторождений в зависимости от текущей ситуации на мировом рынке нефти. Организация также может координировать действия своих членов в области инвестиций в исследования и разработку новых месторождений (НИОКР).

	<b>Евросоюз</b>	<b>Китай</b>	<b>США</b>	<b>Россия</b>	<b>ОПЕК</b>
<b>Диверсификация экспорта</b>	Диверсификация источников энергии и поставщиков для обеспечения энергетической безопасности.	Китай нацелен на обеспечении своей энергетической безопасности через диверсификацию источников и поставщиков нефти.	США имеет диверсифицированный экспорт, направленный на обеспечение глобальной энергетической безопасности.	Россия активно диверсифицирует свой экспорт, особенно в направлении Азии, в ответ на западные санкции.	Основной акцент ОПЕК делается на нефти. Однако страны-члены активно ищут возможности для диверсификации своего экспорта, включая продажу переработанных продуктов, газа и других товаров, чтобы снизить свою зависимость от колебаний цен на сырую нефть.
<b>Технологии и инновации</b>	Инвестиции в новые технологии, включая возобновляемые источники энергии и хранение энергии.	Китай инвестирует в новые технологии в области нефтедобычи, а также в возобновляемые источники энергии.	США является лидером в разработке новых технологий для нефтедобычи и в области возобновляемой энергетики.	Россия инвестирует в разработку новых технологий в области нефтедобычи и нефтепереработки.	ОПЕК поддерживает научные исследования и разработки в области новых технологий добычи и переработки нефти, что помогает улучшить эффективность производства, снизить издержки и минимизировать экологический ущерб.
<b>Переход к чистым источникам энергии</b>	ЕС - активная политика в области «зеленой» энергетики и стремится к углеродной	Китай признает необходимость перехода к более чистым источникам энергии и активно развивает солнечную и	США в поиске пути перехода к «зеленой» энергетике. Тем не менее, нефть остается важным источником энергии.	Россия признает необходимость перехода к чистым источникам энергии и внедряет программы по развитию атомной и гидроэнергетики.	Несмотря на то, что ОПЕК фокусируется на нефти, организация осознает необходимость перехода к чистым источникам энергии в будущем. ОПЕК

	<b>Евросоюз</b>	<b>Китай</b>	<b>США</b>	<b>Россия</b>	<b>ОПЕК</b>
	нейтральности до 2050 года.	ветряную энергетику.			рассматривает технологии захвата и хранения углерода как один из инструментов сокращения выбросов парниковых газов.
<b>Регулирование и надзор</b>	ЕС имеет строгие правила и регуляции по отношению к эксплуатации и использованию нефтяных месторождений.	Китай активно регулирует свою нефтяную промышленность с целью обеспечения экологической безопасности и стабильности поставок.	США имеет сложную систему регулирования нефтегазовой промышленности, включающую как федеральные, так и штатные уровни надзора.	Нефтегазовый сектор в России находится под строгим государственным контролем и регулированием.	ОПЕК координирует действия своих членов в области регулирования нефтяной отрасли.
Источник: составлено автором по данным [38, 62]					

В современном мире нефтегазовый комплекс продолжает играть ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности и экономической стабильности многих государств. Россия, обладая одним из крупнейших углеводородных резервов планеты, занимает стратегическое положение. Участие страны в мировом нефтегазовом комплексе определяется не только объемами экспорта сырья, но и технологическими инновациями, способствующими эффективной разработке трудноизвлекаемых запасов. В ходе анализа роли и места российских углеводородов на мировом топливно-энергетическом рынке определен потенциал с учетом добычи и экспорта трудноизвлекаемых углеводородов, факторы добычи ТРИЗ с позиции государства и недропользователя. В совокупности, данные факторы учитывают последние достижения в области технологий и инноваций, позволяя эффективнее определять потенциал НГК России в долгосрочной перспективе.

Таким образом, российские углеводороды, включая ТРИЗ, не просто сохраняют свою актуальность, но и представляют собой обширные возможности для дальнейшего научно-технологического и экономического развития страны в рамках мировой энергетической индустрии. Несмотря на неоднородность развития мирового ТЭК (Таблица 3), многие развитые страны и ряд крупных развивающихся стран продолжают не только использовать, но инвестировать в технологии добычи «трудных» запасов. Также стоит учитывать развивающиеся рынки Юго-Восточной Азии и Африки, рост потребления нефтегазовых ресурсов на которых возрастает (потребление нефти в Африке выросло на 412,6% с 2000 по 2022 гг.) [15, С. 81]

Роль и место России будут определяться возможностями формирования технологической базы добычи ТНГР с учетом развития технологий, которые не только повышают техническую доступность сырья к извлечению и выхода на стабильные объемы добычи, но и снижают себестоимость добычи данных запасов для формирования конкурентоспособного НГК России, а также выстраивания долгосрочных экспортных отношений. Развитие добычи ТНГР в России с позиции государства также необходимо для реализации стратегии энергетической и топливной безопасности, так как современные геополитические условия ставят

необходимость ориентироваться исключительно на внутренние механизмы обеспечения безопасности.

### **1.3. Экономическая оценка традиционных и инновационных технологий добычи ТНГР**

В последние десятилетия промышленный и научный интерес к добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов возрос, учитывая уменьшение доступных запасов легкодоступной нефти. Исследование экономики традиционных и инновационных технологий добычи запасов становится жизненно важным, особенно в свете меняющихся экономических, экологических и политических условий.

Добыча углеводородов исторически опиралась на традиционные методы, такие как: вертикальное бурение и наземные буровые установки. Однако с увеличением спроса на энергоносители и уменьшением запасов «легкой» нефти отрасль начала искать альтернативные методы добычи. В результате этого поиска были разработаны и внедрены различные инновационные технологии, такие как: горизонтальное бурение и ГРП для добычи сланцевой нефти и газа.

С другой стороны, экономическое развитие и индустриализация привели к тому, что потребление энергии выросло, особенно в промышленно развитых и быстро развивающихся странах. Страны с высокой долей постиндустриальных технологий также увеличивают объемы потребления энергии за счет ее повсеместного использования. Это создало дополнительное давление на нефтегазовую отрасль для обеспечения стабильных и надежных поставок углеводородов. Вместе с техническими прорывами отрасль столкнулась с рядом экономических вопросов, включая оценку рентабельности новых технологий в сравнении с традиционными методами добычи.

С учетом исторической перспективы изучение экономических аспектов добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов происходит с акцентом на

сравнение стоимости и эффективности традиционных и новаторских методов. [13, С.102]

На международном уровне технологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов уже активно используются. В США, например, где они были впервые успешно внедрены на коммерческой основе, технологии включает в себя методы горизонтального бурения и ГРП. Такие технологии позволили США стать ведущим производителем сланцевой нефти и газа, изменяя мировую энергетическую карту.

Тем не менее, такие методы не всегда переносятся в другие страны из-за различий в геологических условиях. В Китае, например, эксперименты с ГРП столкнулись с проблемами, включая землетрясения и загрязнение воды. Вместо этого Китай исследует альтернативные технологии, такие как кислотно-активные смеси. [12, С.90]

В России ТРИЗ углеводороды в основном представляют собой тяжелую нефть, битуминозные пески и морские залежи. Для этих типов углеводородов требуются специализированные технологии, такие как: тепловые методы для тяжелой нефти и битуминозных песков, специализированные платформы и оборудование для добычи на шельфе. [74]

Однако, несмотря на технические сложности и высокие затраты, в России проводятся активные исследования и разработки в области трудноизвлекаемых углеводородов. Это включает в себя создание совместных предприятий с зарубежными компаниями, участие в научных исследованиях и разработке новых технологий (рис 6.).



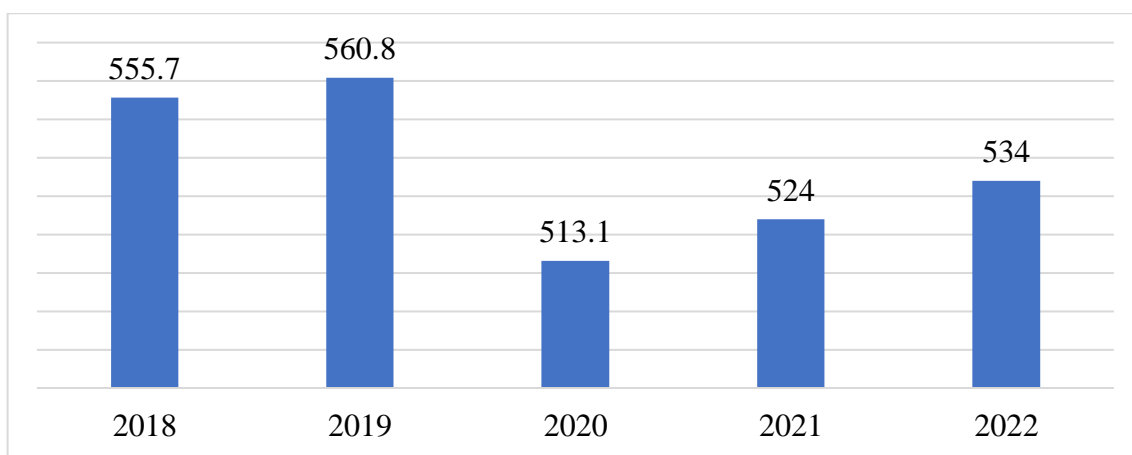


Рисунок 6. Добыча нефти с газовым конденсатом в России 2018-2022 гг., млн тонн  
 Источник: составлено автором по данным [100]

На Рисунке 6 обозначена динамика показателей добычи нефти с учетом газового конденсата в млн. тонн с 2018 года. В 2020 году отмечается резкий спад добычи, связанный с коронавирусной инфекцией и турбулентностью спроса на сырье. До 2022 года отмечалось постепенное восстановление добычи. Однако новые санкционные ограничения не позволили достичь прогнозируемых Минэнерго темпов восстановления до «предковидных» показателей (рис 7.).

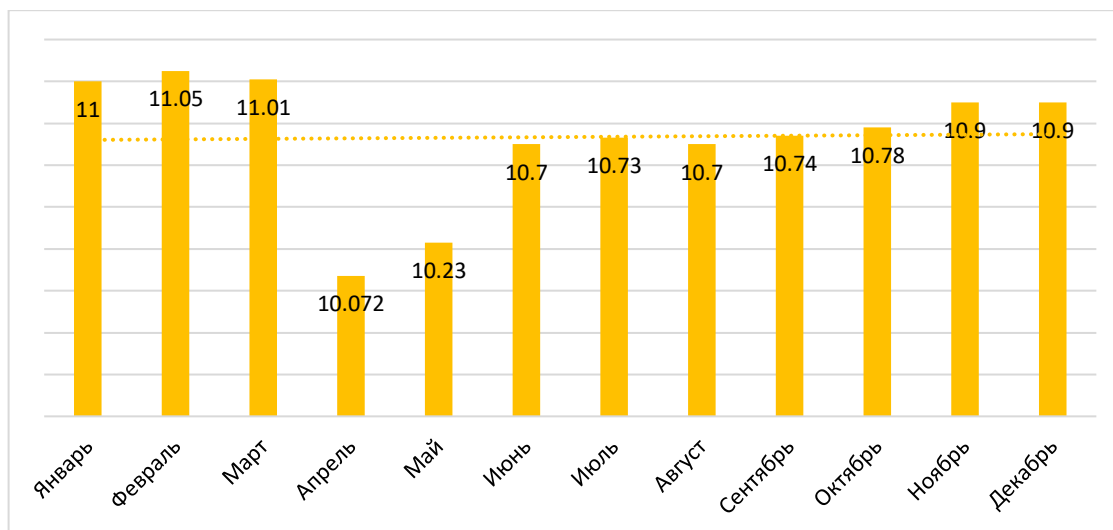


Рисунок 7. Динамика добычи нефти в России в 2022 г., млн. баррелей в сутки  
 Источник: составлено автором по данным [109]

В период 4 квартала в 2022 году наблюдается небольшой рост, стабилизировавшийся на уровне 10,9 млн. баррелей в сутки. Снижение добычи с начала года достигло минимального значения в апреле, после чего происходит стабилизация и небольшой рост к концу 2022 года. Самый низкий показатель в

апреле - 10,072 млн. баррелей, самый высокий в феврале и начале года - 11,05 и 11 млн. баррелей соответственно (рис. 8).

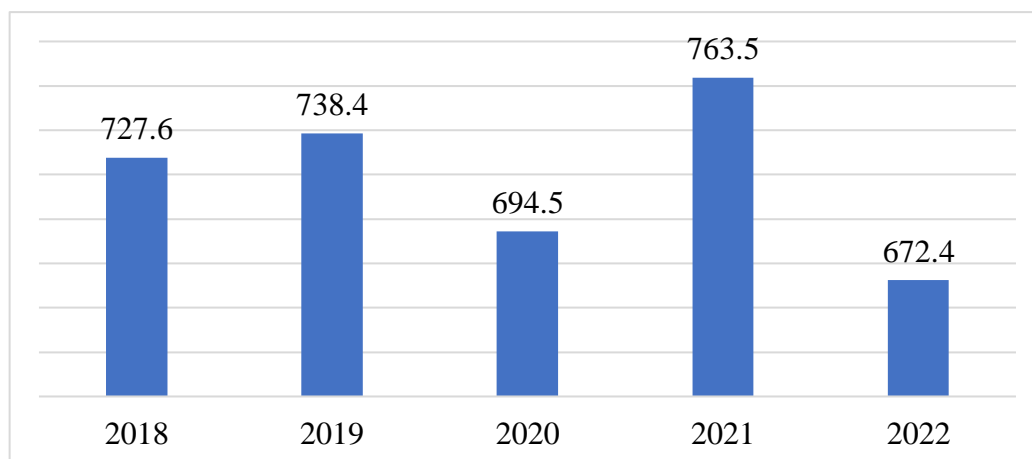


Рисунок 8. Добыча газа в России в 2018-2022 гг., млрд. куб. м.

Источник: составлено автором по данным [91]

Добыча природного газа в России претерпела изменения: снизился объем спроса на мировом рынке и, соответственно, произошло сокращение добычи из-за переполнения подземных газовых хранилищ (ПХГ) в 2020 году. В отличие от добычи и реализации нефти, российский природный газ в 2022 году был запрещен на импорт в ряде стран ЕС и других стран, присоединившихся к санкционным ограничениям. Большая часть российского природного газа поставляется в соседние страны магистральным трубопроводным путем. Две трубопроводные ветки были утеряны (Северный Поток – 1 и Северный Поток – 2). Компенсировать снижение экспорта возможно не только за счет увеличения объемов поставок действующими трубомагистральными путями, но и за счет реализации сжиженного природного газа (СПГ) морскими путями. Однако новые мощности по сжижению ПГ возможно будет ввести только в среднесрочном периоде (от 3 до 5 лет). Так, среднее время строительства морского регазифицирующего терминала на Дальнем Востоке оценивается Минэнерго РФ в 4,3 года, по маршруту следования Северного морского пути – 5-6 лет (рис. 9). [91]

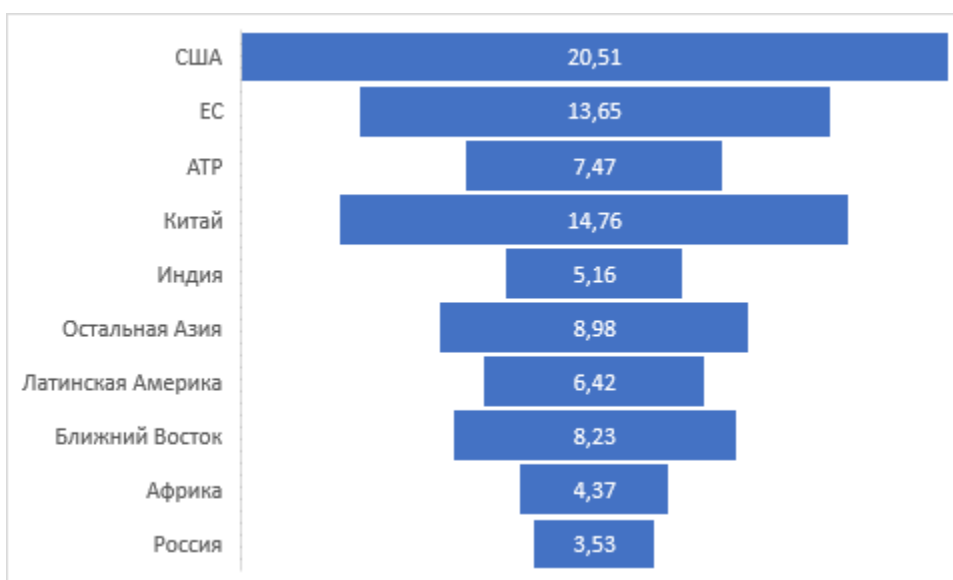


Рисунок 9. Спрос на нефть в регионах мира в 2022 г., в % от общемирового потребления

Источник: составлено автором по данным [101]

Регулирование баланса спроса и предложения является основой формирования цен на нефть. С 2000 по 2008 годы происходило ежегодное увеличение цен на нефть в связи с постоянно растущим спросом. Резкое снижение спроса во время экономического кризиса в 2008-2009 годы изменило подходы к формированию ценовых предложений.

В 2014 году произошли колебания из-за введения санкционных ограничений по отношению к России. Наблюдался аналогичный спад стоимости нефти марки «Brent» и других распространенных марок до уровня кризиса 2008-2009 гг., (средние цены в 2014 году установились на отметке в 42 долл.США за баррель), но выравнивание до кризисного периода не произошло. До 2020 года средние цены были зафиксированы на отметке в 62 долл. США за баррель. В 2020 году из-за начала пандемии коронавирусной инфекции произошло снижение производительности целых отраслей промышленности во многих странах мира, в связи с чем текущий на то время объем производства углеводородов оказался невостребованным, и цены на фьючерсные контракты на нефть впервые в истории опустились до отрицательных значений.

Реальная стоимость нефти марки «Brent» была на средней отметке в 41,5 долл. США за баррель, т.е. спад произошел до предыдущих кризисных отметок.

Тем не менее в 2021-2022 гг. произошло быстрое восстановление спроса на сырье и цены на углеводороды стабилизировались и выросли до отметок, превышающих 70 долл. США за баррель. Во многом этому способствовало новое соглашение ОПЕК+, при котором ряд стран уменьшил объемы добычи сырья, выровняв баланс спроса и предложения на постковидном рынке.

В 2021-2022 годы произошло восстановление спроса на сырье, и цены на углеводороды стабилизировались. Этому способствовало новое соглашение ОПЕК+, при котором ряд стран уменьшил объемы добычи сырья. [105]

После падения спроса в 2020 году произошло постепенное восстановление потребления нефти: в 2022 году превысило значение максимума 2019 года в 100,27 млн. баррелей в сутки, к началу 2023 года спрос составил 101,89 млн. баррелей в сутки. По прогнозам, к 2025 году данные показатели увеличатся не менее чем на 25% из-за спроса в развивающихся странах. Также истощение легкодоступных запасов может привести к скачкообразному формированию цен, что привлечет в отрасль компании, извлекающие нефтегазовое сырье из скважин с труднодоступными запасами с высокой себестоимостью добычи.

Мировой и российский опыт показывает, что добыча трудноизвлекаемых углеводородов требует инновационных подходов и технологий. Это открывает возможности для научного и технологического прогресса, но также представляет значительные экономические и экологические вызовы.

ТРИЗ углеводороды находятся в недоступных и сложных геологических формациях, которые требуют применения специализированных технологий для их добычи. Основными современными технологическими решениями добычи из проанализированного в части 1.2. материала можно выделить:

1. **Горизонтальное бурение.** Горизонтальное бурение позволяет существенно увеличить площадь контакта скважины с пластом, что приводит к увеличению дебита скважин. Особенно эффективна данная технология при добыче трудноизвлекаемых углеводородов из низкопроницаемых и тонких пластов. Особенность заключается в подходе с разных сторон от пласта и обход верхних плит.

2. **ГРП.** Технология включает в себя внедрение воды под высоким давлением в нефтяной или газовый пласт для создания сети трещин, что облегчает вытеснение углеводородов, их разжижение и выход под давлением. Эта технология была впервые применена в США для добычи сланцевого газа и нефти и в 21 веке активно применяется во многих странах мира, в том числе и в России.

3. **Термические методы добычи** включают в себя проникновение в тяжелую нефть или битуминозные пески с использованием тепла. Наиболее часто используются: инъекция пара, сжигание части месторождения (внутрипластовое сжигание) или электроосаждение для уменьшения вязкости нефти и упрощения ее извлечения.

4. **ГРП с высоким давлением.** Усовершенствованная версия ГРП, которая позволяет проводить гидроразрыв на нескольких этапах вдоль горизонтального ствола скважины. Такой подход повышает эффективность воздействия на пласт и позволяет дополнительно увеличить дебит скважин при добыче сланцевых углеводородов.

5. **Технология третичного метода нефтедобычи (Enhanced Oil Recovery).** Процесс, в котором углекислый газ (CO<sub>2</sub>) инжектируется в месторождение для увеличения добычи нефти. CO<sub>2</sub> смешивается с нефтью, уменьшая ее вязкость и увеличивая давление в месторождении, что помогает вытеснить больше нефти. [110]

Например, **горизонтальное бурение** позволяет достичь углеводородов, которые были недоступны традиционными методами. Однако это требует значительных капиталовложений и высококвалифицированных специалистов для проведения работ.

**Гидравлический разрыв пласта** применим к широкому кругу условий и существенно увеличивает добычу, но, как отмечалось в части 1.1., не рекомендован в ряде стран из-за потенциального негативного эффекта на окружающую среду, в т.ч. заражение подземных вод и сейсмическая активность.

**Термические методы добычи** очень эффективны для тяжелой нефти и битуминозных песков. Однако требуют значительного количества энергии при обработке скважины и в ряде случаев вызывают загрязнение окружающей среды.

**Многостадийная ГРП (далее МГРП)** позволяет еще больше увеличить добычу, но требует дополнительных инвестиций в оборудование и может вызвать те же экологические проблемы, что и обычная ГРП, только с учетом многократного повреждения пласта и попадания загрязненной воды в почвы.

По мере развития этих технологий необходимо принимать во внимание потенциальные последствия для окружающей среды и общества, а также экономические и технические проблемы. Эффективное применение этих технологий в масштабах всей промышленности требует интеграции технического и экономического планирования с учетом экологических и социальных последствий.

Для выявления наиболее перспективных традиционных и инновационных методов необходимо изучить подходы к развитию технологических баз ряда стран, проводящих активные исследования в научно-исследовательских и опытно-конструкторских работах (далее НИОКР) для добычи ТНГР и внедрения данных технологий в активные скважины.

- **США.** В начале XXI века США прошел технологический прорыв в добыче углеводородов благодаря активному применению технологии ГРП в сочетании с горизонтальным бурением. Это позволило добывать нефть и газ из «сланцевых» месторождений, которые до этого считались коммерчески нецелесообразными. Сегодня США ведет активную разработку огромных сланцевых месторождений и является одним из лидеров в этой области. Однако недавние обсуждения экологических проблем и регулирования добывающей отрасли ставят под вопрос будущее технологии в США.

- **Страны ОПЕК.** В странах ОПЕК, обладающих крупнейшими в мире запасами углеводородов, традиционно используются классические методы добычи. В этих регионах преобладают крупные месторождения легкой нефти, для которых подходят стандартные вертикальные скважины и методы пластового

нагнетания для поддержания давления. Однако со временем, с ростом добычи и истощением месторождений, страны Ближнего Востока все активнее применяют улучшенные методы восстановления нефти (EOR) такие как: замещение нефти газом и углеводородными растворителями для поддержания уровня добычи.

- **Россия.** Российская нефтедобывающая индустрия активно развивает и внедряет новые технологии для добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Так, для добычи нефти и газа из песчаных и глинистых сланцев используются методы ГРП и горизонтального бурения. Кроме того, для тяжелой нефти и битуминозных песков применяются различные термические методы, включая инъекцию горячей воды и пара.

- **Латинская Америка.** В Венесуэле и других странах Латинской Америки с большими запасами тяжелой нефти и битуминозных песков применяются термические методы добычи, в том числе внедрение пара или горячей воды в пласт. При этом усиливаются исследования в области применения более продвинутых технологий, включая микробиологическую добычу и химическую инъекцию. [17, С.20, 99]

В целом можно сказать, что выбор технологии добычи углеводородов в каждой конкретной стране зависит от множества факторов, включая: геологические условия, стадию развития месторождения, доступность технологии и экономическую эффективность. В то же время для всех стран актуальны вопросы повышения эффективности добычи, сокращения затрат и минимизации воздействия на окружающую среду. Развитие рынка трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов проходит в рамках двух главных трендов: возрастающего технологического прогресса и усиления экологического регулирования.

В настоящее время ТНГР становятся все более доступными для коммерческой добычи благодаря постоянному технологическому прогрессу. Это происходит за счет внедрения новых технологий и методов, таких как: горизонтальное бурение, ГРП, улучшенные методы восстановления нефти и газа (EOR) и других.

В то же время добыча трудноизвлекаемых углеводородов сталкивается с большими экологическими ограничениями. Повышенное общественное беспокойство вопросами изменения климата и сохранения окружающей среды приводит к ужесточению экологического регулирования добычи углеводородов. Это, в свою очередь, увеличивает стоимость добычи трудноизвлекаемых углеводородов и может ограничить их развитие в будущем. [32, С.225]

На текущий момент времени на рынке трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов можно выделить несколько основных сегментов. В первую очередь «сланцевая» нефть и газ, тяжелая и вязкая нефть, газ глубоководных месторождений и газ гидратов. Каждый из этих сегментов имеет свои специфические особенности и потребности в технологическом развитии.

В перспективе рынок трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов будет продолжать расти, так как традиционные месторождения истощаются и необходимо больше углеводородов для удовлетворения растущего мирового спроса. Однако его развитие будет во многом зависеть от технологического прогресса и экологического регулирования. Ключевые области исследований, отмеченные Минэнерго России, включают: улучшение существующих методов добычи, разработку новых технологий, а также интеграцию цифровых и автоматизированных систем в процесс добычи.

Тем не менее неоднократно отмечалось, что значимым аспектом является также совершенствование законодательства и регулирования в области добычи углеводородов. Современные требования к экологической безопасности и сохранению биоразнообразия предъявляют высокие требования к процессам добычи, что приводит к необходимости постоянного усовершенствования и адаптации законодательства под изменяющиеся реалии.

Для формирования объективной оценки потенциала добычи запасов также необходимо учитывать экономические и «технологические инвестиции». «Технологические инвестиции» – форма инвестиций, при которой передается ключевая технология, необходимая для получения устойчивого объема добычи углеводородов. Привлечение инвестиций в сектор трудноизвлекаемых



углеводородов остается одной из главных задач. Несмотря на все трудности, область добычи трудноизвлекаемых углеводородов обладает огромным потенциалом и представляет собой привлекательную возможность для инвесторов, стремящихся к долгосрочным инвестициям в устойчиво развивающийся рынок.

Следующим аспектом, отмеченным Международным энергетическим агентством, можно выделить формирование кадрового состава из высококвалифицированных специалистов, благодаря которым становится возможным применение ряда новых технологий, изменяющих подходы к добыче ресурсов.

Коллаборация и международное сотрудничество. В условиях глобализации и увеличения сложности добычи трудноизвлекаемых углеводородов актуальны международное сотрудничество и коллаборация между компаниями, учеными и государствами. Совместная работа и обмен знаниями могут значительно ускорить развитие данного сектора, приводя к общему прогрессу и благополучию.

Развитие рынка трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности и устойчивости. Учитывая ожидаемое увеличение глобального спроса на энергетические ресурсы, ТНГР становятся важным компонентом энергетического баланса мира. В этом контексте развитие и оптимизация их добычи будет иметь ключевое значение для обеспечения энергетической устойчивости в будущем. [46]

Применение данных технологий варьируется в различных территориальных, географических и геологических условиях с наибольшими запасами и долей ТНГР. Исходя из сформированной системы классификации трудных запасов, оценка применения традиционных и инновационных технологий распределяется на несколько регионов:

1. В Арктике, включая Северный полюс и моря вокруг него, предполагается наличие значительных запасов нефти. Однако суровые климатические условия и удаленность от основных инфраструктур делают их эксплуатацию очень сложной и дорогой.

2. Глубоководные и ультраглубоководные месторождения в Атлантическом океане (включая бразильский шельф и Мексиканский залив) и Тихом океане (например, у берегов Западной Африки) также очень труднодоступны из-за значительных глубин и технической сложности бурения на таких глубинах.

3. В некоторых регионах, таких как: Россия, Венесуэла или Иран, присутствуют значительные запасы нефти. Однако санкционные ограничения могут существенно затруднять доступ к этим ресурсам.

4. Запасы сланцевой нефти, такие как расположенные в Северной Дакоте, в США, также могут быть сложными для разработки из-за необходимости использования методов горизонтального бурения и ГРП, а также из-за потенциальных экологических проблем.

5. Дальний Восток России и Сибирские месторождения. Запасы нефти в этих регионах также труднодоступны из-за сложных климатических условий и удаленности от основных инфраструктур.

6. Тарные пески Канады. Месторождения в Альберте (Канаде) содержат огромные запасы «тяжелой» нефти. Тем не менее их добыча технологически сложна, требует большие затраты и вызывает серьезные экологические опасения. [30, С.649, 76]

7. Нефть и природный газ содержатся в сложных геологических структурах, таких как: Северное море в Европе и Персидский залив. В этих месторождениях нефть залегает глубоко под землей или там, где она распределена по многочисленным малым залежам. Данные условия затрудняют эксплуатацию этих месторождений.

8. В регионах, таких как пустыня Руб' аль-Хали на юге Аравийского полуострова и Западная пустыня Египта, температуры могут подниматься до экстремальных уровней, что затрудняет добычу нефти.

9. В некоторых регионах, таких как: Нигерия, Ирак, Ливия, Сирия, Южный Судан и прочих политическая нестабильность и конфликты создают серьезные препятствия для разработки нефтяных месторождений.

Важно отметить, что, несмотря на сложности и вызовы, связанные с доступом к этим запасам, технологические инновации и увеличение цен на нефть могут сделать их разработку экономически оправданной в будущем. Однако этому противостоят проблемы экологии и угрозы изменения климата, а также общий мировой тренд к снижению зависимости от ископаемых углеводородов (табл. 4).

Таблица 4.

Систематизация традиционных и инновационных методов извлечения ТНГР на основе проанализированных групп месторождений

Тип ТНГР	Традиционный и инновационный методы добычи
Тяжелая нефть и битумы	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: паровое стимулирование.</li> <li>▪ Инновационная технология: использование солевых растворов или микроорганизмов для разжижения тяжелой нефти.</li> </ul>
Шельфовые морские месторождения	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: морские буровые платформы и субмарины.</li> <li>▪ Инновационная технология: плавучие системы производства и бурения, а также разработка робототехники для подводного мониторинга.</li> </ul>
Сложные геологические структуры	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: ГРП.</li> <li>▪ Инновационная технология: использование микрочастотной обработки для улучшения извлечения, МГРП.</li> </ul>
Глубоководные и ультраглубоководные месторождения	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: глубоководные буровые платформы.</li> <li>▪ Инновационная технология: автоматизированные системы управления бурением и использование AI (Искусственный интеллект – ИИ) для определения оптимальных точек бурения.</li> </ul>
Арктические регионы	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: буровые платформы на льду и ледоколы.</li> <li>▪ Инновационная технология: разработка «зеленых» технологий для снижения экологического воздействия и улучшения эффективности работы в экстремальных условиях.</li> </ul>
Месторождения тарных песков	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: поверхностная добыча и тепловая обработка.</li> <li>▪ Инновационная технология: инновационные методы разделения битума и песка без использования воды.</li> </ul>
Нефтяные сланцы	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Традиционная технология: открытая добыча и последующая тепловая обработка.</li> <li>▪ Инновационная технология: химический способ преобразования сланца в нефть на месте добычи.</li> </ul>

Источник: составлено автором по данным [40, С.99, 87]

В ходе исследования экономической оценки различных технологий добычи трудноизвлекаемых углеводородов становится очевидным преимущество инновационных методов перед традиционными. Несмотря на начальные затраты, связанные с внедрением новаторских подходов, долгосрочная перспектива показывает их высокую рентабельность и эффективность.

Традиционные методы добычи, имея низкие начальные затраты, в среднесрочной и долгосрочной перспективе сталкиваются с рядом проблем. Возрастающая сложность добычи, уменьшение запасов и ухудшение качества извлекаемой продукции требуют дополнительных инвестиций в уже существующие технологии, что снижает их экономическую привлекательность.

С другой стороны, инновационные технологии, благодаря своей направленности на эффективное извлечение углеводородов из сложных месторождений, представляют собой наиболее перспективное решение для долгосрочного обеспечения стабильной и экономически выгодной добычи. Инвестирование в новые технологические решения, такие как: применение искусственного интеллекта, нанотехнологий или улучшенных методов мониторинга и управления, позволяет не только повышать эффективность добычи, но и продлевать срок службы месторождений, что, в свою очередь, оказывает благоприятное воздействие на экономическую составляющую.

Таким образом, в контексте углубляющегося кризиса традиционной нефтедобычи и постоянного роста спроса на углеводородное топливо инвестиции в новые технологические решения представляют собой стратегически важный шаг для долгосрочного обеспечения энергетической безопасности и устойчивого экономического роста.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОВ В РОССИИ

### 2.1. Экономико-технологические аспекты разработки труднодоступных нефтегазовых запасов

Экономические принципы и инструменты анализа всегда занимали центральное место в стратегическом планировании и принятии решений в НКК, особенно при разработке труднодоступных запасов нефтегазовых месторождений. В условиях глобализации, финансовой интеграции и постоянной ценовой волатильности анализ экономико-технологических аспектов становится особенно актуальным для компаний, инвесторов и регуляторов.

Эффективность капиталовложений, внутренняя ставка доходности, себестоимость добычи, амортизация инфраструктурных активов и многие другие экономические показатели стали ключевыми для определения жизнеспособности и потенциальной рентабельности проектов по разработке ТНГР. На задний план уходят простые критерии рентабельности. На смену им приходят сложные модели рискованного инвестирования, учитывающие геополитические, экологические и технологические факторы неопределенности.

Особое внимание оценки экономической эффективности проектов уделяют при формировании стратегий добычи трудноизвлекаемых запасов, так как риски, связанные с окупаемостью подобных проектов выше, чем у «легких» запасов.

Это напрямую связано с исчерпанием традиционных месторождений, открытых в середине и второй половине 20-го века, что заставляет корпорации и государства обращать внимание на «трудные» запасы. Данная динамика стимулируется и значительными технологическими прорывами, позволяющими эффективно разрабатывать ранее считавшиеся недоступными или нерентабельными месторождения. В высоких ценах на нефть и газ находится еще одна причина, по которой инвестирование в ТНГР месторождения становится

привлекательным, предлагая высокую доходность даже при учете повышенных капитальных затрат.

Вопросы окружающей среды становятся предметом обсуждений на всех уровнях, начиная от локальных сообществ и заканчивая международными организациями. В этой связи инновации и усовершенствованные технологии могут играть решающую роль в минимизации экологических рисков. Несмотря на растущую популярность возобновляемых источников энергии, углеводороды остаются столпом мировой энергетики в обозримом будущем, делая вопросы их эффективной и экологически безопасной добычи особенно актуальными.

Исходя из этого, связь экономических и технических аспектов становится более очевидна, так как инновационные технологии и оснащенность НГК критически значимыми технологиями влияют не только на себестоимость сырья, но и на возможности добычи ТНГР в целом (рис. 10).

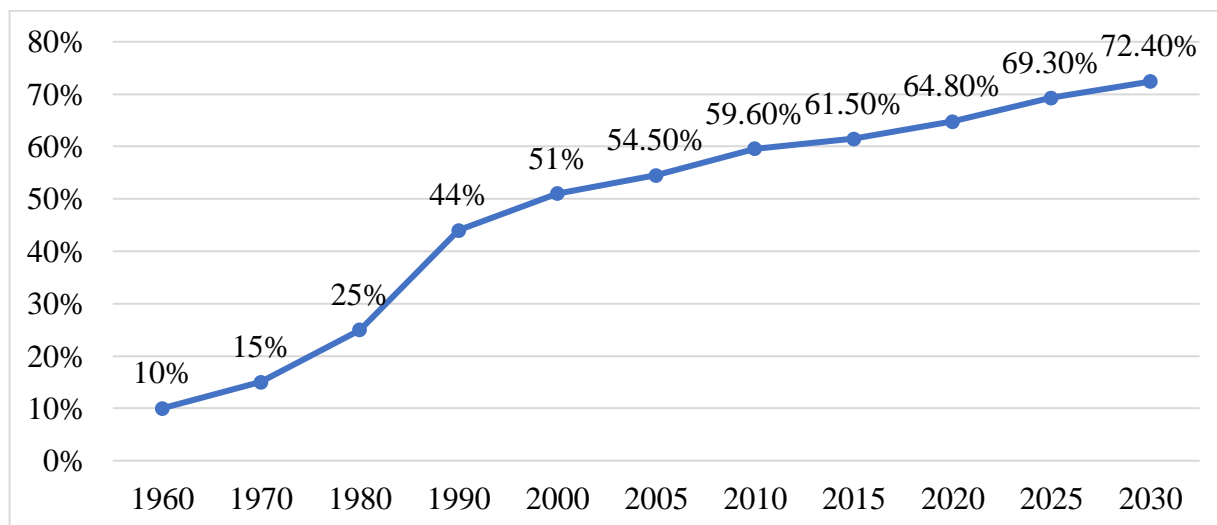


Рисунок 10. Доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общем объеме добычи СССР/России с 1960 по 2030\* год, в %

\*- с 2023 года указаны прогнозные значения

Источник: составлено автором по данным Приложения 2

В период с 1960 по 1980 годы доля трудноизвлекаемых запасов увеличивалась, но оставалась относительно низкой (от 10% до 25%). С 1980 до 2000 годы наблюдается значительное увеличение этой доли с 25% до 51%. Данный период связан с углублением и усложнением геологической разведки и добычи, а

также с падением производства «легких» запасов. С 2000 по 2020 годы доля трудноизвлекаемых запасов продолжает увеличиваться, но уже менее динамично. Доля увеличивается с 51% до примерно 65%. Для периода с 2020 по 2030 годы прогнозируется дальнейшее увеличение этой доли до 72,4%. Тенденция связана с исчерпанием легко доступных запасов и необходимостью перехода к более сложным и труднодоступным месторождениям.

С учетом глобальных экономических трендов, таких как: дефляция капитальных затрат, переход к низкоуглеродной экономике и рост значимости (концепции устойчивого развития бизнеса) ESG-факторов, нефтегазовая промышленность активно оптимизирует экономические модели под новые требования. Технологические инновации, в свою очередь, предоставляют новые возможности для повышения операционной эффективности, уменьшения капитальных и операционных затрат, что прямо отражается на экономической привлекательности проектов.

Отмечается, как современные экономические тенденции влияют на принятие решений в нефтегазовом секторе, особенно в контексте труднодоступных месторождений. Также, как интеграция современных технологий оказывает воздействие на экономическую эффективность проектов в этой области (табл. 5).

Таблица 5.

Экономические, технологические и логистические аспекты разработки нефтегазовых запасов

Экономические аспекты разработки труднодоступных нефтегазовых запасов	
Категория	Подкатегория
Инвестиционная привлекательность	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Внутренняя ставка доходности (IRR);</li> <li>• период окупаемости инвестиций (ROI);</li> <li>• чистая приведенная стоимость (NPV).</li> </ul>
Операционная эффективность	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Себестоимость добычи;</li> <li>• стоимость логистики и транспортировки;</li> <li>• уровень безаварийной работы оборудования;</li> <li>• уровень обводнённости и количество примесей</li> </ul>
Финансирование и риск-менеджмент	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Источники финансирования: внутренние, внешние, государственные, частные;</li> <li>• структура капитала и рычаг финансового риска;</li> <li>• страхование рисков и хеджирование.</li> </ul>

Макроэкономические факторы	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Глобальная ценовая волатильность углеводородов;</li> <li>• экономическая стабильность страны-экспортера;</li> <li>• экономические санкции и торговые барьеры.</li> </ul>
<b>Технологические аспекты разработки труднодоступных нефтегазовых запасов</b>	
<b>Категория</b>	<b>Подкатегория</b>
Методы разработки:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Горизонтальное бурение;</li> <li>• ГРП;</li> <li>• подводная добыча;</li> <li>• плазменно-импульсное воздействие (ПИВ).</li> </ul>
Оптимизация и автоматизация процессов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Цифровые двойники месторождений;</li> <li>• автоматизированные системы управления производством;</li> <li>• искусственный интеллект и машинное обучение для анализа данных.</li> </ul>
Технологии улучшения восстановления углеводородов:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Термические методы;</li> <li>• традиционные методы откачки легких и тяжелых фракций;</li> <li>• химические методы;</li> <li>• газовые методы.</li> </ul>
Экологические технологии	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Технологии захвата и хранения углекислого газа;</li> <li>• системы мониторинга и прогнозирования аварий;</li> <li>• технологии очистки и утилизации отходов добычи.</li> </ul>
<b>Логистические аспекты разработки труднодоступных нефтегазовых запасов</b>	
Транспортировка сырья	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Морская. Необходимость специализированных танкеров, особенно для работы в ледовых условиях;</li> <li>• железнодорожная. Адаптация вагонов для транспортировки нефти и газа, координация графиков поездов;</li> <li>• авиационная. Используется редко, но может быть актуальной для специализированных грузов или в экстренных ситуациях;</li> <li>• автомобильная. Основное средство доставки для ближайших регионов;</li> <li>• трубопроводная. Создание инфраструктуры, мониторинг и обслуживание труб.</li> </ul>
Хранение и промежуточное размещение нефти и газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выбор оптимальных мест для хранилищ, учет возможных рисков;</li> <li>• технологии и оборудование для сохранности и качества продукта.</li> </ul>
Логистика поддержки	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Поставка запасных частей, специализированного оборудования, ресурсов для бурения и эксплуатации;</li> </ul>



Морские логистические сложности	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Работа в ледовых условиях, соблюдение экологических стандартов, навигационное планирование.</li> </ul>
Оптимизация маршрутов и сетевого планирования	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Оценка и минимизация рисков, связанных с погодными условиями, геополитическими факторами, прочими неожиданностями;</li> <li>• внедрение современных технологий для управления и мониторинга транспортировки и хранения.</li> </ul>
Управление цепочками поставок в нефтегазовом секторе:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Оптимизация поставок, учет всех звеньев от производителя до конечного потребителя;</li> <li>• обеспечение соответствия стандартам качества и безопасности при транспортировке и хранении углеводородов.</li> </ul>

Источник: составлено автором.

Для глобальной торговли нефтью используются различные методы доставки, включая:

1. **Морской транспорт** — основная форма доставки нефти и нефтепродуктов и сжиженного природного газа, представляющая около 60% всемирной торговли. Морские нефтяные танкеры могут вмещать до двух миллионов баррелей нефти. Маршруты танкеров часто проходят через стратегически важные узкие проходы, такие как Ормузский пролив или пролив Малакка.

2. **Трубопроводные магистрали** — второй по объемам способ доставки углеводородов после морского транспорта. В некоторых регионах, таких как Северная Америка и Евразия, трубопроводы являются основным методом транспортировки сырья.

3. **Железнодорожный транспорт** — транспортировка сжиженного природного газа (СПГ) и нефти, особенно в регионах, где нет доступа к трубопроводам или морским портам. В последнее время железнодорожная перевозка нефти и сжиженного природного газа становится все более актуальной со средним ежегодным ростом до 13,2% в общемировой логистике.

4. **Автомобильный транспорт** — используется для перевозки нефти на короткие расстояния, такие как доставка от месторождений до ближайших трубопроводов или заводов по переработке нефти. [102]

Как отмечалось ранее, вариативность маршрутов нефтяных перевозок обусловлена многими факторами, включая: географию, политику, технологии и экономику.

Выбор маршрута для перевозки углеводородов влияет на стоимость по нескольким основным причинам (табл. 6).

Таблица 6.

Влияние выбора маршрута на стоимость углеводородов

Фактор	Описание
Дальность перевозки	В стоимость итогового сырья включаются расходы на транспортировку, дальность доставки и прочие логистические издержки. К примеру, наценка за импорт нефти и производного сырья для ряда стран Юго-Восточной Азии импортируемых из стран-членов ОПЕК составляла до 28% в 2022 году.
Безопасность маршрута	Маршруты, проходящие через потенциально опасные зоны (например, зоны военных конфликтов или пиратства), могут включать в себя дополнительные страховые и безопасные затраты, что также влияет на стоимость углеводородов.
Инфраструктура маршрута	Стоимость транспортировки также зависит от качества инфраструктуры вдоль маршрута. Например, маршруты, требующие прохода через узкие или сложные для навигации проливы или каналы, могут потребовать более маленьких судов или дополнительного времени, что увеличивает стоимость.
Политические факторы	Политические отношения между странами, через территории которых проходит маршрут, также могут повлиять на стоимость углеводородов за счет логистики, а политические конфликты усугубляют торговые отношения между странами и приводят рынок к дестабилизации.
Стоимость транзита	Ряд стран и регионов взимают дополнительную плату за прохождение через их воды или территорию, в т.ч. реэкспортеры. Транзитные сборы также учитываются в общей стоимости углеводородов.

Источник: составлено автором по данным [107]

Таким образом, выбор маршрута является важным фактором в определении стоимости нефти, и нефтедобывающие компании должны тщательно анализировать различные варианты, чтобы оптимизировать свои затраты. Данные факторы учтены в разработке программы в части 3.3. настоящей работы как расходная часть проекта.

Дополнительно стоит отметить, что многие факторы могут влиять на выбор странами маршрутов перевозки нефти. Наиболее часто включаются

географические условия, геополитическая обстановка, условия контрактов, целевые рынки и мн. др. [6, 71]

Большинство современных логистических путей сформировались с течением времени в 20-м веке. С 1950-х годов произошло активное развитие рынка углеводородов, и стабилизация спроса на внутренних рынках позволила сформировать международную торговлю нефтегазовым сырьем.

В 1960-х годах индустрия добычи нефти продолжала свое развитие и прогресс. Некоторые из способов, которыми в это время снижалась себестоимость добычи нефти, включали:

1. **Бурение морских скважин.** Развитие технологий морского бурения открыло доступ к месторождениям нефти в морской среде. Несмотря на высокие начальные затраты на буровые платформы, морская добыча обладала большим потенциалом и позволила значительно увеличить общий объем добычи нефти. Первичные залежи добывались на глубине до 200 метров, впоследствии глубина увеличилась до 3,6 км в 21-ом веке.

2. **Применение первых компьютеров.** В 1960-х годах компьютеры внедрение первичных компьютерных систем на крупных предприятиях и производствах, включая нефтегазовую промышленность. способствовало обработке геологических данных, планированию бурения и управлению процессом добычи.

3. **Улучшение методов вторичной и третичной добычи.** Новые методы, такие как горизонтальное бурение и кислотная обработка, начали использоваться для увеличения отдачи от скважин и уменьшения обводненности, а также содержания лишних фракций. Горизонтальное бурение позволяло преодолевать проблемы с проникновением в труднодоступные зоны пласта, увеличивая производительность скважин.

4. **Улучшенная логистика и инфраструктура.** В 1960-х годах продолжалось развитие транспортной сети и складской инфраструктуры, что снижало затраты на транспортировку и хранение нефти. [28, С.67]

Технологические и операционные улучшения способствовали снижению себестоимости добычи нефти в 1960-х годах. Стоит отметить, что в данный момент также возросли экологические требования к добыче нефти, что, в свою очередь, увеличило затраты на соблюдение этих требований.

В 1970-1980-х годах себестоимость добычи нефти продолжала снижаться за счет внедрения новых технологий и методик:

1. **Объемная сейсморазведка (современное название - 3D сейсмика):** Технология стала широко применяться в 70-80-х годах. Она позволила геологам и инженерам более точно определять местонахождение залежей нефти и газа. Это сократило количество «сухих» скважин и позволило более эффективно планировать бурение.

2. **Углубленная переработка.** Улучшение технологий переработки позволило получать больше полезных продуктов из каждого барреля нефти, что снизило ее общую себестоимость.

3. **Автоматизация и цифровизация процессов.** Бурение и добыча стали более автоматизированными, что привело к снижению операционных затрат и увеличению производительности.

4. **Развитие методов увеличения нефтеотдачи.** Применение методов вторичного и третичного извлечения нефти из скважины, включая внедрение в пласт воды, пара, газа или специальных химикатов для увеличения давления в месторождении и вытеснения нефти, стало более широко распространенным.

1970-е годы были отмечены двумя нефтяными кризисами (1973 и 1979 годы), которые существенно повлияли на мировую экономику и нефтяную промышленность, привели к росту цен на нефть, а также впервые стимулировали поиск альтернативных источников энергии, включая и традиционное сырье (газ).

В 1990-х годах мир претерпел значительные изменения, которые существенно повлияли на нефтегазовую отрасль и способствовали снижению себестоимости добычи нефти.

1. **Технологический прогресс.** 1990-е годы были периодом значительного технологического развития, и это затронуло и нефтегазовую

отрасль. Применение высокотехнологичных методов исследования и бурения, таких как: 3D и 4D сейсморазведка, горизонтальное бурение и многозабойное бурение помогли повысить эффективность добычи.

2. **Приватизация и либерализация рынка.** Процессы приватизации и либерализации, которые проходили в многих странах, включая Россию, привели к увеличению конкуренции и снижению цен.

3. **Глобализация** привела к увеличению международного сотрудничества и обмена технологиями, что также способствовало снижению себестоимости добычи. Объемы потребления нефти с 1990 по 2000 год выросли на 12,8%, при этом объем торговых сделок увеличился на 27,9%. Количество подписанных соглашений по технологическому сотрудничеству среди нефтегазовых компаний увеличилось с 319 до 627 или на 96,6%. Также изменилась и себестоимость добычи, в 1990 году среднемировая себестоимость добычи составляла 7,16 долл.США за баррель, в 2000 – 6,1 долл.США за баррель. [101]

4. **Оффшорная добыча.** Продолжилось развитие технологий оффшорной добычи, позволяя компаниям добывать нефть в морских условиях с увеличенной эффективностью. Появились действующие промышленные ультраглубоководные скважины на глубине свыше 1500 метров, а средний объем добычи в оффшорной зоне вырос, в совокупности оцененная чистая прибыль для компаний, добывающих в оффшорной зоне выросла с 1,6 млрд.долл.США в 1991 году до 4,2 млрд.долл.США [83]

5. **Развитие информационных технологий.** Распространение компьютерных технологий позволило более точно моделировать месторождения, управлять процессами добычи и переработки, что привело к снижению затрат и повышению эффективности добычи.

Однако стоит отметить, что активизация внедрения технологий добычи «трудных» запасов в 1990-е годы было продиктовано не только стремлениями компаний повысить эффективность добычи и увеличить объем доступных для рентабельного извлечения запасов, но и снизить себестоимость, чтобы преодолеть экономический кризис в 1998-1999-е гг., при котором стоимость барреля нефти

марки «Brent» снизилась с 41 долл.США в октябре 1997 до 21,2 долл.США в ноябре 1998 года. [22, С.105]

Советский Союз занимал одно из ведущих мест в мире по объемам добычи нефти и газа. В 1960-е и 1970-е годы в стране было налажено использование фундаментально новых для мировой практики месторождений – западносибирских, где добыча нефти и газа велась из меловых пород (табл. 7).

Таблица 7.

### Формирование современной экономико-технологической базы разработки ТНГР России

Период	Описание
1960-1970-е	<p>60-е и 70-е годы 20-го века в СССР были временем активного освоения новых нефтегазовых провинций, прежде всего в Западной Сибири. Это был период настоящего «нефтяного бума» для страны.</p> <p>Разведка и освоение Западно-Сибирской нефтегазовой провинции началась в 1960-е годы и была связана с применением новейших технологий. По своему масштабу и технологической сложности эта работа была беспрецедентной и требовала массового внедрения инновационных технологий и методов разработки месторождений.</p> <p>Советская нефтяная промышленность в это время активно инвестировала в научные исследования и разработки, создавая научно-исследовательские институты и центры. Были разработаны и внедрены новые методы разведки и разработки месторождений, что позволило значительно повысить эффективность добычи и скорость освоения новых месторождений.</p> <p>Однако, несмотря на все эти достижения, добыча трудноизвлекаемых запасов оставалась дорогостоящим процессом и требовала больших капиталовложений. Вместе с тем в условиях высоких мировых цен на нефть эти затраты были оправданными и приводили к увеличению объемов добычи и экспорта нефти.</p>
1980-е	<p>80-е годы были знаковым периодом для нефтяной промышленности СССР, которая характеризовалась серьезными преобразованиями и новыми вызовами.</p> <p>Один из ключевых моментов 80-х годов был связан с углублением кризиса в экономике СССР. Несмотря на обширные запасы нефти, страна столкнулась с рядом экономических проблем, включая снижающуюся эффективность добычи нефтегазовых ресурсов. КПД на одну скважину в среднем по стране снижался с 1985 по 1991. К примеру, Самотлорское нефтегазовое месторождения, которое давало до 158,9 млн. т нефти в год (1980 г). В 1995 г. добыча здесь упала до 23,5 млн. тонн. Доктор Г.Г. Вахитов писал в своих работах, что причина снижения эффективности и роста затрат на 1 единицу добытого барреля заключается в уменьшении легкодоступных запасов, а новые запасы находятся в местах с сильной обводненностью и низкой проницаемостью. Также отмечалось, что технологии интенсификации добычи в тот период только начинали апробироваться на различных видах месторождений и массово не использовались. Положение в НГК СССР, и осложнялось тем, что с 1986 г. началось падение цен на мировом рынке. В 1990 г. выросло количество планово-убыточных предприятий и организаций с 15 до 18, при ежегодном росте количества действующих скважин.</p>

Период	Описание
	<p>К концу 80-х годов наметился еще один важный тренд – переход к экологически ответственной добыче. Это было вызвано рядом экологических катастроф, в том числе разливом нефти в Ферганской долине в 1983 году. Это привело к необходимости пересмотра подходов к разработке месторождений и усилению экологического контроля.</p> <p>В целом 80-е годы были временем сложных вызовов для нефтяной промышленности СССР, которые существенно повлияли на дальнейшее развитие отрасли.</p>
1990-е	<p>В 90-е годы российская нефтегазовая промышленность столкнулась с рядом серьезных проблем и сложностей. Ниже приведены некоторые из них:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Экономический кризис. С распадом СССР российская экономика переживала глубокий кризис. Он привел к огромной инфляции, бюджетным дефицитам и экономическому спаду, что прямо сказалось на нефтяной промышленности, поскольку уменьшились инвестиции в разработку новых месторождений и модернизацию оборудования.</li> <li>2. Потеря квалифицированных кадров. Вследствие экономического кризиса многие квалифицированные специалисты в области нефтедобычи покинули свои рабочие места или даже эмигрировали. Это привело к утрате технического знания и опыта в отрасли.</li> <li>3. В условиях недостатка инвестиций и внешнего изоляционизма российская нефтяная промышленность отставала в применении новейших технологий, что снижало эффективность добычи.</li> <li>4. В этот период в отрасли были высоки риски экологического вреда из-за устаревшего оборудования и неэффективных технологий.</li> <li>5. Политическая нестабильность и правовая неопределенность. Переход к рыночной экономике сопровождался политическими турбулентностями и отсутствием четкого законодательства в области нефтедобычи, что создавало дополнительные риски для бизнеса.</li> </ol>
2000-е	<p>В 2000-е годы российская нефтегазовая промышленность претерпела значительные изменения. Экономика России стабилизировалась, а правительство начало активно работать над реформами, направленными на повышение эффективности и технологического развития нефтяной отрасли. Несколько ключевых моментов этого периода:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рост цен на нефть. Благодаря увеличению мировых цен на нефть нефтяная промышленность России стала привлекать дополнительные ПИИ, что способствовало росту объемов добычи и открытию новых месторождений.</li> <li>2. Технологическое развитие. Повышение финансирования позволило российской нефтяной промышленности обновить оборудование и внедрить новые технологии, что помогло увеличить коэффициент нефтеотдачи и снизить затраты на добычу.</li> <li>3. Стабилизация политической обстановки. В 21-ом веке начался процесс стабилизации политической обстановки в стране, что привело к созданию долгосрочных технологических контрактов и созданию благоприятных условий для инвестиций в НГК.</li> <li>4. Реформы и новое законодательство. Были введены новые законы, направленные на регулирование НГК, усиливающие и стандартизирующие контроль государства над отраслью.</li> </ol>

Период	Описание
	<p>5. Развитие новых месторождений. Началось развитие новых месторождений, в том числе в сложных условиях Западной Сибири и на континентальном шельфе.</p> <p>Таким образом, в 2000-е годы российская нефтяная промышленность значительно модернизировалась и увеличила свой потенциал, что позволило ей в значительной степени восстановиться после сложностей 90-х годов.</p>
2010-е	<p>В 2010-е годы российская нефтяная промышленность продолжала свое развитие, основываясь на опыте и достижениях предыдущего десятилетия. Однако в этот период можно выделить и новые важные тенденции и вызовы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поиск и разработка новых месторождений. Существенной частью стратегии России стал поиск и разработка новых месторождений, особенно в Северном море и на Сибирском шельфе. Это связано с тем, что многие из традиционных месторождений Западной Сибири постепенно истощались.</li> <li>2. Применение новых технологий. В 2010-е годы был осуществлен значительный прорыв в области технологий добычи нефти. Развитие горизонтального бурения и ГРП позволило увеличить нефтеотдачу и снизить стоимость разработки новых месторождений.</li> <li>3. Санкции и их влияние. С 2014 года, после введения западных санкций против России, отрасль столкнулась с серьезными вызовами. Ограничения на доступ к зарубежным технологиям и финансированию замедлили рост отрасли.</li> <li>4. Цена нефти и экономическая стабильность. Колебания цен на нефть привели к периодам бума и спада в российской нефтяной промышленности. Экономическая политика государства была направлена на поддержание стабильности отрасли в условиях этих колебаний.</li> <li>5. Начало активной эксплуатации сложнопостроенных и низкопроницаемых месторождений. Значительные инвестиции были направлены на разработку технологий, позволяющих добывать нефть из этих сложных резервуаров.</li> </ol> <p>Таким образом, 2010-е годы были периодом важных перемен для российской нефтяной промышленности с дальнейшим стремлением к технологическому развитию и освоению новых территорий, но при этом периодом и новых вызовов, связанных с политической обстановкой и изменениями на мировом рынке.</p>
2014-2023	<p>С 2014 года российская нефтегазовая промышленность стала объектом санкций со стороны некоторых западных стран, включая США и Европейский Союз. Ограничения влияли на различные аспекты НГК:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ограничения на доступ к финансированию. Санкции затруднили доступ российских компаний к международным финансовым рынкам, что ограничило их способность привлекать капитал для новых проектов и технологий.</li> <li>2. Ограничения на технологии. Санкции также ограничивали доступ России к определенным видам технологий, включая оборудование и технологии, используемые для бурения в сложных условиях, таких как шельфовые или ТНГР.</li> <li>3. Замедление разработки новых проектов. Ограничения на финансирование и технологии замедлили разработку некоторых крупных проектов, особенно на шельфе и в труднодоступных районах.</li> </ol> <p>Однако, несмотря на санкции, российская нефтегазовая промышленность продолжала развиваться. Были запущены новые проекты, а некоторые компании использовали санкции как стимул для развития собственных технологий и оборудования.</p>



Период	Описание
	<p>К примеру, были заметные успехи в разработке технологий горизонтального бурения и ГРП, что позволило добывать нефть из ранее недоступных или сложных месторождений.</p> <p>Также приняты меры по расширению сотрудничества с «не западными» партнерами, включая страны Азии и Ближнего Востока, для обхода санкционных ограничений. Таким образом, санкции представляли собой серьезное испытание для российской нефтегазовой промышленности, но также стали стимулом для инноваций и исследований в этой области.</p> <p>Более того, на фоне санкций Россия активизировала внутренние инвестиции в формирование технологического суверенитета и развитие отечественных технологий в НГК. Это привело к созданию собственного оборудования для бурения скважин, а также к развитию технологий управления бурением и добычей. Санкции также привели к повышению интереса к трудноизвлекаемым нефтяным ресурсам внутри страны. Поскольку традиционные месторождения исчерпываются, российская нефтегазовая промышленность переключилась на ТНГР, такие как Баженовская свита в Западной Сибири.</p> <p>С другой стороны, санкции создали дополнительные препятствия для внедрения передовых мировых технологий и ведения совместных проектов с западными компаниями. Это привело к потере некоторых возможностей и задержке разработки некоторых месторождений. Однако, несмотря на эти препятствия, российская нефтегазовая промышленность продолжает развиваться и адаптироваться к новым условиям, осуществляя поиск пути для оптимизации добычи и снижения затрат.</p> <p>Таким образом, санкции, введенные с 2014 года, стали важным фактором, определяющим направления развития НГК России. Они повлияли на структуру инвестиций, выбор технологий, стратегии разработки месторождений и на географию международного сотрудничества.</p>

Источник: составлено по данным [93, 96].

В 21-м веке, особенно в последние десятилетия, применение новых технологий и методов в НГК сыграло значительную роль в снижении себестоимости добычи нефти.

1. **Цифровизация и Индустрия 4.0.** Применение искусственного интеллекта, интернета вещей, облачных технологий и больших данных позволило компаниям автоматизировать большинство процессов, увеличить продуктивность и снизить затраты. Эти технологии также улучшили возможности предсказания и моделирования, что привело к более эффективному управлению ресурсами. [43, С.52]

2. **Малоинвазивные методы добычи.** Новые технологии добычи, такие как тонкое горизонтальное бурение и ПИВ, позволили компаниям извлекать нефть из сложных месторождений, которые ранее считались нерентабельными.

3. **Зеленая энергетика и устойчивость.** В усилиях по снижению выбросов углекислого газа и других загрязнителей в атмосферу многие нефтегазовые компании начали интегрировать устойчивые и эффективные практики в свои операции. Это не только помогло уменьшить экологическое воздействие, но и снизило затраты на ремонт, утилизацию и соответствие нормам.

4. **Глобализация и международное сотрудничество.** Продолжающаяся глобализация и международное сотрудничество способствовали обмену технологиями и ноу-хау, что позволило улучшить эффективность и снизить затраты.

5. **Оптимизация цепочки поставок.** С помощью новых технологий и методов управления компании смогли оптимизировать свои цепочки поставок, снизив затраты и улучшив эффективность.

Следует отметить, что, несмотря на эти улучшения, снижение себестоимости добычи нефти в 21-м веке столкнулось с рядом проблем. Сложности в доступе к новым месторождениям, увеличение геологической сложности добычи, а также ужесточение экологических норм и стандартов означают, что затраты на добычу продолжают оставаться значительными.

Оценки себестоимости добычи углеводородов могут варьироваться в зависимости от множества факторов, включая: геологические условия, технологические возможности, политические риски, налоговую политику и многое другое. Как следствие, высказывания отдельных экспертов об этом вопросе обычно имеют узкую спецификацию и могут быть актуальными только для конкретных условий. [32, С.223-225]

Основные элементы себестоимости добычи ТНГР:

1. **Геологические и технологические расходы** - расходы на разведку и оценку месторождений, бурение, строительство и эксплуатацию скважин, а также затраты на мониторинг и управление процессом добычи.

2. **Транспортные расходы** - стоимость доставки нефти от скважины до точки продажи, включающая в себя трубопроводы, ж/д и морской транспорт.

3. **Административные и общие расходы** - затраты на управление проектами, включая расходы на управленческий и административный персонал, а также на содержание офисов и другой инфраструктуры.

4. **Налоги, сборы и отчисления** - налоги и другие сборы, которые взимаются при добыче углеводородов и реализации коммерческой деятельности.

5. **Капитальные затраты** включают в себя затраты на строительство и поддержание инфраструктуры, необходимой для добычи нефти. [37, С.75]

Инновации и технологические прорывы могут помочь снизить некоторые из этих затрат, но они часто требуют значительных вложений и времени для реализации.

1. **Инновации и технологические улучшения** являются одним из наиболее очевидных способов снижения себестоимости добычи. Улучшенные технологии бурения, такие как горизонтальное бурение и ГРП, заметно повысили эффективность добычи нефти и газа.

2. **Оптимизация логистических и производственных процессов.** Постоянная оптимизация этих процессов сокращает затраты.

3. **Экономия энергии.** Научные исследования также фокусируются на эффективности энергопотребления в процессе добычи, так как это может существенно снизить себестоимость.

4. **Совместные проекты и партнерства.** Ряд компаний объединяются для разделения рисков и затрат на добычу нефти и газа, особенно в сложных или недоступных районах (прим. Баженовская свита). [50, С.150]

Важно отметить, что возможности для снижения себестоимости добычи нефти и газа зависят от многих факторов, включая: геологические условия, стадию развития месторождения, доступную инфраструктуру, политический климат и многое другое. Поэтому важно проводить всесторонний анализ, прежде чем принимать решения о возможных стратегиях снижения затрат.

При экономической оценке традиционных и инновационных технологий добычи ТНГР важно рассматривать несколько ключевых параметров: затраты на бурение и эксплуатацию, ожидаемые объемы добычи, стоимость продукции,

прогнозируемую продолжительность эксплуатации месторождения, а также социально-экологические последствия. [66]

**Традиционные технологии** включают прямое бурение, наклонное и горизонтальное бурение.

Экономическая оценка традиционных и инновационных технологий добычи ТНГР - многостадийный процесс, который должен учитывать широкий спектр факторов.

С одной стороны, традиционные технологии, такие как вертикальное бурение и примитивные методы усиления добычи, обычно стоят дешевле, но они могут быть неэффективными при работе с трудноизвлекаемыми запасами. Это может привести к более низкой эффективности, большим экологическим рискам и в конечном итоге к более высоким затратам на долгосрочной основе.

С другой стороны, более современные и инновационные технологии, такие как горизонтальное бурение, ГРП и многостадийное бурение, могут быть дороже с точки зрения начальных затрат, но они обеспечивают высокую эффективность и меньший экологический риск.

Таким образом, при оценке экономической эффективности каждой технологии важно рассмотреть не только прямые затраты, но и показатели производительности, такие как коэффициент восстановления углеводородов, а также потенциальные долгосрочные влияния на окружающую среду. [86]

Кроме того, учет внешней экономической среды, включая: цены на нефть и газ, налоговые ставки, условия рынка и геополитические факторы, также играет ключевую роль в экономической оценке этих технологий.

Можно отметить, что экономическая оценка традиционных и инновационных технологий добычи ТНГР требует комплексного подхода. В значительной степени это касается развития инновационных технологий, которые, несмотря на свою высокую стоимость, могут обеспечить значительные долгосрочные преимущества.

Следует учесть, что цифровизация и внедрение передовых технологий в нефтегазовом комплексе также создают новые возможности для оптимизации

внутрифирменных процессов. Так, применение Интернета вещей (IoT), больших данных (Big Data) и искусственного интеллекта (AI) значительно изменяет подходы к оценке эффективности добычи запасов, а оказывает воздействие на эффективность процессов добычи, переработки и транспортировки углеводородов, что, в свою очередь, способствует снижению затрат и увеличению рентабельности.

Несмотря на преимущества инновационных технологий, важно не забывать о необходимости соблюдения экологических стандартов и принципов устойчивого развития. Современные технологии добычи должны минимизировать воздействие на окружающую среду, предотвращать возможные утечки углеводородов и снижать эмиссию парниковых газов. Это не только способствует сохранению экологии, но и улучшает имидж компании, повышая ее привлекательность для инвесторов и партнеров.

Таким образом, выбор между традиционными и инновационными технологиями добычи ТНГР должен основываться на комплексной экономической оценке, учитывающей как прямые затраты, так и долгосрочные факторы, включая производительность, экологический риск и потенциальные преимущества от внедрения инновационных технологий.

## **2.2. Экономическая оценка инвестиций в инновационные проекты нефтегазового комплекса**

В последние десятилетия глобальный нефтегазовый комплекс столкнулся с целым рядом вызовов от снижения традиционных запасов до изменяющихся геополитических реалий и возрастающего экологического давления. В этом контексте инновационные проекты стали ключевым фактором устойчивости и конкурентоспособности компаний в отрасли. Экономическая оценка таких инвестиций требует особого подхода, учитывающего специфику отрасли и потенциальные риски.

Выделенные проблемы:

- Повышение доли ТНГР в НКК России;

- нефтегазовые компании в период экономической нестабильности фокусируются на экстенсивных методах добычи. Инвестиции в инновации становятся вторичным инструментом обеспечения эффективности добычи;
- не определен перечень и потенциал развития технологий интенсификации добычи в НГК РФ в Энергетической Стратегии до 2035 года.

Стоит отметить, что инвестиции в инновации не всегда дают «быстрый» результат, особенно в отрасли с длительным циклом возврата капитала, как нефтегазовая промышленность. Однако без них компании рискуют остаться в стороне от ключевых тенденций рынка и технологического прогресса. Эффективное управление инвестиционными потоками, прогнозирование рентабельности и оценка рисков становятся основными задачами экономистов в данной области. На этапе принятия решений о финансировании инновационных проектов важно правильно оценить их добавленную стоимость, а также учесть возможные экономические выгоды в будущем.

В рамках данной работы анализируются инновационные проекты в сфере технологий интенсификации добычи, а также автоматизации и цифровизации при проведении комплекса геологоразведочных работ и подбора инструментов снижения себестоимости добычи на месторождениях.

Тем не менее экономическая оценка инвестиций в цифровизацию нефтегазового комплекса требует комплексного подхода, учитывающего множество факторов. Включение цифровых технологий оказывает воздействие на экономические показатели, в частности, на себестоимость добычи, эффективность бурения и стоимость транспортировки. Один из ключевых индикаторов – окупаемость инвестиций, которая демонстрирует, насколько эффективно предприятие использует инвестированный капитал для получения прибыли. При этом важно учитывать не только начальные инвестиции, но и прирост прибыли благодаря внедрению цифровых решений. В условиях быстро меняющегося технологического ландшафта быстрый срок окупаемости инвестиций может стать ключевым фактором решения о внедрении. При этом всегда следует учитывать потенциальные риски: технологические, рыночные или операционные. [92]

Цифровизация НГК – значимый процесс, так как успешное внедрение подобных инструментов усиливает эффективность всего производственного цикла, начиная от геологоразведки и заканчивая реализацией продукции. Ряд ключевых аспектов для оценки, применяемой нефтегазовыми компаниями России при формировании стратегии развития добычи ТНГР:

Окупаемость инвестиций (ROI):

- Оценка затрат на цифровые решения для улучшения добычи углеводородов;
- Прогноз дополнительного объема добычи с использованием инновационных технологий.

Анализ чистой приведенной стоимости (NPV):

- Расчет экономической эффективности применения цифровых методов на этапе георазведки и интерпретации данных.

Внутренняя норма доходности (IRR):

- Оценка инвестиций в системы управления транспортировкой и хранением углеводородов;
- Прогнозирование прибыли от цифрового контроля качества ТНГР на всех этапах их обработки.

Анализ рисков:

- Оценка возможных экологических и технологических последствий перехода на диджитализированные системы учета и контроля.

Косвенные показатели:

- Расчет экономии от сокращения потерь углеводородов благодаря повышенной точности цифрового мониторинга;
- Прогноз дополнительных доходов от оптимизации процессов переработки нефти и газа с использованием цифровых систем.

Сравнительный анализ:

- Изучение мировой практики применения цифровых решений в НГК;

- Оценка конкурентоспособности отечественного нефтегазового комплекса на фоне мировых лидеров в области цифровизации.

Такой подход, дополненный специфическими для НГК терминами и показателями, позволит пересмотреть систему оценки и лучше понять возможные преимущества и риски инвестирования в цифровизацию.

Для России необходимо учесть инвестиции в технологические инновации, снижающие зависимость НГК от иностранных товаров, технологий и комплектующих. (рис. 11.)



\*после реализации Стратегии импортозамещения 2030 (с продлением до 2035 года)

Рисунок 11. Технологическая зависимость функционирования нефтегазового комплекса России от импортных технологий

Источник: составлено автором по данным [106, 110]

Общую зависимость от импорта планируется снизить 57% в 2022 году до 36% к 2035 году, что является положительным трендом в направлении увеличения самостоятельности. В целом Стратегия импортозамещения до 2030 года (с продлением до 2035 года) направлена на снижение зависимости от импортных



технологий и оборудования в нефтегазовом секторе. Однако стоит отметить, что в некоторых категориях (например, программное обеспечение и катализаторы) зависимость либо останется высокой, либо увеличится.

В зависимости от конкретного проекта и его масштаба для экономической оценки инвестиций в цифровизацию могут потребоваться разные методы и инструменты. Необходимо также правильно учесть все релевантные факторы и постоянно вести мониторинг результатов после внедрения новых технологий. В текущей экономической реальности, когда цены на нефть и газ становятся все более волатильными и непредсказуемыми и когда возникают новые технологии и методы добычи, принятие правильных инвестиционных решений становится ключевым для долгосрочного успеха компаний.

Особое внимание уделяется анализу рисков. Нефтегазовая отрасль исторически считалась одной из самых рискованных и с развитием новых технологий эти риски только усиливаются.

Также стоит учитывать стратегическую значимость проекта. Ряд проектов может не приносить высокой доходности в краткосрочной перспективе. Однако они могут быть крайне важными для компании в долгосрочной перспективе, обеспечивая ей технологическое лидерство или доступ к новым рынкам.

В итоге экономическая оценка инвестиций в инновационные проекты нефтегазового комплекса является сложной и многогранной задачей, требующей глубокого понимания отрасли, а также учета множества внутренних и внешних переменных (табл. 8).

Таблица 8.

Сравнение экономической оценки инвестиций в интенсификацию работы месторождения методом ГРП, химически активными веществами (ПАВ) и МГРП

Показатели	ГРП	ПАВ	МГРП
	Месторождение №1	Месторождение №2	Месторождение №3
<b>1. Показатели проекта</b>			
Срок разработки в месяцах	6	6	6

Дополнительная добыча нефти за проектный период, тыс. т.	8,6	5,589	7,219
<b>Действующий фонд скважин</b>			
в том числе: добывающих	7	8	7
нагнетательных	4	2	3
<b>2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки</b>			
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн.руб.*	6686,0	4627,0	5974,0
Индекс доходности инвестиций, денежных единиц на условную 1 затраченную денежную единицу	1,59	2,5	2,7
<b>3. Оценочные показатели</b>			
Инвестиции, млн. руб.	4,19	1,21	4,21
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	48,3	3,81	2,81
Цена нефти руб./т.	7149	7149	7149
Реализация внутренний рынок	100%	100%	100%

\* - Норма дисконта 15%

Источник: составлено автором по данным отчета ПАО «Лукойл»

Система разработки:

Проектный срок разработки для всех трех месторождений одинаков и составляет 6 месяцев.

Дополнительная добыча нефти наилучшая у месторождения №1 (8,6 тыс. т.), наименьший потенциал у месторождения №2 (5,589 тыс. т.).

Экономические показатели:

Чистый дисконтированный доход (NPV) самый высокий у месторождения №1 (6686,0 млн. руб.). Далее идут месторождения №3 (5974,0 млн. руб.) и №2 (4627,0 млн. руб.).

Срок окупаемости инвестиций самый короткий у месторождения №1 — всего 2,1 месяца.

Индекс доходности инвестиций наибольший у месторождения №3 (2,7 д. ед.). За ним следует месторождение №2 (2,5 д. ед.) и №1 (1,59 д. ед.).

Оценочные показатели:

Инвестиции не сильно разнятся между месторождениями, но минимальны для месторождения №2 (1,21 млн. руб.).

Эксплуатационные затраты наибольшие у месторождения №1 (48,3 млн. руб.) и наименьшие у месторождения №3 (2,81 млн. руб.).

Месторождение №3 имеет наилучший индекс доходности, что указывает на его потенциал для долгосрочной рентабельности.

Месторождение №2 требует минимальных инвестиций, но имеет наименьший NPV и дополнительную добычу нефти.

Инвестирование в инновации в области трудноизвлекаемых запасов углеводородов становится все более актуальным, поскольку доступные месторождения истощаются. Для обеспечения долгосрочной устойчивости и конкурентоспособности нефтегазового сектора необходимо рассмотреть различные аспекты инновационного развития.

Формирование базы технологических решений для нефтегазового комплекса России:

1. **Усовершенствование технологий добычи:**

- **3D и 4D сейсморазведка** используется для получения более детальной картины месторождений, позволяя оптимизировать процесс бурения.

- **Усовершенствование методов бурения** включает в себя технологии ультраглубокого бурения и ротационного бурения.

- **Химическое улучшение добычи.** Применение химикатов для изменения свойств нефти и улучшения ее текучести.

2. **Энергетическая эффективность:**

- **Восстановление энергии.** Применение технологий для возврата части потраченной энергии обратно в систему.

- **Использование возобновляемых источников.** Применение солнечной и ветровой энергии на объектах добычи для снижения зависимости от традиционных источников.

3. **Инфраструктурные инновации:**

- **Цифровая инфраструктура.** Применение IoT (Интернет вещей), облачных технологий и больших данных для мониторинга и управления процессами добычи в реальном времени.

- **Транспортировка.** Развитие технологий транспортировки углеводородов, таких как СПГ.

#### 4. **Обучение и развитие системы квалификации кадров:**

- **Специализированные программы.** Обучение специалистов новым технологиям и методам добычи.

- **Партнерства с университетами и научно-техническими организациями (НТО).** Сотрудничество с научно-образовательными учреждениями для разработки учебных программ, нацеленных на промышленные потребности.

#### 5. **Развитие инновационной культуры:**

- **Внедрение культуры инноваций.** Поощрение инициативности и креативности среди сотрудников.

- **Инкубаторы и акселераторы.** Создание платформ для разработки и тестирования новых идей в рамках отрасли.

#### 6. **Стратегические альянсы и интеграция:**

- **Межотраслевое сотрудничество.** Поиск синергий с другими отраслями, такими как: IT, химическая промышленность и другие.

- **Глобальные партнерства.** Объединение усилий с международными партнерами для обмена знаниями и опытом, которые ускоряют имплементацию инноваций в процесс добычи.

Инвестирование в инновации, таким образом, охватывает не только технологические, но и организационные, социальные и культурные аспекты деятельности компании (рис. 12).

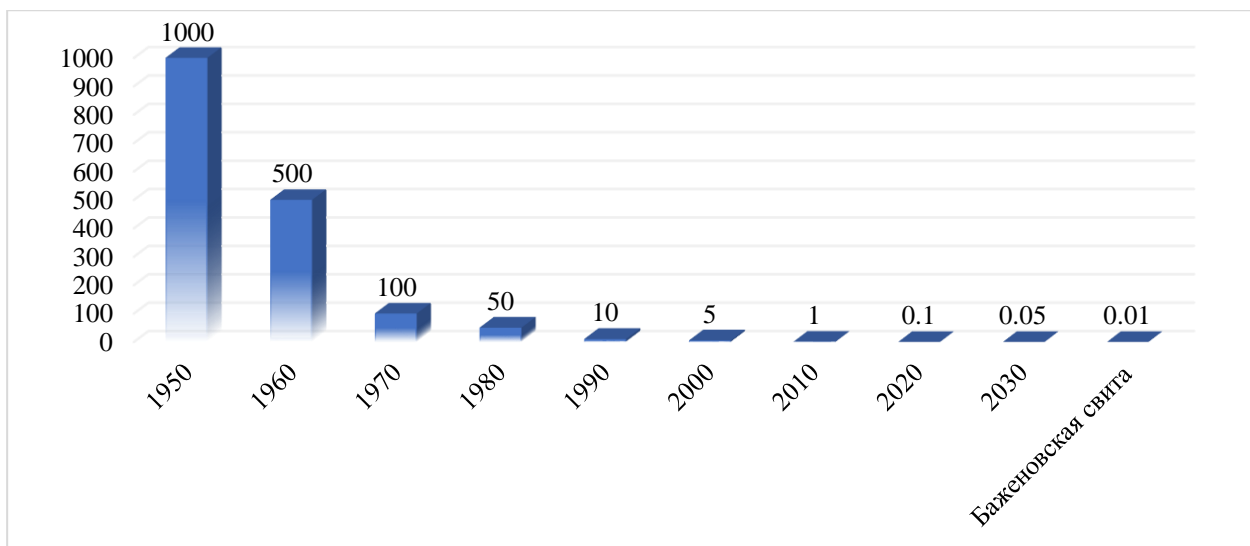


Рисунок 12. Динамика средней проницаемости новых нефтяных скважин в мире, в мД (проницаемость).

Источник: составлено автором по данным [109]

Проницаемость скважин – ключевой параметр для НГК, который влияет на эффективность добычи углеводородов. Этот показатель меняется в зависимости от многих факторов, включая: геологические условия месторождения, применяемые технологии бурения и эксплуатации скважин и стратегии управления месторождением. С каждым десятилетием проницаемость снижается, что свидетельствует об уменьшении легкодоступных запасов. На Баженовской свите, например, данный показатель ниже в 100 раз, чем на месторождениях, действующих с начала 2010-х годов. [34 С.554]

Оценка экономической эффективности — непрерывный процесс, который проводится на протяжении всего жизненного цикла проекта. Это позволяет своевременно реагировать на изменения внешней и внутренней среды и принимать обоснованные решения. [22, С.103-104] В целом оценка экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых углеводородов — сложная, но значимая задача, которая требует глубоких знаний в области экономики, финансов, управления рисками, а также специфики НГК (рис. 13).

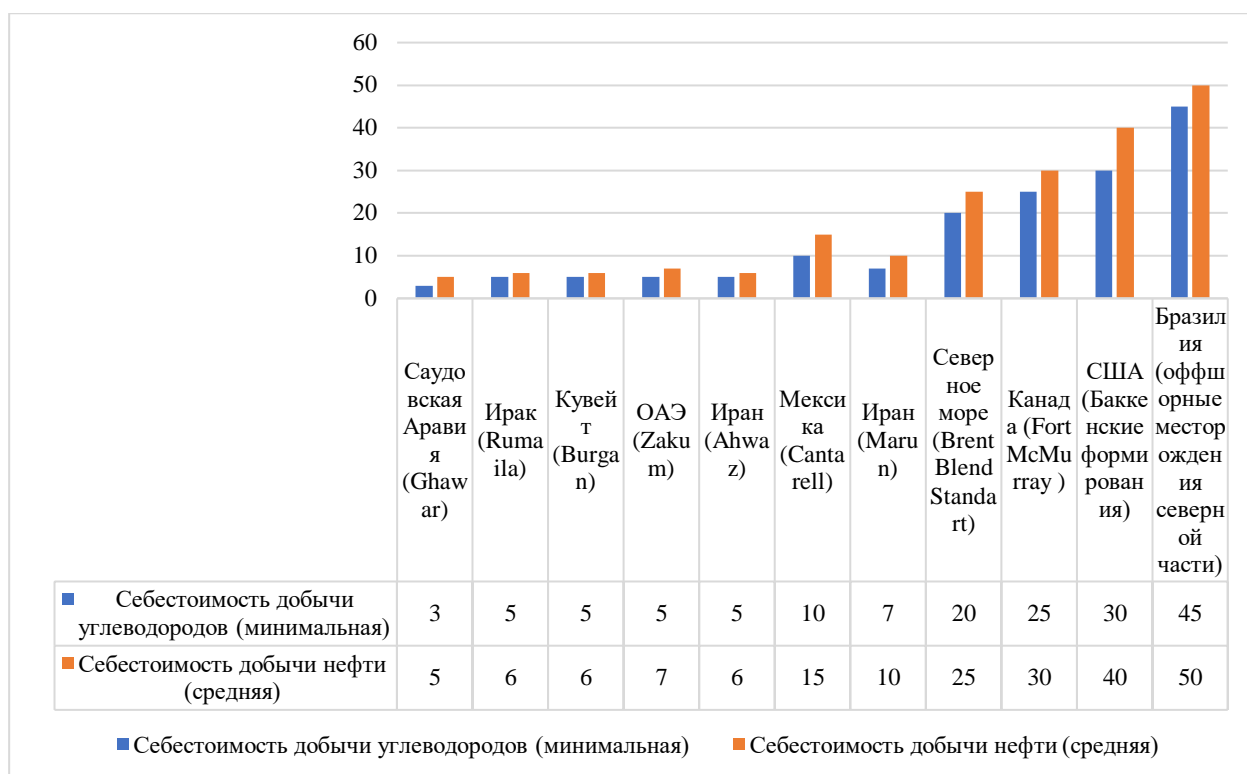


Рисунок 13. Средняя себестоимость добычи нефти в долларах США за баррель по крупнейшим месторождениям стран мира

Источник: составлено автором по данным Приложения 1.

Цифровизация, становясь неотъемлемой частью современного общества, активно внедряется в различные отрасли экономики. В частности, нефтегазовый комплекс, который играет ключевую роль в мировой энергетике, активно адаптируется к новым цифровым реалиям. Этот процесс трансформации не только создает новые возможности, но и служит важным инструментом для повышения экономической эффективности работы.

Суть цифровизации в нефтегазовом комплексе заключается в использовании современных цифровых технологий для автоматизации, оптимизации и улучшения процессов от разведки и добычи до обработки и поставки углеводородов. Это достигается за счет внедрения систем управления данными, сенсоров, нейросетей, искусственного интеллекта и других высокотехнологичных инструментов.

Основной экономической выгодой такой трансформации является уменьшение затрат и повышение производительности. Автоматизированные системы могут обрабатывать гигантские массивы данных в реальном времени, предоставляя оперативную и точную информацию для принятия решений. Кроме

того, цифровые решения уменьшают вероятность ошибок, что ведет к более рациональному и экономически эффективному использованию ресурсов. [71]

Цифровая модель месторождения, например, способствует улучшению понимания его геологической структуры, что, в свою очередь, позволяет более точно планировать разработку и добычу, уменьшая риски и стоимость бурения. Также с помощью дистанционного управления и мониторинга можно оптимизировать рабочие процессы, что позволяет сократить расходы на техническое обслуживание и уменьшить простои.

Цифровизация, осуществляемая в нефтегазовом комплексе, имеет ряд особенностей, которые отражают совокупное влияние передовых технологий на добычу и другие процессы комплекса.

Можно выделить ряд ключевых особенностей и характеристик процессов цифровизации в НГК.

1. **Автоматизация и модернизация рабочих процессов.** Цифровые технологии, такие как: оцифрованные, нейросетевые интерфейсы и прообразы искусственного интеллекта (далее ИИ), оптимизируют свои рабочие процессы и ускоряют технологическое обновление. Нейросетевые алгоритмы используются для автоматического контроля и управления процессами бурения, переработки и транспортировки углеводородов.

2. **Обработка больших данных (Big Data).** Нефтегазовая промышленность генерирует огромное количество данных на всех стадиях извлечения и переработки углеводородов. Цифровые технологии (прим. технология Больших данных) систематизирует данные на этапах сбора, хранения, обработки и последующем анализе этих данных, что повышает восприятие данных и точность прогнозов и решений.

3. **Улучшение безопасности.** Цифровые технологии обеспечивают современные системы безопасности в НГК. Например, их использование при мониторинге состояния оборудования в реальном времени и предсказания возможных неисправностей или аварий.

4. **Преобразование бизнес-моделей.** Цифровые технологии формируют новые бизнес-модели в НГК, что включает в себя внедрение новых методов добычи, переработки и продажи ТНГР.

5. **Улучшение управления проектами.** Цифровые технологии также повышают эффективность управления проектами в НГК, что включает в себя планирование, отслеживание и контроль проектов, а также коммуникацию и сотрудничество между различными командами и стейкхолдерами. [40, С. 100-102]

В НГК многие компании активно внедряют цифровые технологии для повышения эффективности своей деятельности. Можно проанализировать ряд примеров, которые в дальнейшем возможно применить при создании межрегиональной платформы обмена данными:

- **«Royal Dutch Shell»** использует цифровые двойники своих объектов (от отдельных оборудований до целых месторождений), что позволяет в реальном времени анализировать данные и предсказывать потребности в обслуживании или ремонте. ИИ (AI) и машинное обучение используются для анализа геологических данных и оптимизации процессов бурения.

- **«BP» (British Petroleum)** применяет их для инспекции и мониторинга состояния своих объектов, что снижает риски для человеческого персонала и увеличивает скорость сбора информации. Компания анализирует огромные массивы данных для предсказания и оптимизации производственных процессов.

- **«Total»** использует автоматизированные системы для управления своими объектами, что позволяет сократить операционные расходы. Виртуальная реальность (VR) применяется для обучения персонала и моделирования различных ситуаций на производственных объектах.

- **ПАО «Роснефть»** использует программные комплексы для анализа и интерпретации геологических данных, что увеличивает точность прогнозов и эффективность бурения, цифровые технологии в логистике для оптимизации транспортировки углеводородов и управления нефтебазами.

- **ПАО «Газпром-нефть».** С помощью цифровых технологий компания контролировала на конец 2022 года процесс добычи на 74,2% скважин, адаптируя



его к текущим условиям. Цифровые лаборатории компании используются для исследования и разработки новых технологий в области добычи и переработки углеводородов. [89]

Вышеприведенные примеры демонстрируют разнообразие способов, которыми крупные нефтегазовые структуры внедряют цифровые инновации для повышения своей конкурентоспособности, эффективности и безопасности.

В условиях множества вызовов, таких как снижение традиционных запасов, изменяющиеся геополитические факторы и экологическое давление, инновации становятся не просто желательными, но и необходимыми для долгосрочной устойчивости и конкурентоспособности компаний в отрасли.

Особенностью нефтегазового сектора является длительный цикл возврата капитала, что делает краткосрочные оценки рентабельности менее предсказуемыми. Однако это не преуменьшает важности стратегического планирования и долгосрочной оценки, в которых ключевую роль играют прогнозирование рентабельности и анализ рисков. При этом анализ окупаемости инвестиций и чистой приведенной стоимости выступает в качестве надежного индикатора экономической привлекательности проекта.

Цифровизация как одно из направлений инновационных проектов предлагает значительные экономические преимущества, включая снижение себестоимости и увеличение операционной эффективности. Приведенные выше показатели учитываются наряду с косвенными экономическими показателями, такими как повышение уровня безопасности и улучшение корпоративной репутации. [90]

При принятии решений о финансировании инновационных проектов крайне важно проводить сравнительный анализ с аналогичными проектами и учитывать потенциальные риски: технологические, рыночные или операционные. Комплексный подход позволяет не только оценить текущую экономическую выгоду, но и прогнозировать долгосрочный экономический эффект, что является ключевым для устойчивого развития в быстро меняющемся технологическом и экономическом ландшафте.

### 2.3. Инструменты снижения себестоимости и повышения доступности ТНГР

С учетом текущей глобальной динамики в области энергетики и растущей потребности в углеводородах стратегическое значение трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТНГР) становится все более очевидным. Однако добыча этих запасов представляет собой сложный и часто экономически невыгодный процесс, требующий применения передовых технологий, инновационных подходов и значительных инвестиций. В этом контексте снижение себестоимости добычи и повышение ее эффективности становятся критически важными задачами для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития.

Инструменты снижения себестоимости и повышения доступности ТНГР включают в себя разнообразные методики и технологии, начиная от оптимизации бурения и заканчивая применением искусственного интеллекта для анализа данных и прогнозирования.

В исследовании рассмотрены ключевые инструменты и методы, которые могут быть применены для снижения себестоимости и повышения доступности трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Особое внимание уделено анализу экономической эффективности этих инструментов, а также их потенциальному влиянию на устойчивое развитие НГК в целом (табл. 9).

Таблица 9.

Расчет эффективности инновационной технологии ПИВ для работы на скважинах с низкой проницаемостью

№	Справочные данные	Ед. изм.	Значение
1	Стоимость услуг бригады (капитальный ремонт скважин) КРС	тыс. руб./час	6,5
2	Стоимость услуг г/физич. бригады для скважино-операции ПИВ	тыс. руб./скв.	60
3	Стоимость услуг г/физич. бригады для ГРП (в т.ч перфорация)	тыс. руб./скв.	1 000
4	Чистая прибыль с тонны нефти на внутреннем рынке	тыс. руб.	2,5
5	Базовый суточный дебит нефти	т.	5,0
6	Среднее кол-во дней в месяце	сут.	30,5
7	Ставка дисконтирования	%	11%

1. РАСЧЕТ ЗАТРАТ			ГТМ
№	Показатель	ед. изм	ПИБ
1	Средняя стоимость за операцию	тыс. руб.	500
2	Время, затраченное на операцию	сут.	1
3	Дополнительные расходы на проведение операции - КРС:		
	Время работы бригады КРС	сут.	1
		ч.	12
3.1	Стоимость услуг бригады КРС	тыс. руб.	78
	Геофизика		
	Время работы геофиз. бригады	ч.	-
3.2	Стоимость услуг геофиз. бригады	тыс. руб./скв.	60
4	Убыток от простоя скважины на время операции	тыс. руб.	13
5	Итоговые затраты Заказчика (п.1 + п.3.1 + п.3.2 + п.4)	тыс. руб.	
	- в течение 1 года	тыс. руб.	651
	- в течение 2 года	тыс. руб.	-
	<b>ИТОГО</b>	тыс. руб.	<b>651</b>
2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ			Геолого-технические мероприятия (ГТМ)
№	Показатель	ед. изм	ПИБ
6	Средний прирост суточного дебита нефти после операции	т.	2,0
7	Длительность эффекта	мес.	9,0
		сут.	275
8	Производство дополнительных объемов нефти после операции		
	- в течение 1 года	т.	549
	- в течение 2 года	т.	-
	<b>ИТОГО</b>	т.	549
9	Чистая прибыль от реализации дополнительных объемов нефти		
	- в течение 1 года	тыс. руб.	1 373
	<b>ИТОГО</b>		1 373
11	Чистая приведенная стоимость (NPV = п.10 - п.5, необходимое условие: NPV>0)	тыс. руб.	
	- в течение 1 года	тыс. руб.	722
	<b>ИТОГО NPV</b>	тыс. руб.	<b>722</b>
12	<b>Индекс рентабельности (PI = п.10/п.5, необходимое условие: PI&gt;1)</b>	-	<b>2,11</b>
13	Дисконтированный срок окупаемости операции	мес.	4,3

Источник: составлено автором.

Структура затрат:

**1. Затраты на услуги бригады КРС и геофизической бригады:**

- Стоимость услуг бригады КРС составляет 78 тыс. руб., что составляет около 12% от общих затрат на операцию (ПИВ);
- Стоимость услуг геофизической бригады составляет 60 тыс. руб., что представляет около 9% от общих затрат на операцию.

**2. Убыток от простоя скважины:**

- Убыток от простоя скважины на время операции составляет 13 тыс. руб., что представляет около 2% от общих затрат на операцию.

**3. Общая стоимость операции:**

- Суммарные затраты на операцию составляют 651 тыс. руб.

**А. Дополнительная добыча и прибыль:**

- Средний прирост дебита нефти составляет 2 тонны в сутки, что в течение 9 месяцев (275 суток) составляет дополнительные 549 тонн нефти;
- Эти дополнительные объемы приносят 1,373 тыс. руб. чистой прибыли, что в 2.11 раза больше затрат ( $PI = 2.11$ ).

**В. Время окупаемости:**

- С учетом ставки дисконтирования 11% дисконтированный срок окупаемости составляет 4,3 месяца, что является достаточно коротким периодом и свидетельствует о низком уровне риска проекта.

**а) Дисконтированный срок окупаемости:**

- 4.3 месяца, что является коротким сроком и уменьшает финансовые риски.

**і. Стоимость услуг геофизической бригады для ГРП (в т.ч. перфорация):**

- Стоимость услуг геофизической бригады для ГРП составляет 1,000 тыс. руб./скважина, что значительно выше, чем для операции ПИВ. Это может стать ограничением при необходимости выполнения многостадийного ГРП (МГРП).

**іі. Чистая прибыль с тонны нефти на внутреннем рынке:**

- Чистая прибыль с тонны нефти на внутреннем рынке составляет всего 2,5 тыс. руб., что могло бы быть риском при снижении цен на нефть или повышении операционных затрат.

Проект по операции ПИВ является экономически оправданным с высокой рентабельностью и низким уровнем риска.

Помимо технологических особенностей, также стоит отметить, что в России важным инструментом регулирования НГК является налоговая система, влияющая на формирование себестоимости добычи углеводородов, которая имеет многогранное значение для экономической эффективности деятельности компаний. Возможно также учесть основные виды налогов, которые оказывают воздействие на себестоимость:

1. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) является прямым налогом на объем добытых углеводородов. Размер НДПИ зависит от стоимости добытых углеводородов и изменяется в зависимости от флуктуаций цен на мировом рынке.
2. Налог на прибыль организаций (НПО).
3. Налоги на имущество и землю.
4. Экологические налоги и сборы. Взимаются за выбросы, сбросы или другое воздействие на окружающую среду.
5. Льготы и налоговые стимулы.
6. Экспортные пошлины взимаются при экспорте нефти и газа за границу.

В зависимости от экономической политики страны размер пошлин динамичен. К примеру, в 2023 году, в России были изменены пошлины на экспорт на некоторые виды топлива включая дизель, в 2022 году часть пошли была временно снята для стимулирования переориентации российских НГК на новые рынки. [110]

Особенности налоговой политики в области добычи нефти могут значительно варьироваться в разных странах в зависимости от социально-экономических условий, политической обстановки, объемов и способов добычи, а также стратегии государства в отношении энергетического сектора.

В США налоговая система в отношении добычи нефти относительно сложная и включает в себя различные виды налогов и сборов, в том числе федеральные, штатные и местные. Однако она предоставляет довольно большую степень свободы для деятельности нефтяных компаний и предусматривает ряд налоговых льгот и стимулов, в том числе для добычи из сланцевых месторождений и в морских районах. [57, С.529]

В России основным налогом в секторе добычи нефти является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), а также экспортная пошлина. Размер НДПИ зависит от многих факторов, включая уровень мировых цен на нефть и курс валют. В последние годы введены различные льготы по НДПИ для трудноизвлекаемых запасов и новых месторождений.

Страны Ближнего Востока обладают самыми большими запасами нефти в мире и контролируют добычу нефти через национальные нефтяные компании. Налоговая система в этих странах обычно более проста и менее обременительна, чем в других странах, что отражает стремление этих стран привлекать инвестиции в нефтегазовый сектор и увеличивать добычу.

В Латинской Америке налоговая политика в области добычи нефти также варьируется в разных странах. Так, в Венесуэле налоги на нефтегазовый сектор являются одними из самых высоких в мире, что стало одной из причин серьезных проблем в этой отрасли в стране. В то же время в других странах, таких как Мексика и Бразилия, налоговая система в отношении добычи нефти обычно более умеренная и гибкая.

В целом можно сказать, что эффективность и справедливость налоговой системы в области добычи нефти зависят от многих факторов и требуют баланса между потребностями государства в доходах и необходимостью поддержания конкурентоспособности и привлекательности сектора для инвесторов.

**НДПИ** представляет собой один из основных источников дохода государственного бюджета в странах, богатых минеральными ресурсами, особенно углеводородами. Этот налог напрямую облагает объем добытых полезных

ископаемых, и его ставки обычно зависят от текущих цен на углеводороды на мировом рынке, а также от объема добычи и специфики месторождений.

Для многих стран с развитой нефтегазовой отраслью НДС становится инструментом, который позволяет уравновесить интересы государства и частных компаний. Однако многие малые и начинающие организации сталкиваются с проблемой высокой налоговой нагрузки, которая затрудняет их развитие, особенно на начальных этапах добычи или при работе на труднопроходимых или малоэффективных месторождениях. [93]

#### **Преимущества НДС в России:**

1. **Стабильный источник дохода.** НДС обеспечивает постоянный поток средств в государственный бюджет, что способствует финансовой стабильности.

2. **Регулирование отрасли.** Путем корректировки ставок НДС государство стимулирует или ограничивает добычу, а также влияет на инвестиционные решения компаний.

3. **Гибкость.** Ставки НДС могут быть скорректированы в зависимости от экономической ситуации, цен на ресурсы на мировом рынке или политических решений.

4. **Способствует рациональному использованию ресурсов.** Налог на добычу способен мотивировать компании более эффективно и ответственно использовать природные ресурсы, в том числе решая проблему утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), так в 2022 году более 42% ПНГ утилизировались факельным способом.

#### **Недостатки НДС в России:**

1. **Зависимость бюджета.** Из-за высокой доли доходов от НДС бюджет России становится чрезмерно зависимым от колебаний цен на углеводороды на мировом рынке.

2. **Отток инвестиций.** Изменение налоговых ставок и регулярные корректировки по экспортным пошлинам на ряд нефтяных производных снижает

инвестиционную привлекательность отрасли, особенно на начальных стадиях разработки месторождений.

3. **Сложность налогового администрирования.** Необходимость учета множества факторов (тип месторождения, стоимость нефти, объем добычи и др.) усложняет процесс расчета и сбора налога.

4. **Риск сокращения добычи.** Если налоговая нагрузка становится чрезмерно высокой, это может привести к снижению добычи и закрытию менее эффективных месторождений, как это произошло в 2019 году. После введения корректировок НДС от 01.01.2019 гг., было закрыто более 112 месторождений из-за снижения рентабельности добычи. [79]

При принятии решений в сфере налогообложения необходимо учитывать все преимущества и недостатки налога на добычу полезных ископаемых, а также адаптировать систему к текущим экономическим условиям и целям развития отрасли.

#### **Адаптация НДС для малых организаций в России:**

1. **Дифференцированные ставки.** Введение различных «компромиссных» ставок налога для малых и крупных компаний. Например, малым технологическим и инновационным предприятиям предоставлять более низкие ставки налога на начальных этапах их деятельности или при работе на малоэффективных месторождениях, в том числе отменять данный налог в рамках проведения испытаний новых технологий интенсификации добычи и на период получения первичных результатов.

2. **Скидки для инновационных проектов.** Если малые компании используют новые, экологичные или высокоэффективные технологии, предоставлять льготирование, в том числе и для крупных компаний, применяющих инновационные проекты в своей системе добычи.

3. **Система возвратов.** Возврат части уплаченного налога при достижении определенных показателей или целей, связанных с увеличением добычи, повышением эффективности или внедрением новых технологий.



4. **Прозрачность и простота налогового режима.** Упрощение процесса налогообложения, снижение бюрократии и установление четких правил для малых компаний помогут снизить административные издержки и сделать систему более предсказуемой.

Снижение налоговой нагрузки на малые организации может стимулировать их активное участие в разработке месторождений, повышение инвестиционной привлекательности и становится фактором активизации инноваций в отрасли. Это, в свою очередь, способствует обеспечению энергетической безопасности страны и устойчивому развитию нефтегазового комплекса в период высокой динамики цен на нефтегазовое сырье и дестабилизации рынка.

Следующим важным аспектом, влияющим на формирование себестоимости сырья, являются экологические аспекты добычи. Государство и недропользователь имеют конфликт интересов в сфере использования технологий, экономически эффективных и экологически менее вредных для окружающей среды.

Урегулирование экологических проблем в сфере добычи нефтегазового сырья представляет собой сложный и многогранный процесс, в который вовлечены как государственные структуры, так и частные компании. В России и за рубежом проблемы в основном схожи. Тем не менее методы их решения могут различаться из-за разных законодательных и экономических ограничений.

Одним из главных вызовов является минимизация экологического воздействия на окружающую среду, включая загрязнение вод, почв и атмосферы, что также актуально для России с ее обширными и часто уязвимыми экосистемами. В то же время необходимо соблюдать баланс между экологической безопасностью и экономической рентабельностью проектов по добыче ТНГР.

Хотя многие страны, включая Россию, вводят налоговые и финансовые стимулы для применения «зеленых» технологий, их эффективность зачастую ограничена из-за отсутствия строгих стандартов и контроля.

Еще одной проблемой является социальная ответственность и взаимодействие на муниципальном и региональном уровнях. Государство и компании могут оказаться перед выбором: продолжать экономически выгодные, но

экологически опасные проекты или же инвестировать в новые, менее вредные технологии и методы добычи.

В этом контексте государство может не только регулировать, но и стимулировать применение экологически чистых технологий, создавая для этого благоприятные экономические условия и законодательную базу. Компании, в свою очередь, должны стремиться к устойчивому развитию, учитывая не только краткосрочные экономические показатели, но и долгосрочный экологический и социальный эффект от их деятельности.

Примером экологических споров является технология ГРП, которая позволяет эффективно добывать ТНГР, но также может и приводить к загрязнению подземных вод, выбросам метана и индуцированным сейсмическим активностям. Тем не менее данная технология является наиболее распространенным инструментом снижения себестоимости добычи ТНГР в России. [10, С.56-57]

Еще одним инструментом можно выделить технологию triple extraction «тройное извлечение». Она применяется для добычи сверхвязкой нефти, но процесс часто связан с высокими уровнями выбросов углекислого газа и других парниковых газов. Использование химических реагентов для увеличения проницаемости пластов. Подобные химикаты могут быть эффективными для увеличения добычи, но они также могут проникнуть в подземные воды, загрязняя их и почву. Безусловно, внедрение норм регулирования и запрета на использование ряда технологий отражается как на себестоимости добычи, так и влияет на стоимость углеводородов на международном рынке. К примеру, в ряде стран введены налоговые механизмы, направленные на сокращение экологического воздействия НГК.

В Норвегии экологическое регулирование и высокие налоги на выбросы углекислого газа привели к тому, что компании активно инвестируют в технологии для снижения своего экологического следа. Эти налоги являются частью общей стоимости добычи и, следовательно, влияют на цену нефти.

В США существует система кредитов и субсидий для компаний, применяющих «зеленые» технологии. Хотя это не прямой экологический налог,

меры стимулируют промышленность к более устойчивым практикам. Однако недостаточное регулирование в других аспектах, таких как применение ГРП, приводит к экологическим проблемам и социальному недовольству.

В Канаде, в провинции Альберта, где расположены крупные месторождения нефтяных песков, также есть налоговые сборы и штрафы, связанные с экологией. Экологические налоги и штрафы, введённые в провинции, повышают себестоимость добычи нефти из нефтяных песков, что влияет на конечную цену продукта.

В России со стороны разработки ТНГР налоговая система пока не учитывает технологические особенности добычи «трудных» и «легких» запасов, а также налоговых и прочих различий и преференций со стороны экологизации процесса.

В целом введение экологических налогов или налоговых льгот для «зеленых» технологий является двойственным инструментом. С одной стороны, это может увеличить стоимость добычи и цену барреля нефти, с другой - способствовать развитию и внедрению экологически устойчивых технологий, что в перспективе может стабилизировать или даже снизить цены. Но, безусловно, принимаемые программы развития экологических технологий оказывают влияние на стоимость конечного сырья.

Также на итоговую цену и первоначальную себестоимость влияет и отнесение нефти к той или иной группе, маркировке (бренд) нефти. Наиболее распространенный и универсальный стандарт - «Brent». Российским наиболее популярным экспортным стандартом является нефть марки «Urals», которая отличается по стоимости (рис. 14).

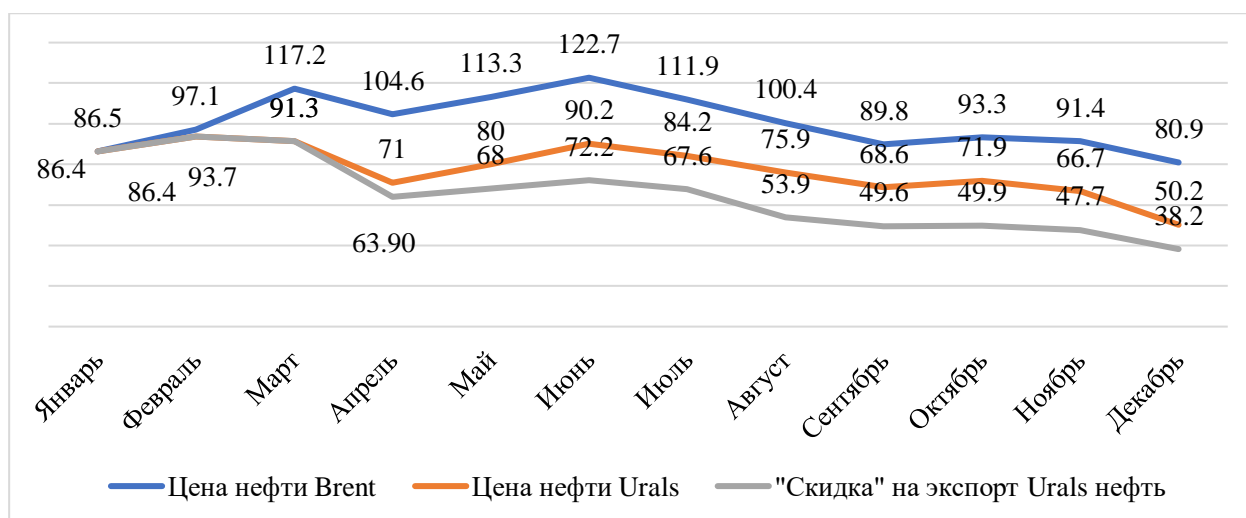


Рисунок 14. Динамика цен на нефть «Brent» и «Urals», а также экспорт нефти «Urals» с учетом сформированной «скидки» в 2022 году

Источник: составлено автором по данным [99]

Возможно установить отличия между главными типами нефти, принимаемыми во внимание на современном глобальном рынке углеводородов. «Brent» и «Urals» представляют из себя две уникальные категории нефти, различия между которыми проявляются в нескольких аспектах.

**Истоки и расположение.** «Brent» представляет собой морской тип нефти, который извлекается из Северного моря. С другой стороны, «Urals» вариант нефти, основная добыча которого происходит в России, преимущественно в Западно-Сибирском регионе.

**Характеристики.** «Brent» известен как «легкая» нефть с небольшим содержанием серы, что делает его оптимальным для получения бензина. В отличие от этого, «Urals» представляет собой «тяжелый» вариант нефти с более высоким уровнем серы, что предрасполагает его к производству тяжелых видов топлива и дизеля.

**Формирование стоимости.** «Brent» обычно служит ориентиром для установления глобальных цен на нефть. В то время как нефть «Urals», учитывая ее качество, чаще всего продается с отступлением от стоимости «Brent» (скидкой). С 2022 года скидка на нефть марки Urals устанавливается также с учетом санкционных ограничений.

Торговые площадки. Нефть «Brent» активно торгуется на мировых биржах, в то время как «Urals» преимущественно направляется на экспорт из России, главным образом, в страны Европы. Представленные спецификации играют ключевую роль в принятии экономических и тактических решений, касающихся извлечения, коммерции и применения данных типов нефти. [25]

КИН представляет собой процентное соотношение объема нефти, который можно извлечь из залежи, используя определенные технические подходы. Эффективное увеличение этого индекса стоит в центре внимания специалистов по нефтеизвлечению, так как это позволяет максимизировать объем добытой нефти из месторождения. Возможно изучить несколько методик для усиления ИОН:

1. Альтернативные методы регенерации. К ним можно отнести методы, основанные на использовании воды или газа для поддержания давления в пласте и активизации извлечения нефти из пористой среды.

2. Продвинутое методы регенерации (EOR). В них входят тепловые методы, такие как: применение пара, химические методы с использованием полимеров или сурфактантов, газовые методы с применением CO<sub>2</sub> или азота, биотехнологические подходы, а также смешанные техники.

3. Оптимизация количества и глубины скважин. Процесс бурения дополнительных скважин или углубление уже действующих усиливает контакт с нефтесодержащим слоем, способствуя таким образом росту ИОН.

4. Методы горизонтального и управляемого бурения. Подобные техники ориентированы на усиление контакта добывающей скважины с нефтеносным слоем, что, в свою очередь, способствует росту ИОН.

5. Процедура гидроразрыва. В рамках методики осуществляется инъекция жидкости под высоким давлением в залежь для формирования трещин. Такой подход улучшает проницаемость залежи, обеспечивая более интенсивное извлечение нефти.

6. Применение передовых технологий и стратегий управления в добыче. Основной упор делается на интеграцию искусственного интеллекта и методов

машинного обучения для совершенствования технологических процессов, и повышения индекса отдачи нефти (ИОН). [87]

7. Внутрипластовая газификация - преобразование углеводородов непосредственно в залежах в газ для последующего получения широкого спектра продуктов, таких как: электричество, водород и другие углеводородные соединения. Такой подход стимулирует рост ИОН на месторождениях, где традиционные методы добычи становятся экономически нецелесообразными.

8. Прогрессивные методы мониторинга и управления. Благодаря новейшим геофизическим и геологическим подходам становится возможным точнее регулировать добычу, оперативно выявлять сложности и вносить соответствующие коррективы. К таким методам можно отнести: 4D сейсмическое моделирование, отслеживание динамики пластового давления и температурные исследования.

9. Интеграция нанотехнологических решений. Введение наночастиц может способствовать оптимизации процесса добычи. Эти частицы могут повышать производительность технологий нефтеотдачи, модифицируя свойства инъекционной воды или выступая в роли активаторов подземных реакций. Группа РОСНАНО имеет ряд патентов для повышения эффективности добычи в области наноапыления и использования нанотехнологий, однако, с 2007 по 2022 гг., данные технологии применялись лишь в экспериментальном виде на месторождениях ТНГР. [96]

10. Диджитализация и внедрение искусственного интеллекта. Современные IT-решения способны обрабатывать массивы данных, предоставляя ключевые рекомендации для повышения ИОН. Например, системы на основе нейросетевых интерфейсов могут указать наилучшее расположение будущих скважин, прогнозировать динамику в пласте или координировать текущие операции, направленные на повышение добычи.

11. Моделирование резервуарных систем. Используя современные программные комплексы, специалисты формируют объемные модели

месторождений, что позволяет глубже проникнуть в их структуру и динамику, предвидеть отклик на разнообразные технические интервенции.

Важно отметить, что все эти методы требуют изучения конкретного месторождения и могут требовать значительных инвестиций. Данные методы также учитываются при построении модели оценки экономической эффективности добычи ТНГР.

Следующим инструментом можно определить внедрение цифровых технологий:

**Сложная геология.** Современные цифровые технологии, такие как 3D-моделирование и машинное обучение, обеспечивают детализированное представление о геологическом строении месторождений. Позволяет не только более точно определить местоположение залежей углеводородов, но и прогнозировать сложности при добыче, например, высокое давление или наличие воды.

**Автоматизация процессов.** Внедрение автоматических систем управления оборудованием и программного обеспечения на объектах добычи позволяет уменьшить человеческий фактор, вероятность ошибок и аварийных ситуаций, а также оптимизировать использование ресурсов.

**Мониторинг.** Датчики и системы мониторинга, работающие в реальном времени, обеспечивают оперативное отслеживание параметров эксплуатации оборудования, состояния скважин и потока углеводородов. Это позволяет оперативно корректировать режимы работы и предотвратить аварийные ситуации. [78]

**Экологическая безопасность.** Современные цифровые инструменты могут предсказывать и мониторить возможные утечки и выбросы, что снижает экологические риски. Также это способствует более эффективному учету, контролю выбросов парниковых газов и соблюдению экологических норм.

**Удаленное управление.** Благодаря цифровым системам управления возможно взаимодействие с объектами добычи дистанционно, что особенно актуально для морских и труднодоступных месторождений.

Интеграция данных. Цифровые платформы позволяют объединять информацию из различных источников, создавая единую систему учета и контроля, которая упрощает процесс принятия решений.

Оптимизация логистики и поставок. Алгоритмы и системы учета на основе искусственного интеллекта могут прогнозировать потребности в топливе, оптимизировать маршруты транспортировки и управлять запасами.

Переход к «умным» месторождениям. Интеграция всех цифровых технологий ведет к созданию месторождений, где каждый процесс от бурения до транспортировки максимально оптимизирован, автоматизирован и под контролем.

Таким образом, цифровизация в нефтегазовом комплексе является неотъемлемой частью современных тенденций развития отрасли, направленных на повышение ее эффективности, безопасности и экологичности.

Анализ геологических данных. Современные нейросети способны быстро анализировать гигабайты сейсмической и геофизической информации. Вместо традиционных методов интерпретации данных, которые могут занимать месяцы, нейросети ускоряют этот процесс до нескольких дней или даже часов. Это позволяет более точно и быстро определить наличие и объем углеводородов в подземных горизонтах.

Оптимизация процесса бурения. Искусственный интеллект способен автоматизировать коррекцию бурения на основе данных в реальном времени, а также данных накопленным итогом, что уменьшает вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, и повышает эффективность бурения.

«Умные» месторождения. Искусственный интеллект (ИИ) способствует созданию интегрированных систем управления месторождением, где каждый компонент от скважины до насоса, в перспективе работает автоматизировано и адаптируется давление и закачка сырья в реальном времени.

Управление рисками. В отличие от традиционных методов, ИИ способен прогнозировать риски на основе более широкого спектра данных, включая: экологические, технологические и экономические факторы. Это обеспечивает



глубокое понимание потенциальных угроз и позволяет принимать своевременные меры.

Определение оптимальных параметров эксплуатации месторождений. Нейросетевые интерфейсы могут автоматически настраивать параметры добычи, такие как давление, температура и скорость насоса, в соответствии с текущими условиями месторождения и прогнозируемой эффективностью. [94]

Использование нейросетей и искусственного интеллекта стало одним из наиболее перспективных направлений в НГК, хоть оценить полностью данное направление затруднительно из-за закрытости ряда финансовых показателей в РФ. Однако, возможно проанализировать иностранный опыт:

- **«Shell»**

Разработка алгоритмов для оптимизации процесса бурения позволяет сократить вероятность ошибок и минимизировать риски. Прогнозирование потенциальных отказов оборудования на основе данных датчиков позволяет проводить профилактические ремонты и избегать аварий.

- **«BP»**

Использование нейросетей для анализа сейсмических данных ускоряет процесс определения потенциальных месторождений нефти и газа. Применение нейросетевых интерфейсов и ИИ (AI) для мониторинга и оптимизации операций на нефтяных платформах в реальном времени.

- **«Total»**

В партнерстве с Google Cloud разработали решение на основе искусственного интеллекта для анализа геологических данных и определения перспективных месторождений. Использование машинного обучения для оптимизации логистических операций и управления цепочками поставок.

- **«Chevron»**

Применение нейросетей для оптимизации работы насосного оборудования, анализа данных датчиков и предсказания потребности в обслуживании. Использование нейросетевого анализа данных со спутников для мониторинга состояния трубопроводов и обнаружения утечек.

- **«ExxonMobil»**

Применение искусственного интеллекта для оптимизации процессов в химическом производстве позволяет повысить качество продукции и сократить затраты. [45, С.19] Искусственный интеллект и нейросети активно используются и российскими компаниями в НГК. Ниже представлены примеры их применения:

- **ПАО «Газпром»**

Разработка и применение системы искусственного интеллекта для мониторинга и прогнозирования состояния трубопроводных систем позволяет своевременно выявлять потенциальные проблемы и предотвращать аварийные ситуации. Использование алгоритмов машинного обучения для оптимизации процессов добычи и переработки газа повышает эффективность производства.

- **ПАО «Роснефть»**

Применение нейросетей для анализа геофизических данных ускоряет процесс поиска и разведки новых месторождений. Использование систем искусственного интеллекта для мониторинга состояния оборудования на буровых установках снижает риски производственных аварий.

- **ПАО «Лукойл»**

Интеграция искусственного интеллекта в системы управления переработкой нефти позволяет повысить выход конечного продукта и качество продукции. Применение нейросетей для оптимизации логистических процессов и управления цепочками поставок.

- **ПАО «Татнефть»**

Использование машинного обучения для анализа данных из скважин и оптимизации процессов добычи. Применение алгоритмов искусственного интеллекта для усовершенствования процессов в химическом производстве.

- **ПАО «Новатэк»**

Внедрение систем на основе искусственного интеллекта для учета и анализа потребления энергоресурсов на производственных объектах. Применение нейросетей для предсказания трендов на рынке газа и оптимизации стратегии продаж. Российские компании, аналогично мировым лидерам отрасли, активно

вкладываются в технологии искусственного интеллекта, понимая их ключевую роль в повышении конкурентоспособности и эффективности бизнеса (табл. 10). [29, С.10]

Таблица 10.

Сравнение российских и иностранных нефтегазовых компаний по использованию нейросетей и искусственного интеллекта

Сходства	Отличия
<p><b>Технологическая ориентированность.</b> Обе категории компаний, активно интегрируют данный инструмент в свои операционные и стратегические процессы.</p> <p><b>Фокус на безопасность.</b> Безопасность в НГК имеет первостепенное значение. Искусственный интеллект позволяет ранее предсказывать возможные аварии, а также определять усталость оборудования, что снижает риски производственных трагедий.</p> <p><b>Оптимизация добычи.</b> Искусственный интеллект обрабатывает гигантские объемы данных из скважин, что позволяет компаниям оптимизировать процессы добычи, повышая таким образом долю выхода углеводородов.</p>	<p><b>Степень интеграции.</b> Западные компании, такие как BP и Shell, благодаря своим масштабам и ресурсам, чаще находятся на переднем крае технологического прогресса. Их интеграция ИИ в бизнес-процессы, как правило, более глубокая и систематическая, в то время как российские компании могут находиться на ранних стадиях внедрения.</p> <p><b>Доступ к передовым технологиям.</b> Несмотря на сильные научные и исследовательские потенциалы, российские компании из-за политических обстоятельств могут сталкиваться с проблемами доступа к западным технологиям и платформам.</p> <p><b>Экологическая устойчивость.</b> Западные компании часто акцентируют внимание на экологической устойчивости и прозрачности, используя ИИ для минимизации экологического воздействия. В России такой акцент начал формироваться относительно недавно.</p>
<p><b>Преимущества российских компаний:</b></p>	<p><b>Преимущества мировых компаний:</b></p>
<p><b>Адаптация к условиям.</b> Работая в специфических климатических условиях, таких как Арктика, российские компании разрабатывают уникальные решения на основе ИИ.</p> <p><b>Внутренние ресурсы.</b> Благодаря богатым ресурсам российские компании могут вести глубокую детализацию данных, на основе которых обучаются их модели ИИ.</p>	<p><b>Ресурсная база.</b> Крупные мировые компании, такие как «ExxonMobil», «Shell» и «BP», обладают многолетним опытом и обширными ресурсами, которые позволяют им вести исследования на переднем крае технологического прогресса, что, в свою очередь, способствует быстрой интеграции новейших технологий, включая ИИ.</p> <p><b>Глобальные партнерства.</b> Имея глобальную сеть партнеров и подразделений, мировые компании ускоряют обмен данными, опытом и лучшими практиками на международном уровне.</p>

Источник: составлено автором.

В современном мире нефтегазовые компании сталкиваются с рядом вызовов, которые требуют от них применения передовых технологий, в том числе активную цифровизацию и применение нейросетевых модулей. При анализе российских и мировых компаний видны как общие тенденции, так и уникальные характеристики каждой из групп.

Российские компании, такие как «Газпром» и «Роснефть», активно интегрируют новейшие технологические решения для повышения эффективности своей работы и конкурентоспособности на мировом рынке. Однако они сталкиваются с рядом проблем, таких как политические риски, санкции и некоторая зависимость от традиционных технологий. Тем не менее благодаря национальной поддержке и гигантским ресурсам эти компании сохраняют стабильность и стремление к инновациям.

Мировые же компании, такие как ExxonMobil и BP, обладают значительными ресурсами, опытом и глобальной сетью партнеров, что позволяет им опережать конкурентов в вопросах инноваций. Они часто являются пионерами во внедрении новых технологий. Однако глобальные масштабы создают свои трудности в управлении, а также подвергают их давлению со стороны общественности и регуляторов по вопросам экологической и социальной ответственности. [55, С.321]

В целом как российские, так и мировые нефтегазовые компании осознают потенциал искусственного интеллекта и стараются максимально использовать его в свою пользу. Несмотря на различные внешние и внутренние вызовы, обе группы компаний демонстрируют устойчивое стремление к технологическому прогрессу и инновациям в НГК (табл. 11).

Таблица 11.

Потенциал формирования цифровой среды в нефтегазовых структурах на основе применения нейросетевых интерфейсов

Россия	Мировой опыт
<b>Сфера применения нейросетей в НГК</b>	
Главный акцент сделан на автоматизации процессов разведки и добычи углеводородов. Нейросети помогают в	Помимо вышеуказанных областей, нейросети активно применяются для автоматизации логистических процессов, определения

Россия	Мировой опыт
анализе геологических данных для определения потенциальных месторождений. Кроме того, используются для мониторинга состояния оборудования на месторождениях и предсказания его износа.	оптимальных маршрутов транспортировки углеводородов, прогнозирования спроса и цен на рынке энергоресурсов, а также для анализа больших данных в сфере бурения.
<b>Интеграция с другими технологиями</b>	
Российские компании начинают активное внедрение интернета вещей (IoT) в сочетании с нейросетями для сбора и анализа данных с оборудования в реальном времени. Блокчейн рассматривается как потенциальный инструмент для улучшения цепочек поставок и учета транзакций.	Компании за рубежом активно сочетают нейросети с технологиями, такими как дополненная и виртуальная реальность для тренировок персонала и моделирования процессов добычи, а также с использованием облачных решений для обработки и хранения данных.
<b>Исследования и инновации (НИОКР)</b>	
Российские университеты и исследовательские центры работают над разработкой новых решений в области искусственного интеллекта для НГК. Часто они сталкиваются с проблемами финансирования и коммерциализации своих разработок.	Зарубежные компании и исследовательские центры активно сотрудничают, обмениваются опытом и знаниями, что позволяет им быстро внедрять новые решения на практике.
<b>Уровень развития инфраструктуры</b>	
Несмотря на развитую инфраструктуру в сфере добычи и транспортировки углеводородов, инфраструктура для внедрения и поддержки нейросетей все еще находится в стадии развития.	Ведущие нефтегазовые компании мира имеют обширные ресурсы и инфраструктуру для проведения исследований, тестирования и масштабирования решений на основе нейросетей.

Источник: составлено автором.

Основное направление развитие нейросетей приходится на геологоразведочные работы, так как точность результатов может быть снижена из-за человеческого фактора и времени оценки результатов и подходов. Так, по данным компании «Shell», изучение морского дна на наличие потенциальных скважин происходит 7 методами, которые оценивают разные группы специалистов. Сопоставление материалов занимает от 3 до 9 недель в зависимости от комбинации методов. Однако при использовании технологий Big Data и нейросетевого анализа скорость анализа материалов ускоряется в 3,3-4,5 раз (по данным «Shell» (отчет 2022 года)). Российская компания ПАО «Газпром-нефть» и «Газпром Нефть» (Центр Науки и Технологий) активно прорабатывают опытные программные модули, включая использование нейросетевых механизмов и ИИ для улучшения

добычи нефти и газа на примере мобильных геологоразведочных платформ, которые продемонстрировали точность в 87,1% против 63,2% в определении дебита скважины и потенциальной окупаемости месторождений. [84]

Между тем разработка новых скважин с высокой долей ТНГР имеет повышенные риски в связи с нестабильным притоком сырья и требует оценок первичной интенсификации добычи различными методами. В зависимости от метода интенсификации и комбинации данных методов происходит стабилизация выхода сырья и, соответственно, его добычи. В Таблице 12 приведены исследования по окупаемости затрат на разработку ряда опытных скважин в различных регионах России с использованием нейросетевого интерфейса и классического метода оценки (табл. 12).

Таблица 12.

Потенциал окупаемости затрат на разработку скважин при применении нейросетей для проведения геологоразведочных работ

Метод оценки: метод наименьших квадратов. Выборка по анализу применения нейросетевой оценки доступности скважин: 1-10 – 5x1 (опытная оценка месторождений Баженовской свиты) +5x1 (опытная оценка месторождений Восточной Сибири) Выборка по анализу классическими методами оценки доступности скважин: 1-10 – 5x1 (опытная оценка месторождений Баженовской свиты) +5x1 (опытная оценка месторождений Восточной Сибири).				
Показатель	Расчетный коэффициент	Стандартная ошибка	Оценка значимости средних величин	Вероятность ошибки
Геологоразведка при нейросетевом инструментари	2,77321	0,20122	10,76294	0,0143
Геологоразведка классическими методами оценки доступности	1,49567	0,02219	11,98732	0,0213
Свободный коэффициент	0,04545	0,02251	2,02312	0,0121
Коэффициент детерминации	0,49823	Стандартное отклонение переменной		0,78911
Коэффициент детерминации (1 группа отдельно)				0,72122
Коэффициент детерминации (2 группа отдельно)				0,68922
Коэффициент детерминации (3 группа отдельно)				0,87211
Коэффициент детерминации (4 группа отдельно)				0,72779

Источник: составлено автором по данным Приложений 8, 9, 10.

Для оценки экономического потенциала применения нейросетевых интерфейсов были проанализированы данные 20 месторождений. На 10 применялся метод традиционного (человеческого) подхода к оценке. 10 других месторождений были изучены при помощи нейросетевых инструментов. Согласно результатам исследования, месторождения, которые были отобраны нейросетью, более доходные на 1 условную единицу затраченных ресурсов за разработку и добычу и составили 2,773 ус. ед. В то время как разведанные месторождения классическим методом составили 1,495 ус. ед. Чистая прибыль оказывается значительно выше, при использовании нейроинтерфейсов. (табл. 13).

Таблица 13.

Потенциал окупаемости инвестиций при применении нейросетей для проведения геологоразведочных работ

	<b>Применение нейросетевого интерфейса</b>	<b>Классический метод</b>
Текущий показатель чистой прибыли	17,32 млрд. долл. США (1,695 трлн. руб.)	34,85 млрд. долл. США (3,410 трлн. руб.)
Базовый показатель доходности на 1 инвестированную единицу	2,76021 (условная единица)	1,49432 (условная единица)
Прогнозный показатель чистой прибыли при полном освоении запасов месторождений	274,21 млрд. долл. США (26,829 трлн. руб.)	165,82 млрд. долл. США (16,224 трлн. руб.)

\* Курс ЦБ РФ на 06.09.2023 1 долл. США = 97,84 руб., стоимость барреля нефти 60 долл. США

Источник: составлено автором по данным Приложений 8, 9, 10.

Также можно отметить, что текущий показатель прибыли больше у месторождений, геологоразведка которых проводилась классическим методом (34,85 млрд. долл. США на 1 января 2023 года) так как данные месторождения были введены раньше. Однако прогнозный показатель прибыли в значительной степени больше у проанализированных нейросетевым интерфейсом и составляет 274,21 млрд. долл. США. Стоит отметить, что данные группы месторождений относятся к категории сверхкрупных с потенциальным сроком добычи более чем 20 лет.

На основе анализа преимуществ и недостатков использования нейросетей в нефтегазовой промышленности можно сделать вывод о значительном потенциале этой технологии для модернизации и оптимизации отраслевых процессов. Преимущества включают в себя: улучшение точности прогнозирования, оперативность принятия решений, возможность оптимизации широкого спектра процессов, повышение уровня безопасности и гибкость в применении к различным задачам.

Однако применение нейросетей также не обходится без серьезных трудностей. Основной проблемой является необходимость наличия качественных данных в больших объемах, что может создавать трудности, особенно для компаний, у которых нет возможности обеспечивать постоянный поток таковых данных. К тому же нейросети часто воспринимаются как «черные ящики», что затрудняет их понимание и принятие профессионалами в отрасли. Внедрение и обучение также требуют заметных инвестиций как в финансовом, так и в организационном плане. Кроме того, важным аспектом является необходимость обеспечения безопасности данных и противодействие возможным злоупотреблениям.

В целом, несмотря на определенные трудности и риски, современные инструменты оптимизации эффективности добычи углеводородов способствуют формированию гибкой политики государства и компании, позволяющей решить основной конфликт между недропользователями и государственными структурами, получая экономическую выгоду и при этом стимулируя государственный бюджет поступлениями и выполнением социальных функций.



### ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАПАСОВ

#### 3.1. Сценарии развития нефтегазовой промышленности России

В данной главе работы формулируются предложения и рекомендации, направленные на повышение экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых углеводородов в России. Улучшение экономической эффективности может способствовать более рациональному использованию ресурсов, увеличению объема добычи и в конечном итоге устойчивости НГК в целом.

В предыдущих главах были рассмотрены теоретические аспекты добычи трудноизвлекаемых углеводородов, а также изучены инструменты оценки их экономической эффективности. Исходя из полученных выводов, в данной главе будут сформулированы предложения по повышению экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов в России.

Важным компонентом главы станет анализ современных подходов и практик, применяемых как в России, так и за рубежом с целью выявления наиболее успешных стратегий и методик. Это позволит сформулировать конструктивные рекомендации, которые могут быть адаптированы к условиям российского НГК.

Основной целью главы является поиск оптимальных путей и направлений для повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых углеводородов в России, что в совокупности может способствовать повышению конкурентоспособности отрасли и устойчивому развитию экономики страны.

Выделенные проблемы:

- Технологическая зависимость функционирования нефтегазового комплекса России от импортных технологий;
- Турбулентность цен на нефтегазовое сырье;

- Санкционные ограничения, препятствующие разработке межстрановых проектов и приобретению необходимых технологий.

Совокупные проблемы можно рассмотреть и с позиции переработки нефтегазовых ресурсов (рис. 15).

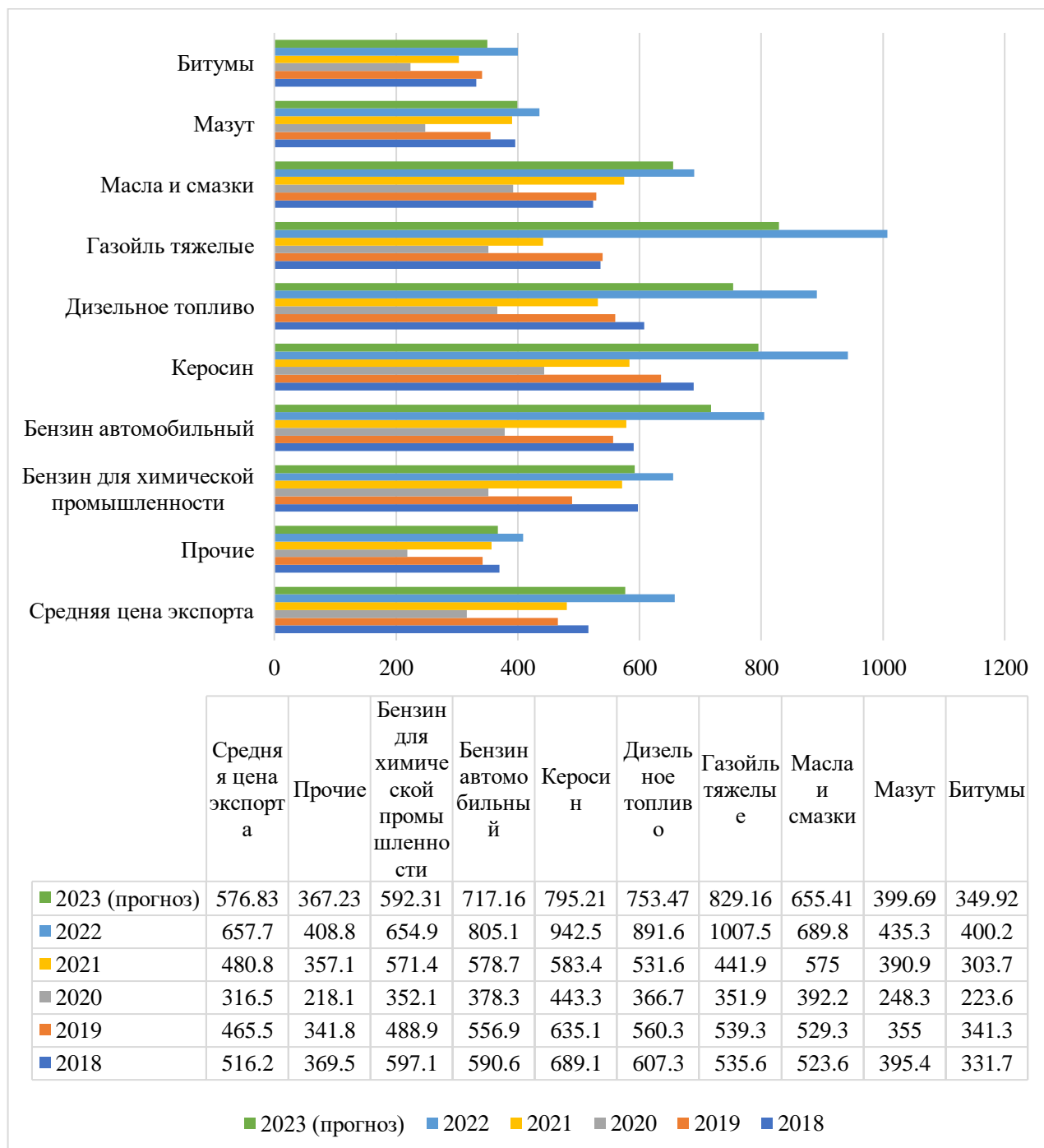


Рисунок 15. Динамика цены экспорта по видам нефтепродуктов из России в 2018-2022 гг., долл. США за тонну

\* Курс ЦБ РФ на 06.09.2023 1 долл. США = 97,84 руб.

Источник: составлено автором по данным [88, 102]

Данные представляют собой средние цены экспорта различных типов нефтепродуктов за период с 2018 по 2023 годы (прогноз) в долл. США. Они могут быть полезны для анализа тенденций в нефтегазовом секторе, оценки эффективности экспорта и принятия решений по инвестициям:

1. **Средняя цена экспорта.** Наибольший пик приходится на 2022 год с ценой 657,7 долл. США. Наименьшая стоимость наблюдалась в 2020 году (316,5), что может быть связано с пандемией COVID-19 и снижением спроса. Прогноз на 2023 год говорит о снижении средней цены до 576,83 долл. США по сравнению с 2022 годом.

2. **Прочие соединения.** Категория также показывает снижение в 2020 году до 218,1 долл. США. Прогноз для 2023 года – 367,23 долл. США, что ниже, чем в 2022 году (408,8).

3. **Бензин для химической промышленности и автомобильный.** С 2020 по 2022 годы виден сильный рост цен, особенно для автомобильного бензина, который достиг пика в 2022 году (805,1 долл. США). Прогнозы говорят о снижении цен в 2023 году.

4. **Керосин и дизельное топливо.** Данные категории показывают похожие тенденции с наибольшим ростом цен в 2022 году (942,5 и 891,6 долл. США соответственно) и прогнозируемым снижением в 2023 году.

5. **Газойль тяжёлый.** Заметен значительный рост с 2020 года, достигая пика в 2022 году с ценой 1007,5 долл. США. Прогноз на 2023 год также указывает на снижение до 829,16 долл. США.

6. **Мазут и битумы.** Продукты имеют относительно низкие цены по сравнению с другими. Но тенденция к росту с 2020 года очевидна, особенно для битумов. [67 С.28-29]

В целом данные указывают на восстановление рынка нефтепродуктов после снижения в 2020 году с рекордными ценами в 2022 году для большинства продуктов. Однако прогнозы на весь период 2023 года говорят о вероятном снижении цен почти по всем категориям.

Экспортная структура России включает в себя множество различных нефтепродуктов, причем многие из них идут на удовлетворение потребностей мирового рынка.

Доходы от вывоза нефтяных изделий могут колебаться из-за ряда обстоятельств: глобальные котировки на нефть, расценки на логистику, уровень качества продаваемой продукции, налоговые обременения и прочие элементы. Однако определенные нефтепродукты имеют наибольшую рентабельность при экспорте:

Дизель. Данный тип топлива находит применение в автотранспорте, агропромышленном комплексе и сфере энергетики. Кроме того, служит исходником для выпуска других нефтяных изделий. Согласно данным Минэнерго России, 1 руб. вложений в переработку нефти приносит доход в размере 3,22 руб. по итогам 2022 года.

Авиатопливо. Продукт находит свое применение как в гражданских, так и в военных авиалиниях, где стандарты к качеству очень высоки. Данные Минэнерго свидетельствуют, что 1 руб. вложений в переработку приносит доход в размере 2,57 руб. по состоянию на конец 2022 года.

Тяжелые топлива (мазут) активно применяются как энергоноситель в морской индустрии и в производстве электроэнергии. Несмотря на более низкую стоимость по сравнению с другими продуктами, объемы продаж гарантируют стабильные доходы. По информации Минэнерго, 1 руб. вложений в переработку нефти приносит доход в размере 2,32 руб. на конец 2022 года.

Моторные топлива (бензин). Экспорт этих продуктов также приносит существенные выручки. Однако их стоимость меняется в зависимости от качества и мирового спроса. Согласно Минэнерго РФ, 1 руб. вложений в переработку обеспечивает доход в 2,28 руб. по итогам 2022 года. [91]

Активное применение современных IT-решений, таких как машинное обучение и нейросетевое программирование данных, в целях анализа геоданных, совершенствования добычи и прогнозирования возможных опасностей является ключевым. Несмотря на все инновации в методах извлечения труднодоступных

углеводородов, актуальными остаются вопросы, касающиеся их воздействия на окружающую среду. Охрана природы должна быть в центре внимания при создании новых методик и в обязательном порядке включаться в стратегию нефтегазовой добычи в России.

К тому же прогресс в этой сфере напрямую связан с усилением экономической составляющей при добыче труднодоступных углеводородов. В этом контексте акцент делается на ревизии налоговой системы, развитии инфраструктурных сетей, коррекции законов в сфере недр, а также поощрении научных работ и новаторских проектов в данном направлении. [33 С.425]

Также для формирования объективной системы сценариев развития нефтегазового комплекса России необходимо на основании данных из 2 Главы настоящей работы сформировать систему ключевых этапов развития мирового НГК. (табл. 14.)

Таблица 14.

Формирование сценариев развития современного НГК с учетом ключевых этапов развития нефтегазового комплекса мира с 1950-х годов

<b>Период</b>	<b>США</b>	<b>СССР/Россия</b>	<b>ОПЕК</b>
1950-е годы	Акцент на развертывание дополнительных производственных мощностей и поиск новых месторождений для расширения добычи.	Реабилитация нефтяной индустрии и адаптация ее к мирным потребностям.	Формирование основ добычи нефти и освоение основных методов экстракции нефти из легкодоступных слоев.
1960-е годы	Открытие морских логистических путей для экспорта и наращивание объемов продаж на европейской арене.	Основное внимание на внутренний рынок и обновление устаревших производственных линий.	Приглашение зарубежных специалистов и компаний для реализации совместных инициатив на местных территориях и основание международной организации ОПЕК.
1970-е годы	Усиление добычи на текущих площадках, расширение поставок нефти на рынки Юго-Восточной Азии. Оптимизация поставок	Формирование экспортной инфраструктуры, включая нефтепроводы, расширение добычи для промышленного сектора, исследование и разработка	Активное присутствие на глобальном рынке, обеспечение Африканского континента углеводородами.

<b>Период</b>	<b>США</b>	<b>СССР/Россия</b>	<b>ОПЕК</b>
	нефти для национальной переработки и увеличение выпуска нефтехимической продукции.	новых участков в пределах РСФСР.	Сокращение доли иностранных участников в активах нефтяных предприятий и разработка морских нефтедобывающих проектов.
1980-е годы	Принятие экологических стандартов в нефтегазовом комплексе, усиление экологического контроля и переход к эксплуатации месторождений, удаленных от жилых зон.	Активизация работ на месторождениях, датирующихся до 50-х годов XX века. Исследование морских и сибирских участков, развитие основных коммуникаций для транспортировки углеводородов и увеличение экспорта в Европе.	Продолжение процесса государственного контроля над нефтедобычей, применение новаторских техник добычи, строительство перерабатывающих заводов для уменьшения экспортной зависимости.
1990-е годы	Дальнейшая ориентация на экологическую безопасность отрасли и реализация мер по сокращению загрязнения. Расширение экспортных отношений с Китаем, включая создание совместных производств и переброску индустрии.	Переоценка экономического потенциала из-за постсоветской реорганизации, усиление экспортной активности России в европейском направлении, рост участия газа в экспортных доходах страны.	Образование крупных нефтегазовых объединений, акцент на международных соглашениях и финансирование научных исследований. Разработка собственных технологий в отрасли и снижение зависимости от импортного оборудования.
2000-е годы	Финансирование исследований и инноваций, фокус на разработке сланцевой нефти, вложение средств в проекты с развивающимися странами и передача технологий странам с наличием углеводородов.	Трансформация НГК, формирование крупных нефтегазовых корпораций с участием государства, инвестирование в методы добычи труднодоступных месторождений и укрепление экспортных позиций.	Внедрение современных методов добычи с учетом экологических стандартов и расширение производственных мощностей для переработки нефти.
	<b>ЕС</b>	<b>Китай</b>	<b>Мировой НГК</b>
1950-е годы	Постепенное восстановление индустрии после войны и получение финансовой поддержки из США для	Масштабные реновации НГК, усиление строительства и логистики, приобретение технических новшеств из СССР.	Фокус на национальные нужды, преимущественное использование доступных нефтяных месторождений и

Период	США	СССР/Россия	ОПЕК
	разработки нефтяных и газовых ресурсов.		активное государственное участие в отрасли.
1960-е годы	Освоение новых месторождений из-за истощения ранее разработанных, инвестирование в сотрудничество со странами Ближнего Востока.	Поддержка стабильного уровня добычи и переработки углеводородов, ориентирование на внутренний рынок и расширение нефтеперерабатывающих заводов.	Освоение новых территорий, применение современных технологий и укрепление международного сотрудничества в нефтегазовой сфере.
1970-е годы	Внедрение передовых технологий в добыче углеводородов, разработка и производство национального оборудования и расширение мощностей для переработки нефти и газа.	Формирование крупных государственных нефтегазовых компаний, экспансия на внешние рынки и внедрение новаторских методов добычи.	Расширение производственных мощностей, создание магистральных транспортных сетей для сырья и активные инвестиции развитых стран в глобальные проекты в сфере нефти и газа.
1980-е годы	Процесс экологической адаптации промышленности и переход добывающих операций в офшорные районы. Рост межгосударственных инициатив на Ближнем Востоке и в Латиноамериканских странах, расширение импорта из Советского Союза.	Внешние инвестиции в нефтегазовую отрасль, расширение основных перерабатывающих комплексов и внедрение системы транспортировки ресурсов.	Прогресс в технологиях добычи сложных месторождений, обновление правовых стандартов в передовых странах и интенсивная экологическая модернизация. Развивающиеся государства активно приобретают доли в национальных проектах, рост торговых операций на международном уровне.
1990-е годы	Уменьшение добычи углеводородов в европейских странах, основной акцент на офшорные районы, рост завоза углеводородов из России и Ближневосточных стран. Преобразование стандартов в нефтегазовой сфере и	Модернизация правовых оснований в нефтегазовом комплексе, введение стандартов экологической безопасности, что влечет за собой рост импорта из-за дефицита добычи.	Эволюция новых добывающих и экспортных хабов в развивающихся регионах, сокращение добычи в Северной Америке и Европе, переход к офшорным месторождениям и усиление импортных потоков. Активизация

Период	США	СССР/Россия	ОПЕК
	ревизия правовых оснований добычи.		инвестирования в научные исследования.
2000-е годы – н.в.	Прекращение эксплуатации наземных месторождений в Европе, акцент на импорт из России. Аренда технологий и оборудования для стран с менее развитой инфраструктурой.	Ориентация на технологическое развитие и усиление местного производства для нужд НГК, расширение импорта из США и России. Финансирование международных инициатив и аренда оборудования для стран с начальным уровнем развития.	Индустриализированные государства наращивают завоз углеводородов, сокращая местную добычу, формируя паттерн: «развитые страны предоставляют технологии, а развивающиеся страны экспортируют углеводороды».

Источник: составлено автором.

На протяжении последних десятилетий Соединенные Штаты Америки, Советский Союз/Россия и страны Ближнего Востока (преимущественно ОПЕК) активно модернизировали свои нефтегазовые индустрии, реагируя на меняющиеся мировые тенденции и внутренние вызовы.

В США 1980-е годы были отмечены усилением экологического контроля и диверсификацией месторождений, что со временем переросло в укрепление экспортных связей, особенно с Китаем, и активное финансирование инновационных методов добычи, таких как сланцевая нефть.

В то время как Советский Союз в 1980-х годах концентрировался на активизации работ на старых месторождениях и развитии транспортных магистралей, произошла переориентация экономической активности из-за постсоветской реорганизации. Это привело к усилению роли России как экспортера углеводородов, особенно в европейском направлении.

Страны Ближнего Востока активно работали над укреплением государственного контроля в 1980-х, стремясь снизить зависимость от экспорта. С 1990-х годов они акцентировали внимание на создании крупных нефтегазовых объединений и разработке собственных технологий. В новом тысячелетии основное внимание уделялось современным экологическим стандартам и увеличению перерабатывающих мощностей.



В целом эти тенденции указывают на активное стремление стран к самостоятельности в добыче и переработке углеводородов, а также к применению новейших технологий и стандартов для повышения эффективности и экологической безопасности. Такое развитие отрасли играет ключевую роль в формировании инновационных систем добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

На протяжении последних десятилетий европейский сектор, Китай и глобальный НГК переживали ряд значительных изменений. Эти изменения выражались в усилении экологических стандартов, переносе добывающих операций в офшорные районы, активном внешнем инвестировании и модернизации правовой базы. Однако основное внимание следует уделить акценту на технологическое развитие, особенно в контексте добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Происходящие изменения в нормативно-правовой базе, экологических стандартах и стратегиях импорта-экспорта свидетельствуют о глубокой трансформации в понимании и подходах к добыче углеводородов. С учетом уменьшения легко доступных запасов ведущие и развивающиеся экономики начали активно инвестировать в НИОКР и технологии, что стало ключевым фактором в разработке инновационных систем добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Таким образом, последовательное развитие нефтегазового сектора и реакция на мировые тенденции привели к активизации научных и технологических исследований. Это, в свою очередь, сыграло ключевую роль в формировании инновационных систем, целью которых является эффективное и экологически устойчивое освоение трудноизвлекаемых углеводородов.

Для формирования устойчивого развития нефтегазового комплекса в России стоит уделить внимание ряду сложных геологических формаций с запасами нефти и газа, применяемых передовые методы интенсификации добычи, проекция которых на другие перспективные месторождения способствует повышению экономической эффективности добычи ТНГР в долгосрочной перспективе.

Так, Сибирские и Арктические ТНГР России являются одними из наиболее масштабных мировых залежей нефти и природного газа и привлекают внимание

российских нефтедобывающих компаний. Эта зона охватывает огромные пространства Западной, Восточной Сибири, Арктического шельфа и прибрежных зон. [99]

Данные запасы начали разведывать во второй половине 1960-х и являются одними из самых масштабных не востребованных залежей нефти и газа на планете. Согласно некоторым данным, объемы углеводородов в этой свите превышают миллиард тонн. Сегодня на ее территории функционирует множество пробных скважин. Несмотря на затратность процесса, эти ресурсы имеют огромную ценность для российского нефтяного сектора.

Тем не менее активность вокруг ТНГР не уменьшается. Российские НГК, такие как «Лукойл», «Газпром-Нефть» и «Роснефть», вкладываются в изучение и освоение этой территории, применяя новейшие методы, например, горизонтальное бурение или ГРП.

Для России ТНГР имеют стратегическое значение в контексте энергетической политики. Несмотря на все трудности, потенциал этого региона огромен, и его добыча может кардинально повлиять на глобальную энергетическую карту.

К примеру, Баженовская свита, являющаяся местом со значительным количеством наиболее «трудных» запасов, активно развивается с начала 2010-х годов. Однако к началу 2023 года основная добыча на Баженове в России еще не достигла пика. [17, С.21]

Тем не менее следует учесть, что информация по добыче углеводородных ресурсов, таких как нефть и газ, часто находится в закрытом коммерческом или государственном формате и может не раскрываться в полной мере. Именно поэтому конкретные данные о добыче ТНГР могут быть неточны.

Тем не менее известно, что освоение ТНГР представляет собой ключевую задачу для российской энергетики, и при успешном исходе, это может существенно повысить объемы добычи в стране.

Другим перспективным направлением в добыче углеводородов можно отметить зоны в районе Северного морского пути.

Северный морской коридор – водный путь, который тянется вдоль арктического побережья России, соединяя Карское море и Берингов пролив. Этот маршрут становится все более важным для российской арктической энергетики, открывая дорогу к масштабным ресурсам нефти и газа в данном районе.

Освоение арктической зоны не проходит без проблем из-за технических и экологических вызовов. Экстремальные условия, ледяные воды, отдаленность от ключевой инфраструктуры и экологические опасности делают добычу весьма сложной и требующей затрат.

Тем не менее Россия усиленно работает над расширением своего присутствия в арктическом регионе. Проект «Ямал СПГ» стал ярким примером, начав добычу в 2017 году и став одним из глобальных лидеров в сфере СПГ.

К тому же Россия усиленно работает над улучшением инфраструктуры Северного морского коридора, возводя новые ледоколы и портовые комплексы для оптимизации морского трафика и перевозки углеводородов.

Невзирая на трудности, Северный морской коридор и Арктика занимают ключевое место в планах России по энергетической устойчивости. Это дает стране преимущества в доступе к гигантским ресурсам углеводородов и предоставляет новые горизонты для экономического прогресса.

Россия нацелена на дальнейшее освоение арктических залежей нефти и газа. Основные проекты, соответствующие стратегии развития энергосектора до 2035 года с учетом положительного сценария развития НГК России:

1. Ямал СПГ - инициатива под эгидой «НОВАТЭК» с участием зарубежных партнеров, размещенная на Ямальском полуострове. Проект включает в себя одни из главных мировых запасов природного газа и конденсата.

2. Арктик СПГ-2 - еще один проект компании ПАО «НОВАТЭК», расположенный на Ямальском полуострове, на Утреннем месторождении. Его цель - добыча и глобальная продажа сжиженного природного газа.

Проекты Приновоземельской зоны - группа месторождений в Карском море с обширными ресурсами нефти и газа. «Роснефть» выступает ключевым игроком на этих территориях. [70]

Стокмановское месторождение - одно из величайших газовых месторождений планеты в Баренцевом море. Но его добыча столкнулась с препятствиями, и работы были временно приостановлены.

Новопортовская залежь - одно из главных российских сухопутных месторождений нефти и газа. Находится в Ямало-Ненецком автономном районе.

В дополнение к ранее перечисленным добычным зонам существуют и другие ключевые участки залежей нефти и газа в Арктике. Российские нефтегазовые корпорации в соответствии со своими внутренними стратегиями и планами нацелены на их освоение:

Участок «Восточное-Правобережье» расположен в Ямало-Ненецком регионе и на данный момент находится под контролем ПАО «Газпром-нефть».

Залежи «Каменномысская-Морская» - месторождение газа, осваиваемое компанией «Газпром». Расположено в акватории Карского моря и является одним из ведущих газовых ресурсов в России.

Запасы «Салымский» - объемные нефтяные резервы в Западно-Сибирской зоне, где «Роснефть» и Royal Dutch Shell сотрудничали до 2023 года. После чего Shell передала свою долю «Роснефти».

Участки «Требс» и «Титов» расположены в Республике Коми. Эти месторождения под управлением «Башнефти» считаются одними из наибольших сухопутных залежей нефти в стране. [65]

«Паяхская добычная зона» - крупный нефтяной участок на севере Ямало-Ненецкой области, который осваивается «Газпром Нефтью».

Россия видит в Арктике потенциал для открытия и добычи новых залежей, придерживаясь своей цели - усилить производство углеводородов и утвердиться в роли главного мирового экспортера нефти и газа. Это направление включает активные геологические исследования и буровые работы в Карском, Баренцевом и других акваториях Северного Ледовитого океана.

Изучение текущего положения и будущих возможностей добычи сложно извлекаемых углеводородов в России приводит к выделению следующих ключевых моментов.

Россия располагает величайшими резервами сложно извлекаемых углеводородов, способными гарантировать длительную энергетическую стабильность нации и устойчивое экономическое развитие. Тем не менее на текущий день большое количество этих запасов остаются неиспользованными.

Возможности добычи сложно извлекаемых углеводородов в России напрямую зависят от прогресса и внедрения инновационных методов. Для реализации возможностей в сфере добычи сложно извлекаемых углеводородов необходимы эффективные инструменты государственной интеграции и привлечения инвестиций в этот сектор.

Улучшение процессов добычи сложно извлекаемых углеводородов может дать толчок к диверсификации экономической структуры, обеспечить устойчивый рост и усилить роль России в мировой энергетической арене. [41, С.85]

Также стоит уделять внимание потенциальным экологическим вызовам и вопросам, связанным с добычей этих углеводородов. В этом контексте проработка и использование экологически чистых методов и техник добычи становится ключевой аспектом стратегии этой сферы.

В свете нынешней тенденции и обстоятельств формирование и выполнение интегрированной стратегии по освоению сложно извлекаемых углеводородов является стратегической задачей для России.

Следует подчеркнуть, что предполагаемое направление развития может корректироваться на основе разнообразных условий, включая: экономический климат, колебания в потребности в энергетике, технологический прогресс и политическую обстановку.

При позитивном прогнозе российский нефтегазовый комплекс сможет устойчиво функционировать благодаря высоким ценам на углеводороды и оптимальному спросу. Однако в таком сценарии инвестиции и переход на активную разработку ТНГР будет замедлен, так как за счет высоких цен российские компании смогут закрывать «проблемные» точки значительной разницей между себестоимостью сырья и ценой реализации.

При базовом прогнозе российский нефтегазовый комплекс будет превышать точку безубыточности по большинству месторождений с ТНГР. Инвестиции в проекты повышения эффективности добычи и снижения себестоимости станут ключевой стратегической задачей.

При негативном прогнозе высокая конкуренция и дестабилизированные цены на углеводороды будут приносить значительный отрицательный эффект в долгосрочное планирование в российском НГК. Государство и недропользователь будут находиться в конфликте между максимизацией выработки текущих запасов и использовании любого инструментария для извлечения нефти даже с учетом значительного негативного экологического эффекта со стороны недропользователя. И государство как получатель значительных финансовых отчислений от НГК будет стимулировать долгосрочные проекты НИОКР в снижении себестоимости и контроле над экологизацией добычи в совокупности с попытками сохранения бюджетной наполняемости от НГК.

Также нестабильность присутствует и на рынках СПГ, пока новые проекты по добыче не начнут существенно увеличивать объемы морских перевозок. Последние экспортные проекты отрасли на побережье Персидского залива США, в Китае и в Катаре, планируются к выходу на рынок в 2026–2027 годах. И в данный момент нефтяное сырье является основным заменителем на рынке.

В целом можно отметить, что технологические инновации в сфере нефтегазового комплекса развиваются не так быстро, как планировалось, и расходы на ее добычу увеличиваются из-за политических и экологических обстоятельств. При этом применение заменяющих источников энергии интенсифицируется. В результате спрос на нефть может упасть, что повлияет на ее цену. В такой обстановке к 2030 году цена на нефть снизится и зафиксируется на отметках до 50 долл. США за баррель.

Данные ФСГС РФ о промышленном производстве свидетельствуют о постепенном нивелировании темпов падения добычи газа в России. Если по итогам первых семи месяцев 2023 года добыча газа сократилась на 14,2% в сравнении с аналогичным периодом 2022 года, то отдельно в июле на 6,7%, согласно данным

Росстата. В основе такой динамики произошло сглаживание темпов сокращения экспорта «Газпрома» в страны ЕС. Пик сокращения экспорта пришелся на IV квартал 2022 года, когда среднесуточный экспорт «Газпрома» в страны ЕС снизился на 79% в сравнении с аналогичным периодом предшествующего года. [108]

В абсолютном выражении сокращение поставок составило 288 млн. м<sup>3</sup> в сутки. В I квартале 2023 года экспорт «Газпрома» в страны ЕС снизился на 78%, а в абсолютном выражении на 238 млн. м<sup>3</sup> в сутки. Во II-м квартале экспорт сократился на 72% (на 176 млн. м<sup>3</sup> в сутки). На этом фоне «выигрышно» смотрятся предварительные результаты III квартала 2023 года (июль и неполный август 2023 г.), когда экспорт «Газпрома» в страны ЕС уменьшился на 23% или на 24 млн. м<sup>3</sup> в сутки. В IV квартале 2022 г. среднесуточные поставки «Газпрома» в страны ЕС достигли 78 млн. м<sup>3</sup> в сутки, что ниже среднего уровня июля-августа 2023 г. (84 млн. м<sup>3</sup> в сутки). Поэтому при сохранении текущего объема поставок темпы падения экспорта гарантированно «выйдут в ноль», что отразится и на ежегодной динамике газодобычи.

Инновации в технологиях добычи могут уменьшить затраты и увеличить объемы добычи. Необходимо поддерживать разработку и внедрение новых технологий в таких областях, как: горизонтальное бурение, ГРП, многопластовое бурение и т.д.

Создание экономически эффективной системы добычи трудноизвлекаемых углеводородов в России представляет собой многофакторный процесс, требующий комплексного подхода и масштабных инвестиций в технологическое развитие. Первостепенная задача заключается в поддержке и стимулировании инновационной деятельности в этой сфере, поскольку применение новых технологий может значительно снизить затраты и увеличить объемы добычи. [28, С.65]

В России продолжают усиливаться усилия по добыче трудноизвлекаемых запасов нефти, в особенности в районах со слабо развитой инфраструктурой и низкой степенью освоенности, таких как Сибирь и Дальний Север. При этом доля

трудноизвлекаемых углеводородов в общем объеме добычи может возрасти в ближайшие годы благодаря применению новых технологий и наращиванию инвестиций в эту область. Этот процесс может быть поддержан государственной политикой и мерами стимулирования. Однако будущая динамика будет во многом зависеть от цены на нефть на мировом рынке. Если цены будут низкими, это может снизить стимулы для инвестиций в добычу трудноизвлекаемых запасов. В то же время высокие цены могут стимулировать дополнительные инвестиции в эту область.

Стоит отметить, что в долгосрочной перспективе тенденция к переходу к более чистым источникам энергии может также повлиять на структуру добычи нефти в России (рис. 16). [14, С.322]

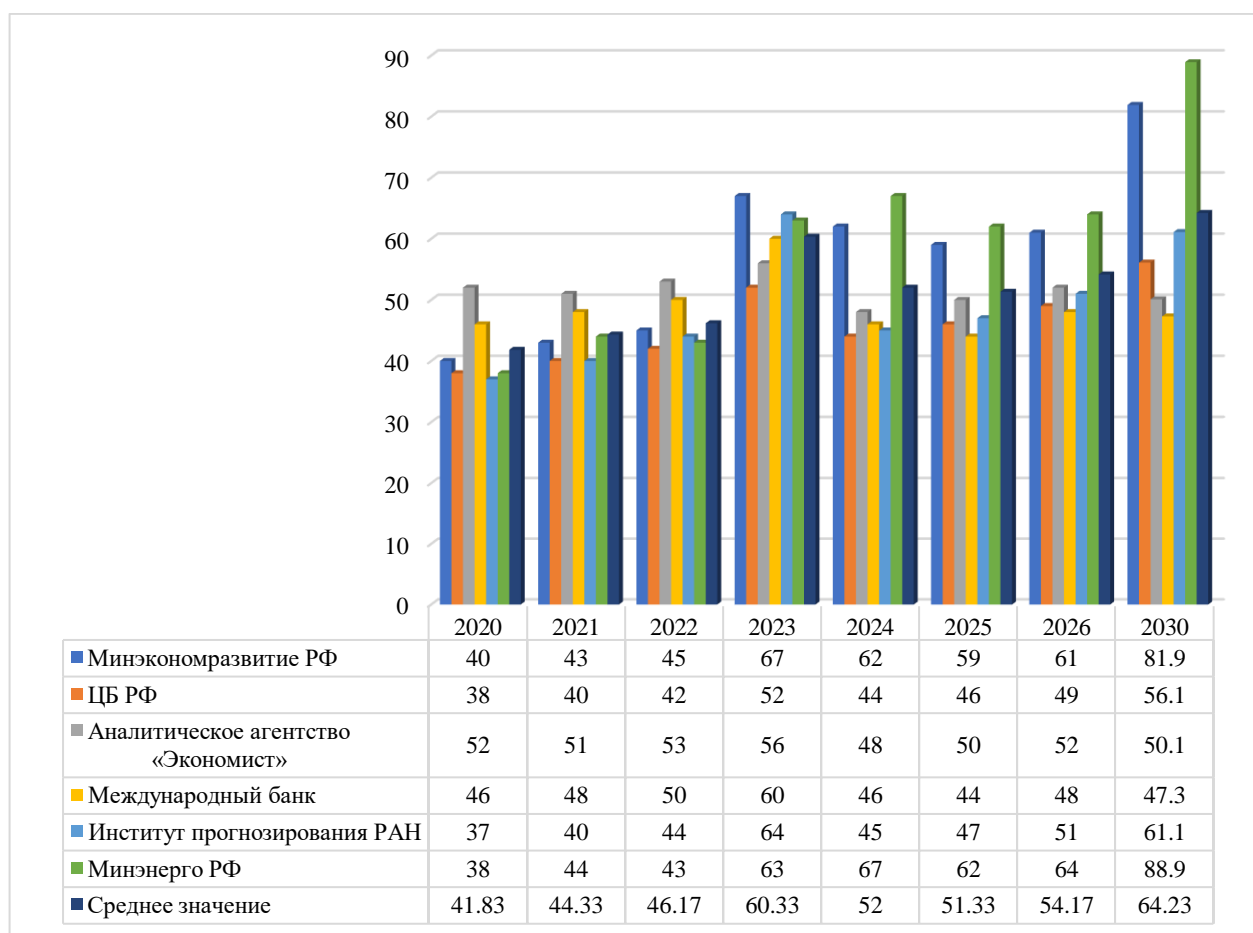


Рисунок 16. Сценарии изменения стоимости нефти марки «Urals» до 2030 года, в долл. США за баррель

Источник: составлено автором по данным Приложения 11.



Анализ прогнозов изменения стоимости нефти марки «Urals» до 2030 года, представленный различными экономическими и государственными организациями Российской Федерации и международными институтами, демонстрирует существенную динамичность и расхождения в оценках. Тем не менее в целом прослеживается долгосрочный тренд к увеличению стоимости этого вида ископаемого топлива. Согласно среднему значению всех прогнозов, стоимость нефти марки «Urals» возрастает с 41,83 долл. США в 2020 году до 64,23 долл. США в 2030 году.

В среднесрочной перспективе большинство организаций прогнозирует рост стоимости нефти до 2023-2024 года, после чего возможно снижение или стабилизация до 2025 года. Различные организации, возможно, исходят из своих специфических интересов или областей экспертизы при составлении этих прогнозов. Например, Минэнерго России предоставляет наиболее оптимистичный прогноз стоимости. В то время как Аналитическое агентство «Экономист» склоняется к более консервативным оценкам.

Таким образом, несмотря на краткосрочные колебания и разнообразие прогнозов от различных организаций, общий тренд указывает на потенциальное увеличение стоимости нефти марки «Urals» в перспективе. Это обстоятельство требует внимания со стороны экономистов, политиков и долгосрочного планирования в энергетическом секторе.

Исходя из средневзвешенных данных прогнозов, можно отметить, что в ближайшем будущем тенденция роста цен на нефть преобладает. Предполагается, что уже в первом квартале 2024 года баррель «Brent» может стабильно закрепиться на отметке свыше 82 долл. США. При условии углубления санкционных противоречий и ускоренного роста производства Китая и ряда развивающихся стран показатели могут преодолеть отметку в 85 долл. США за баррель, так как рынок не успевает нарастить объемы добычи, оптимально покрывающие спрос, а ряд решений, таких как санкционные ограничения на поставки российской, иранской нефти, сокращение добычи странами ОПЕК+, дестабилизирует

потребительское равновесие и объективно влияет на повышение цен на углеводороды (рис. 17).

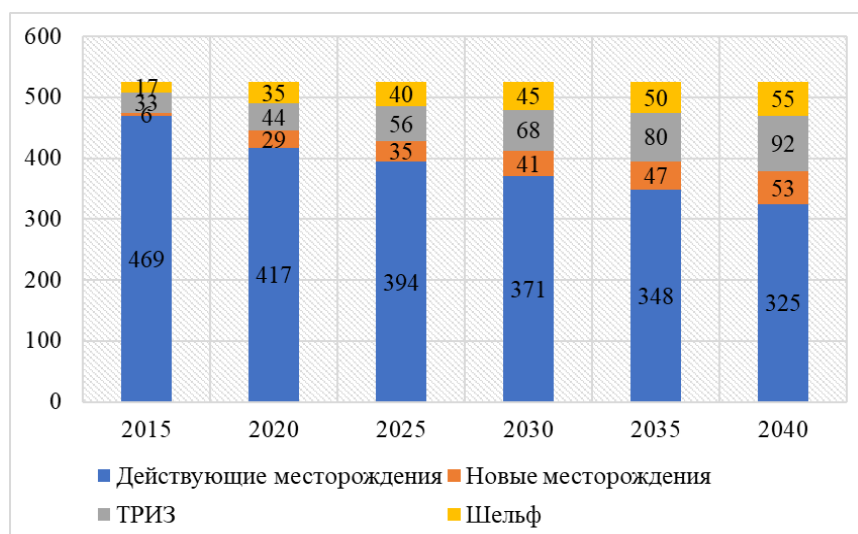


Рисунок 17. Сценарий динамики структуры добычи нефти в России до 2040 года, в ед.месторождений

Источник: составлено автором по данным [89, 91, 102].

Особенностью современного нефтегазового рынка является также не всегда строгое выполнение достигнутых соглашений, к примеру, членами ОПЕК+, что, например, проявилось в том, что в 2019-2021 годах не был выполнен запланированный объем сокращения добычи на 44%.

Проанализировав общую структуру нефтегазового комплекса и основные тенденции его развития, можно выстроить долгосрочный прогноз до 2040 года. Согласно имеющимся исследованиям и прогнозам, в общей структуре добычи углеводородов доля нефти может сократиться на 4%. Однако в абсолютных показателях потребление нефти и природного газа может заметно увеличиться. Вместе с тем в ближайшие десятилетия природный газ станет более значимым энергоносителем, что подтверждается политикой стран ЕС и Азии.

Для России, безусловно, прогнозируются определенные трудности в связи с колебаниями в нефтяном секторе, и ситуация может развиваться по сценарию 2014-2015 годов, когда нефтяные компании сосредотачивались на текущих проектах, сокращая инвестиции в увеличение добычи и разработку потенциальных месторождений (рис. 18). [17, С.19]

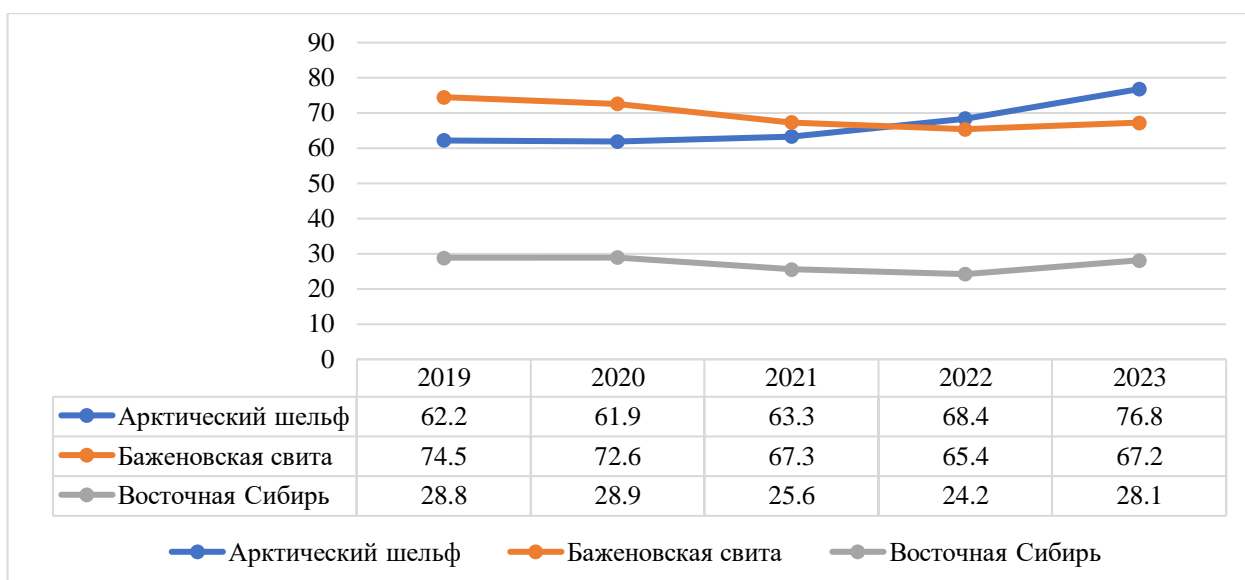
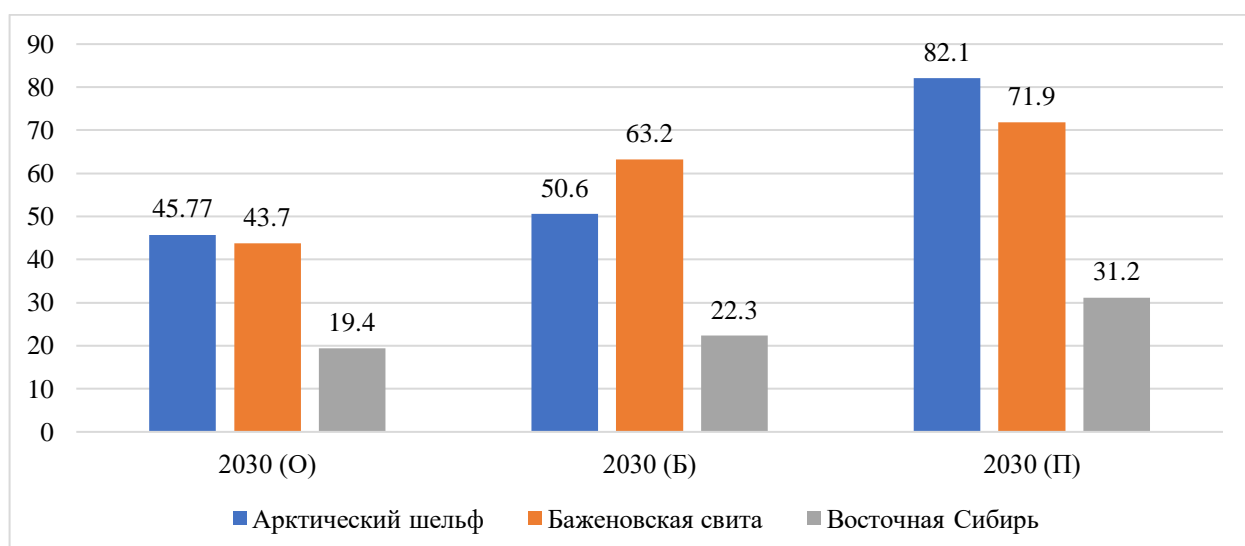


Рисунок 18. Динамика себестоимости добычи 1 барреля нефти на месторождениях в долл. США с 2019 по 2023 гг. (2 квартал)

Источник: составлено автором по данным [102]

\* Курс ЦБ РФ на 06.09.2023 1 долл. США = 97,84 руб.

На Рисунке 18 отображена динамика себестоимости добычи 1 барреля нефти на трех группах месторождений России с наибольшими запасами ТНГР. Проводя сравнение с динамикой стоимости реализации ключевых марок нефти России, только Восточносибирская нефть в полной мере окупается и приносит прибыль. Нефть, добываемая на Арктическом шельфе и на Баженовской свите, возмещается только на ряде действующих месторождений, но в средней себестоимости в регионе демонстрирует практически всегда превышение затрат на потенциальной цене реализации (рис. 19).



\* (О) – Оптимистичный сценарий, (Б) – базовый сценарий, (П) – пессимистичный сценарий

Рисунок 19. Сценарии изменения стоимости добычи углеводородов в 3 регионах России к 2030 году, в долл.США

Источник: составлено автором на основе Рисунок 17, 18.

Составлено три варианта сценариев развития стоимости добычи барреля нефти в трех исследуемых в работе регионах. Западно-Сибирский очаг не используется из-за значительных различий в стоимости добываемого сырья. Данные являются усредненным показателем по действующим месторождениям с учетом применения технологий интенсификации добычи. При создании оптимистичного сценария учитывается полное достижение показателей стратегии импортозамещения в НГК РФ до 2030 года, а также внедрения двухфазной интенсификации добычи. Базовый прогноз принимает во внимание достижение показателей технологического суверенитета в 75% и более, а также использование однофазной интенсификации добычи, подбирая наиболее эффективный метод разработки. Пессимистический прогноз полагает достижение показателей технологического суверенитета менее чем 50% и использование однофазной интенсификации добычи с учетом использования доступных методов интенсификации добычи.

Наибольший разброс в стоимости наблюдается в Арктическом шельфе, который на данный момент времени наиболее зависим от импортного оборудования. Так, Арктическая станция добычи углеводородов «Приразломная» была изготовлена с использованием превалирующих импортных технологий и до первых санкционных ограничений 2014 года. Последующие проекты добычи на Арктическом Шельфе с 2014 года временно приостановлены из-за отсутствия и/или высокой стоимости необходимых технологических решений.

Наименьшая стоимость добычи предполагается в Восточной Сибири, что может сделать этот регион наиболее привлекательным для инвестиций. Большие разбросы в прогнозах могут требовать более тщательной оценки экономической эффективности и рисков перед принятием решений о долгосрочных инвестициях.

На основе проанализированного материала можно выявить ряд проблемных точек, которые могут рассматриваться в негативном сценарии развития НГК России:

1. **Технологические проблемы.** Сланцевые и ряд схожих по проницаемости и свойствам месторождений ТНГР требуют специфических технологий для разработки. Наиболее распространенной технологией является ГРП, которая требует больших объемов воды, песка и химических реагентов. Технология, обеспечивая высокую степень добычи, вызывает повреждения и дестабилизирует грунт.

2. **Экологические проблемы.** Добыча сланцевой нефти в США вызывает значительные опасения по поводу загрязнения окружающей среды. Риски связаны с возможными утечками газа и нефти во время добычи, а также с потенциальным загрязнением подземных и поверхностных вод химикатами, используемыми при МГРП.

3. **Экономические проблемы.** Себестоимость добычи сланцевой нефти в США относительно высока, особенно по сравнению с традиционной нефтедобычей. При низких ценах на нефть, что было характерно для некоторых периодов последнего десятилетия, сланцевые проекты могут стать экономически неоправданными.

4. **Социальные проблемы.** В некоторых штатах возникли опасения и протесты против добычи сланцевой нефти из-за потенциальных рисков для здоровья и окружающей среды, а также из-за изменения ландшафта.

Все эти факторы создают сложности для добычи сланцевой нефти в США, которые требуют постоянного усовершенствования технологий, улучшения экологических стандартов и разработки устойчивых экономических моделей.

Проанализировав потенциальные направления развития нефтегазовой промышленности России, можно выделить ряд ключевых факторов, определяющих будущее этой стратегически важной для страны отрасли. Глобальная экономика, технологические инновации, политическая обстановка и

экологические вызовы формируют контекст, в котором российская нефтегазовая промышленность будет функционировать в ближайшие десятилетия.

Позитивный, нейтральный и негативный сценарии позволяют охватить широкий спектр возможных исходов. При этом, несмотря на все различия сценариев, существует общее понимание о важности диверсификации способов добычи трудноизвлекаемых углеводородов, интенсификации научно-технического прогресса и учета экологических аспектов в стратегии развития отрасли.

В заключении, можно отметить, что сценарное моделирование позволяет прогнозировать будущее нефтегазовой промышленности России. Однако на практике результаты могут существенно отличаться из-за сложного взаимодействия внутренних и внешних факторов. С учетом глобальных трендов и специфики российского рынка для успешного развития нефтегазовой промышленности необходима гибкая стратегия, способная адаптироваться к меняющимся условиям и вызовам будущего.

### **3.2. Создание платформы межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче ТНГР**

В условиях динамичного экономического и технологического развития акцентируется внимание на максимально эффективном использовании доступных ресурсов и на обмене информацией между разными регионами. Особое место в этом процессе занимает добыча трудноизвлекаемых углеводородов (ТНГР), которая является ключевым фактором в обеспечении энергетической безопасности многих стран. В этом контексте необходимость в формировании платформы для межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче ТНГР становится очевидной. Такой обмен помогает улучшить понимание текущего состояния отрасли, обеспечивает основу для сотрудничества, научных исследований и применения нововведений.

Выделены основные принципы формирования платформы, которые включают в себя принцип стандартизации больших данных (применения

протоколов «Big Data»), открытый доступ к информации для всех участников (принципы открытости «Open Source» и информационной безопасности на основе технологии «Blockchain»), принципы заключения сделок по системе «smart»-контракты, также механизмы для применения и оценки эффективности новых технологий и методик, включающие предложенную авторскую программу.

1. Стандартизация больших данных (принципы применения протоколов "Big Data"):

Стандартизация больших данных включает в себя использование унифицированных форматов данных, таких как JSON<sup>1</sup>, чтобы обеспечить совместимость и возможность обмена информацией между разными регионами и участниками. Также стоит учесть согласованность структуры данных и схемы классификации, чтобы унифицировать способы описания и обозначения технологических решений в области добычи ТНГР. Масштабируемость системы обработки данных должна быть обеспечена для эффективной работы с большими объемами информации, связанными с добычей ТНГР.

2. Открытый доступ к информации для всех участников (принципы открытости "Open Source"):

Принцип открытости играет ключевую роль в создании платформы межрегионального обмена данными по ТРИЗ. Публичный доступ к экономико-технологическим данным позволяет широкому кругу участников получать информацию и совместно работать над разработкой инновационных решений. Особенность принципа заключается в градации доступа к данным, для исключения распространения конфиденциальных и корпоративных данных. Использование открытых стандартов и протоколов обеспечивает совместимость и упрощает доступ к данным.

3. Информационная безопасность на основе технологии «Blockchain»:

---

<sup>1</sup> \* - JSON (JavaScript Object Notation) — текстовый формат данных, который используется для структурирования и обмена данными между сервером и клиентом или между различными приложениями. Данные, представленные в формате JSON, легко читаются как людьми, так и машинами, и могут быть легко преобразованы в объекты для программных языков, таких как JavaScript, Python, Java и многих других.

Внедрение технологии Blockchain на платформе межрегионального обмена данными по добыче ТНГР обеспечивает надежность сохранения и передачи данных, что значимо для информации, связанной с патентами и нематериальными активами компаний. Транзакции записаны в цепочке блоков и невозможно будет удалить или изменить прошлые записи, что обеспечивает интегрируемость информационных баз данных. Децентрализация системы, базирующейся на Blockchain, обеспечивает устойчивость и уменьшает риск сбоев в работе межрегиональной платформы. Кроме того, возможность использования смарт-контрактов на базе Blockchain позволяет автоматизировать и облегчить процесс обмена данными и совершения сделок между участниками.

#### 4. Принципы заключения сделок по системе "smart"-контракты:

Внедрение принципов заключения сделок с использованием смарт-контрактов на платформе ТРИЗ обеспечивает высокую степень автоматизации и надежности. Смарт-контракты позволяют участникам автоматически исполнять условия соглашений, сокращая необходимость долгих процедур и устраняя риски невыполнения обязательств. Такие контракты хранятся в Blockchain, обеспечивая прозрачность и надежность сделок. Это содействует уменьшению риска и повышению доверия между участниками, что является важным фактором для успешного обмена экономико-технологическими данными в области добычи ТРИЗ.

Через подобный вид платформы можно стандартизировать методы исследования и добычи, что способствует созданию унифицированных методов и оборудования, снижая тем самым затраты. Они также могут служить площадкой для общего финансирования научно-исследовательских проектов, в которых участвуют разные страны или регионы, что увеличивает шансы на их успешное завершение. [71]

Стандартизация данных предусматривает создание универсальных форматов и протоколов для эффективного обмена информацией, а также установление стандартов качества и безопасности. Открытый доступ к информации гарантирует



прозрачность и участие всех заинтересованных сторон. При этом использование технологии блокчейн обеспечивает надежность и неизменность данных.

Принципы гибкости и модульности архитектуры (variable structure) обеспечивают быструю адаптацию системы к новым условиям и интеграцию новых модулей. Кроссплатформенный подход позволяет учесть множество аспектов от экономических до экологических. Экономическая устойчивость системы может быть обеспечена через создание совместных инвестиционных механизмов и фондов. Соблюдение норм комплаенса и регуляции, в том числе международных, обеспечивает юридическую чистоту и устойчивость работы платформы, в том числе на принципах работы «умных» контрактов. Безопасность данных и их конфиденциальность требуют внедрения соответствующих технологических и организационных мер. Многоуровневая структура участников, включающая государственные, частные и научные организации, обеспечивают максимальное представительство интересов. Принципы прозрачности и отчетности предполагают разработку механизмов мониторинга и регулярного информирования всех участников.

Важным аспектом является возможность для регулирующих органов власти участвовать в процессе, производя мониторинг экологических норм и стандартов безопасности.

Платформы для межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче ТНГР могут стимулировать международное сотрудничество, привлекая к проектам экспертов и инвесторов даже в условиях геополитической нестабильности. Этот интегрированный подход увеличивает коллективную эффективность усилий по добыче трудноизвлекаемых углеводородов и способствует обеспечению энергетической безопасности на глобальном уровне.

Таким образом, создание и функционирование этих платформ представляют стратегическую важность для современного энергетического комплекса, обеспечивая устойчивое и эффективное использование ресурсов, стимулирование инноваций и поддержание глобальных партнерских отношений. [77]

Выделенные проблемы:

- Отсутствие платформенного подхода при координации нефтегазовых проектов со стороны государства;
- конфликт между государством и недропользователем в выборе оптимальных технологий интенсификации добычи и соблюдением баланса между экономическим и экологическим эффектами.

Методы, которые успешно применяются на месторождениях Баженовской формации, представляют интерес и для будущих нефтегазовых инициатив в Восточной Сибири. Кроме того, стимуляция инновационной активности в области сложно извлекаемых углеводородов может дать толчок к возрождению проектов на Арктическом континентальном шельфе. Изучены известные запасы нефти, которые обеспечат стабильный экспорт на ближайшие 18-20 лет, а также запасы природного газа, достаточные как минимум на 32-35 лет при текущем объеме добычи. [80]

Стоит подчеркнуть, что в недалеком будущем лишь те страны смогут успешно участвовать в нефтегазовой конкуренции, которые активно внедряют инновации. Это позволит не только эффективно добывать «проблемные» углеводороды, но и снизит финансовые пороги для новых проектов даже в условиях волатильности цен на энергетические ресурсы.

Относительно разработки технологий для месторождений ТНГР полезно ориентироваться на американский опыт в поддержке мелких нефтегазовых предприятий, активных на сланцевых полях. Государство может создать автономную платформу для обмена знаний и технологий с участием как государственных, так и частных инвесторов. Крупные энергетические компании смогут интегрировать наиболее обещающие решения в свои технологические процессы.

Также рассмотрена возможность стимулирования научно-технических исследований через налоговые льготы для проектов, в которых преобладают ТНГР. В то время как для «легких» запасов налоги могут быть увеличены. По примеру Европейского Союза, США и Канады подобный подход уже доказал свою эффективность на мировой арене.

Платформы обмена научной информацией играют важную роль в нефтегазовом комплексе, так как они обеспечивают специалистов доступом к последним исследованиям, технологическим инновациям, а также возможностями коллаборации. Автор составил универсальную модель на основе ряда ключевых особенностей:

1. **Основные функции:**

- Публикация научных статей и исследований;
- Обмен данными и методиками исследований;
- Форумы и семинары для обсуждения актуальных вопросов;
- Возможность коллаборации и совместной работы над проектами.

2. **Локальные платформы.** В разных странах могут быть созданы свои платформы для обмена научной информацией, адаптированные под местные особенности и потребности.

3. **Технологическая интеграция.** Современные платформы предоставляют API и другие интеграционные инструменты для взаимодействия с другими системами и платформами.

4. **Безопасность и конфиденциальность.** В связи с чувствительностью некоторых данных платформы предоставляют средства защиты информации и инструменты управления правами доступа.

5. **Обучение и развитие.** Многие платформы предлагают курсы, вебинары и другие образовательные материалы для профессионального развития специалистов.

6. **Интерактивные инструменты** - инструменты для моделирования, визуализации данных и др., которые помогают исследователям и инженерам в анализе и интерпретации данных.

7. **Социальные и коллаборативные инструменты.** Форумы, чаты, системы комментирования позволяют ученым обсуждать исследования, задавать вопросы и налаживать профессиональные контакты.

Интеграция таких платформ в рабочий процесс компаний нефтегазового комплекса позволяет ускорить научные исследования, оптимизировать разработку новых технологий и повысить эффективность работы специалистов.

Также при формировании платформы был изучен опыт Баженовской платформы - шеринга данных между компаниями, занимающимися разработками НИОКР для эффективного извлечения сырья Бажена. Однако с 2021 года данная платформа не имеет активного развития из-за узкой специализированности на запасах Баженовской свиты, которые имеют аномалии в геологической структуре, что делает затруднительным проецирование информации между скважинами. Аномальность заключается в том, что при одинаковых геологических и технических условиях, нефтеотдача и давление скважин может различаться на более чем 50%. Поэтому текущие унифицированные эконометрические модели не актуальны для данной территории.

При формировании платформы межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче трудных запасов нефти стоит учитывать более детализированный список принципов, углубленно рассматривающих каждый из аспектов платформы:

1. **Целостность и доступность:**

- **Интеграция различных источников данных.** Способность к интеграции разнообразных источников информации для формирования максимально полного представления.

- **Гибкая система прав доступа.** Создание разных уровней доступа коммерческих структур, государственных институтов и научных формирований, позволяющих определить, какие данные могут быть доступны различным категориям пользователей.

2. **Безопасность и конфиденциальность:**

- **Многоуровневая защита.** Введение нескольких уровней безопасности для разных категорий данных.

- **Аудит и мониторинг.** Отслеживание и анализ активности на платформе для обеспечения безопасности данных.

### 3. **Стандартизация и унификация:**

- **Кроссплатформенность.** Обеспечение совместимости данных с различными программными решениями и платформами.

- **Адаптация к международным стандартам.** Обеспечение соответствия данным международным стандартам и нормам.

### 4. **Актуальность и обновляемость данных:**

- **Автоматизированный сбор данных.** Внедрение систем автоматического сбора и обновления данных из различных источников.

- **Валидация и верификация.** Проверка достоверности и актуальности информации перед ее публикацией на платформе.

### 5. **Коллаборативные функции:**

- **Модули совместной работы.** Возможность для пользователей создавать рабочие группы, обсуждать и анализировать данные вместе.

- **Инструменты визуализации** - графики, диаграммы и другие инструменты для наглядного представления данных.

### 6. **Обратная связь и поддержка пользователей:**

- **Динамичные опросы и анкеты.** Сбор обратной связи от пользователей для улучшения качества платформы.

- **Семинары и вебинары.** Организация онлайн-мероприятий для обучения пользователей и обсуждения важных вопросов.

### 7. **Обучение и интеграция:**

- **Онлайн-курсы.** Разработка курсов для обучения пользователей особенностям работы с платформой и данными по добыче трудных запасов нефти.

- **Интеграция с внешними системами.** Предоставление API и других инструментов для интеграции платформы с другими ИТ-решениями.

### 8. **Прозрачность и отчетность:**

- **Публичные отчеты.** Регулярное публикация отчетов о деятельности платформы, использованных источниках данных и достигнутых результатах.

- **Прозрачные механизмы финансирования.** Открытость информации о способах финансирования и экономической модели платформы.

Интеграция различных источников данных и гибкая система прав доступа являются краеугольным камнем для создания целостной и доступной платформы. Они не только обеспечивают широкий охват информации, но и позволяют различным категориям пользователей получать те данные, которые им нужны. Безопасность и конфиденциальность критически важны для обеспечения доверия пользователей. Многоуровневая защита и системы аудита и мониторинга активности помогают в этом.

Стандартизация и унификация данных также играют ключевую роль. Обеспечение кроссплатформенности и соответствия международным стандартам упрощает процесс интеграции и сотрудничества на межрегиональном и международном уровнях. Актуальность и обновляемость данных обеспечиваются через автоматизированный сбор и системы валидации и верификации, что критически важно для принятия оперативных и обоснованных решений.

Коллаборативные функции, такие как модули для совместной работы и инструменты визуализации, добавляют дополнительную ценность, позволяя пользователям эффективно анализировать данные и принимать коллективные решения.

Прозрачность и отчетность, осуществляемые через регулярные публичные отчеты и открытую модель финансирования, добавляют слой доверия и позволяют всем заинтересованным сторонам оценить эффективность и надежность платформы.

Соблюдение этих принципов позволит создать универсальную платформу, способную стать основой для межрегионального и международного сотрудничества в области добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Основными характеристиками для модели платформы являются:

### **1. Потенциальная прибыль проекта:**

Прибыль = (Цена на углеводороды × Количество баррелей) –  
Общая стоимость

**2. Коэффициент реализации в (технологическая база)  
OilDevelopmentSystem классе:**

$$K_p = 1 * (1 + \text{КД}) * \left(\frac{1}{12}\right)$$

где  $K_p$  = Коэффициент реализации, представляет собой корректирующий множитель, который учитывает ставку дисконтирования (КД). Ставка дисконтирования, рассчитываемая как установленная потенциальная доходность на инвестированный капитал или средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

**Чистая приведенная стоимость (NPV) в коэффициенте (технологическая база) «OilDevelopmentSystem» классе:**

Формула 1.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1 + \text{discountrate})^{t/12}} - investment$$

где  $CF_t$  — денежный поток в момент времени  $t$  (месяц),  $T$  — общее число периодов. Для вычисления используется итеративный метод, в котором накопительный денежный поток рассчитывается, пока не станет больше или равен нулю.

$$investment_{regionindex} = \frac{NPV + investments}{investments}$$

Где,  $investment_{regionindex}$  = индекс доходности инвестиций для определенного региона или проекта. NPV = Чистая приведенная стоимость (Net Present Value), Investments = общий объем инвестиций в проект.

В основе использован проект со схожими характеристиками, тестируемый на проекте платформы Бажен с учетом новых условий функционирования НГК России.

**Период окупаемости в (технологическая база) OilDevelopmentSystem классе.**

Для этого используется итеративный метод, в котором накопительный денежный поток вычисляется, пока не станет больше или равен нулю:

- Кумулятивный денежный поток = - инвестиции;

- Кумулятивный денежный поток = + денежный поток за месяц.

В основе использован реальный проект со схожими характеристиками, тестируемый на проекте платформы Бажен с учетом новых условий функционирования НГК России (табл.15).

Таблица 15.

Этапы создания проекта на межрегиональной платформе обмена экономико-технологической информацией по добыче трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов

Этапы	Проект межрегионального кластера	Временная шкала
<b>Этап 1:</b> Начальный этап	<b>Регион №1</b> и <b>Регион №2</b> присоединение к платформе обмена экономико-технологическими данными. <b>Регион №1</b> производственная стоимость 50, индекс рентабельности 1.2 и запасами в 10,000. <b>Регион №2</b> производственная стоимость 45, индекс рентабельности 1.3 и запасы 8,000.	<b>Год 1: Стартовый этап и сбор данных</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Регион №1 и Регион №2 присоединяются к платформе.</li> <li>• Собираются начальные данные по затратам, индексу рентабельности и запасам.</li> </ul> <i>Исследование и разработка</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проводятся исследования для разработки новых технологий с учетом коммерческих наработок и государственных научных систем.</li> <li>• Регионы предоставляют отчеты о текущих методах добычи и их эффективности.</li> </ul>
<b>Этап 2:</b> Интеграция технологий	<b>Регион №1</b> использует метод ГРП с эффективностью 0.9 и низким экологическим воздействием. <b>Регион №2</b> использует метод МГРП с эффективностью 0.85 и умеренным экологическим воздействием.	<b>Год 2: Внедрение первой инновации</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Объединение данных происходит на основе технологии шеринга (Big Data), которая снижает производственные затраты на 5% и увеличивает эффективность на 5%.</li> <li>• Оба региона решают применить эту инновацию.</li> </ul> <i>Оценка эффективности</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Анализируется влияние инновации на производственные затраты и рентабельность.</li> <li>• Регионы делятся данными и выводами на платформе.</li> </ul>
<b>Этап 3:</b> Интеграция инновационных решений	Реализация технологии нейросетевой оптимизации скважин, которая снижает производственные затраты на 5% и увеличивает эффективность на 5%.	<b>Год 3: Внедрение второй инновации</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Появляется вторая инновация - 2 фазная интенсификация. Используется вторая технология повышения эффективности плазменно-импульсного воздействия (ПИВ), которая снижает экологическое</li> </ul>



Этапы	Проект межрегионального кластера	Временная шкала
		<p>воздействие и увеличивает эффективность на 3%.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Оба региона внедряют тестовую модель инновации на скважинах при помощи действующих НГК.</li> </ul> <p>Расширение и сотрудничество</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>К платформе присоединяются еще два региона.</li> <li>Начинается фаза активного сотрудничества и обмена данными между всеми регионами.</li> </ul>
<p><b>Этап 4:</b> Применение технологий и комбинация технологических решений</p>	<p><b>Регион №1 и Регион №2</b> применяют новую технологию. Производственные затраты и индекс рентабельности каждого региона обновляются на основе параметров новой инновации.</p>	<p>Стратегическое планирование</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>На основе данных последних лет регионы создают стратегии развития на следующие 5 лет.</li> </ul>
<p><b>Этап 5:</b> Анализ и отчетность</p>	<p>Данные по каждому региону экспортируются в формате JSON для дальнейшего анализа и принятия управленческих решений.</p>	<p><b>Год 4:</b> Обновление и диверсификация</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Внедряются новые инновации, проводятся корректировки стратегий.</li> <li>Регионы сравнивают эффективность разных подходов и корректируют свои методы.</li> </ul>
<p><b>Результаты 1-го цикла</b></p>	<p>Производственная стоимость <b>Регион №1</b> снизится с 50 до 47.5 (<math>50 * 0.95</math>), а индекс рентабельности увеличится с 1.2 до 1.26 (<math>1.2 * 1.05</math>).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Производственная стоимость <b>Регион №2</b> снизится с 45 до 42.75 (<math>45 * 0.95</math>), а индекс рентабельности увеличится с 1.3 до 1.365 (<math>1.3 * 1.05</math>).</li> </ul> <p>Таким образом, кластер сможет снизить производственные затраты и повысить эффективность процессов, что будет положительно сказываться на экономике каждого региона, в частности, и на общем уровне развития кластера.</p>	<p>Развернутая имитация развития кластера</p> <p><b>Итоговые результаты:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>За 4 года производственные затраты и индекс рентабельности каждого региона значительно улучшились.</li> <li>Благодаря сотрудничеству и обмену данными регионы смогли оптимизировать свои процессы и повысить эффективность.</li> </ul>

Источник: составлено автором.

При анализе оба региона продемонстрировали различные стартовые условия. Регион №1 имел немного большую производственную стоимость и меньший

индекс рентабельности по сравнению с Регионом №2. Однако их сотрудничество и интеграция технологий МГРП и ПИВ создали благоприятные условия для внедрения инновационных методов, таких как нейросетевая оптимизация скважин.

Эта инновация привела к существенным улучшениям в производственных показателях обоих регионов. Производственные затраты снизились на 5% в каждом регионе, повышая тем самым их конкурентоспособность и экономическую эффективность. Помимо этого, индекс рентабельности каждого региона также увеличился на 5%, что указывает на повышенную эффективность операций.

Совместная работа Региона №1 и Региона №2 в рамках платформы обмена данными демонстрирует улучшение экономической эффективности каждого региона и подтверждает возможность успешного межрегионального сотрудничества в области добычи ТНГР. Проект может быть использован как модель для дальнейшего расширения и интеграции с другими регионами, стремящимися к оптимизации своих производственных процессов и экономической эффективности.

В последние годы значимость межрегионального сотрудничества в области добычи углеводородов, особенно трудноизвлекаемых, растет на фоне увеличения глобальных геополитических вызовов и санкционных ограничений. Платформа для межрегионального обмена экономико-технологическими данными может служить ключевым инструментом для стимулирования инноваций, оптимизации производственных процессов.

Основные принципы формирования такой платформы включают в себя стандартизацию данных, открытый доступ к информации для всех участников и механизмы для применения и оценки эффективности новых технологий и методик. Внедрение инноваций в производственный цикл, как показывает имитационная модель, может привести к снижению производственных затрат и повышению индекса рентабельности, что весьма актуально для добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Ключевым аспектом является совместное использование данных и знаний, что позволяет не только ускорить темпы внедрения инноваций, но и снизить риски,

связанные с их адаптацией. Такое сотрудничество способствует созданию общих стандартов и методик, что упрощает процесс взаимодействия и позволяет использовать общие метрики для оценки эффективности.

Не менее важным является и экологический компонент. Совместное использование данных о воздействии различных методов добычи на окружающую среду может стимулировать разработку и внедрение более «зеленых» технологий.

В заключение возможно подчеркнуть, что создание эффективной платформы для межрегионального обмена данными требует комплексного подхода, включающего в себя: технологические, экономические и экологические аспекты. Только такое сотрудничество может обеспечить долгосрочную устойчивость и эффективность процесса добычи трудноизвлекаемых углеводородов, отвечая при этом современным экологическим и экономическим вызовам.

### **3.3. Рекомендации по повышению экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов**

Повышение экономической эффективности добычи ТНГР требует применения инновационных подходов, адаптации современных технологий и глубокого анализа экономической ситуации. Учитывая сложившиеся внешние и внутренние условия, а также динамику развития мировой энергетики, разработка конкретных рекомендаций по повышению эффективности становится не только актуальной, но и стратегически важной задачей для российского НГК. В данной части представлен комплекс мер и предложений, направленных на оптимизацию процессов и увеличение экономической отдачи от добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Снижение себестоимости добычи углеводородов стоит в центре усилий по эффективному развитию нефтегазового комплекса. Экономика любого производственного процесса опирается на принцип оптимизации затрат, и добыча углеводородов не является исключением. В условиях постоянной конкуренции на

мировом рынке, где цены на нефть и газ могут значительно колебаться, контроль над себестоимостью становится решающим фактором успешности компании. [35]

При снижении затрат на добычу, предприятиям удастся обеспечивать высокую рентабельность даже при низких ценах на рынке, что делает их более устойчивыми к экономическим шокам. Это также позволяет компаниям реинвестировать прибыль в исследования и разработку, открывая двери для новых инноваций и технологий, которые в долгосрочной перспективе могут дальше снизить себестоимость и улучшить эффективность добычи (табл. 16).

Таблица 16.

Предложения для формирования экономически эффективной добычи ТНГР в России

Направление	Достижимый эффект
Инвестиции в формирование технологического суверенитета добычи ТНГР и стимулирование малого бизнеса в сфере инновационного развития НГК	Снижение зависимости от иностранных технологий (достижение технологического суверенитета) влияет на себестоимость добычи сырья, а также предоставляет возможность использовать более широкий спектр технологий при добыче ТНГР, малый бизнес является эффективным инструментом внедрения и реализации ряда инновационных технологий и решений, способствующих повышению экономической эффективности добычи ТНГР.
Применение нейросетевых инструментов анализа геологоразведочных данных	Применение нейросетевых инструментов при проведении геологоразведочных работ для минимизации человеческого фактора и ошибок при отборе ключевых технологий интенсификации добычи.
Анализ воздействия инструментов интенсификации добычи на работу различных типов скважин с подтвержденными запасами ТНГР	Инструменты применяются на всех этапах разработки скважины: от геологоразведки до интенсификации добычи различными, в том числе комбинированными технологиями. (ГРП, включая многостадийный (МГРП)), технологий плазменно-импульсного воздействия (ПИВ). Также предложен понижающий коэффициент, исходя из инвестиций компании в НИОКР по добыче ТНГР, занесение в учет косвенных расходов при расчете налога. А также введена в программу возможность применения «Экологического сбора» для компаний при получении прибыли после интенсификации добычи на месторождениях.
Программа	Использование созданной программы с основными параметрами оптимизации работы скважины на основе средств интенсификации добычи и комбинирования методов интенсификации добычи с наименьшим негативным экологическим воздействием на окружающую среду. Полученные результаты продемонстрировали возможность оптимального подбора технологий для повышения экономической эффективности добычи, а также потенциал

	применения технологии на различных по свойствам, территории, условиям добычи и прочим факторам скважинах.
Межрегиональная платформа	Предложены этапы развития, а также принципы функционирования эффективной платформы, подчеркивая ее важность для российской и мировой нефтегазовой промышленности. На основе платформы происходит взаимодействие государства и недропользователя. Прорабатывается интегрированный подход с возможностью использования программы как одного из инструментов платформы межрегионального обмена данных в области исследований особенностей добычи ТНГР.

Источник: составлено автором.

Таблица 16 представляет набор мер, направленных на повышение экономической эффективности и устойчивости добычи трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов (ТНГР) в России. В таблице выделены пять ключевых направлений, каждое из которых соответствует определенному достигаемому эффекту.

Среди них инвестиции в формирование технологического суверенитета добычи углеводородов, которые направлены на снижение зависимости от иностранных технологий и уменьшение себестоимости добычи. Это также позволяет расширить технологический спектр в области добычи ТНГР. Применение нейросетевых инструментов в геологоразведочных процессах позволяет минимизировать человеческий фактор и ошибки при выборе технологий интенсификации добычи. Введение инструментов налогового стимулирования, включая понижающие коэффициенты, основанные на инвестициях в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, способствует инвестиционной активности.

Создание модели программы включает разработку и апробацию программы на ряде российских скважин, что позволяет оптимально подобрать технологии для повышения экономической эффективности добычи. Предложены ключевые принципы создания эффективной платформы, подчеркивающие ее значимость для российской и мировой нефтегазовой промышленности. В целом эти меры рекомендуют себя как комплексный подход к решению задачи эффективного освоения трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов.

Для формирования модели оценки технологического потенциала снижения себестоимости добычи углеводородов на скважинах произведена выборка из ряда российских месторождений (табл. 17.)

Выборка по скважинам представляет собой сумму опытных оценок из четырех разных месторождений. Предполагая, что это опытная оценка  $i$ -й скважины, то есть целевая переменная модели, которая включает в себя различные показатели эффективности добычи углеводородов, такие как себестоимость добычи на данной скважине, уровень дебита, коэффициент извлечения нефти после интенсификации и другие переменные,  $X_i$ — это вектор характеристик для этой скважины. Модель представлена следующим образом:

Формула 2.

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik} + \epsilon_i$$

где  $\epsilon_i$  — случайная ошибка,  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_k$  — параметры оцениваемой модели.

$$\min \sum_{i=1}^n (y_i - (\beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik}))^2$$

Для выборки по скважинам:

- $n=20$ ,
- 4 группы месторождений, оценка проводилась для каждой из 5 скважин с учетом изменений применяемой технологии интенсификации добычи.

В указанной модели параметры  $\beta_x$  представляют собой коэффициенты, которые определяют влияние соответствующих экзогенных переменных на зависимую переменную  $y_i$ . Технологическое развитие ( $\beta_0$ ) измеряет влияние использования технологической интенсификации на экономическую эффективность. Повышение давления и нефтеотдачи скважины методом ГРП ( $\beta_1$ ). Использование ПИВ для очистки скважины и интенсификации добычи ( $\beta_2$ ). Вторичное использование ГРП (МГРП) для повышения проницаемости скважины ( $\beta_k$ ). МГРП может использоваться несколько раз на скважине для достижения оптимального эффекта.

Таблица 17.

Оценка экономической эффективности разработки ТНГР в зависимости от инвестиций в методы интенсификации добычи

Метод оценки: метод наименьших квадратов. Выборка по скважинам: 1-20 – 5х1 (опытная оценка Арктических месторождений) + 5х1 (опытная оценка месторождений Баженовской свиты) +5х1 (опытная оценка месторождений Восточной Сибири) + 5х1 (опытная оценка месторождений Западной Сибири)				
Показатель	Расчетный коэффициент	Стандартная ошибка	Оценка значимости средних величин	Вероятность ошибки
Комбинирование методов интенсификации добычи	1,66021	0,12827	11,49303	0,0013
Интенсификация добычи методом ГРП	1,19722	0,01839	15,23044	0,0012
Интенсификация добычи методом ПИВ	1,24687	0,00382	14,56879	0,1501
Снижение себестоимости добычи 1 барреля нефти	1,19840	0,01123	14,23953	0,1809
Свободный коэффициент	0,08711	0,01339	4,09481	0,0323
Коэффициент детерминации	0,49627	Стандартное отклонение переменной		0,43224

Источник: составлено автором по данным Приложения 7.

При проведении корреляционного исследования были проанализированы отчеты о добыче из 20 скважин: опытная оценка Арктических месторождений, опытная оценка месторождений Баженовской свиты, опытная оценка месторождений Восточной Сибири, опытная оценка месторождений Западной Сибири. В качестве показателя технологического прогресса были использованы параметры стандартной разработки скважины и затраты на дополнительные исследования месторождений с целью выбора наиболее эффективного метода добычи, включая применение специализированных технологий геоанализа и добычи.

Таким образом, каждая единица вложений в комбинированный метод интенсификации добычи ТНГР в среднем увеличивает доход от использования данного метода в 1,66 раза. Первым применяется метод ГРП (МГРП), в последствии происходит очистка скважины методом ПИВ. Применение метода

ГРП, включая технологию МГРП, увеличивает средний доход в 1,197 раза. Плазменно-импульсное воздействие увеличивает дополнительный доход на единицу затрат в 1,246 раза.

На основе Таблицы 17 было проведено дополнительное исследование, в котором объединены данные по технологиям усиления добычи и общему индексу технологического развития, учитывая зависимость от динамики цен на марку «Urals» и ее влияние на общую прибыль проекта (табл. 18).

Таблица 18.

Матрица корреляционных пар показателей цены на нефть марки «Urals» технологии интенсификации добычи и прибыли от разработки скважин с ТНГР

Выборка по скважинам: 1-20 – 5х1 (опытная оценка Арктических месторождений) + 5х1 (опытная оценка месторождений Баженовской свиты) + 5х1 (опытная оценка месторождений Восточной Сибири) + 5х1 (опытная оценка месторождений Западной Сибири)			
	Стоимость цены на баррель «Urals»	Технологии интенсификации добычи и разработки ТРИЗ	Прибыль
Технологии интенсификации добычи и разработки ТНГР: ГРП (МГРП), ПИВ	0.6322	1.0000	
	9.4939	-----	
	0.0000	-----	
Прибыль	0.9156	0.8436	1.0000
	4.4654	11.5645	-----
	0.2310	0.0000	-----

Источник: составлено автором по данным Приложения 7 и Таблицы 17.

Согласно данным Таблицы 18, можно сделать вывод о том, что изменения цены нефти значительно влияют на применение технологий интенсификации добычи ТНГР: ГРП (МГРП) и ПИВ (0,8436). При анализе показателей прибыли и цены на нефть есть вероятность ошибки (0,2310), что указывает на наличие небольшого количества исключений (Рисунок 7.), когда при изменении цен прибыль на месторождении не снижалась. Оценка выборки по скважинам демонстрирует положительные технические и экономические показатели. При относительно низких операционных и инвестиционных затратах проект показывает высокую экономическую эффективность.



Умеренная корреляция между технологическим показателем и стоимостью нефти объясняется дополнительными инвестициями в НИОКР, которые делаются компаниями из чистой прибыли, помимо заложенных в бюджет показателей, которые менее подвержены волатильности цен.

Для формирования модели также были изучены данные международного использования метода ГРП и МГРП, а также ПАВ (химически-активные вещества) исходя из следующих параметров:

1. **API Gravity** — мера плотности нефти. Она измеряется в градусах API. Чем выше градус API, тем легче нефть. Например, нефть с градусом API 30 легче, чем нефть с градусом API 20.

2. **Содержание серы** — процентное содержание серы в нефти. Нефть может быть категоризирована как «легкая», если содержание серы в ней меньше 0.5% и «кислая», если содержание серы в ней больше 0.5%.

3. **Вязкость** — мера сопротивления течению. Вязкость нефти может варьироваться в широких пределах и влияет на скорость, с которой нефть может быть извлечена и транспортирована.

4. **Содержание попутных веществ** — процентное содержание различных примесей в нефти, таких как: вода, песок и другие материалы. [58, С.340]

Специфические характеристики, такие как «API Gravity», «Содержание серы», «Вязкость», «Содержание попутных веществ», будут отличаться для каждой из этих марок.

На основе выведенных показателей формируется программа для определения и подбора технологий интенсификации добычи, включая 2-стадийную модель комбинирования технологий интенсификации добычи и изучения экономического эффекта, влияющего на окупаемость проекта.

Для создания программы был введен ряд классов и показателей:

### **Месторождение (Oil Field)**

Класс рассматривает различные финансовые параметры месторождения, такие как: стоимость оборудования, логистики, оплаты труда, сырья и другие

расходы. Он также учитывает текущую стоимость нефти и «технологический фактор», который может быть использован для моделирования эффекта внедрения новых технологий на общую стоимость.

### **Технологии (Technology)**

Он содержит параметры для конкретной технологии, которая может быть внедрена на месторождение, включая в себя: стоимость внедрения, увеличение эффективности и снижение стоимости добычи.

### **Разработка совокупной экономической модели (OilDevelopmentSystem)**

Данный класс объединяет все вышеупомянутые параметры и добавляет дополнительные экономические показатели, такие как NPV (Чистая Приведенная Стоимость), срок окупаемости и индекс доходности. Также проводится расчет этих показателей на основе предоставленных данных.

### **Расширенный анализ формул:**

1. **Общая стоимость разработки месторождения (total\_cost).** Формула объединяет все основные переменные затрат и умножает их на «технологический фактор».

2. **Стоимость добычи одной баррели нефти (cost\_per\_barrel)** дает представление о том, как затраты распределяются на единицу продукции, что является ключевым показателем эффективности.

3. **Прибыль от добычи (calculate\_profit).** Помимо учета затрат и доходов формула предоставляет общий показатель эффективности операций на месторождении.

4. **Расчет чистого дисконтированного дохода (calculate\_NPV).** Показатель учитывает временную стоимость денег и является одним из наиболее общепринятых методов оценки инвестиционных проектов.

5. **Расчет срока окупаемости инвестиций (calculate\_payback\_period).** Срок окупаемости — время, необходимое для возврата инвестированных средств.

6. **Расчет индекса доходности инвестиций (calculate\_investment\_index).** Показатель является относительной мерой

рентабельности инвестиций и используется для сравнения различных инвестиционных возможностей.

Вышеприведенные показатели являются значимыми для комплексного анализа экономической эффективности разработки нефтяных месторождений. Они могут быть использованы для сценарного анализа, планирования бюджета, а также для принятия решений о внедрении новых технологий или расширении операций.

На основе полученных данных сформирован код, классифицирующий технологии интенсификации добычи на месторождении с учетом оптимальных методов улучшения нефтеотдачи.

## 1. Классы и их методы:

### а. Месторождение:

- Класс описывает нефтяное месторождение с различными параметрами затрат и ценой нефти.
- Метод **total\_cost** рассчитывает общие затраты на месторождение, учитывая каждый параметр затрат.
- Метод **cost\_per\_barrel** рассчитывает затраты на производство одного барреля нефти.
- Метод **implement\_technology** вносит изменения в структуру затрат месторождения на основе параметров технологии.
- Метод **calculate\_profit** рассчитывает прибыль месторождения, учитывая количество проданных баррелей и общие затраты.
- Метод **change\_oil\_price** позволяет изменить текущую цену нефти.

### б. Технология:

- Класс описывает технологию, которая может быть внедрена в нефтяное месторождение.
- У технологии есть стоимость внедрения, коэффициент увеличения эффективности и коэффициент снижения затрат.

## 2. Создание объекта месторождения

- Создается объект **new\_field** класса **OilField** с определенными начальными параметрами затрат и ценой нефти.

3. **Вывод начальных данных**
  - Выводятся начальные данные по количеству баррелей, цене нефти и общим затратам.
4. **Расчет прибыли до внедрения технологии**
  - Рассчитывается и выводится прибыль от продажи нефти до внедрения какой-либо технологии.
5. **Создание объекта технологии**
  - Создается объект **tech1** класса **Technology** с определенными параметрами.
6. **Внедрение технологии в месторождение**
  - Происходит внедрение технологии **tech1** в месторождение. Внедрение увеличивает количество добычи баррелей и изменяет структуру затрат.
    - После внедрения технологии выводятся новые данные по количеству баррелей и общим затратам.
7. **Изменение цены на нефть**
  - Цена на нефть изменяется (в данном случае она остается прежней) и выводится на экран.
8. **Расчет прибыли после внедрения технологии**
  - Рассчитывается и выводится прибыль от продажи нефти после внедрения технологии.
9. **Сравнение прибыли до и после внедрения технологии**
  - Рассчитывается разница в прибыли до и после внедрения технологии и выводится на экран.

Таким образом, представленный код моделирует процесс добычи и продажи нефти на месторождении, позволяя учитывать влияние различных технологий интенсификации добычи на эффективность и структуру затрат.

Формула 3.

$$total_{cost} = (equipment_{cost} + logistics_{cost} + staff_{cost} + investment_{cost})$$

где **total\_cost**: Общие затраты или общая стоимость проекта.  
**equipment\_cost**: Стоимость оборудования **logistics\_cost**: Логистические затраты.

staff\_cost: Затраты на персонал. investment\_cost: Инвестиционные затраты. Это капитальные вложения в проект, такие как покупка недвижимости, строительство или модернизация оборудования (табл. 19).

Таблица 19.

Расчетные условия скважины для использования в программе (скважина №1)

Исходные технологические данные	Форма данных	Показатель (умноженный на 0.9)
Стартовый прирост суточной добычи нефти на скважину после применения технологии	т./сут.	6.21
Стартовый прирост суточной добычи жидкости на скважину	т./сут.	38.61
Темп падения добычи	%	43.2%
Среднегодовой прирост суточной добычи нефти на скважину после применения технологии	т./сут.	4.68
Среднегодовой прирост суточной добычи жидкости на скважину после применения технологии	т./сут.	28.53
Коэффициент эксплуатации скважин	% в год	85.5%
Технические потери при добыче нефти	% в год	1.8%
Кол-во дней в периоде		328.5
Производство дополнительных объемов нефти после применения технологии	т./год	1599.39
Производство дополнительных объемов жидкости после применения технологии	т./год	9657.72
Чистая выручка от реализации дополнительных объемов нефти	тыс. руб.	17003.79
Операционные затраты на добычу нефти	тыс. руб.	(341.01)
НДПИ	тыс. руб.	(9001.29)
Налог на прибыль	тыс. руб.	(1530.0)
Чистая прибыль	тыс. руб.	6120.09
Инвестиционные затраты	тыс. руб.	(988.29)
Чистый денежный поток	тыс. руб.	5131.71

Источник: составлено автором по данным Приложения 5 и [97].

Чистая выручка. Высокий уровень чистой выручки (18 893,1 тыс. руб.) положительно сказывается на экономической эффективности. Операционные затраты относительно низкие (-378,9 тыс. руб.), что также является плюсом. Инвестиционные затраты составляют -1 098,1 тыс. руб., что может облегчить вопросы финансирования. Чистый денежный поток положительный (5 701,9

тыс. руб.), что указывает на финансовую устойчивость и возможность дальнейшего развития.

Проект демонстрирует хорошие технические и экономические показатели. При относительно низких операционных и инвестиционных затратах проект показывает высокую экономическую эффективность. Однако необходимо учитывать высокий процент воды и налоговые отчисления (табл. 20).

Таблица 20.

### Программа моделирования улучшения работы скважины с использованием технологий интенсификации добычи

<pre>class OilField:     def __init__(self, initial_equipment_cost, logistics_cost, initial_staff_cost, raw_material_cost, other_expenses, oil_price):         self.equipment_cost = initial_equipment_cost         self.logistics_cost = logistics_cost         self.staff_cost = initial_staff_cost         self.raw_material_cost = raw_material_cost         self.other_expenses = other_expenses         self.oil_price = oil_price         self.technology_factor = 1     def total_cost(self):     return (self.equipment_cost + self.logistics_cost +         self.staff_cost + self.raw_material_cost +         self.other_expenses) * self.technology_factor     def cost_per_barrel(self, barrels):     return self.total_cost() / barrels     def implement_technology(self, cost_change, production_change):         self.technology_factor /= cost_change         return production_change     def calculate_profit(self, barrels):     return barrels * self.oil_price - self.total_cost()     def change_oil_price(self, new_price):         self.oil_price = new_price class Technology:     def __init__(self, implementation_cost, efficiency_increase, cost_reduction):         self.implementation_cost = implementation_cost         self.efficiency_increase = efficiency_increase         self.cost_reduction = cost_reduction</pre>	<pre>class OilDevelopmentSystem:     def __init__(self, development_duration, additional_oil_extraction, producing_wells, injection_wells, wells_for_drilling, investments, operational_costs):         self.development_duration = development_duration         self.additional_oil_extraction = additional_oil_extraction         self.producing_wells = producing_wells         self.injection_wells = injection_wells         self.wells_for_drilling = wells_for_drilling         self.investments = investments         self.operational_costs = operational_costs         self.discount_rate = 0.15         self.NPV = 0         self.payback_period = 0         self.investment_index = 0     def calculate_NPV(self, cash_flows):         discounted_cash_flows = [cf / ((1 + self.discount_rate)**(month/12)) for month, cf in enumerate(cash_flows, 1)]         self.NPV = sum(discounted_cash_flows) - self.investments     def calculate_payback_period(self, cash_flows):         cumulative_cash_flow = -self.investments         for month, cf in enumerate(cash_flows, 1):             cumulative_cash_flow += cf             if cumulative_cash_flow &gt;= 0:                 self.payback_period = month                 break     def calculate_investment_index(self):         self.investment_index = (self.NPV + self.investments) / self.investments</pre>
--	--

Источник: составлено автором.

В таблице 18 был сформирован программный код, при помощи которого возможно апробировать данные по технологиям интенсификации добычи исходя из экономических и статистических данных по скважинам и технологиям, использованных в эконометрической модели анализа потенциала инвестиций в

технологии интенсификации добычи. Автор, используя ранее приведенные данные в таблицах 17, 18, 19 получил результаты о потенциале использования методов интенсификации добычи на месторождениях. Из отобранных эконометрическим путем месторождений были использованы 5 месторождений для продолжительного анализа (срок 6 месяцев с момента применения технологий) и 15 месторождений в краткосрочном периоде (3 месяца с момента применения технологий). Первые три использованные скважины показали положительную динамику увеличения нефтеотдачи.

Класс «OilField» отвечает за хранение и расчет стоимости работы месторождения: затраты на оборудование, логистику, персонал, сырье и другие расходы. Этот класс также позволяет рассчитать прибыль от добычи нефти и изменить стоимость нефти.

Класс «Technology» отвечает за параметры новой технологии: стоимость внедрения, увеличение эффективности и сокращение затрат.

Класс «OilDevelopmentSystem» рассчитывает такие показатели, как: NPV (чистая приведенная стоимость), срок окупаемости и индекс доходности инвестиций (табл. 21).

Проанализировав информацию в части 2.3 настоящей работы, можно учесть дополнительные отчисления в государственный бюджет, который может быть введен при использовании традиционных технологий нефтедобычи, наносящих вред окружающей среде. С учетом опыта Канады, США, ЕС и ряда других стран, данный сбор устанавливается на разницу в прибыли до и после применения технологий интенсификации добычи в размере 1%.

Таблица 21.

Программа моделирования улучшения работы скважины с использованием технологий интенсификации добычи, учитывающий экологический сбор от применения технологий интенсификации добычи

<pre> class OilField:     def __init__(self, initial_equipment_cost, logistics_cost, initial_staff_cost, raw_material_cost, other_expenses, oil_price):         self.equipment_cost = initial_equipment_cost         self.logistics_cost = logistics_cost         self.staff_cost = initial_staff_cost         self.raw_material_cost = raw_material_cost         self.other_expenses = other_expenses         self.oil_price = oil_price         self.technology_factor = 1     def total_cost(self):         return (self.equipment_cost + self.logistics_cost + self.staff_cost + self.raw_material_cost + self.other_expenses) * self.technology_factor     def implement_technology(self, cost_change, production_change):         self.technology_factor /= cost_change         return production_change     def calculate_profit(self, barrels, initial_profit=0):         profit = barrels * self.oil_price - self.total_cost()         if initial_profit != 0:             environmental_fee = 0.03 * (profit - initial_profit)             return profit - environmental_fee         return profit     def change_oil_price(self, new_price):         self.oil_price = new_price class Technology:     def __init__(self, implementation_cost, efficiency_increase, cost_reduction):         self.implementation_cost = implementation_cost         self.efficiency_increase = efficiency_increase         self.cost_reduction = cost_reduction class OilDevelopmentSystem:     def __init__(self, development_duration, additional_oil_extraction, producing_wells, injection_wells, wells_for_drilling, investments, operational_costs):         self.development_duration = development_duration         self.additional_oil_extraction = additional_oil_extraction         self.producing_wells = producing_wells         self.injection_wells = injection_wells         self.wells_for_drilling = wells_for_drilling         self.investments = investments         self.operational_costs = operational_costs         self.discount_rate = 0.15         self.NPV = 0         self.payback_period = 0         self.investment_index = 0 </pre>	<pre>     def calculate_NPV(self, cash_flows):         discounted_cash_flows = [cf / ((1 + self.discount_rate)**(month/12)) for month, cf in enumerate(cash_flows, 1)]         self.NPV = sum(discounted_cash_flows) - self.investments     def calculate_payback_period(self, cash_flows):         cumulative_cash_flow = -self.investments         for month, cf in enumerate(cash_flows, 1):             cumulative_cash_flow += cf             if cumulative_cash_flow &gt;= 0:                 self.payback_period = month                 break     def calculate_investment_index(self):         self.investment_index = (self.NPV + self.investments) / self.investments # Демонстрация работы класса OilField и Technology new_field = OilField(initial_equipment_cost=1000000, logistics_cost=200000, initial_staff_cost=300000, raw_material_cost=200000, other_expenses=100000, oil_price=60) barrels = 100000 initial_profit = new_field.calculate_profit(barrels) tech1 = Technology(implementation_cost=50000, efficiency_increase=1.3, cost_reduction=0.7) barrels *= tech1.efficiency_increase new_field.implement_technology(tech1.cost_reduction, tech1.efficiency_increase) final_profit = new_field.calculate_profit(barrels, initial_profit) # Вывод результатов print(f"Initial barrels: {barrels}") print(f"Initial oil price per barrel: {new_field.oil_price}") print(f"Initial total cost: {new_field.total_cost()}") print(f"\nProfit before technology implementation: {initial_profit}") print(f"\nProfit after technology implementation and environmental fee: {final_profit}") </pre>
---	--

Источник: составлено автором.

Программа моделирует функционирование скважины №4 до и после применения технологий интенсификации добычи и рассчитывает экономические показатели при внедрении новых технологий.

Результаты апробации на тестовой скважине:



- После внедрения технологии количество доступных для извлечения баррелей увеличилось до 130000;
- 60 долл. США (цена за баррель нефти);
- 1.14 млн. долл. США (итоговая стоимость добычи с учетом технологии);
- 5 млн. долл. США (прибыль до внедрения технологии);
- 6.67 млн. долл. США (прибыль после внедрения технологии и с учетом экологических сборов);
- NPV: 132.68 млн. долл. США (чистая приведенная стоимость);
- Срок окупаемости инвестиций: 17 мес.;
- Индекс доходности инвестиций: 1.27 д. ед (рис. 20).

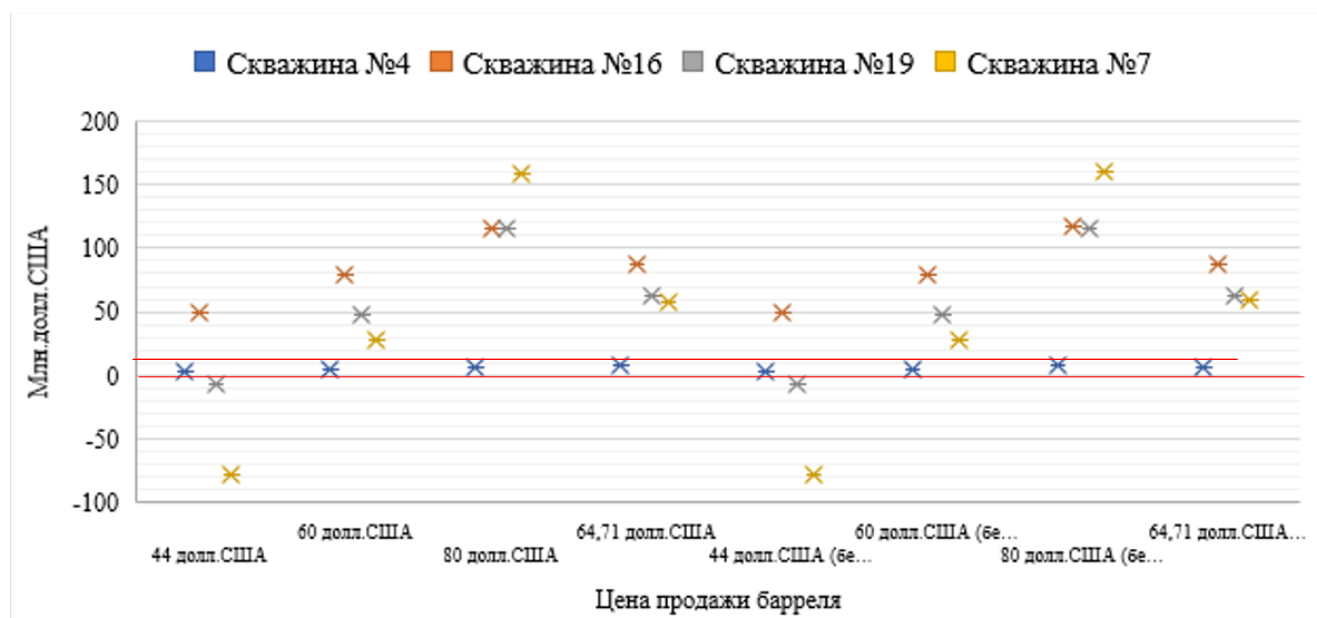


Рисунок 20. Апробация программы на скважинах каждой группы\* месторождений, прибыль/убыток в млн. долл. США при изменении цены на баррель нефти.

\*Баженовской свиты (Скважина №4), Восточной Сибири (скважина №7), Западной Сибири (скважина №16), Арктических месторождений (скважина №19). Показатели были приведены к долл. США для сопоставления с экспортными ценами.

Источник: составлено автором по данным Приложения 5.

Была проведена апробация программы на скважинах из каждой группы месторождений. При стабильных ценах выше 60 долл. США за баррель нефти была отмечена прибыль на всех проектах. При цене 44 долл. США (заложена в бюджете

России на 2022 год как порог отчислений в Фонд национального благосостояния скважина №7 и №19) продемонстрировали убыток, что связано с высокими затратами на разработку и интенсификацию добычи.

Выгода для государства и общества (использование экологического сбора влияет на доходы государства).

Скважина №4: стабильный источник дохода для государства через экологический сбор.

Скважина №16 и №7: большой потенциал для налоговых отчислений при высоких ценах на нефть.

Скважина №19: требуется государственная поддержка при низких ценах.

Экологический сбор является дополнительным финансовым инструментом, который может быть использован для компенсации экологического воздействия добычи нефти. Полученные государством средства могут быть направлены на восстановление экосистем, исследования в области устойчивой энергетики или другие экологические проекты.

Для компании экологический сбор является дополнительным расходом, который, снижает прибыльность нефтедобывающего проекта. Однако этот расход можно рассматривать и с другой стороны. Он предоставляет возможность для компании проявить социальную ответственность, инвестировав в экологическую устойчивость и увеличить отчисления в государственный бюджет, что, в свою очередь, может снизить сумму экологического сбора или даже привести к получению субсидий или налоговых льгот. Это добавляет дополнительный уровень сложности при расчете экономической выгоды от внедрения новых технологий, но также предоставляет возможность для компании проявить социальную ответственность, инвестировав в экологическую устойчивость и увеличить отчисления в государственный бюджет.

Использование данной модели в рамках платформы межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов может быть полезным в нескольких направлениях (табл. 22).

## Интеграция программы в платформу межрегионального обмена данными

Для корпоративного сектора	Для государственного сектора
<p><b>Интеграция данных.</b> Эффективная интеграция Big Data способствует оптимизации процессов принятия решений, что может повысить доходность добычи ТНГР.</p>	<p><b>Стандартизация данных.</b> Соответствие международным стандартам облегчает регулятивное управление и контроль.</p>
<p><b>Расширяемая архитектура прав доступа.</b> Разработка иерархических структур доступа к данным позволяет эффективно управлять информационными потоками, увеличивая таким образом экономическую эффективность функционирования компании.</p>	<p><b>Многоуровневая безопасность.</b> Внедрение сложных систем безопасности и аудита обеспечивает защиту критически важной информации, что имеет значение с точки зрения национальной безопасности.</p>
<p><b>Автоматизация сбора данных.</b> Внедрение автоматизированных систем для сбора и обработки данных может снизить операционные затраты.</p>	<p><b>Механизмы обратной связи.</b> Систематический сбор обратной связи предоставляет возможность для оптимизации регулятивных механизмов и улучшения взаимодействия между государством и недропользователем.</p>
<p><b>Валидация данных.</b> Применение методов верификации и валидации данных минимизирует риски, связанные с недостоверной информацией, и повышает точность прогнозов.</p>	<p><b>Образовательные модули.</b> Разработка и внедрение образовательных курсов и семинаров способствует повышению уровня профессиональной подготовки специалистов, что положительно влияет на развитие отрасли.</p>
<p><b>Модули и инструменты визуализации</b> улучшают процессы принятия решений путем обеспечения интегрированного анализа данных.</p>	<p><b>Прозрачность и отчетность.</b> Регулярная публикация отчетов и финансовых показателей укрепляет доверие со стороны общества и повышает эффективность государственного контроля.</p>
<p><b>API-интеграция.</b> Предоставление программных интерфейсов для интеграции с существующими ИТ-решениями может снизить общие затраты на ИТ-инфраструктуру.</p>	<p><b>Многопользовательское взаимодействие.</b> Возможность многопользовательского взаимодействия и обсуждения данных способствует формированию информированных социальных и политических решений.</p>

Источник: составлено автором.

Таким образом, модель может стать значимым инструментом для межрегионального обмена экономико-технологическими данными по добыче трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов.

Далее проанализирован эффект от применения технологий интенсификации добычи по программе с учетом действия технологии ГРП и ПИВ на скважину и появления примесей и обводнение скважины (рис. 21).

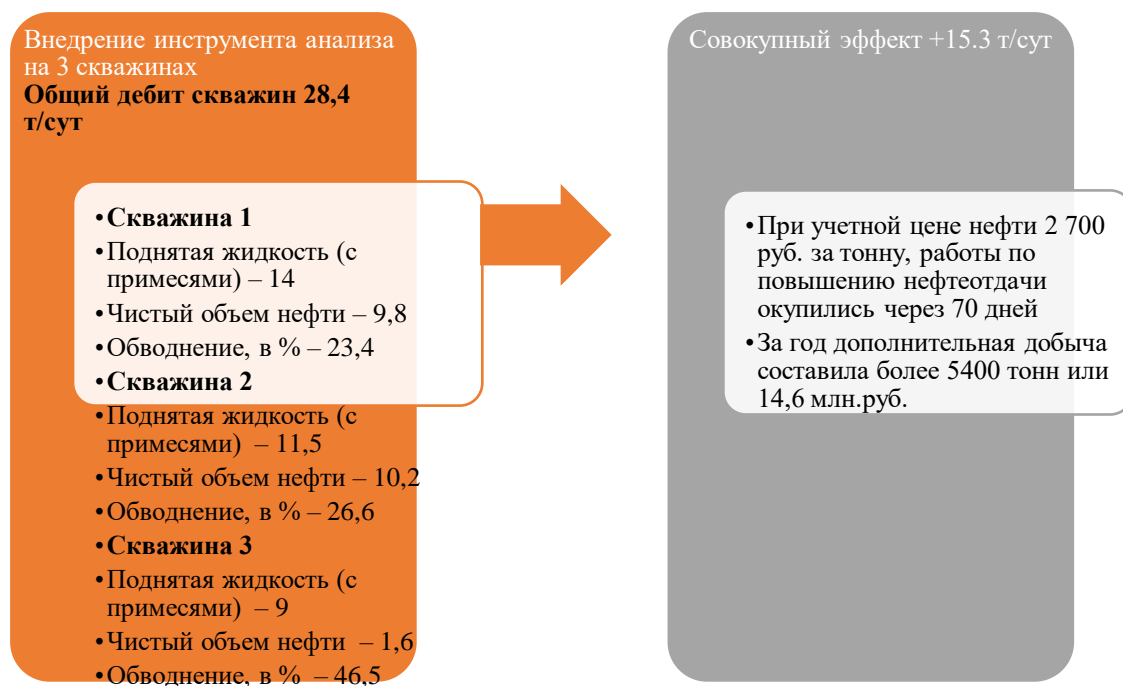


Рисунок 21. Эффект от применения комплекса (двухфазный) технологий интенсификации добычи углеводородов на 3 месторождениях срок 6 месяцев с момента применения технологий

Источник: составлено автором по данным Приложения 3.

На 3 скважинах со схожими характеристиками была проведена двухфазная интенсификация добычи методом МГРП и последующей обработки ПИВ для стабилизации нефтеотдачи при учетной цене нефти 2 700 руб. за тонну. Работы по повышению нефтеотдачи окупались через 70 дней. За год дополнительная добыча составила более 5400 тонн или 14,6 млн. руб.

Довольно высокий уровень воды в скважинах (81%), что может повлиять на эффективность добычи в краткосрочной перспективе. Однако первичные результаты демонстрирует значительный прирост даже в условиях повышенной

загрязненности сырья. Со временем этот прирост снижается, но остается на высоком уровне.

Темп падения добычи - 48%, что может считаться умеренным показателем. Коэффициент эксплуатации скважин высокий (95% в год) указывает на эффективное использование ресурсов. Технические потери относительно низкие, всего 2% в год (рис. 22).

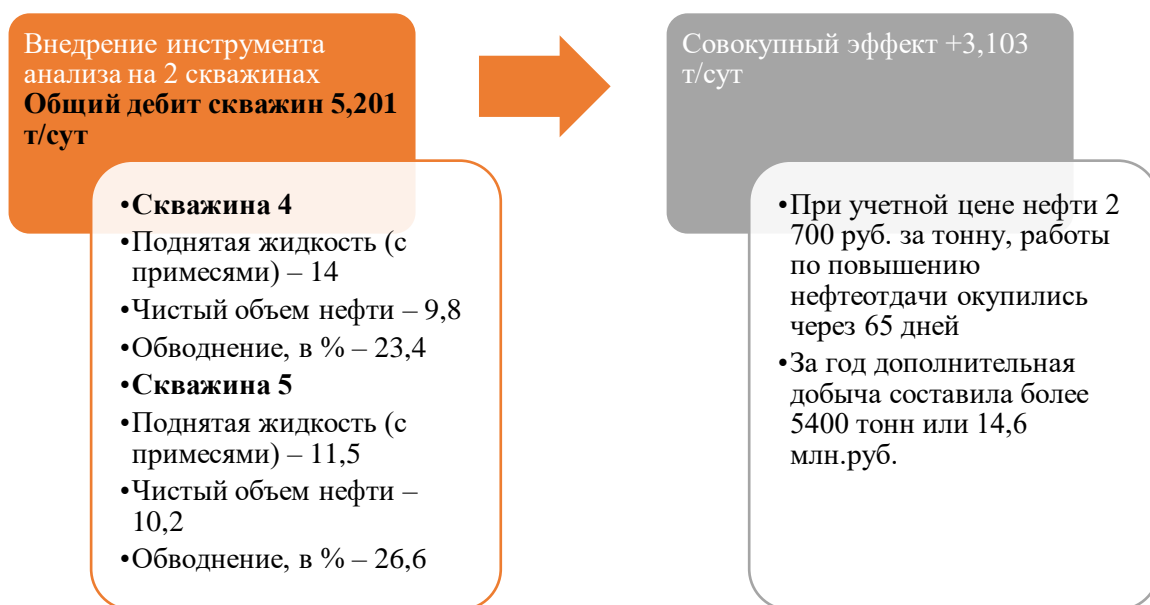


Рисунок 22. Эффект от применения комплекса (однофазный) технологий интенсификации добычи углеводородов 2 месторождениях срок 6 месяцев с момента применения технологий

Источник: составлено автором по данным Приложения 4.

На 2 скважинах со схожими характеристиками была проведена 1 фазная интенсификация добычи методом МГРП. При учетной цене нефти 2 700 руб. за тонну работы по повышению нефтеотдачи окупались через 65 дней. За год дополнительная добыча составила более 5400 тонн или 14,6 млн. руб.

По терригенным коллекторам с проведенными ГРП успешность обработок ПИВ фиксируется на 71% скважин. Применение целесообразно при более тщательном подборе скважин-кандидатов и проведении дополнительных исследований скважин до обработки.

На карбонатных коллекторах успешность обработок ПИВ фиксируется на 89% скважин. Наблюдается более длительный эффект от воздействия выше прироста добычи нефти. Экономическая эффективность достигается после получения дополнительного прироста дебита более 2 тонн в сутки при действующей системе налогообложения. Были получены результаты о потенциале использования методов интенсификации добычи на месторождениях. Из отобранных месторождений были использованы 5 месторождений для продолжительного анализа (срок 48 месяцев с момента применения технологий) и 15 месторождений в краткосрочном периоде (24 месяца с момента применения технологий) (рис. 23), (рис. 24).

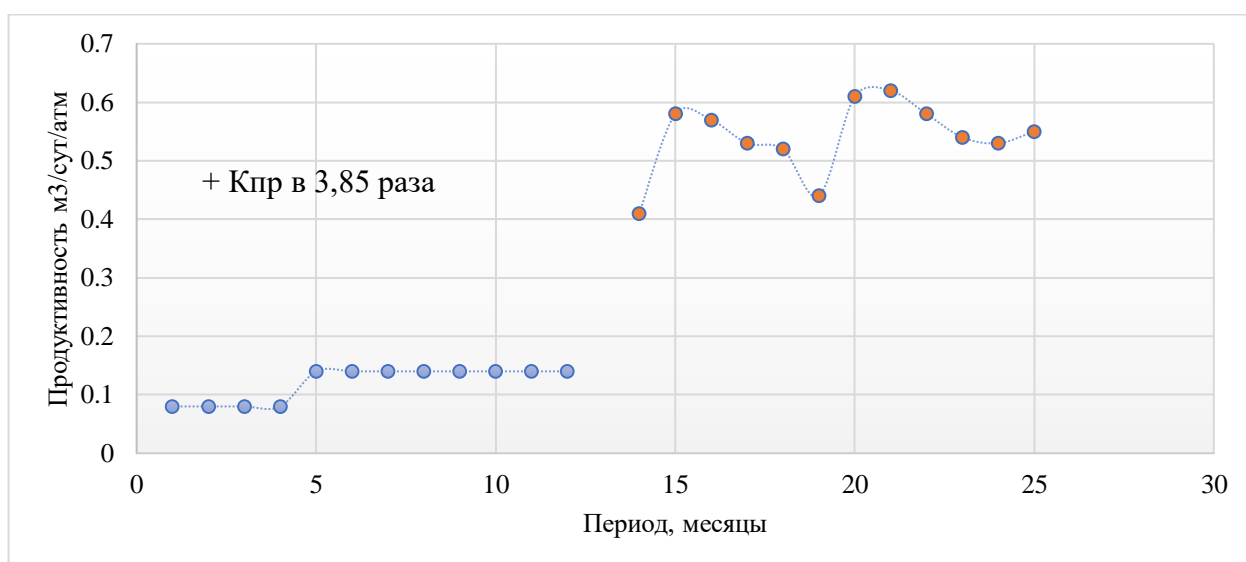


Рисунок 23. Сравнение продуктивности работы скважины №1 до и после применения технологий интенсификации (период 24 месяца)

Источник: составлено автором по данным Приложения 3.

Скважина на Рисунке 20 после обработки технологией МГРП и ПИВ продемонстрировала прирост интенсивности отдачи в среднем в 3,85 раз. Потенциальная продуктивность может возрасти до 0,75 атмосфер на м<sup>3</sup>. в сутки. При этом потенциальная себестоимость добычи 1 тонны нефти снизится на 56,8%.

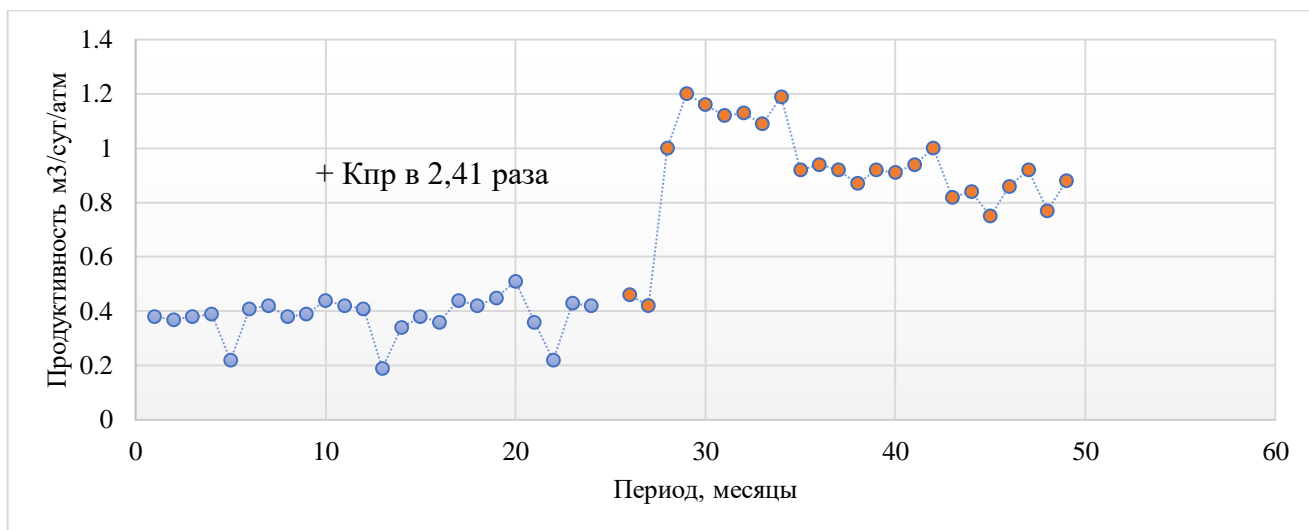


Рисунок 24. Сравнение продуктивности работы скважины №2 до и после применения технологий интенсификации (период 48 месяцев)

Источник: составлено автором по данным Приложения 4.

Исследуемая скважина №2 также продемонстрировала прирост продуктивности в среднем в 2 раза. Отмечается повышенная нестабильность нефтеотдачи из-за загрязнения нефти сопроводительными веществами. В долгосрочной перспективе добыча стабилизируется в пределах погрешности до 10%.

Для более наглядного анализа можно составить таблицу изменения темпов стартового прироста нефтеотдачи в тоннах/сутки.

Таблица 23.

Темпы стартового прироста нефтеотдачи в тоннах/сутки

Чистый денежный поток		Изменение стартового прироста, т. сут.				
		0.5	1.0	1.5	2.0	2.5
Изменение	50%	-300,5	-51,5	197	446	695
темпа	60%	-317	-84,5	147,5	379,5	612
падения, %	70%	-333,5	-118	97,5	313,5	529
	80%	-350	-151	48	247	446
	90%	-366,5	-184	-2	180,5	363
	100%	-383	-217,5	-51,5	114,5	280

Источник: составлено автором по данным Приложения 3, 4.

Экономический анализ темпов стартового прироста нефтеотдачи позволяет выявить взаимосвязи между ключевыми операционными и финансовыми

показателями. Особое внимание уделяется двум параметрам: чистому денежному потоку и темпу падения стартового прироста.

Взаимосвязь с чистым денежным потоком. Анализ данных показывает, что чистый денежный поток оказывает прямое влияние на стартовый прирост нефтеотдачи. С увеличением чистого денежного потока наблюдается положительная динамика в изменении стартового прироста нефтеотдачи. Это может свидетельствовать о том, что инвестиции в технологии и оптимизация процессов могут существенно улучшить операционную эффективность.

Эффект темпа падения. С другой стороны, увеличение темпа падения влечет за собой уменьшение стартового прироста нефтеотдачи. Это указывает на необходимость более тщательного управления рисками и операционными процессами, чтобы минимизировать отрицательные эффекты.

Комплексная оптимизация. Для максимизации стартового прироста нефтеотдачи необходим комплексный подход, включающий в себя как увеличение чистого денежного потока, так и снижение темпа падения.

Рискованная стратификация. Особое внимание следует уделить уровню риска, связанного с темпом падения. С увеличением этого параметра риск недостижения запланированных показателей стартового прироста возрастает, что может потребовать дополнительных капиталовложений или операционных изменений.

Учет экономических факторов. При принятии решений по управлению процессом добычи нефти следует учитывать не только физические, но и экономические параметры. Это позволит сбалансировать затраты и выгоды, а также оптимизировать процесс с точки зрения достижения финансовых и операционных целей.

Добыча ТНГР при многостадийной интенсификации добычи с применением моделей прогнозирования отдачи углеводородов, несмотря на долгий срок практики, сталкивается с рядом сложностей и проблем, которые связаны как с техническими, так и с экологическими и экономическими аспектами:



1. **Технологические особенности.** ТНГР месторождения отличаются от традиционных пластовых месторождений нефти, и для их разработки требуются особые технологии. Наиболее распространенная - ГРП. Он требует использования больших объемов воды, песка и химических реагентов, а для большей эффективности МГРП применяют с сопроводительными технологиями интенсификации и стабилизации нефтеотдачи.

2. **Экологические особенности.** Добыча ТНГР связана с высокими рисками загрязнения окружающей среды. В частности, с утечками нефти и газа, а также с загрязнением подземных и поверхностных вод химическими веществами, используемыми при гидравлическом разрыве пласта. Воздействие на окружающую среду также усиливается интенсивной добычей, так как сланцевые месторождения быстро истощаются и требуют постоянного бурения новых скважин.

3. **Экономические особенности.** ТНГР отличаются относительно высокой себестоимостью добычи, которая может быть неэффективной при низких ценах на нефть. Это делает подобные ресурсы более уязвимыми для циклических колебаний на мировом рынке нефти и может привести к серьезным финансовым проблемам для компаний, занятых в этой отрасли, в условиях снижения цен.

На основе авторской программы было проанализировано 20 месторождений 4 регионов с ТНГР в России (рис. 25).

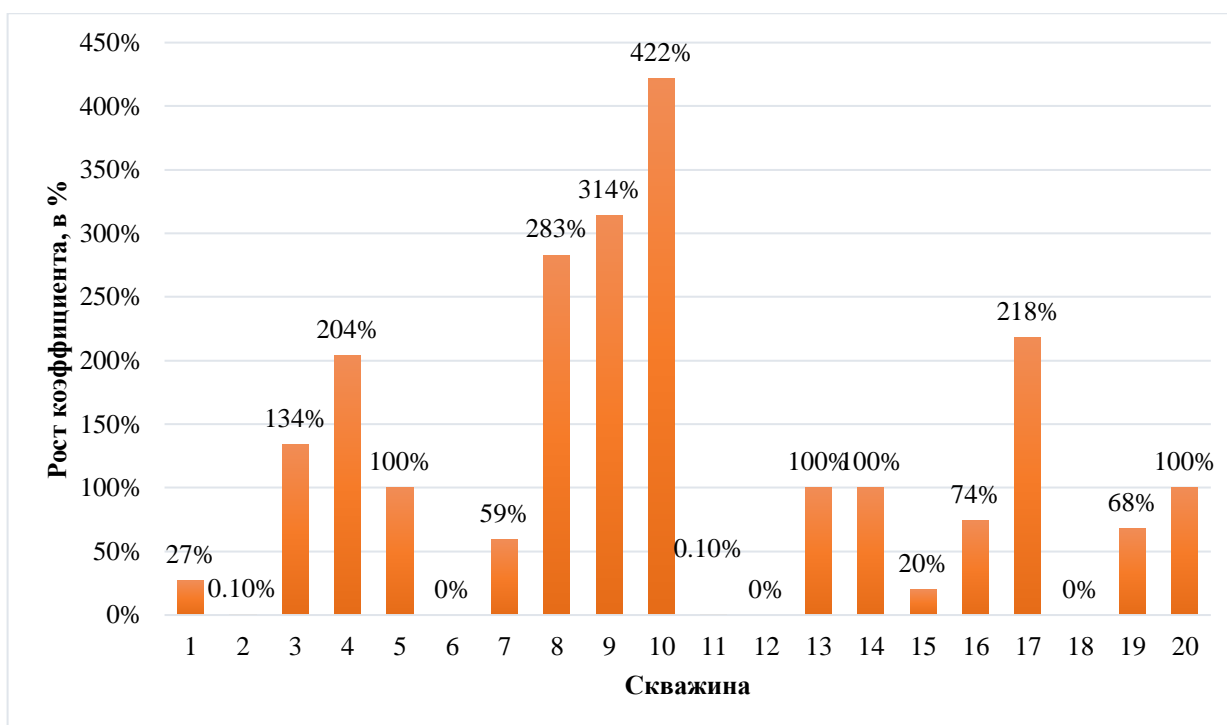


Рисунок 25. Апробация программы на 20 анализируемых скважинах, демонстрирующая рост коэффициента продуктивности, в %, применение методов интенсификации добычи ГРП (МГРП) и ПИВ

Источник: составлено автором по данным Приложения 12.

Различия в росте коэффициента продуктивности между скважинами значительные, варьируясь от 0% до 422%. На 3 из 20 скважин коэффициент не показал изменения, на 2 из 25 изменения были незначительные (менее 1%). Высокий рост коэффициента продуктивности (более 200%) наблюдается у скважин с номерами 4, 8, 9, 10 и 17. Это свидетельствует о высокой эффективности примененных методов для этих конкретных скважин. Скважины с умеренным ростом коэффициента (20%-100%) также присутствуют и составляют немалую часть выборки. Они могут потенциально показать больший рост при оптимизации применяемых методик. Небольшой рост (менее 20%) или отсутствие роста коэффициента продуктивности может указывать на необходимость пересмотра используемых технологий или методов управления данными скважинами.

Данные указывают на неоднородность реакции скважин на примененные методы повышения продуктивности. Это требует детального анализа каждой скважины для выявления наиболее эффективных методов увеличения добычи.

Большой диапазон технологического эффекта увеличения продуктивности скважин делает крайне важным выработку методологии выбора кандидатов ПИВ и проведение дополнительных исследований до/после ГРП.

Статистическая выборка повышает достоверность результатов анализа, а возможность последующего применения с учетом наработанных данных снижает вероятность ошибки.

Также стоит отметить, что структурное качество нефтяных резервов в России ухудшилось в последние 10-15 лет, что привело к уменьшению технологической и экономической выгоды их разработки. Согласно данным, модель функционирует со всеми формами ТНГР России, в которой: 13% составляют высоковязкие нефти, 36% - слабопроницаемые коллекторы, 14% - подгазовые зоны и 4% - малые толщины пластов.

Для успешного использования таких резервов необходимо: детально изучить их текущее состояние, проникнуть в понимание физико-эмульсионных состояний (ФЕС) насыщенных нефтью пластов и физико-химических характеристик пластовых жидкостей, расширить и усовершенствовать системы добычи нефти, ориентированные на увеличение коэффициентов извлечения нефти, проработать новые подходы и использовать целенаправленно уже известные методы увеличения нефтеотдачи. Таким образом, тема диссертации, направленная на решение критического вопроса в экономике - повышение эффективности разработки малых нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью через интенсивную добычу, является актуальной и практически важной.

Специфическая геологическая структура исследуемого региона, неоднородность нефтяных пластов и недостатки в проектировании и выполнении системы добычи являются главными факторами, приводящими к низким текущим и конечным коэффициентам извлечения нефти. Уровень разработки основных нефтеносных горизонтов исследуемого региона, растущая обводненность добываемого сырья, а также потребность в дополнении добываемых запасов нефти подчеркивают необходимость использования методов, увеличивающих нефтеотдачу пласта.

Для того, чтобы успешно использовать ТНГР высоковязкой нефти на малых месторождениях исследуемого региона, проводятся специализированные работы по созданию, развитию и использованию эффективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов и работы по оптимизации работы скважин.

Были опробованы различные методы увеличения нефтеотдачи на опытных участках месторождений исследуемого региона. Ключевыми технологиями стали: изоляция воды, гидродинамические методы для высоковязкой нефти, кислотные стимуляции и технологии волнового воздействия на пласт. Они оказались эффективными и в карбонатных, и в терригенных отложениях.

Комплексный анализ позволил определить наилучшие параметры сетки скважин для месторождений исследуемого региона, учитывая стоимость интенсификации добычи и предполагаемый доход. Так, на основании данных, было выявлено, что определенная плотность сетки скважин обеспечивает максимальную скорость добычи нефти с наивысшим чистым и дисконтированным доходом (ЧДД).

В конечном счете рекомендуемый вариант предусматривает капитальные инвестиции в размере 94,4 млн. руб., что на 28,8 млн. руб. меньше, чем при использовании стандартных методов. Однако следует учитывать и дополнительные расходы на применение МУН технологий, таких как гидрокислотный разрыв пласта, составляющие 1,9 млн. руб. на скважину.

Это дало возможность не только сократить расходы, но и оптимизировать конфигурацию скважин, что, в свою очередь, ускорило сроки их окупаемости, особенно в условиях низкой добычи нефти.

При расчете экономической эффективности учитывались производственные затраты на внедрение ДВВ технологии, стоимость технологического сопровождения внедрения технологии, затраты на оборудование и пуск в эксплуатацию генерирующей скважины. Также учитывались показатели специфических условно-переменных и производственных затрат на добычу и продажу дополнительно добытой тонны нефти. Чистая прибыль определялась с учетом налогов и других отчислений. В Таблице 22 приведены результаты расчетов

производственных затрат и чистой прибыли от применения технологий в период с 2021 по 2022 годы.

Применение техник МГРП и вспомогательной технологии плазменно-импульсного воздействия не только увеличивает эффективность проекта, но и снижает себестоимость 1 единицы сырья.

Согласно экономическому прогнозу на следующие 3 года общая экономическая выгода по анализируемым объектам составит 141,7 млн. руб. в текущих ценах и даже с учетом дисконтирования – 103,6 млн. руб. Специфическая экономическая выгода на дополнительно добытую тонну нефти будет составлять 5 008,3 руб. или 3 662,2 руб. после дисконтирования.

С одной стороны, капитальные инвестиции в рекомендуемом варианте снижаются на 2,8 млн. руб., достигая 9,4 млн. руб. С другой стороны, дополнительные траты на применение новых технологий составят 1,1 млн. руб. на скважину.

Оптимизация работы скважин приведет к снижению производственных расходов и, как следствие, увеличению прибыли от продажи нефти. Сравнив это с традиционными методами, когда капитальные вложения не окупаются в прогнозируемый период, можно сделать вывод о высокой эффективности предлагаемого подхода.

В разработке месторождения с башкирскими отложениями полностью воплощены все изученные оптимизационные решения. Детализация каждого аспекта оптимизации применена к различным компонентам разработки. В частности, идеальные плотности сетки скважин для карбонатных и терригенных пластов месторождений исследуемого региона были точно определены. Методы интенсификации и улучшения нефтеотдачи, основанные на ТРИЗ, были применены и оценены. Режимы работы эксплуатационных и нагнетательных скважин были корректно подобраны, а различные элементы разработки сформированы и обоснованы научно.

В процессе разработки месторождений нефти и газа основные параметры для оптимизации включали: тип системы разработки, способы завершения скважин,

режимы работы различных типов скважин. Главной целью является снижение себестоимости добычи проекта в рамках заданных экономических показателей и планов по инфраструктуре. Сложность заключается в том, что при ограниченном количестве вариантов, определение оптимального решения может стать задачей невыполнимой. Именно поэтому необходимо критично подходить к каждому аспекту проектирования и реализации с целью нахождения максимального NPV. Это включает в себя выбор оптимальной длины горизонтального ствола скважины, установление идеальных режимов работы скважин и другие ключевые параметры.

Из-за уникальной геоархитектуры этой области и высоковязкой нефти в коллекторах стандартные методы добычи не применимы. Это вынуждает применять индивидуализированные технологические решения не только в процессе эксплуатации, но и при проектировании систем разработки. Эффективные методики добычи подкреплены глубокими исследованиями и новаторскими изобретениями.

В частности, разработаны специализированные планы для размещения вертикальных, горизонтальных и многозабойных скважин. Эти планы нацелены на максимизацию технологической и экономической эффективности, особенно для высокоанизотропных продуктивных пластов, как в терригенных, так и в карбонатных месторождениях исследуемого региона.

Таким образом, сложная геологическая структура и особенности месторождения требуют особо продуманных технических и технологических подходов. Разработаны и успешно применены новаторские методы, что обеспечивает высокую эффективность разработки.

Также на основе созданной программы при формировании межрегиональных платформ обмена технологиями и данными возможно сформировать на принципах обработки Big Data ячейки открытых данных, которые при разработке и применении нейросетевых интерфейсов способствуют более тщательной проработке месторождений на этапах геологоразведки и получение первого сырья.

### **Атрибутивные**

- Имплементация цифровых решений из информационно-коммуникационного (ИТ) сектора в НГК;
- переход к инновационным и комбинированным технологиям интенсификации добычи;
- стандартизация и рационализация определения трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

#### **Экономическо-социальные**

- Налоговые преференции для компаний с высокой долей затрат на НИОКР;
- возможность внедрения нового экологического сбора при использовании технологий интенсификации добычи;
- Инвестиции в формирование технологического суверенитета и локализация производства ключевых технологий;
- совершенствование программных методов интенсификации добычи.

#### **Технологические**

- Развитие нейросетевых технологий и нейроинтерфейсов;
- совершенствование высокоэкологичных и экономически эффективных способов интенсификации добычи;
- комплексная автоматизация процессов интенсификации добычи;
- обмен технологическими решениями по средствам межрегиональных платформ.

Обращая внимание на то, что подобные платформы не функционируют в России без государственной поддержки, на сегодняшний день успешное развитие проектов ТНГР требует активного государственного вмешательства, особенно в сферах технологического обновления и поддержки научных исследований и разработок. Это становится еще более важным, учитывая нестабильность цен на российские марки нефти и природный газ. Подобное состояние рынка, усугубленное сокращенным спросом на углеводороды и продолжающимися санкциями на ключевые технологии, а также санкции на осуществление торговых сделок российским НГК с рядом стран мира, приводит к тому, что нефтегазовые

компании склонны сосредоточить усилия на максимизации доходов с уже разрабатываемых месторождений, урезая финансирование исследований и разработок. Этот тренд был характерен и для периода 2008- 2009 и 2014-2016 годов.

Однако текущая экономическая конъюнктура и геополитические ограничения делают экстенсивные методы добычи менее эффективными. Поэтому важность долгосрочных инвестиций в инновационные решения не может быть недооценена. Такие развитие подобных технологий не только улучшат эффективность разработки ТНГР, но и откроют возможности для освоения труднодоступных месторождений в Восточной Сибири, на Севере России и даже на Арктическом Шельфе, где находятся обширные запасы природного газа и других полезных ископаемых. В результате Россия сможет сохранить и даже улучшить свои конкурентные позиции на глобальном энергетическом рынке на протяжении многих лет.

Изучая предложенные сценарии развития НГК, можно отметить, что нефть и газ составят 54% мировых энергетических потребностей в 2050 году. Нефть и природный газ по-прежнему будут удовлетворять более половины мировых энергетических потребностей. При этом мир не в состоянии в краткосрочной перспективе перейти на АИЭ. Прогнозы аналитиков о полном замещении традиционных ресурсов все более отдаляются даже при долгосрочном прогнозировании. Для подобных систем формирующий дефицит лития из-за повышенного спроса может наступить до 2030 года. Причина - повышенный спрос на металл, использующийся при производстве аккумуляторных батарей, и сложности с разработкой новых месторождений.

Именно поэтому прогнозируется, что к 2050 году мировые запасы углеводородов будут по-прежнему востребованы. Однако их потребление будет приходиться преимущественно на развивающиеся страны.

В заключении следует подчеркнуть значимость и актуальность этого вопроса для современного НГК России.

Проведенный анализ подтвердил, что улучшение экономической эффективности добычи таких ресурсов имеет ключевое значение для устойчивого



развития отрасли и всей экономики страны в целом. Были выявлены основные проблемы и выработаны конкретные рекомендации по их решению, опираясь на передовые зарубежные практики и специфику российского нефтегазового комплекса.

В рамках главы было обосновано, что основными направлениями повышения эффективности могут стать: оптимизация технологических процессов, внедрение инноваций и цифровых технологий, увеличение инвестиций в технологии, способные выявлять потенциал разработки ТНГР еще на этапе разведки и разработки новых месторождений на базе созданной автором программы и платформы межрегионального обмена данными.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение процессов и возможностей определения направлений повышения экономической эффективности при добыче ТНГР отталкивается в первую очередь от первоначального понятия трудноизвлекаемых запасов и тех ресурсов, которые можно классифицировать и отнести к данному термину. В рамках изучения ТНГР также были проанализированы принципы функционирования нефтегазового комплекса мира и России, в частности, сформирован теоретический базис, на котором строятся выводы работы. Подчеркнута необходимость взаимной работы представителей государства, научного и корпоративного сегментов для получения максимально эффективных технологий и решений для добычи ТНГР.

На следующем этапе была проанализирована и доказана возможность эффективного выбора технологий, влияющих как на возможность добычи ТНГР в России, так и рентабельность добычи этих запасов с учетом снижения себестоимости извлечения ресурсов, являющейся одним из основных факторов устойчивости НГК России в современных нестационарных геополитических и экономических условиях.

Упор делается на системный анализ всех обозначенных факторов. Было отмечено многообразие и существование как отличий, так и схожих условий на территории Российской Федерации с точки зрения развития добычи ТНГР и отбора инструментов повышения экономической эффективности.

Анализ зарубежного опыта был проведен, исходя из деления стран на импортеров углеводородов и их производных и экспортеров. Также анализировались надгосударственные формирования, выступающие регуляторами на мировом рынке нефтегазовых ресурсов. Методы сравнения и сопоставления позволили сформировать выводы по общим тенденциям и концепциям развития добычи «трудных» запасов в России, США, странах ЕС, странах-членах ОПЕК и сделки ОПЕК+, Латинской Америки и др. Для анализа был использован большой объем статистических данных. Отобран подходящий опыт развития добычи ТНГР.

В работе также было проведено изучение экономических и технологических аспектов разработки ТНГР углеводородов. Были классифицированы экономические, технологические и логистические аспекты разработки нефтегазовых запасов, изучены мировые месторождения с высокой долей трудноизвлекаемых запасов нефти и природного газа и произведено сопоставление технологий ТНГР с учетом формирования оптимальной себестоимости добываемого сырья. Были проанализированы экономические показатели, которые в последующей части работы применяются в программе. Оценены перспективны проведения политики формирования технологического суверенитета ключевых технологий в НГК по добыче ТНГР в России и оценены перспективы снижения зависимости нефтегазового комплекса России от иностранных компонентов. На основе отобранных инструментов повышения экономической эффективности проведено сравнение применения технологий интенсификации добычи на скважинах традиционными и инновационными методами.

В завершении исследования представлены рекомендации по повышению экономической эффективности и технологической доступности добычи ТНГР. В качестве ключевых мер предложены сценарии развития нефтегазового комплекса России, а также создана платформа межрегионального обмена экономическими и технологическими данными по добыче ТНГР. При формировании сценариев развития акцент был сделан на развитии рынка нефтехимии и нефтепроизводных товаров, передовых цифровых технологий, включая нейросетевые интерфейсы, применяемые при разработке ТНГР. Также были проанализированы актуальные прогнозы экспертов, ведущих компаний и государственных институтов. При формировании сценариев подчеркивалась значимость развития нормативной правовой базы в области добычи углеводородов в России с учетом стимулирования малых и средних компаний, занимающихся инновационной активностью в НГК.

Инвестиции в формирование технологического суверенитета добычи ТНГР и стимулирование малого бизнеса в сфере инновационного развития НГК.

Снижение зависимости от иностранных технологий влияет на себестоимость добычи сырья, а также предоставляет возможность использовать более широкий

спектр технологий при добыче ТНГР. Малый бизнес является эффективным инструментом внедрения и реализации ряда инновационных технологий и решений, способствующих повышению экономической эффективности добычи ТНГР.

Применение нейросетевых инструментов при проведении геологоразведочных работ для минимизации человеческого фактора и ошибок при отборе ключевых технологий интенсификации добычи.

*Анализ воздействия инструментов интенсификации добычи на работу различных типов скважин с подтвержденными запасами ТНГР.* Инструменты применяются на всех этапах разработки скважины: от геологоразведки до интенсификации добычи различными, в том числе комбинированными технологиями. (ГРП, включая многостадийный (МГРП)), технологиями плазменно-импульсного воздействия (ПИВ). Также предложен понижающий коэффициент, исходя из инвестиций компании в НИОКР по добыче ТНГР, занесение в учет косвенных расходов при расчете налога. Введена в программу возможность применения «Экологического сбора» для компаний при получении прибыли после интенсификации добычи на месторождениях.

Использование созданной программы с основными параметрами оптимизации работы скважины на основе средств интенсификации добычи и комбинирования методов интенсификации добычи с наименьшим негативным экологическим воздействием на окружающую среду. Полученные результаты продемонстрировали возможность оптимального подбора технологий для повышения экономической эффективности добычи, а также потенциал их применения на различных по свойствам, территории, условиям добычи и прочим факторам скважинах.

*Межрегиональная платформа.* Предложены этапы и принципы создания и развития, а также принципы создания эффективной платформы, подчеркивая ее важность для российской и мировой нефтегазовой промышленности. На основе платформы происходит взаимодействие государства и недропользователя.

Актуальность разработки ТНГР в России обусловлена:

1. Государственные стимулы поддержки добычи ТНГР:
  - Доходы в консолидированный государственный бюджет;
  - экономическая и энергетическая независимость;
  - развитие промышленных отраслей.
2. Социальные стимулы:
  - Крупный рынок занятости;
  - технологические инновации;
  - обновление основных фондов;
  - экологические аспекты.
3. Корпоративные стимулы:
  - Высокие показатели прибыли;
  - апробация технологических инноваций на ТНГР в РФ с последующей реализацией технологий за рубежом;
  - государственное стимулирование НИОКР в сфере добычи ТНГР.

В результате проведенных теоретического и практического этапов настоящего исследования были предложены возможные направления решения актуальной научной проблемы – повышения экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

В заключении стоит отметить, что нефтегазовый комплекс России представляет собой перспективное направление: формирование устойчивого бюджета государства, обеспечение занятости населения, стимулирование сопредельных отраслей и сферы науки, способствующей созданию российской научно-промышленной базы, позволяющей экономически эффективно извлекать и реализовывать ископаемые ресурсы.

Позиции нефтегазового сектора в мире будут устойчивы в долгосрочной перспективе. Именно поэтому вклад в данное направление в текущем времени способствует положительной динамике развития в будущем и позволит избежать экономических «провалов» даже в турбулентное время.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Нормативные правовые акты

1. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 30.09.2017) «О недрах»
2. Проект Федерального закона «Об особенностях оборота нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации» (подготовлен ФАС России 16.06.2016)
3. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р «Экономическая стратегия РФ до 2035 года». Анализ методов государственной поддержки нефтяной отрасли. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uecs.ru/marketing/item/3808-2015-11-19-06-26-02>
4. Указ Президента Российской Федерации от 26.10.2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года»
5. Федеральный закон «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации» от 13.07.2020 N 193-ФЗ
6. Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с совершенствованием разграничения полномочий» от 31.12.2005 N 199-ФЗ
7. Федеральный закон от «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» 21 июля 2011 г. N 256-ФЗ
8. Федеральный закон от 29.07.2017 N 262-ФЗ «О внесении изменений в Бюджетный кодекс Российской Федерации в части использования нефтегазовых доходов федерального бюджета»

### Зарубежные источники

9. Aladasani A., Bai B., Wei M. Review of EOR (enhanced oil recovery) project trends in Canada and the United States / Journal of Canadian Petroleum Technology, 2013. – №2. – С.16-37.

10. Al-Kanaan, B., et al. Challenges and innovations in enhancing recovery from tight and shale reservoirs: A review / Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019. – №2 (611). – C.47-81.
11. Alfred Marshall The Economics of Industry / Leopold Classic Library (February 4, 2016), 1879. – 256 C.
12. Aminov, O.V., Khisamov, V.Yu., Aminov, R.Z. Method of enhanced oil recovery of viscous oil by electromagnetic treatment of productive stratum / Journal of Physics: Conference Series., 2020. – T.1. – №2(a). – C.87-91.
13. Antonov, K., et al. Technologies for Development and Production of Hard-to-Recover Oil Reserves / Journal of Petroleum Exploration and Production Technology // "Applied Economics" [Economics] - Published by Taylor & Francis, 2018. – №3. – C.97-101.
14. Beresneva, S. P., Sizov, V. A., Sizov, A. V. Method of hard-to-recover oil reserves calculation for multi-layered fields / Journal of Physics: Conference Series, 2018. – №7 (1201). – C.317-331.
15. Binks B.P., Fletcher P.D., Thompson M.A., Elliott R.P. Enhanced oil recovery using nanofluids / Journal of Development Economics - Published by Elsevier, 2013. – №2. – C.78-81.
16. Biswas S., Sharma M., et al. Prospects of microbial enhanced oil recovery (MEOR) in the view of global energy scenario / Renewable and Sustainable Energy Reviews. – Theoretical Economics [Economics] - Published by Econometric Society, 2021. – №5. – C.211-232.
17. Bjorlykke, Knut. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics / Journal of Regulatory Economics [Economics] - Published by Springer, 2009. – №3 (712). – C.17-24.
18. Bochkarev, V. S., Melnikov, N. V., Morozov, E. N., et al. Exploration and Development of Oil and Gas Fields in Eastern Siberia and the Russian Arctic Shelf: Geological and Geopolitical Factors / Geotectonics, 2020. – №7a SE (special edition). – C.67-71.

19. Burnham, A., et al. Oil Shale Development from the Perspective of Net Energy, Water Use and Greenhouse Gas Emissions / Energy & Environmental Science, 2012. – №12. – Т.3. – С.89-94.
20. Chen M., Liu Y., Zhang G. Numerical simulation of the influence of water cut on oil well production / Journal of Petroleum Science and Engineering. - Published by Oxford University Press, 2018. – №2. – С.91-100.
21. Cheng, Z., et al. Numerical modeling of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs / International Journal of Coal Geology. – Computational Economics [Economics] - Published by Springer, 2013. – №5. – С.219-233.
22. Dmitrieva, A. S., Abitova, M. M. The role of hard-to-recover oil reserves in the oil supply of the Russian Federation / Journal of Mining Institute. – Natural Resource Modeling [Mining] - Published by Wiley-Blackwell, 2020. – №2. – С.98-112.
23. Garifullin, R.I., Nazarova, L.N., Nechaeva, E.V., Chepkasova, E.V. The influence of the injected water quality on the results of calculation of oil recovery factor / Development of oil and gas-oil fields. // Energy Policy – [Economics] Published by Elsevier, 2019. – №2 – 218 C.
24. Irving Fisher The Theory of Interest, as determined by Impatience to Spend Income and Opportunity to Invest it / Martino Fine Books (July 25, 2012), 1930. – 610 C.
25. Islam, M. R., Hossain, M. E., Islam, Shafiul, Nwaoha, Chikezie Advanced Petroleum Reservoir Simulation: Towards Developing Reservoir Emulators / Published by University of Chicago Press [Physics]. 2016. – 316 C.
26. John, M. Keynes (K.) A Treatise on Money / Two-volume book published by Martino Fine Books (March 31, 2011), 1930. – 814 C.
27. John, K. Galbraith The New Industrial State / Princeton University Press; Revised edition (April 29, 2007), 1967. – 576 C.
28. Kamyab M., Sulaimon A., et al. Nano-EOR process for high recovery at half the cost / Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020. – №2/1 (I). – С.56-70.



29. Khanaeva, I.N., Semenov, G.V. Problems and prospects of development of oil and gas industry in the Arctic zone of the Russian Federation / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020. – №7. – C.7-19.
30. Khasanov, A. R., Ganiev, R. V., Gilmanov, R. R. Studying the Mechanism of Enhanced Oil Recovery from Hard-to-Recover Reserves by Acoustic Impact / Journal of Physics: Conference Series. – Houghton Mifflin Harcourt, 2020. – №2. – C.617-663
31. Khisamov, M. R., Muslimov, R. M., Kayukova, A. S., et al. Study of the efficiency of development of hard-to-recover reserves of heavy oil of the Russian Federation / Journal of Physics: Conference Series. – Houghton Mifflin Harcourt, 2018. №8 (3-rd quarter). – C.109-113.
32. Killian L., Kim I.H., Jung J.H., Yim U.H., Ha S.Y., An J.G., Won J.H., Shim W.J. Development of an Oil Recovery System for the Hebei Spirit Oil Spill Accident. – Journal of Labor Economics [Economics] - Published by University of Chicago Press, 2012. – C.219-233.
33. Kovaleva, A. R., et al. Enhanced Oil Recovery Techniques for Hard-to-Recover Reserves / Journal of Petroleum Science and Engineering. – Energy Policy [Energy complex] - Published by Elsevier, 2017. – C.422-429.
34. Kulchitskiy, D. A., Manakov, D. Y., Lozovoy, S. A. Enhanced oil recovery methods for heavy oil fields / Journal of Physics: Conference Series, 2019. – №3. – C.117-132.
35. Magoon, Leslie B., Dow, Wallace G. The Petroleum System: From Source to Trap. – Development Economics [Economics]- Published by Elsevier, 2009. – 318 C.
36. Malov, I. (Малов И.), Muehlenbach A. (Муэхленбах А.), Olmsted M. Sheila (Шэйла М. Олмстеда), Manson C. (Мэнсон Ч.), et al. Prospects for Development of Tight Oil in Russia: A Review / Energies. – The Review of Economic Studies" - Published by Oxford University Press, 2020. – №4, – C.219-233.
37. Melnikov, A. A., Shevereva, E. V. Methodology for the assessment of innovative projects in the field of hard-to-recover oil reserves based on the theory of inventive problem solving / Journal of Mining Institute. – Houghton Mifflin Harcourt, 2020. – №2. – C.72-78.

38. Michael, E. Porter. The Competitive Advantage of Nations / Palgrave Macmillan; 2nd edition (April 26, 1998)., 1989. – 886 C.
39. Murombo, B. Exploitation of Unconventional Oil and Gas Resources: Hydraulic Fracturing, Water, and Climate Change in the Karoo, South Africa / Energy Research & Social Science., 2019. – №4. – C.11-19.
40. Nemeth, K. S., et al. Recovery of Unconventional Hydrocarbon Resources in the Appalachian Basin: Workshop Summary / Environmental Earth Sciences. – Journal of Economic Geography - Published by Oxford University Press, 2014. №5. C.92-104.
41. Nicot, J.P., Scanlon, B.R. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs: An overview of design, implementation, and regulation / Environmental Science & Technology. – Journal of Risk and Uncertainty - Published by Springer, 2012. – №7. – C.82-90.
42. Pestrikova, N. V., Startsev, A. P., Zhukov, V. V. Opportunities and prospects for the development of hard-to-recover oil reserves in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra / Journal of Mining Institute, 2019. – T.3. – №1. – C.34-52.
43. Petersen, S. V., Vetrin, V. V., Lysenko, V. V. Geological and economic assessment of oil shale deposits in Russia / Journal of Petroleum Science and Engineering., 2019. – №2. – C.47-59.
44. Prishchepa, V. I., Kazanin, G. P., Frolov, D. S. Estimation of the resource potential of hydrocarbons in the Barents Sea within the exclusive economic zone of the Russian Federation / Russian Geology and Geophysics. – "Journal of Risk and Uncertainty" - Published by Springer, 2019. – №2(b). – C.301-308.
45. Rao D.N., Lee J.I., et al. Enhanced oil recovery (EOR) by miscible CO<sub>2</sub> and water flooding of asphaltenic and non-asphaltenic oils / Energy & Fuels. – "Journal of Risk and Uncertainty" - Published by Springer, 2010. – №4. – C.18-27.
46. Reis, M.A.P., et al. Hydraulic Fracturing in Unconventional Gas Reservoirs: Risks and Impacts on Society and the Environment / Renewable and Sustainable Energy Reviews. – Book Regional Science and Urban Economics - Published by Elsevier, 2018. C.319.

47. Roberts P. *The End of Oil: On the Edge of a Perilous New World* / Houghton Mifflin Harcourt; First Edition. – Boston, 2004. – 420 C.
48. Rodrigues D., Fontes F.A.C.C., Fontes D.B.M.M., Ierusalimsky B. *Optimal Control of the Start-Up of a Continuous Oil-Water Separation Process in Offshore Oil Platforms*, 2017. – 263 C.
49. Sayyafzadeh, M., et al. *Petrophysical characterization of a tight gas reservoir using an integrative approach: A case study of the Roseneath and Murteree Shales, Cooper Basin, Australia* / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – *The Energy Journal* - Published by International Association for Energy Economics (IAEE), 2017. – №6. – C.31-54.
50. Sheng J.J. *Study on the Mechanism of Oil Displacement by Polymer Flooding*". – *International Journal of Energy Research* - Published by Wiley-Blackwell, 2014. – №3. – C.145-161.
51. Shi J., Wang D., et al. *CO2 EOR: from pore scale to field scale* / *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – *Journal of Economic Geography [Economics]* - Published by Oxford University Press, 2019. – №5. – C.312-328.
52. Siddiqui, R.A., et al. *Microbial-enhanced oil recovery (MEOR) from heavy-oil reservoirs: constraints and opportunities* / *Microbial Cell Factories*. – *Marine and Petroleum Geology [Energy complex]* - Published by Elsevier, 2021. – №1. – C.72-89.
53. Vignati, Y. V., Eliseev, D. Yu., Sizov, A. A. *The study of the potential for the application of polymer flooding for enhanced oil recovery in the Russian Federation*" / *E3S Web of Conferences*. – *The Journal of Political Economy [Economics]* - Published by the University of Chicago Press, 2020. – №5. – C.516-523.
54. Vilkov, V.E., Kontorovich, A.A. *Development of hard-to-recover oil reserves in Russia under economic sanctions* / *Resources Policy*. – *Journal of Financial Economics [Economics]* - Published by Elsevier, 2020. – №2. – C. 25-32.
55. Wang, S., et al. *Experimental study of nanoparticle retention in a tight oil reservoir* / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – *The Energy Journal [Energy Complex]*- Published by International Association for Energy Economics (IAEE), 2020. – №2. – C.312-323.

56. Yergin D. The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World / Published by Wiley-Blackwell, Economic edition. [Economics]. 2001. 2nd edition. – 418 С.

57. Zhang X., Wang H., et al. Impact of geomechanics on oil recovery during waterflooding / Journal of Petroleum Science and Engineering. [Engineering] – Journal of Financial Economics - Published by Elsevier, 2019. – №4. – С.518-532.

58. Zou, H., et al. Geological characteristics and hydrocarbon accumulation pattern of tight oil in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China / Marine and Petroleum Geology. – Environmental and Resource Economics [Economics]- Published by Springer, 2013. – С.322-341.

### **Российские источники**

59. Гурари Ф.Г., Контарович И.Е., Строганов Ю.С., Крюков В.А. и др. Об условиях накопления и нефтеносности Баженовской свиты Западной Сибири. Труды СНИИГГиМС – 1979. – вып. 271, – С.153-160.

60. Зарипов О.Г., Нестеров И.И. Закономерности размещения коллекторов в глинистых отложениях Баженовской свиты и ее возрастных аналогов в Западной Сибири. - Сов. Геология – 1977. – № 3, – С. 19-25.

61. Калацкий А.Н., Олейникова М.А., Мазурчук Т.М. Экономическая эффективность от функционирования "ОПЕК+": цели, задачи, перспективы // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 7 (108). - С.553-558.

62. Косторниченко В.Н., Иностраный капитал в советской нефтяной промышленности, 1918 - 1932 гг. / дис. ... д-ра экономических наук: 08.00.01 / Косторниченко Владимир Николаевич – 2001 г. – 361 С.

63. Кудинов, Ю.С. Формирование инвестиционной стратегии и механизм ее реализации в нефтегазовой отрасли топливно-энергетического комплекса России: Теория и методология. – дис. ... д-ра экономических наук: 08.00.05 / Кудинов Юрий Сергеевич – 1997 г. – 328 С.

64. Лебедева, Т.Я. Перспективные направления инвестиций в нефтяную отрасль России. дис. ... д-ра экономических наук: 08.00.05 / Разумнова Людмила Львовна – 2001 г. – 300 С.
65. Мазурчук Т.М. Освоение нефтяных запасов Баженовской свиты: потенциал и экономико-технологические барьеры // Цифровые финансы 2020 = Digital Finance 2020 (DF2020). – Москва, 2020. – С. 254-258.
66. Мазурчук Т.М., Арнетт С.Г. Совершенствование механизмов контроля формирования цены на нефть Brent и Urals как условие укрепления экономической безопасности России // Научное обозрение: теория и практика. – 2020. – Т. 10. – № 10 (78). – С. 2442-2449.
67. Панков Д.А., Афанасьев В.Я., Тенденции и прогнозы развития рынка нефти // Проблемы экономики и юридической практики. – 2021. – № 5. – С.27-32.
68. Разумнова, Л.Л. Трансформация мирового рынка нефти в условиях финансовой глобализации. дис. ... д-ра экономических наук: 08.00.14 / Разумнова Людмила Львовна – 2010 г. – 219 С.
69. Сидоров В.А., Сушко А.Е. Крюков В.А. Современные подходы к организации технического обслуживания и ремонта механического оборудования // Главный механик. Издательский дом «Панорама» (Москва). – 2017. – № 8. – С. 62-74.
70. Студеникина Л.А., Халова Г.О., Иллерицкий Н.И. Факторный анализ потребления энергетических ресурсов в странах и регионах мира [Текст] / - М.: изд. РГУ нефти и газа им. Губкина под редакцией Иванова Н.А. Москва – 2018 г. – 47 С.
71. Телегина Е.А., Иллерицкий Н.И., Миловидов К.Н, Конопляник А.А., Катюха П. Б., Еремин С.В., Мастепанов А.М., Козеняшева М.М. и др. Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / [Текст] / - М.: изд. РГУ нефти и газа им. Губкина под редакцией Иванова Н.А. СПб. : Нестор-История, – 2019 г. – 540 С.

72. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в Баженовской свите. - Геология нефти и газа – 1980. – № 6, – С. 1-9.

73. Ханнанов М.Т. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей. – дис. ... д-ра экономических наук: 2.8.4 / Ханнанов Марс Талгатович – 2022. – 219 С.

74. Черняев М. В., Гаврюсов С. В. Экономико-географические и технологические особенности размещения малой энергетики в России // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 7 (108). – С. 564-570.

75. Черняев М.В., Пахомов С.В., Мазурчук Т.М. Инструменты регулирования газовой отрасли России в условиях нестационарной экономики // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 5. – С. 362-366.

#### **Электронные ресурсы**

76. Арктический шельф и трудноизвлекаемые запасы нефти как альтернативный вариант развития ресурсной базы России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800313> свободный. – (дата обращения 12.08.2023)

77. Баженовская свита. Перспективы добычи трудной нефти, особенности России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dprom.online/oilngas/bazhenovskaya-svita/> свободный. – (дата обращения 18.07.2023)

78. Банк лучших мировых технологий в области разработки ТРИЗов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nangs.org/news/technologies/natsionalnyj-proekt-bazhen-bank-luchshikh-mirovykh-tekhnologij-v-oblasti-razrabotki-trizov> свободный. – (дата обращения 19.08.2023)

79. Битва за ТРИЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oilcapital.ru/article/general/24-10-2019/bitva-za-triz> свободный. – (дата обращения 05.06.2023)

80. Всемирные запасы нефти, региональные особенности добычи - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.worldoil.com> свободный. – (дата обращения 12.07.2023)
81. Всемирный банк (World Bank) - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://data.worldbank.org> свободный. – (дата обращения 10.07.2023)
82. Геологическая разведка и запасы России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://russneft.ru/eng/production/geologsys/> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)
83. Геологическая служба США (USGS) - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.usgs.gov> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)
84. Добыча нефти в России. Проблемы и перспективы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/> свободный. – (дата обращения 01.07.2023)
85. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии смесей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://geors.ru/media/pdf/2\\_Alexandrov\\_en.pdf](https://geors.ru/media/pdf/2_Alexandrov_en.pdf) свободный. – (дата обращения 02.09.2023)
86. Институциональные проблемы создания отечественных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sgem.org/index.php/elibrary-research-areas?view=publication&task=show&id=1629> свободный. – (дата обращения 14.07.2023)
87. Интенсификация водного следа гидроразрыва пласта (Экономика) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://advances.sciencemag.org/content/4/8/eaar5982.full> свободный. – (дата обращения 11.06.2023)
88. Крупнейшие нефтяные компании. (Журнал ТЭК) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://moneymakerfactory.ru/spravochnik/-neftyanyie-kompanii-rossii/> свободный. – (дата обращения 10.06.2023)

89. Международное энергетическое агентство (International Energy Agency) - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org> свободный. – (дата обращения 01.07.2023)
90. Минпромторг (Министерство промышленности и торговли) России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minpromtorg.gov.ru/> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)
91. Минэнерго (Министерство энергетики) России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/910> свободный. – (дата обращения 13.07.2023)
92. Мировые запасы природного газа - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.naturalgasworld.com> свободный. – (дата обращения 11.07.2023)
93. Налоговые льготы как инструмент стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012079/pdf> свободный. – (дата обращения 10.06.2023)
94. Общество инженеров-нефтяников SPE (Society of Petroleum Engineers) - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.spe.org> свободный. – (дата обращения 12.06.2023)
95. ОПЕК (OPEC) - Organization of the Petroleum Exporting Countries - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.opec.org> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)
96. ПАО «Газпром-нефть» на «Иннопроме» провела встречи с партнерами по нацпроекту «Бажен» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.znak.com/2017-07-13/gazprom\\_neft\\_na\\_innoprome\\_provela\\_vstrechi\\_s\\_partnerami\\_po\\_nacproektu\\_bazhen](https://www.znak.com/2017-07-13/gazprom_neft_na_innoprome_provela_vstrechi_s_partnerami_po_nacproektu_bazhen) свободный. – (дата обращения 09.07.2023)
97. ПАО «Роснефть» развитие технологий ТРИЗ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosneft.com/press/news/item/192847/> свободный. – (дата обращения 03.06.2023)



98. Проект «Бажен» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tc-bazhen.ru/static/achievements> свободный. – (дата обращения 01.06.2023)
99. Российские нефтяные компании увеличивают добычу трудноизвлекаемой нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.reuters.com/article/us-russia-oil-hard-to-extract-idUSKCN11W1JB> свободный. – (дата обращения 06.07.2023)
100. Рынок нефти. Прогноз МЭА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/rynok-nefti-prognoz-mea-obrushil-tseny-po-vsei-krivoi-brent> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)
101. Статистика Всемирного банка по рынку углеводородов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PETR.RT.ZS> свободный. – (дата обращения 09.07.2023)
102. Статистический обзор мировой энергетики (BP Statistical Review of World Energy) - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bp.com> свободный. – (дата обращения 17.07.2023)
103. Технологический центр «Бажен» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/tekhnologicheskiiy-tsentr-bazhen-obespechit-budushchee-rossiyskoy-neftyanoy-promyshlennosti/> свободный. – (дата обращения 15.07.2023)
104. Три потенциальных сценария развития рынка нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rigzone.com/news/three\\_potential\\_oil\\_market\\_scenarios-17-mar-2020-161413-article/](https://www.rigzone.com/news/three_potential_oil_market_scenarios-17-mar-2020-161413-article/) свободный. – (дата обращения 05.06.2023)
105. Трудная нефть [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://triz.tass.ru/> свободный. – (дата обращения 18.08.2023)
106. Трудноизвлекаемые запасы России. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://aif.ru/society/science/zhidkoe\\_toplivo\\_i\\_parafin\\_kakie\\_nauchnye\\_razrabotki\\_vn\\_edryayut\\_neftyaniki](https://aif.ru/society/science/zhidkoe_toplivo_i_parafin_kakie_nauchnye_razrabotki_vn_edryayut_neftyaniki) свободный. – (дата обращения 12.07.2023)

107. Управление энергетической информации США. - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eia.gov> свободный. – (дата обращения 08.07.2023)

108. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gks.ru/> свободный. – (дата обращения 13.06.2023)

109. ЦДУ ТЭК - филиал ФГБУ РЭА Минэнерго России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.cdu.ru/catalog/zhurnal\\_tek\\_rossii/](https://www.cdu.ru/catalog/zhurnal_tek_rossii/) свободный. – (дата обращения 02.07.2023)

110. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> – свободный. – (дата обращения 08.07.2023)

111. Энергетическая энциклопедия Energy-pedia - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energy-pedia.com> свободный. – (дата обращения 01.06.2023)

112. Энергетика. (Экономический потенциал ТРИЗ). Минприроды России предлагает включить в перечень ТРИЗ залежи углеводородов Северного Кавказа и Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.mnr.gov.ru/press/news/minprirody\\_rossii\\_predlagaet\\_vklyuchit\\_v\\_perechen\\_triz\\_zalezhi\\_uglevodorodov\\_severnogo\\_kavkaza\\_i\\_zap/](https://www.mnr.gov.ru/press/news/minprirody_rossii_predlagaet_vklyuchit_v_perechen_triz_zalezhi_uglevodorodov_severnogo_kavkaza_i_zap/) свободный. – (дата обращения 21.09.2023)

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1.

Средняя себестоимость добычи нефти в долларах США за баррель по крупнейшим месторождениям стран мира

Страна (местоположение)	Себестоимость добычи углеводородов (минимальная)	Себестоимость добычи нефти (средняя)
Саудовская Аравия (Ghawar)	3	5
Ирак (Rumaila)	5	6
Кувейт (Burgan)	5	6
ОАЭ (Zakum)	5	7
Иран (Ahwaz)	5	6
Мексика (Cantarell)	10	15
Иран (Marun)	7	10
Северное море (Brent Blend Standart)	20	25
Канада (Fort Murray)	25	30
США (Баккенские формирования)	30	40
Бразилия (оффшорные месторождения северной части)	45	50

Источник: составлено автором по данным [23, 34]

Приложение 2.

Доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общем объеме добычи СССР/России с 1960 по 2030 год, в %

1960	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
10%	15%	25%	44%	51%	54,50%	59,60%	61,50%	64,80%	69,30%	72,40%

Источник: составлено автором.

Приложение 3.

Сравнение продуктивности работы скважины №1 до и после применения технологий интенсификации (период 24 месяца)

Месяц	Год 1, месяц 1	Год 1, месяц 2	Год 1, месяц 3	Год 1, месяц 4	Год 1, месяц 5	Год 1, месяц 6	Год 1, месяц 7	Год 1, месяц 8	Год 1, месяц 9	Год 1, месяц 10	Год 1, месяц 11	Год 1, месяц 12
<b>Продуктивност ь</b>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Месяц	Год 2, месяц 1	Год 2, месяц 2	Год 2, месяц 3	Год 2, месяц 4	Год 2, месяц 5	Год 2, месяц 6	Год 2, месяц 7	Год 2, месяц 8	Год 2, месяц 9	Год 2, месяц 10	Год 2, месяц 11	Год 2, месяц 12
<b>Продуктивност ь</b>	0,41	0,58	0,57	0,53	0,52	0,44	0,61	0,62	0,58	0,54	0,53	0,55

Источник: составлено автором.

Приложение 4.

Сравнение продуктивности работы скважины №2 до и после применения технологий интенсификации (период 48 месяцев)

<b>Месяц</b>	Год 1, месяц 1	Год 1, месяц 2	Год 1, месяц 3	Год 1, месяц 4	Год 1, месяц 5	Год 1, месяц 6	Год 1, месяц 7	Год 1, месяц 8	Год 1, месяц 9	Год 1, месяц 10	Год 1, месяц 11	Год 1, месяц 12
<b>Продуктивность</b>	0,38	0,37	0,38	0,39	0,22	0,41	0,42	0,38	0,39	0,44	0,42	0,41
<b>Месяц</b>	Год 2, месяц 1	Год 2, месяц 2	Год 2, месяц 3	Год 2, месяц 4	Год 2, месяц 5	Год 2, месяц 6	Год 2, месяц 7	Год 2, месяц 8	Год 2, месяц 9	Год 2, месяц 10	Год 2, месяц 11	Год 2, месяц 12
<b>Продуктивность</b>	0,19	0,34	0,38	0,36	0,44	0,42	0,45	0,51	0,36	0,22	0,43	0,42
<b>Месяц</b>	Год 3, месяц 1	Год 3, месяц 2	Год 3, месяц 3	Год 3, месяц 4	Год 3, месяц 5	Год 3, месяц 6	Год 3, месяц 7	Год 3, месяц 8	Год 3, месяц 9	Год 3, месяц 10	Год 3, месяц 11	Год 3, месяц 12
<b>Продуктивность</b>	0,46	0,42	1	1,2	1,16	1,12	1,13	1,09	1,19	0,92	0,94	0,92
<b>Месяц</b>	Год 4, месяц 1	Год 4, месяц 2	Год 4, месяц 3	Год 4, месяц 4	Год 4, месяц 5	Год 4, месяц 6	Год 4, месяц 7	Год 4, месяц 8	Год 4, месяц 9	Год 4, месяц 10	Год 4, месяц 11	Год 4, месяц 12
<b>Продуктивность</b>	0,87	0,92	0,91	0,94	1	0,82	0,84	0,75	0,86	0,92	0,77	0,88

Источник: составлено автором.

Приложение 5.

Апробация программы на скважинах каждой группы месторождений, прибыль/убыток в млн.долл.США при изменении цены на баррель нефти.

Скважина №4	Скважина №16	Скважина №7	Скважина №19
-------------	--------------	-------------	--------------

Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 44
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 4670999.999999999	Profit before technology implementation: 3803000	Profit before technology implementation: - 143173000	Profit before technology implementation: 14145200
Profit after technology implementation and environmental fee: 5829172.714285715	Profit after technology implementation and environmental fee: 49330423.87368421	Profit after technology implementation and environmental fee: -78511738.47441863	Profit after technology implementation and environmental fee: - 7760530.134371253
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 60
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 4670999.999999999	Profit before technology implementation: 3803000	Profit before technology implementation: - 143173000	Profit before technology implementation: 48262000
Profit after technology implementation and environmental fee: 5840871.428571429	Profit after technology implementation and environmental fee: 49790296.84210526	Profit after technology implementation and environmental fee: -77858594.41860467	Profit after technology implementation and environmental fee: 46959405.385628745
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 80	Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 60
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 6200000	Profit before technology implementation: 13955000	Profit before technology implementation: - 79637000	Profit before technology implementation: 48262000
Индекс доходности инвестиций: 1.25 д.ед.	Profit after technology implementation and environmental fee: 78779345.47368422	Profit after technology implementation and environmental fee: 27167690.325581376	Profit after technology implementation and environmental fee: 46946247.86427146
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0

Initial oil price per barrel: 80	Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 64.71
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 6200000	Profit before technology implementation: 13955000	Profit before technology implementation: - 79637000	Profit before technology implementation: 58305133.0
Profit after technology implementation and environmental fee: 7828571.428571429	Profit after technology implementation and environmental fee: 79434136.84210527	Profit after technology implementation and environmental fee: 28246525.581395328	Profit after technology implementation and environmental fee: 63067586.40432871
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 64.71
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 4200000	Profit before technology implementation: 16943494.999999993	Profit before technology implementation: - 60933590.00000003	Profit before technology implementation: 58305133.0
Profit after technology implementation and environmental fee: 5218285.714285715	Profit after technology implementation and environmental fee: 87448371.7696842	Profit after technology implementation and environmental fee: 58277072.178581364	Profit after technology implementation and environmental fee: 63115691.99427143
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 60	Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 64.71	Initial oil price per barrel: 80
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 4200000	Profit before technology implementation: 16943494.999999993	Profit before technology implementation: - 60933590.00000003	Profit before technology implementation: 90908000
Profit after technology implementation and environmental fee: 5228571.428571429	Profit after technology implementation and environmental fee: 88160542.24210525	Profit after technology implementation and environmental fee: 59481220.281395316	Profit after technology implementation and environmental fee: 115359324.78562875
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	Initial barrels: 3433003.0
Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 80	Initial oil price per barrel: 80	Initial oil price per barrel: 80

Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	Initial total cost: 159033932.13572854
Profit before technology implementation: 2600000	Profit before technology implementation: 26645000	Profit before technology implementation: - 217000	Profit before technology implementation: 90908000
Profit after technology implementation and environmental fee: 3143085.7142857146	Profit after technology implementation and environmental fee: 115590497.47368422	Profit after technology implementation and environmental fee: 159266976.32558137	Profit after technology implementation and environmental fee: 115606307.86427146
Initial barrels: 130000.0	Initial barrels: 1852740.0	Initial barrels: 6631570.0	
Initial oil price per barrel: 44	Initial oil price per barrel: 80	Initial oil price per barrel: 80	
Initial total cost: 2571428.5714285714	Initial total cost: 31730263.157894738	Initial total cost: 369647674.4186047	
Profit before technology implementation: 2600000	Profit before technology implementation: 26645000	Profit before technology implementation: - 217000	
Profit after technology implementation and environmental fee: 3148571.4285714286	Profit after technology implementation and environmental fee: 116488936.84210527	Profit after technology implementation and environmental fee: 160877925.58139533	

Источник: составлено автором.

## Приложение 6.

Апробация программы на 20 анализируемых скважинах, демонстрирующая рост коэффициента продуктивности, в %,  
применение методов интенсификации добычи

Скважины №1-20 Тест 1-4	Скважины №1-20 Тест 5-12
-------------------------	--------------------------



<pre> new_field = OilField(initial_equipment_cost=1000000, logistics_cost=200000, initial_staff_cost=300000, raw_material_cost=200000, other_expenses=100000, oil_price=60) barrels = 470000 print(f"Initial barrels: {barrels}") print(f"Initial oil price per barrel: {new_field.oil_price}") print(f"Initial total cost: {new_field.total_cost()}") initial_profit = new_field.calculate_profit(barrels) print(f"\nProfit before technology implementation: {initial_profit}") tech1 = Technology(implementation_cost=50000, efficiency_increase=3.85, cost_reduction=1) barrels *= tech1.efficiency_increase new_field.implement_technology(tech1.cost_reduction, tech1.efficiency_increase) print(f"\nAfter implementing technology with cost_reduction of {tech1.cost_reduction} and efficiency_increase of {tech1.efficiency_increase}:") print(f"Barrels: {barrels}") print(f"Total cost: {new_field.total_cost()}") </pre>	<p>Тест 25 месяц – 48 месяц</p> <p>Initial barrels: 788000  Initial oil price per barrel: 60  Initial total cost: 1800000  Profit before technology implementation: 45480000  After implementing technology with cost_reduction of 0.58 and efficiency_increase of 2.3:  Barrels: 1812399.9999999998  Total cost: 3103448.2758620693  New oil price per barrel: 60  Profit after technology implementation: 105640551.72413792  Difference in profit after implementing technology: 60160551.72413792  =====</p>
<p>Total cost without technology: 215000  Cost per barrel without technology: 107.5  Total cost with technology: 268750.0  Cost per barrel with technology: 111.97916666666667  Profit: -28750.0  New Profit: -4750.0  Initial barrels: 470000  Initial oil price per barrel: 60  Initial total cost: 1800000  Profit before technology implementation: 26400000  After implementing technology with cost_reduction of 1 and efficiency_increase of 3.85:  Barrels: 1809500.0  Total cost: 1800000.0  New oil price per barrel: 60  Profit after technology implementation: 106770000.0  Difference in profit after implementing technology: 80370000.0</p>	<p>Initial barrels: 788000  Initial oil price per barrel: 60  Initial total cost: 1800000  Profit before technology implementation: 45480000  After implementing technology with cost_reduction of 0.58 and efficiency increase of 2.25:  Barrels: 1773000.0  Total cost: 3103448.2758620693  New oil price per barrel: 60  Profit after technology implementation: 103276551.72413793  Difference in profit after implementing technology: 57796551.72413793  =====</p>
<pre> new_field = OilField(initial_equipment_cost=1000000, logistics_cost=200000, initial_staff_cost=300000, raw_material_cost=200000, other_expenses=100000, oil_price=60) barrels = 100000 print(f"Initial barrels: {barrels}") print(f"Initial oil price per barrel: {new_field.oil_price}") print(f"Initial total cost: {new_field.total_cost()}") initial_profit = new_field.calculate_profit(barrels) </pre>	<p>Initial barrels: 788000  Initial oil price per barrel: 60  Initial total cost: 1800000  Profit before technology implementation: 45480000  After implementing technology with cost_reduction of 0.58 and efficiency_increase of 2.38:  Barrels: 1875440.0  Total cost: 3103448.2758620693  New oil price per barrel: 60  Profit after technology implementation: 109422951.72413793</p>

<pre> print(f"\nProfit before technology implementation: {initial_profit}") tech1 = Technology(implementation_cost=50000, efficiency_increase=1.3, cost_reduction=0.7) barrels *= tech1.efficiency_increase new_field.implement_technology(tech1.cost_reduction, tech1.efficiency_increase) print(f"\nAfter implementing technology with cost_reduction of {tech1.cost_reduction} and efficiency_increase of {tech1.efficiency_increase}:") print(f"Barrels: {barrels}") print(f"Total cost: {new_field.total_cost()}") new_field.change_oil_price(60) print(f"\nNew oil price per barrel: {new_field.oil_price}")  final_profit = new_field.calculate_profit(barrels) print(f"\nProfit after technology implementation: {final_profit}")  profit_difference = final_profit - initial_profit print(f"\nDifference in profit after implementing technology: {profit_difference}") # Демонстрация работы класса OilDevelopmentSystem oil_system = OilDevelopmentSystem(development_duration=24,                                 additional_oil_extraction=500,                                 producing_wells=10,                                 injection_wells=5,                                 wells_for_drilling=3,                                 investments=500,                                 operational_costs=100/12) cash_flows = [30 for _ in range(24)] oil_system.calculate_NPV(cash_flows) oil_system.calculate_payback_period(cash_flows) oil_system.calculate_investment_index() print(f"\nNPV: {oil_system.NPV:.2f} млн.руб.") print(f"Срок окупаемости инвестиций: {oil_system.payback_period} мес.") print(f"Индекс доходности инвестиций: {oil_system.investment_index:.2f} д.ед.") </pre>	<pre> Difference in profit after implementing technology: 63942951.72413793 ===== Initial barrels: 788000 Initial oil price per barrel: 60 Initial total cost: 1800000 Profit before technology implementation: 45480000 After implementing technology with cost_reduction of 0.58 and efficiency_increase of 2.385: Barrels: 1879379.9999999998 Total cost: 3103448.2758620693 New oil price per barrel: 60 Profit after technology implementation: 109659351.72413792 Difference in profit after implementing technology: 64179351.72413792 Total cost without technology: 215000 Cost per barrel without technology: 215.0 Total cost with technology: 238888.8888888889 Cost per barrel with technology: 217.171717171718 Profit: -161888.8888888889 New Profit: -150888.8888888889 </pre>
<pre> Initial barrels: 100000 Initial oil price per barrel: 60 Initial total cost: 1800000 Profit before technology implementation: 4200000 After implementing technology with cost_reduction of 0.7 and efficiency_increase of 1.3: Barrels: 130000.0 Total cost: 2571428.5714285714 </pre>	<pre> Initial barrels: 1852856.8 Initial oil price per barrel: 60 Initial total cost: 44985578.94736842 Profit before technology implementation: -6269280 Profit after technology implementation and environmental fee: 36112026.25010527 </pre>

New oil price per barrel: 60 Profit after technology implementation: 5228571.428571429 Difference in profit after implementing technology: 1028571.4285714291	
Total cost without technology: 215000 Cost per barrel without technology: 43.0 Total cost with technology: 307142.85714285716 Cost per barrel with technology: 40.952380952380956 Profit: 255357.14285714284	

Источник: составлено автором.

Приложение 7.

### Данные по интенсификации скважин 1-20

Скважина	Фактор (Технологическое развитие) (1.66±0.12827)	ГРП (1.19722±0.01839)	ПИВ (1.24687±0.00382)	Снижение себестоимости (1.19840±0.01123)	$y_i$
Скважина 1	3.32	3.59	4.99	5.99	$\beta_0+17.89$
Скважина 2	4.98	4.79	2.49	7.19	$\beta_0+19.45$
Скважина 3	6.64	1.20	3.74	5.99	$\beta_0+17.57$
Скважина 4	1.66	2.39	1.25	4.79	$\beta_0+10.09$
Скважина 5	3.32	3.59	6.23	7.19	$\beta_0+20.33$
Скважина 6	2.49	2.39	4.99	4.79	$\beta_0+14.66$
Скважина 7	4.98	4.79	2.49	5.99	$\beta_0+18.25$
Скважина 8	3.32	1.20	6.23	4.79	$\beta_0+15.54$

Скважина 9	1.66	4.79	3.74	7.19	$\beta_0+17.38$
Скважина 10	6.64	2.39	1.25	4.79	$\beta_0+15.07$
Скважина 11	4.98	3.59	6.23	5.99	$\beta_0+20.79$
Скважина 12	3.32	2.39	4.99	7.19	$\beta_0+17.89$
Скважина 13	2.49	4.79	2.49	4.79	$\beta_0+14.56$
Скважина 14	1.66	1.20	6.23	5.99	$\beta_0+15.08$
Скважина 15	6.64	4.79	3.74	4.79	$\beta_0+19.96$
Скважина 16	4.98	2.39	1.25	7.19	$\beta_0+15.81$
Скважина 17	3.32	3.59	4.99	5.99	$\beta_0+17.89$
Скважина 18	2.49	4.79	2.49	7.19	$\beta_0+16.96$
Скважина 19	1.66	1.20	6.23	4.79	$\beta_0+13.88$
Скважина 20	6.64	3.59	3.74	7.19	$\beta_0+21.16$
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Доверительный интервал для <math>\beta_1</math>: <math>1.66021 \pm 1.96 \times 0.12827 = [1.4095, 1.9109]</math> <math>1.66021 \pm 1.96 \times 0.12827 = [1.4095, 1.9109]</math></li> <li>• Доверительный интервал для <math>\beta_2</math>: <math>1.19722 \pm 1.96 \times 0.01839 = [1.1613, 1.2331]</math> <math>1.19722 \pm 1.96 \times 0.01839 = [1.1613, 1.2331]</math></li> <li>• Доверительный интервал для <math>\beta_3</math>: <math>1.24687 \pm 1.96 \times 0.00382 = [1.2395, 1.2542]</math> <math>1.24687 \pm 1.96 \times 0.00382 = [1.2395, 1.2542]</math></li> <li>• Доверительный интервал для <math>\beta_4</math>: <math>1.19840 \pm 1.96 \times 0.01123 = [1.1764, 1.2204]</math> <math>1.19840 \pm 1.96 \times 0.01123 = [1.1764, 1.2204]</math></li> </ul>					

Источник: составлено автором.

- Для нейросетевого метода потенциал доходности скважин может быть:  $P_1, P_2, \dots, P_{10}$
- Для классического метода потенциал доходности скважин может быть:  $Q_1, Q_2, \dots, Q_{10}$

Расчетный коэффициент для нейросетевого метода в Таблице — 2,77321. Следовательно, прогнозируемый потенциал доходности для каждой скважины будет:

Прогноз =  $P \times 2,77321$

Аналогично для классического метода с коэффициентом 1,49567:

Прогноз =  $Q \times 1,49567$

## Приложение 8.

### Данные геологической разработки месторождений традиционным и нейросетевым методами

№ скважины	Метод оценки	Глубина основной пробы (м)	Дебит нефти (т/сут)	Дебит воды (м <sup>3</sup> /сут)	Конц. углеводородов (%)	Текущий показатель чистой прибыли (млрд. долл. США)
1	Нейросетевой (Баженовская свита)	3200	100	400	6	1,732
2	Нейросетевой (Баженовская свита)	3100	110	390	6,5	1,732
3	Нейросетевой (Баженовская свита)	3150	105	395	6,2	1,732
4	Нейросетевой (Баженовская свита)	3120	108	392	6,3	1,732

5	Нейросетевой (Баженовская свита)	3190	101	399	6,1	1,732
6	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3300	120	410	7	1,732
7	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3400	130	420	7,5	1,732
8	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3350	125	415	7,2	1,732
9	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3310	121	411	7,1	1,732
10	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3390	129	419	7,4	1,732
11	Классический (Баженовская свита)	3050	95	385	5,5	3,485
12	Классический (Баженовская свита)	3000	90	380	5,2	3,485
13	Классический (Баженовская свита)	3030	93	383	5,3	3,485
14	Классический (Баженовская свита)	3070	97	387	5,6	3,485
15	Классический (Баженовская свита)	3100	100	390	5,7	3,485
16	Классический (Восточная Сибирь)	3250	110	405	6	3,485
17	Классический (Восточная Сибирь)	3210	107	402	5,9	3,485
18	Классический (Восточная Сибирь)	3300	115	410	6,2	3,485
19	Классический (Восточная Сибирь)	3350	118	415	6,4	3,485

20	Классический (Восточная Сибирь)	3400	120	420	6,5	3,485
<p>Нейросетевой метод:</p> <p>Средний потенциал доходности на скважину = <math>274,2110 = 27,421</math> млрд. долл. США</p> <p>Средний прогнозный потенциал = <math>27,421 \times 2,77321 = 76,07</math> млрд. долл. США.</p> <p>Классический метод:</p> <p>Средний потенциал доходности на скважину = <math>165,8210 = 16,582</math> млрд. долл. США</p> <p>Средний прогнозный потенциал = <math>16,582 \times 1,49567 = 24,80</math> млрд. долл. США</p>						

Источник: составлено автором.

Приложение 9.

#### Данные по функционированию 20 скважин 4 групп месторождений

№ скважины	Регион	Стоимость цены на баррель "Urals"	Технологии интенсификации	Глубина скважины (м)	Дебит нефти (баррелей/сутки)	Давление в пласте (атм)
1	Арктика	70	3,2	1500	500	100
2	Арктика	72	3,4	1550	520	110
3	Арктика	71	3,3	1525	510	105
4	Арктика	69	3,1	1475	490	95
5	Арктика	68	3	1450	480	90

6	Баженовская свита	66	2,8	1600	540	120
7	Баженовская свита	65	2,7	1575	530	115
8	Баженовская свита	67	2,9	1625	550	125
9	Баженовская свита	64	2,6	1550	520	110
10	Баженовская свита	63	2,5	1525	510	105
11	Восточная Сибирь	75	3,7	1700	580	130
12	Восточная Сибирь	74	3,6	1675	570	125
13	Восточная Сибирь	76	3,8	1725	590	135
14	Восточная Сибирь	77	3,9	1750	600	140
15	Восточная Сибирь	78	4	1775	610	145



16	Западная Сибирь	60	2,2	1400	470	85
17	Западная Сибирь	59	2,1	1375	460	80
18	Западная Сибирь	61	2,3	1425	480	90
19	Западная Сибирь	62	2,4	1450	490	95
20	Западная Сибирь	58	2	1350	450	75

Источник: составлено автором по данным [97,98]

Приложение 10.

Данные геологической разработки месторождений традиционным и нейросетевым методами

№ скважины	Метод оценки	Глубина (м)	Дебит нефти (т/сут)	Дебит воды (м <sup>3</sup> /сут)	Конц. углеводородов (%)	Текущий показатель чистой прибыли (млрд. долл. США)	Базовый показатель доходности	Прогнозный показатель чистой прибыли (млрд. долл. США)
1	Нейросетевой (Баженовская свита)	3200	100	400	6	1,732	2,76021	27,421

2	Нейросетевой (Баженовская свита)	3100	110	390	6,5	1,732	2,76021	27,421
3	Нейросетевой (Баженовская свита)	3150	105	395	6,2	1,732	2,76021	27,421
4	Нейросетевой (Баженовская свита)	3120	108	392	6,3	1,732	2,76021	27,421
5	Нейросетевой (Баженовская свита)	3190	101	399	6,1	1,732	2,76021	27,421
6	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3300	120	410	7	1,732	2,76021	27,421
7	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3400	130	420	7,5	1,732	2,76021	27,421
8	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3350	125	415	7,2	1,732	2,76021	27,421
9	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3310	121	411	7,1	1,732	2,76021	27,421
10	Нейросетевой (Восточная Сибирь)	3390	129	419	7,4	1,732	2,76021	27,421
11	Классический (Баженовская свита)	3050	95	385	5,5	3,485	1,49432	16,582

12	Классический (Баженовская свита)	3000	90	380	5,2	3,485	1,49432	16,582
13	Классический (Баженовская свита)	3030	93	383	5,3	3,485	1,49432	16,582
14	Классический (Баженовская свита)	3070	97	387	5,6	3,485	1,49432	16,582
15	Классический (Баженовская свита)	3100	100	390	5,7	3,485	1,49432	16,582
16	Классический (Восточная Сибирь)	3250	110	405	6	3,485	1,49432	16,582
17	Классический (Восточная Сибирь)	3210	107	402	5,9	3,485	1,49432	16,582
18	Классический (Восточная Сибирь)	3300	115	410	6,2	3,485	1,49432	16,582
19	Классический (Восточная Сибирь)	3350	118	415	6,4	3,485	1,49432	16,582
20	Классический (Восточная Сибирь)	3400	120	420	6,5	3,485	1,49432	16,582

Источник: составлено автором по данным [97,98]

Приложение 11.

Данные по стоимости барреля марки «Urals» с составленным прогнозом до 2030 года

Источник:	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030
Минэкономразвитие РФ	40	43	45	<b>67</b>	<b>62</b>	<b>59</b>	<b>61</b>	<b>81,9</b>
ЦБ РФ	38	40	42	<b>52</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>49</b>	<b>56,1</b>
Аналитическое агентство «Экономист»	52	51	53	<b>56</b>	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>50,1</b>
Международный банк	46	48	50	<b>60</b>	<b>46</b>	<b>44</b>	<b>48</b>	<b>47,3</b>
Институт прогнозирования РАН	37	40	44	<b>64</b>	<b>45</b>	<b>47</b>	<b>51</b>	<b>61,1</b>
Минэнерго РФ	38	44	43	<b>63</b>	<b>67</b>	<b>62</b>	<b>64</b>	<b>88,9</b>
Среднее значение	41,83	44,33	46,17	<b>60,33</b>	<b>52</b>	<b>51,33</b>	<b>54,17</b>	<b>64,23</b>

Источник: составлено автором по данным [108]

Приложение 12.

Апробация программы на 20 анализируемых скважинах, демонстрирующая рост коэффициента продуктивности, и применение методов интенсификации добычи, в %

Номер скважины	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Рост коэффициента	27%	0,10%	134%	204%	100%	0%	59%	283%	314%	422%	0,10%	0%	100%	100%	20%	74%	218%	0%	68%	100%
----------------------	-----	-------	------	------	------	----	-----	------	------	------	-------	----	------	------	-----	-----	------	----	-----	------

Источник: составлено автором по данным [79]