

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Афонасьев Максим Альбертович

**УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

5.2.3 Региональная и отраслевая экономика

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук, профессор
Сураева Мария Олеговна

Самара – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Теоретические основы управления развитием нефтедобывающих предприятий	10
1.1 Сущность и содержание управления развитием.....	10
1.2 Современная парадигма управления развитием нефтедобывающих предприятий	17
1.3 Современные тенденции развития нефтедобывающих предприятий в условиях расширения мирохозяйственных связей	26
2 Методические подходы к управлению развитием нефтедобывающих предприятий РФ.....	37
2.1 Анализ управления вертикально интегрированной нефтегазовой компанией в целях развития	37
2.2 Система инструментария управления развитием нефтедобывающих предприятий	59
2.3 Критерии оценки эффективности нефтедобывающих предприятий.....	72
3 Механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий.....	87
3.1 Методика оценки экономической эффективности нефтедобывающих предприятий	87
3.2 Методические положения/рекомендации по управлению рисками и обеспечению эколого-экономической эффективности нефтедобывающих предприятий	102
3.3 Механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий.....	126
Заключение.....	137
Список литературы.....	140

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования. Стратегическая цель современного развития экономики Российской Федерации до 2030 г. заключается в достижении устойчивого экономического роста путем диверсификации ее отраслей и создания условий для перехода к сервисно-технологической экономике. Для достижения поставленной цели необходимо осваивать новые ниши внутреннего и мирового рынка за счет развития глубокой переработки в нефтяной, газовой и других отраслях добывающей промышленности.

В условиях глобализации особую актуальность приобретает проблема управления предприятиями, что свидетельствует о растущей необходимости обеспечения устойчивого экономического развития нефтедобывающих предприятий страны.

Согласно оценке специалистов, в предстоящие годы потребность в энергоносителях в мире будет расти примерно на 2,4% ежегодно, а добыча нефти будет сокращаться из-за истощения запасов.

Особую значимость приобретает устойчивое развитие экономики на основе реструктуризации и трансформации предприятий, создания системы инструментов и механизмов управления предприятиями. Особенностью развития нефтедобывающей отрасли становится преобразование нефтедобывающих предприятий в высокотехнологическую, эффективную и конкурентоспособную отрасль.

Это требует анализа научной зарубежной и отечественной экономической литературы и практического опыта функционирования подобных систем развитых стран.

На данной основе необходима разработка конкретных рекомендаций по созданию системы управления с учетом особенностей управленческой деятельности нефтедобывающих предприятий. Обозначенная актуальность проблемы предопределила выбор темы настоящего исследования.

Степень научной разработанности проблемы. Проблемы развития теории стратегического управления рассматривались в трудах Р. Акоффа, В.Ю. Алекперова, А.А. Арбатова, П.П. Безруких, С.Н. Бобылева, А.А. Голуба, Е.Л. Драчевой, В.В. Зуденко, В.А. Крюкова, А.Е. Севастьяновой, А.Н. Токарева, В.Н. Федосеева.

Теоретико-методическим обоснованием диссертационной работы послужили научно-теоретические разработки Л.И. Абалкина, А.Г. Аганбегяна, Н.И. Архиповой, К.В. Балдина, А.В. Барышевой, М.Я. Гохберга, В.В. Ивантера, М.М. Ищенко, Б.Н. Кузыка, В.С. Приданова, А.Н. Фоломьева и др.

Управление нефтедобывающими предприятиями рассматривалось в трудах ученых-экономистов М. Альберта, А.Н. Асаула, Л.А. Баева, Ф.Ф. Бездудного, П.Н. Завлина, С.Д. Ильенковой, М. Мескона, М. Портера, Б.А. Райзберга, А.М. Фадеева, Р.А. Фатхутдинова, Ф. Хедоури, А.Н. Цветкова, В.Э. Шугурова и др.

Несомненно, можно привести целый ряд других ученых, исследовавших тесно примыкающие к данной теме проблемы управления предприятиями, обеспечения устойчивости их развития и выживаемости в условиях рыночной конкуренции: А.В. Мясков, В.С. Осипов, В.П. Самарина, Т.О. Толстых.

Однако исследование проблем развития управления нефтедобывающими предприятиями далеко от исчерпывающего. Многие авторы неоднократно и справедливо указывали на то, что использование зарубежного опыта должно сочетаться с особенностями национальной экономики. Однако остаются неисследованными принципиальные особенности и отличия использования стратегического управления в нашей стране от других стран.

Ряд теоретических и практических проблем, касающихся управления предприятиями в реальном секторе экономики, еще не получили должного освещения. Такое утверждение справедливо и в отношении управления нефтедобывающими предприятиями. Это и предопределило выбор темы, постановку цели, задач диссертационной работы.

Целью исследования является разработка методических положений и практических рекомендаций по управлению развитием нефтедобывающих

предприятий на основе принципов устойчивого развития и «зеленой» экономики, направленных на обеспечение стабилизации экологической ситуации в районах нефтедобычи с учетом современных глобальных тенденций.

Цель исследования определила постановку следующих **задач**:

- раскрыть сущность и содержание понятия «управление развитием промышленных предприятий» в контексте современных подходов, систематизировать факторы и принципы развития, обосновать необходимость трансформации концепции управления развитием промышленных предприятий;

- систематизировать инструментарий и методы управления развитием нефтедобывающих предприятий на современном этапе, определить основные системные проблемы развития данной отрасли;

- разработать методику оценки экономической эффективности производительности скважин и алгоритм выбора критериев оценки эффективности малорентабельных скважин нефтедобывающих предприятий с учетом специфических условий эксплуатации каждой скважины;

- предложить методические рекомендации по нейтрализации рисков нефтедобывающих предприятий на основе их страхования и стабилизации экологической ситуации в районах нефтедобычи;

- разработать механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий на базе принципов устойчивого роста и «зеленой» экономики;

- провести апробацию предложенных методических положений и практических рекомендаций на исследуемых промышленных предприятиях.

Объектом исследования являются нефтедобывающие предприятия, функционирующие в условиях изменяющихся глобальных тенденций больших вызовов.

Предмет исследования – экономические отношения, возникающие при управлении нефтедобывающими предприятиями.

Основная гипотеза исследования базируется на системе методических положений и научной позиции автора, согласно которым в качестве главного приоритета выступает управление развитием промышленных предприятий. Круг

решаемых при этом задач достаточно широк: управление предприятиями в контексте современных подходов, обоснование экономически и экологически допустимых объемов ежегодной нефтедобычи, глубины их переработки, качественных изменений в структуре промышленности.

В качестве **информационной базы** для исследования использовались данные публичных финансовых отчетов российских и зарубежных промышленных предприятий за 2013–2020 гг., официальные данные Росстата, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Министерства экономического развития Российской Федерации, Всемирной торговой организации, обзорные аналитические материалы ведущих международных консультационных и аудиторских компаний, фактический материал, содержащийся в трудах отечественных и зарубежных авторов в области оценки нематериальных активов и управления промышленными предприятиями на основе этих методов, статистические и иные материалы, размещенные в свободном доступе в сети «Интернет».

Область научного исследования. Исследование выполнено в рамках специальности 5.2.3 Региональная и отраслевая экономика, направление исследования (по специализации): 2. Экономика промышленности, в соответствии с пунктами: 2.3. Закономерности функционирования и развития отраслей промышленности; 2.9. Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий.

Научная новизна исследования состоит в том, что в рамках теоретико-методических обоснований предложен новый подход к управлению развитием нефтедобывающих предприятий, базирующийся на комплексном использовании углеводородных ресурсов, сокращении их потерь и взаимозаменяемости ресурсов.

Наиболее существенными результатами исследования, обладающими научной новизной и полученными лично соискателем, являются следующие выносимые на защиту положения:

1. Предложена методически обоснованная концепция управления развитием нефтедобывающих предприятий, способствующая динамичному развитию

предприятий и эффективному использованию их ресурсов и потенциала, на основе проведенной систематизации факторов и принципов развития, определения категорийного аппарата в части дефиниции «управление развитием нефтедобывающих предприятий» и включения механизма управления развитием промышленного предприятия, отличающаяся внедрением в управленческую практику предприятий отдельных элементов стратегического управления с их увязкой в методически обоснованную систему с применением принципов устойчивого роста и «зеленой» экономики.

2. Сформирована система инструментария управления развитием нефтедобывающих предприятий, отличающаяся применением системно-технологического подхода.

3. Разработана методика оценки экономической эффективности производительности скважин, включающая в себя принципы расчета базовой и дополнительной добычи нефти в разрезе отдельных месторождений, алгоритм расчета текущих и капитальных затрат, расчеты по критерию доходности инвестиций в реализацию технических решений на месторождениях, отличающаяся оптимизацией методов оценки экономической целесообразности увеличения нефтеотдачи пластов в зонах расположения малодебитных и высокообводненных добывающих скважин, что позволит вовлекать в отработку фонд бездействующих малодебитных скважин путем применения новых технологий повышения нефтеизвлечения на поздней стадии разработки месторождений.

4. Предложены методические положения/рекомендации по управлению рисками на нефтедобывающих предприятиях на основе их страхования, отличающиеся регулированием техногенного воздействия на экологические параметры окружающей среды путем широкого внедрения инновационных технологий глубокой переработки нефтегазовых ресурсов, обеспечения эколого-экономической эффективности нефтедобывающих предприятий.

5. Разработан механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий на базе принципов «зеленой» экономики, сформулированы перспективные

направления эффективного взаимодействия участвующих сторон (акторов) технологической платформы в целях формирования шестого технологического уклада.

Теоретико-методическую основу исследования составили труды ведущих зарубежных и отечественных ученых в области теории управления, организации и реализации ее в экономической деятельности, управлении экономикой. В работе автором применялись диалектический метод познания сущности социально-экономических явлений, его основные принципы и положения, а также общие и частные приемы экономических исследований: анализа и синтеза, сравнений и обобщений, группировок, ранжирования, экономико-математический, статистический методы.

Теоретическая значимость исследования заключается в том, что полученные результаты дополняют существующий теоретический багаж в области стратегического управления предприятиями страны и могут стать основанием для постановки новых исследовательских задач. Научные положения и рекомендации, сформулированные автором, носят практический характер: расширяют научные подходы к основным принципам и инструментам управления нефтедобывающими предприятиями, способам реорганизации деятельности нефтедобывающих предприятий. Часть рекомендаций, выводов и предложений, содержащихся в диссертации, внедрены в практическую деятельность нефтедобывающих предприятий, что подтверждается соответствующими справками и актами результатов внедрения.

Практическая значимость исследования. Основные теоретические, методические положения и выводы диссертационной работы могут быть использованы нефтедобывающими предприятиями для научного обоснования ключевых направлений инновационного развития и стимулирования инновационного потенциала страны. Методические подходы и практические результаты работы могут найти применение на нефтедобывающих предприятиях, что подтверждается справками о внедрении на ООО «Роспромкомплект» и ООО «Инфранефтегазсервис». Материалы диссертационного исследования могут

быть использованы при преподавании курсов «Управление предприятием», «Организация производства».

Достоверность и обоснованность исследований, положений, выводов и рекомендаций обеспечивается применением современных базовых принципов экономического развития промышленных предприятий, теории устойчивого развития, проведенной проверкой обоснованности основных защищаемых научных положений и рекомендаций, базирующихся на современных методах исследования и их достоверности. Предложенные прикладные и теоретические методические положения по диссертационной работе были неоднократно доложены и обсуждены на международных и всероссийских научных конференциях и внедрены в практику.

Апробация результатов диссертационного исследования. Основные положения и выводы исследования апробированы автором на научных конференциях, в том числе на международных: XVII Международная научно-практическая конференция (ч. II) (Москва, 2018); Международная научно-практическая конференция (Тюмень, 2018); Международная научно-практическая конференция (Казань, 2018); II Международная научная конференция «Актуальные аспекты развития современной науки» (Самара, 2020); I Международная научно-практическая конференция «Актуальные теоретические и прикладные вопросы управления социально-экономическими системами» (Санкт-Петербург, 2021).

По теме исследования опубликованы 32 научные работы, в том числе 16 статей в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 2 статьи в журналах из системы SCOPUS, общим объемом 17,29 печ.л., в том числе авторских 5,94 печ.л.

Личный вклад автора является определяющим и заключается в непосредственном участии во всех этапах исследования: от постановки задач и их практической реализации до обсуждения результатов в научных публикациях и докладах.

Структура и объем диссертации. Работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы. Диссертация содержит 155 страниц, 41 таблицу, 46 рисунков.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1 Сущность и содержание управления развитием

Понятие «*управление*» связано с выбором управленческого решения. На наш взгляд, следует рассматривать управленческое решение как выбор всей организационной системы в условиях функционирования предприятия.

Понятие «управление» имеет несколько различных определений. Среди них, например, управление как создание и осуществление воздействий, обеспечивающих желаемое функционирование объекта и приводящих к определенной цели [104].

Существует также трактовка термина как «использование причинно-следственных отношений, при котором поведение системы приводит к желаемому результату» [104].

Еще одно определение управления: управление – процесс целенаправленного воздействия субъекта управления на объект управления для достижения определенных результатов деятельности [104].

Исходя из вышеизложенного, можно сказать, что управление имеет определенную направленность. В литературе по менеджменту рассматриваются механизмы управления отраслями хозяйствования, сферами, «технологии» принятия решений в отдельных управленческих ситуациях.

В теории и практике управления выделяют множество *методов* (диалектический, моделирования, эксперимента, социологический, мотивации и др.).

При рассмотрении методов управления используют различные *подходы* (диалектический, конкретно-исторический, комплексный, аспектный, системный).

Реализация функций и принципов управления осуществляется через *инструменты* управления.

Основные инструменты управления включают в себя организацию производства, планирование, контроль, а также информационное обеспечение.

Под *стилем* управления понимается совокупность характерных методов, приемов и действий, используемых в процессе управления руководителем.

Организационная структура управления является одной из наиболее важных подсистем организационно-экономического механизма деятельности предприятия. Она служит основой, которая ограничивает и упорядочивает процесс управления. Совершенствование организационной структуры необходимо рассматривать в динамике.

Одновременно следует отметить, что, как и любая другая сложная система, организационная система стремится к устойчивости.

Особое место в управлении развитием предприятия занимают *анализ и оценка эффективности* управленческой системы.

Помимо всего прочего, управление имеет свою среду.

Среда управления – совокупность субъектов и факторов, воздействующих и влияющих на состояние и перспективы предприятия, на эффективность управления.

Отметим, что управление предприятием является центральным звеном, обеспечивающим долгосрочную выживаемость предприятия и возможность достижения им успеха в конкурентной борьбе.

Нами предлагается *модель* управления развитием предприятия, представленная на рисунке 1.

Использование управления в организациях имеет свои особенности. В аспекте настоящего исследования они связаны со спецификой деятельности нефтедобывающих предприятий.

Нефтедобывающий сектор способствует развитию смежных и связанных отраслей (транспорт, коммуникации, нефтесервис, нефтехимия и др.).

Сектор разведки и добычи углеводородов является стратегически важным направлением.

К ключевым факторам, обуславливающим инвестиционную привлекательность нефтедобывающего сектора России, необходимо отнести имеющийся уровень запасов и объемы добычи углеводородного сырья.



Рисунок 1 – Модель управления развитием предприятия

Россия обладает значительными ресурсами нефти, однако ее разведка, разработка и дальнейшая добыча требуют решения ряда серьезных проблем:

- в последние годы – низкий уровень затрат на геологоразведку, что снижает перспективы долгосрочного развития;
- недоступность существующей геологической информации, что ограничивает потенциальных инвесторов в принятии инвестиционных решений;
- необходимость предоставления дополнительных экономических стимулов, что в перспективе значительно увеличивает капитальные затраты инвесторов и несет высокий уровень инвестиционного риска.

Объемы добычи служат важнейшим фактором привлекательности нефтедобывающего сектора.

Управление предприятиями в добывающей отрасли подразумевает трансформацию потенциального научно-технического прогресса в объективный процесс, воплощающийся в новых продуктах и технологиях.

Для формирования новой инновационной экономики требуются условия опережающего инновационного развития всех отраслей экономики, в том числе и нефтедобывающего сектора (таблица 1).

Таблица 1 – Добыча нефти по странам мира

Страна	Добыча нефти, млн т
Саудовская Аравия	542,34
Россия	531,43
США	446,23
Китай	208,13
Канада	193,01
Иран	166,08
ОАЭ	165,67
Ирак	153,24
Кувейт	151,25
Мексика	141,85
Венесуэла	135,09
Нигерия	111,26
Бразилия	109,94
Ангола	87,36
Катар	84,24
Норвегия	83,17
Примечание – Составлено автором по данным [42].	

Под организационной структурой управления нефтедобывающим предприятием понимается совокупность элементов – соответствующих подходов, принципов, методов, рычагов и инструментов.

Отметим, что система управления развитием промышленного предприятия представляет собой комплекс теоретических и практических положений и выводов по формированию и совершенствованию организации управления предприятиями, включающий в себя использование принципов вертикальной интеграции, внедрение методов бизнес-инжиниринга и построение логистических систем, адаптированных к конкретным условиям функционирования рыночной экономики.

Нами систематизированы *принципы и факторы*, оказывающие влияние на развитие нефтедобывающих предприятий (рисунок 2).

Как видно из рисунка 2, внутренняя среда определяет ориентиры и параметры управления развитием нефтедобывающего предприятия. Внешняя среда оказывает постоянное влияние на функционирование нефтедобывающего предприятия через финансовые и материальные ресурсы.



Рисунок 2 – Факторы и принципы, влияющие на деятельность нефтедобывающего предприятия

При этом отметим, что внешние факторы подразделяются на 2 группы:

- 1) факторы прямого воздействия, оказывающие непосредственное влияние на предприятие;
- 2) факторы косвенного воздействия, влияние которых является опосредованным.

К основным проблемам нефтедобывающего сектора страны можно отнести:

- низкий коэффициент восполнения запасов;
- недостаточную полноту и объективность текущей геолого-геофизической информации;
- относительно высокую себестоимость добычи;
- прогнозируемое падение добычи на суше;
- значительность транспортных расходов при экспорте нефти;
- отсталую научно-техническую базу.

Этапы процесса формирования управленческих решений нефтедобывающего предприятия отражены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Формирование управленческих решений нефтедобывающего предприятия

Современными учеными выделяются различные виды стратегий нефтедобывающих предприятий.

В рамках стратегий выделяются:

- защитная;
- инновационной имитации;
- выжидания;
- стратегия непосредственного реагирования на нужды и запросы потребителей.

В классе инновационных стратегий выделяются:

- активные НИОКР;
- стратегия, ориентированная на маркетинг;
- стратегия слияний и приобретений.

Специфика стратегии развития нефтедобывающих предприятий зависит от профиля их деятельности, уровня производственно-технического развития, направленности и объема реализуемых в производственных и исследовательских подразделениях работ по различным видам новшеств, а также от механизма и сферы их применения.

В рамках диссертационного исследования разработан *механизм* управления развитием нефтедобывающих предприятий, в котором раскрыто содержание и определены цели организации процесса управления развитием нефтедобывающих предприятий, на основе применения совокупности методического, информационного и организационного подходов (рисунок 4).



Рисунок 4 – Механизм управления развитием нефтедобывающего предприятия

Большинство организационных преобразований сводится к достижению достаточно ограниченного количества финансово-экономических целей, ориентированных на рост прибыльности и/или стоимости нефтедобывающего предприятия.

Таким образом, основным условием управления нефтедобывающими предприятиями должно стать получение конкурентного преимущества, результатом которого выступает управление развитием нефтедобывающих предприятий.

1.2 Современная парадигма управления развитием нефтедобывающих предприятий

Глобальная конкуренция становится все более жесткой для наиболее специализированных капиталоемких и наукоемких видов деятельности.

По мере движения от вершины к основанию пирамиды потенциалы по созданию рабочих мест возрастают, хотя наиболее высокооплачиваемая работа зачастую связана со специализированными навыками, необходимыми для высокотехнологичных операций.

На рисунке 5 представлена пирамида вспомогательных для нефтегазовой отрасли сегментов.



Рисунок 5 – Пирамида вспомогательных сегментов

Примечание – Составлено автором на основе данных [105].

Пирамида состоит из пяти уровней, начиная от вершины с наиболее капиталоемкими операциями, требующими высокого уровня знаний, до основания пирамиды с высокой трудоемкостью деятельности.

Одним из критериев создания добавленной стоимости на протяжении цепочки добавленной стоимости является устойчивое превышение совокупных доходов над совокупными расходами (все издержки, такие как себестоимость производства, износ, истощение и амортизация), т.е. не что иное, как наличие валовой прибыли.

Потенциальными источниками создания добавленной стоимости в нефтедобывающем секторе являются следующие факторы:

- качественная и количественная обеспеченность природными ресурсами (включая геологические свойства и права на геологические исследования), от которой зависят доступность, техническая сложность и структура себестоимости производства;

- географическое расположение ресурсов (активов), от которых зависит легкость доступа на внутренний и внешний рынки, а также приспособленность природной среды (наличие трубопроводов, морских портов и пр.);

- структура экономики страны, включая степень зависимости от нефтегазовой отрасли и ее взаимосвязь с другими секторами.

К основным типам компаний, действующих в нефтегазовой отрасли, можно отнести национальные нефтяные компании, транснациональные корпорации и частные нефтяные компании.

Ключевыми факторами создания прибыли и убытков в секторе разведки и добычи, напрямую влияющими на создание стоимости, являются цены на нефть, затраты и налоги.

Цены на нефть служат основным фактором, формирующим доходы фирмы и налоги, подлежащие уплате.

Однако практически для всех фирм и государств в нефтяном секторе рыночные цены определяются экзогенно.

Страны ОПЕК (в частности, Саудовская Аравия) имеют некоторое влияние на настроения участников рынка, а также на объем предложения ввиду большого объема производства нефти.

Однако высокая волатильность цен в последние годы показала, что этого влияния недостаточно, чтобы удерживать цены на желаемом уровне (или в пределах заданного диапазона цен).

На создание стоимости в нефтедобывающем секторе существенно влияют расходы, включая производственные и инвестиционные затраты:

- эффективное управление затратами на отдельных фирмах, в том числе конкурсные торги для нефтесервисных услуг, имеет решающее значение для создания общей стоимости. Любая относительная неэффективность действующих компаний представляет собой прямую потерю социального благосостояния;

- в целях поддержки развития национальной экономики следует поощрять налаживание взаимных связей нефтяной отрасли с другими секторами отечественной экономики. Однако эта политика может не согласовываться с политикой поддержки конкуренции на рынках;

- первоначальные капитальные затраты на проекты разведки и добычи, а также длительные сроки их окупаемости, как правило, часто требуют создания прочных партнерских связей или инновационных финансовых структур.

На рисунке 6 дан алгоритм формирования и развития организационной структуры управления нефтедобывающими предприятиями.

Необходимо отметить, что реформирование экономики активизировало организационные процессы в промышленности.

Как показывает опыт, выявились 2 тенденции:

- 1) разукрупнение комплексов с выделением автономных мелких и средних предприятий;

- 2) создание корпоративных формирований, крупных акционерных обществ.

Специфика нефтегазовой отрасли предопределила актуальность второго направления организационного развития для предприятий этой отрасли.



Рисунок 6 – Алгоритм формирования и развития организационной структуры управления нефтедобывающими предприятиями

Факторы, определяющие конкурентоспособность нефтяных компаний, представлены на рисунке 7.

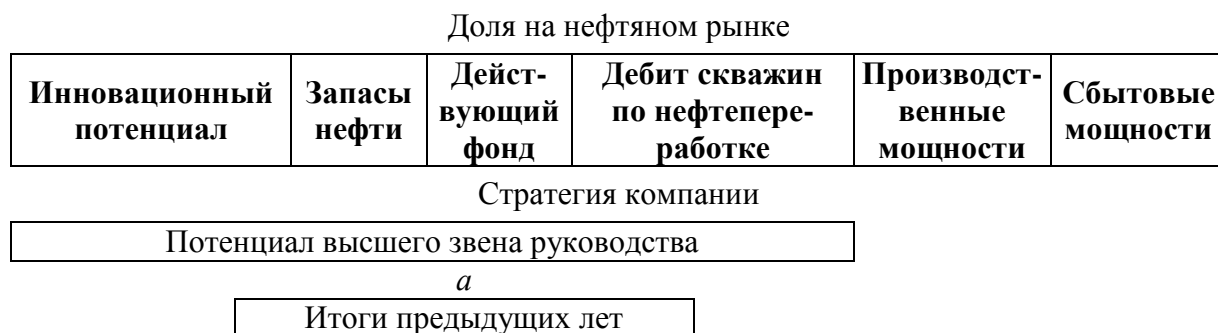


Рисунок 7 – Факторы, определяющие конкурентоспособность вертикально интегрированной нефтяной компании

В рамках исследования проблемы формирования стратегии ресурсосбережения в системе общей стратегии развития компаний актуальным становится изыскание новых методов и способов ведения бизнеса.

Одним из новейших методов конструирования бизнес-системы компании является бизнес-инжиниринг.

Системный анализ экономической литературы позволяет сделать вывод о том, что для исследования вертикально интегрированной нефтяной компании (ВИНК) может быть применен системный подход.

Одним из наиболее важных и существенных понятий в целях рассмотрения ВИНК является понятие «система». Система – это комплекс взаимосвязанных и взаимозависимых подсистем, имеющих особое единство с окружающей средой и представляющих собой часть системы более высокого порядка.

Мы определяем ВИНК как систему по организации и ведению бизнеса – бизнес-систему.

Бизнес-систему компании необходимо рассматривать в неразрывной связи с системой более высокого порядка – с внешней средой.

Во второй половине 1960-х гг. мировой нефтяной бизнес начал претерпевать существенные изменения.

В России большинство вертикально интегрированных нефтегазовых компаний было образовано в начале 1990-х гг., другие появились в результате процессов дробления, слияния и поглощения. К ВИНК в России относятся как частные компании, такие как ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», так и государственные национальные компании «Роснефть» и «Газпром нефть».

В современной нефтегазовой отрасли вертикально интегрированные нефтегазовые компании занимают видное место. В них бизнес ведется по направлениям технологического процесса нефтегазовой отрасли: разведка месторождений и добыча нефти и газа, их транспортировка и переработка, сбыт нефтепродуктов, газа, а также в некоторых случаях в нефтехимии.

ВИНК отличаются многообразием видов своей деятельности и процессов. При этом вертикальная интеграция формируется и на уровне дочерних компаний или подразделений. Указанный технологический процесс в нефтяной отрасли фактически является цепочкой создания добавленной стоимости.

Как показывает практика, наибольший вклад в добавленную стоимость ВИНК вносит сегмент разведки и добычи нефти и газа.

Основными этапами ЦДС в нефтяной отрасли являются разработка, производство, переработка, транспортировка и сбыт углеводородов (рисунок 8).

Переработка нефти и подготовка газа представляют собой превращение добытых природных ресурсов в пригодные к использованию продукты. Эти продукты затем реализуются оптовым, розничным или индивидуальным клиентам. Данный этап называется «переработка и маркетинг», или «даунстрим».

В состав ВИНК входят производственные объединения по добыче нефти, нефтеперерабатывающие заводы и торгово-сбытовые организации, в чьи задачи входит реализация произведенных нефтепродуктов. Сосредоточение основных подсистем нефтегазового комплекса в рамках одной компании обеспечивает дополнительное получение нефти, газа, широкой фракции легких углеводородов и сжиженного газа.



Рисунок 8 – Основные этапы ЦДС в нефтяной отрасли

Примечание – Составлено автором по данным [103].

В случае отсутствия достаточных перерабатывающих мощностей и/или сетей по сбыту нефтепродуктов нефтегазовые компании более подвержены влиянию ценовой конъюнктуры.

К основным компонентам развития нефтедобывающих предприятий относятся новация, инновация и диффузия инноваций.

Инновация в нефтедобыче представляет собой результат реализации нового знания в виде усовершенствованного процесса добычи, переработки полезных ископаемых или улучшения условий их разработки.

На рисунке 9 отражена организационная структура в системе развития нефтедобывающих предприятий.

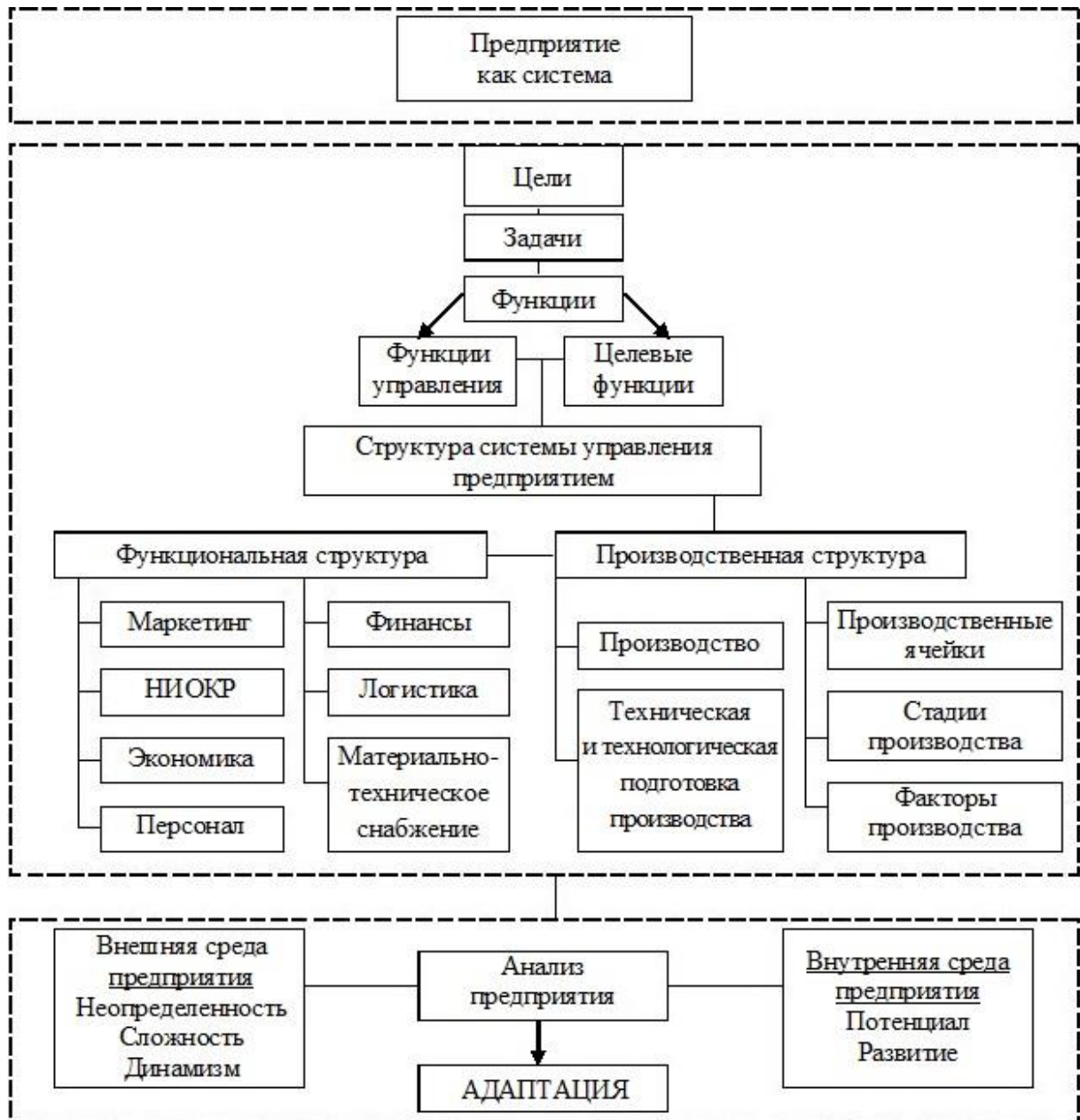


Рисунок 9 – Организационная структура в системе развития нефтедобывающих предприятий

Диффузия инноваций в нефтедобыче зависит от структуры, мощности и способности нефтедобывающих субъектов быстро реагировать на нововведения.

Нами предлагается схема государственной поддержки деятельности нефтедобывающих предприятий (рисунок 10).

Важное значение имеют принципы управления нефтедобывающими предприятиями. При этом основное внимание в современной организации переносится на человека в качестве ключевого ресурса, а также на создание условий для реализации его потенциальных возможностей и способности к эффективной работе.

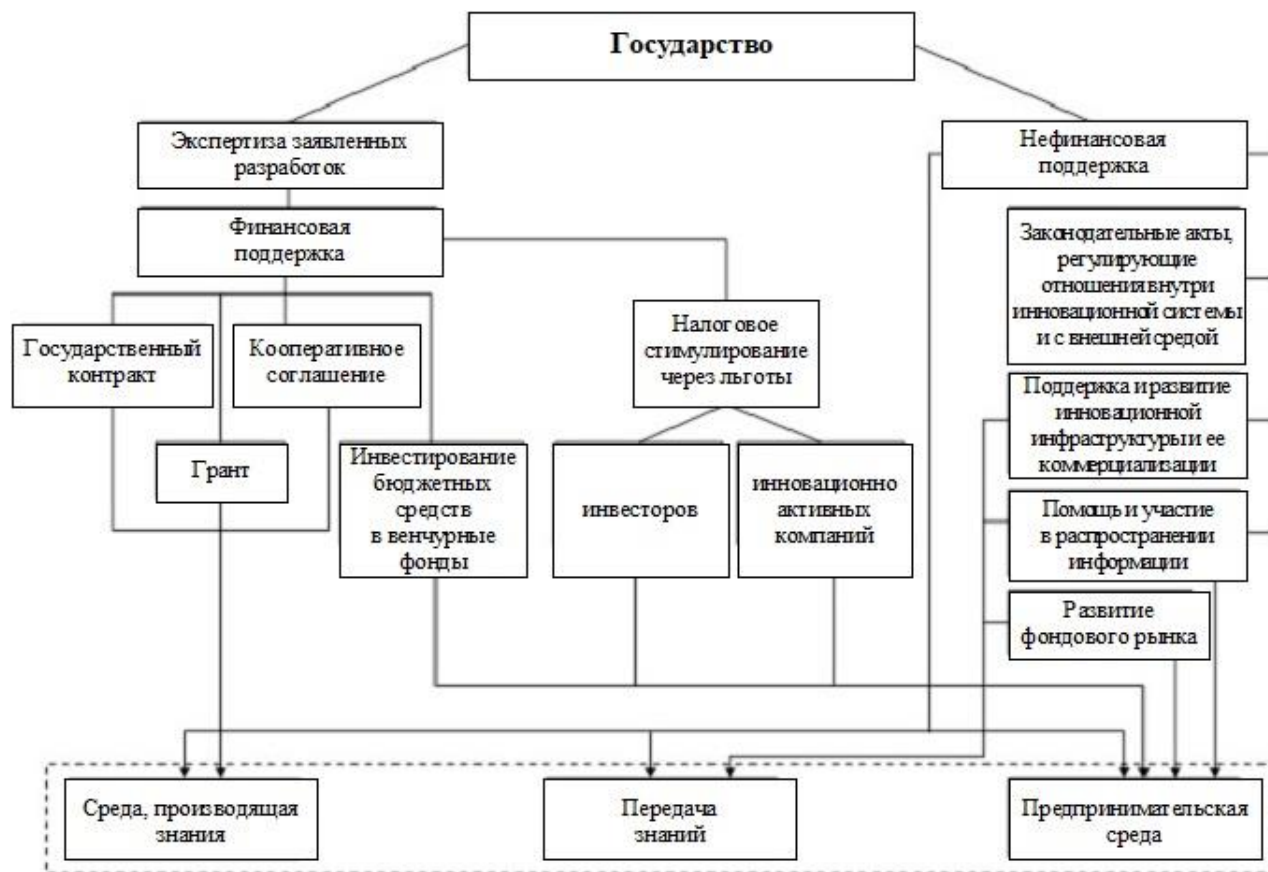


Рисунок 10 – Система государственной поддержки инновационной деятельности

Примечание – Составлено автором по аналитическому обзору государственного опыта поддержки инновационных проектов за рубежом [6, 35, 42, 54, 59, 84, 96].

Нами также выделены группы принципов управления нефтедобывающими предприятиями:

- первая группа принципов – рассматривается применительно к технологиям управленческой деятельности (принципы целенаправленности, согласования деятельности и обеспечения ее эффективности);

- вторая группа – влияние на поведение работников, охватывает принципы активизации деятельности и обеспечения удовлетворенности трудом;

- третья – общеуправленческие принципы, включает в себя социальную направленность управления, корпоративный дух, научность, этичность бизнеса, своевременное реагирование на изменение внешней среды, совершенствование управления.

Таким образом, в рамках настоящего исследования сформирована авторская концепция управления развитием нефтедобывающих предприятий (рисунок 11).

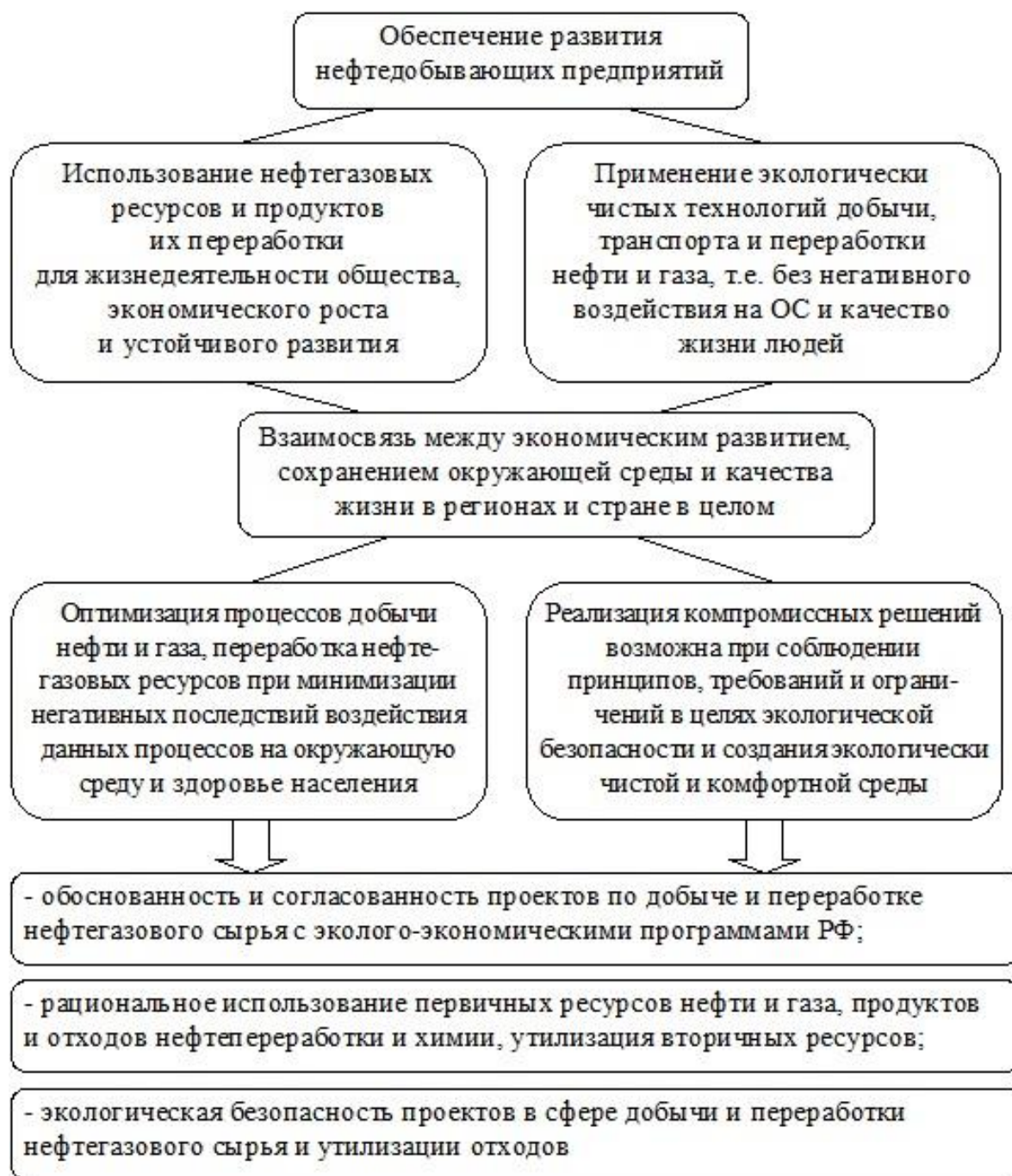


Рисунок 11 – Концепция управления развитием нефтедобывающих предприятий

Данная концепция предполагает, в частности, утилизацию и переработку попутных нефтяных газов на основе применения малоотходных технологий, производство полимерных и композитных материалов, внедрение инновационных малоотходных и безотходных технологий, обеспечение экологической безопасности в регионах нефтегазового освоения.

1.3 Современные тенденции развития нефтедобывающих предприятий в условиях расширения мирохозяйственных связей

Неблагоприятная ценовая конъюнктура оказала негативное влияние на экономики нефтедобывающих стран и нефтегазовые компании. По некоторым оценкам, снижение стоимости нефти на 10% приводит к сокращению ВВП в странах, экспортирующих нефть, на 0,8-2,5 процентных пункта в год. При этом прогнозы цен на нефть на 2020 г. от различных инвестиционных институтов и специализирующихся компаний демонстрируют достаточно высокие расхождения в оценках.

В условиях неопределенности нефтегазовые компании предпринимают различные меры реагирования.

Нефтедобывающие предприятия по всему миру в первую очередь начали проводить сокращение капитальных затрат. Резкое снижение затрат в 2020 г. по сравнению с 2019 г. наблюдается у 90 компаний на общую сумму 88 млрд долл. США (22%). Сильнее всего волатильность цен отразилась на компаниях с малой капитализацией, сокращение затрат которых в среднем составило около 33%.

Национальные нефтегазовые компании сократили свои бюджеты на 2020 г. до 72,3 млрд долл. США с 99,1 млрд долл. США (-27%). Снижение цен повлияло и на деятельность крупных интегрированных компаний, однако эффект был менее масштабным. Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи на

2019 г. были сокращены на 11% с 141,8 млрд долл. США в 2020 г. до 126,2 млрд долл. США (рисунок 12) [122].

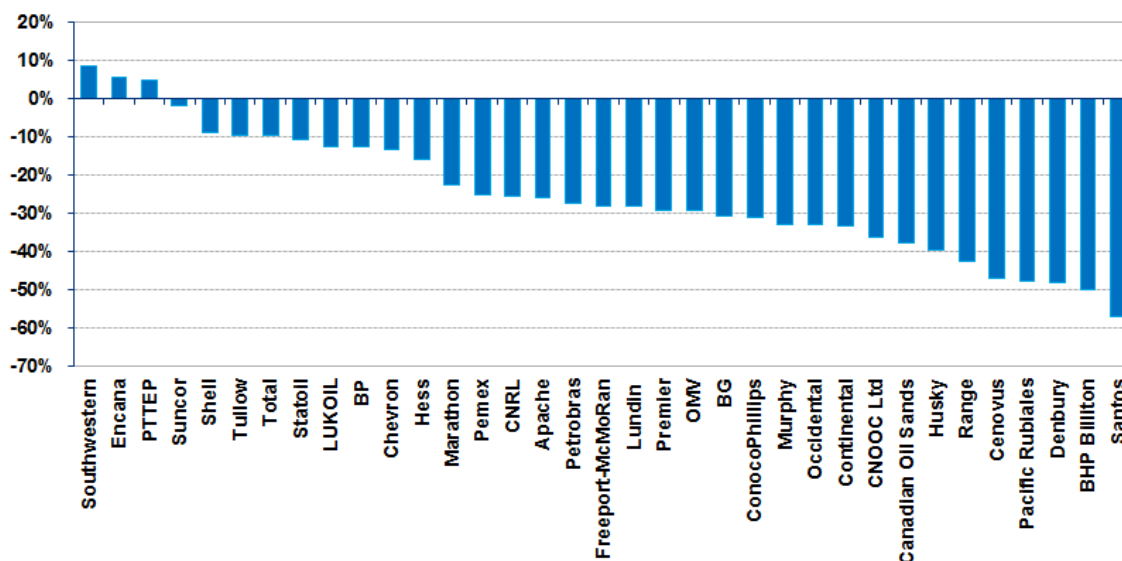


Рисунок 12 – Изменение бюджетов в секторе разведки и добычи за 2019–2020 гг. в разрезе компаний (год к году)

Примечание – Составлено автором по данным [122].

Так, компания Total в 2020 г. сократила бюджет в разведке и добыче с 26 млрд долл. до 23,5 млрд долл. (-10%), Shell – с 37,3 млрд до 34,0 млрд долл. (-9%), затраты Chevron и BP снизились на 13%, Statoil – на 11% (с 18,5 млрд долл. до 16,5 млрд долл. США), BG ConocoPhillips – на 31% [122].

По оценкам экспертов, сокращение капитальных затрат в проекты с низкими доходами позволит этим компаниям увеличить внутреннюю норму рентабельности: Statoil – с 18% до 20%, Eni – с 16% до 19%, ExxonMobil – с 17% до 22%, Chevron – с 20% до 23%, BP – с 15% до 18%, Total – с 15% до 16%, Shell – с 16% до 19% [122].

Сокращение капитальных затрат в разрезе стран показывает, что в абсолютном выражении наибольшее сокращение капитальных затрат на 2020 г. в сегменте разведки и добычи провели компании США (на 14,7 млрд долл.) и Бразилии (на 12,1 млрд долл.), в относительном выражении – компании Великобритании (на 60%) и Австралии (на 57%). Нефтегазовые компании,

осуществляющие свою деятельность в России, сократили капитальные затраты в Upstream на 1,5 млрд долл., или на 12,5% (рисунок 13) [122].

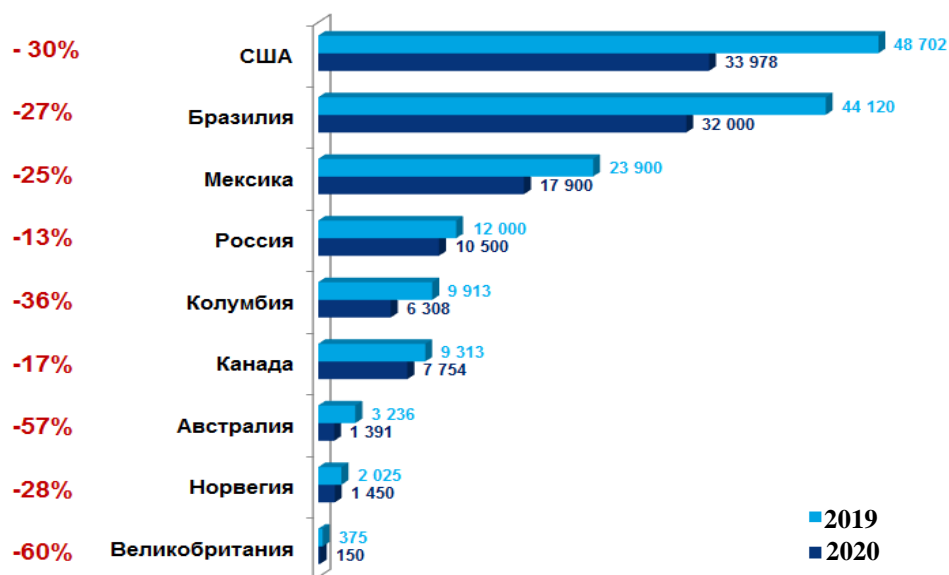


Рисунок 13 – Динамика капитальных затрат сегмента разведки и добычи в разрезе основных регионов деятельности компаний, млн долл. США

Примечание – Составлено автором по данным [36].

В 2020 г. капитальные затраты в геологоразведку были на уровне 137,9 млрд долл., что всего на 1% ниже показателя 2019 г. [27].

В целом между ценой на нефть и капитальными затратами на геологоразведку наблюдается высокая корреляция. За период с 2011 по 2020 г. коэффициент корреляции составил 90% [36].

Вместе с тем, падение цен на нефть незначительно сказалось на объемах добычи крупнейших нефтегазовых компаний. Средний объем добычи 20 наиболее крупных производителей нефти в 2020 г. возрос незначительно – на 31 тыс. барр. в сутки по сравнению с 2019 г. до 2414 тыс. баррелей в сутки [36].

Зависимость цены на нефть сорта Brent и капитальных затрат в геологоразведку представлена на рисунке 14.

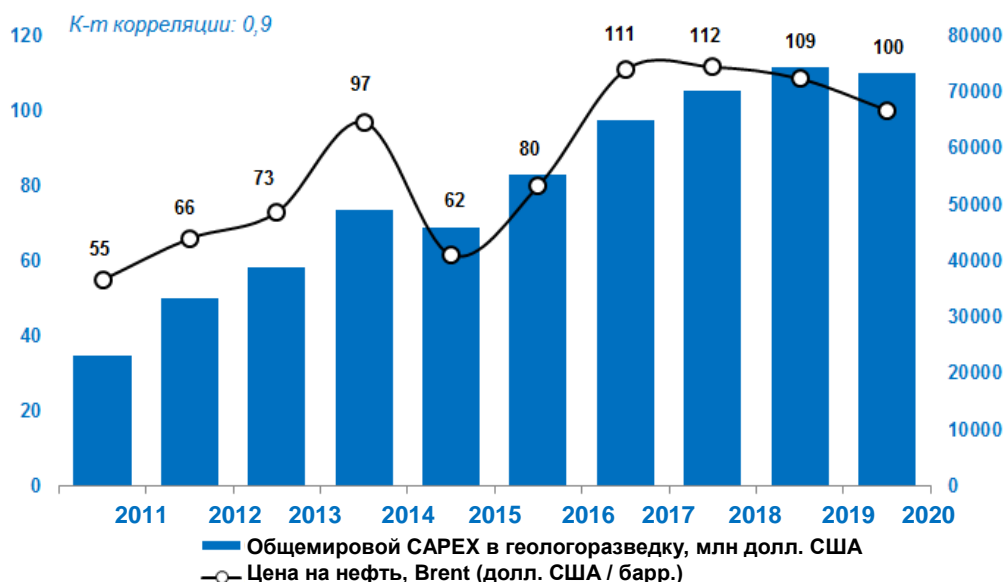


Рисунок 14 – Зависимость цены на нефть сорта Brent и капитальных затрат в геологоразведку

Примечание – Составлено автором по данным [36].

Следует отметить, что наблюдается сокращение затрат на баррель добычи, что говорит о некотором повышении операционной эффективности. Так, показатель капитальных затрат на баррель добычи по 20 крупнейшим производителям нефти сократился в 2020 г. по сравнению с 2019 г. в среднем с 17,05 до 16,5 долл. Снижение характерно для многих компаний, за исключением KPC, NIOC, Pemex, Sinopec, Chevron, CNOOC и Total [36].

Показатель операционных затрат на баррель добытой нефти также изменился незначительно, увеличившись с 11,36 долл. в 2019 г. до 11,64 долл. в 2020 г. Операционные затраты в расчете на объем производства заметно сократились лишь у компаний Petrobras и Shell [36].

В рамках оптимизации затрат в зарубежных компаниях наблюдается сокращение персонала. Данная мера предпринимается как нефтедобывающими, так и нефтесервисными компаниями.

Так, норвежская Statoil сократила от 1000 до 1500 рабочих мест к концу 2020 г. [118].

На рисунке 15 представлена добыча нефти и конденсата в 2019–2020 гг.

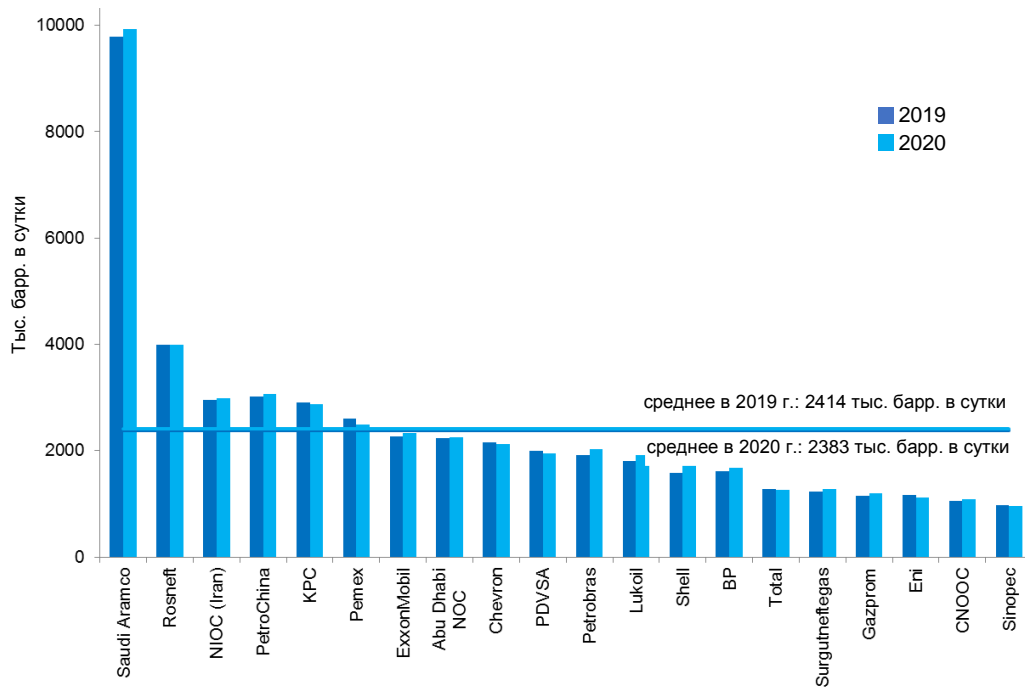


Рисунок 15 – Добыча нефти и конденсата в 2019–2020 гг.

Примечание – Составлено автором по данным [36].

Данные рисунка 16 отображают капитальные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2019–2020 гг.

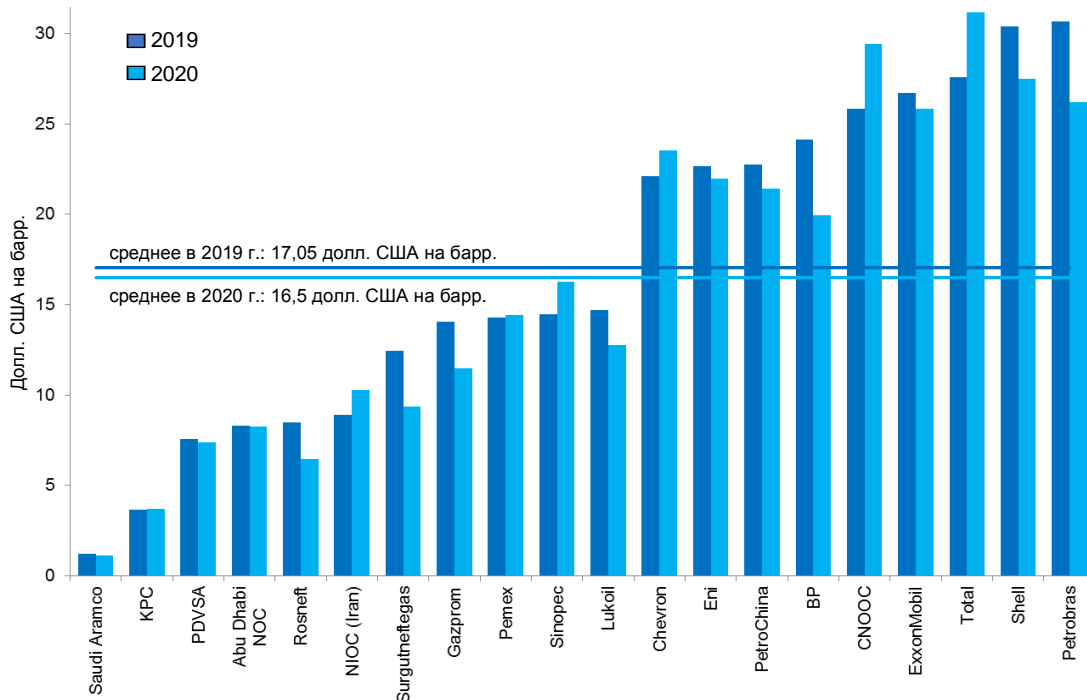


Рисунок 16 – Капитальные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2019–2020 гг.

Примечание – Составлено автором по данным [36].

Еще одной мерой реагирования нефтегазовых компаний на снижение цен на нефть является реструктуризация активов. Падение цен на нефть вынуждает нефтегазовые компании искать партнеров и создавать совместные проекты (сделки по слиянию и приобретению) с целью обеспечения роста запасов и объемов добычи, диверсификации видов ресурсов, доступа к слабоизученным участкам.

Так, по данным компании EY, в 2020 г. совокупная объявленная стоимость сделок по слияниям и поглощениям в нефтегазовой отрасли увеличилась на 69% до 443 млрд долл. США, однако количество сделок при этом сократилось на 20% [119].

На рисунке 17 представлены операционные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2019–2020 гг.

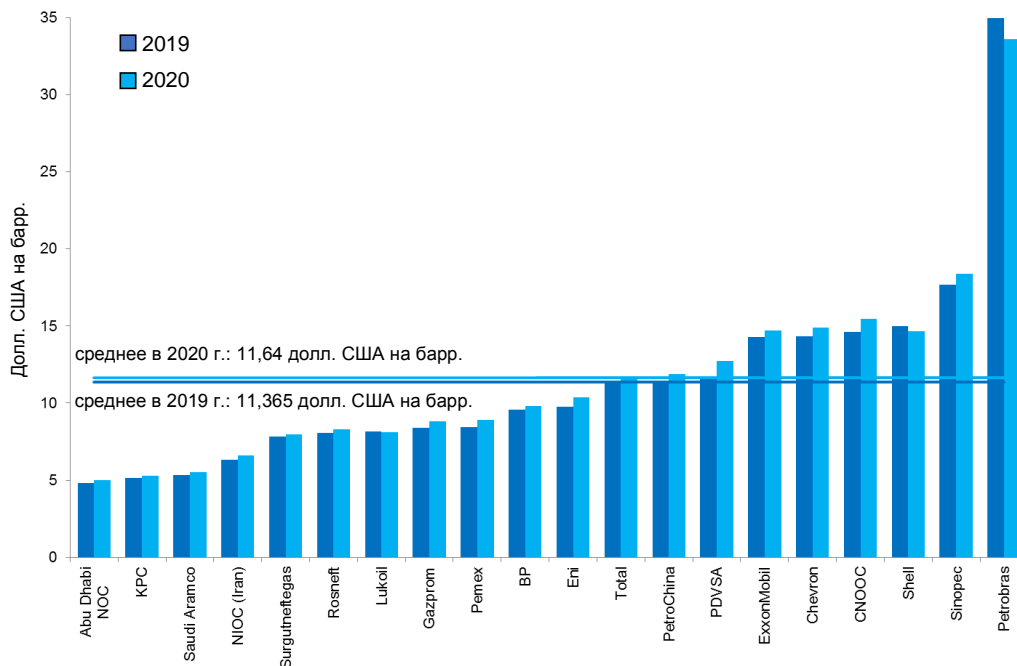


Рисунок 17 – Операционные затраты на баррель добычи в разрезе компаний в 2019–2020 гг.

Примечание – Составлено автором по данным [36].

По данным компании Wood Mackenzie, совокупное предложение компаний с крупной капитализацией (свыше 10 млрд долл. США) по продаже активов в секторе разведки и добычи на середину 2020 г. составило более 300 млрд долл. США. Суммарная стоимость сделок по слияниям и поглощениям в сегменте сервисных компаний, оказывающих сервисные услуги для

нефтедобывающего сектора, в 2020 г. увеличилась на 242% до 72 млрд долл. С учетом снижения доходности на фоне снижения цен на нефть наблюдаем «замораживание» инвестиционных проектов до лучших времен [120].

Пересмотр бюджетов компаний привел к отсрочке более 40 крупных проектов в сегменте разведки и добычи.

По оценкам экспертов, запасы отложенных проектов превышают 20 млрд барр., из которых более 60% приходится на нефть и конденсат. Потенциальные капитальные затраты по ним составляют свыше 200 млрд долл. США. Больше всего отложенных проектов у компаний Chevron, Woodside, BP, Shell и Statoil [120].

У большинства из отложенных проектов цена безубыточности находится выше 50 долл. за баррель.

При этом для половины новых разработок месторождений внутренняя норма доходности (IRR) составляет около 15%, что ниже пороговых значений для многих компаний.

Более половины запасов по отложенным проектам находится в глубоководных месторождениях и почти 30% – в канадских нефтяных песках. Операторы глубоководных месторождений, такие как BP и Shell, стремятся отложить запуск проектов до тех пор, пока не станут окупаться затраты на бурение.

Ожидаемые сроки возобновления отложенных проектов – 2021–2026 гг., в зависимости от складывающейся конъюнктуры.

Ожидается, что до 2024 г. компании продолжат сокращать капитальные затраты на новые проекты, после чего начнется их рост. По расчетам экспертов компании Wood Mackenzie, для глубоководных, шельфовых и континентальных проектов цена безубыточности в среднем находится на уровне 60-65 долл. за баррель.

В России компания «ЛУКОЙЛ» сократила объемы бурения в годовом выражении на 8% на фоне сокращения издержек.

Компании также замораживают проекты и в других сегментах.

Мексиканская компания Pemex откладывает модернизацию шести НПЗ после сокращения бюджета 2020 г. на 4 млрд долл. США, азербайджанская SOCAR отложила бурение для подземного газохранилища [143].

Наряду с указанными мерами реагирования в корпоративном секторе, наблюдаются значительные изменения в регулировании нефтегазового сектора в различных странах, так как падение цен на нефть негативно отразилось на бюджетных балансах стран – экспортеров нефти.

В условиях низких нефтяных цен поставки нефти на международные рынки для ряда стран-экспортеров становятся не более выгодными, чем на внутренний рынок. Это приводит к выравниванию разницы между чистой выручкой от поставок на внешний и внутренний рынки.

На рисунке 18 схематично отражена структура управления нефтегазовой отраслью России.

В этой связи предпринимают меры фискального характера для снижения налоговой нагрузки на недропользователей либо увеличения поступлений в бюджет.

В целом налоговые системы ряда стран (Австралия, Норвегия, Великобритания и др.) имеют режимы, основанные на прибыли, т.е. при такой системе государство не получает прибыль до того момента, пока не окупятся проекты. В других же странах (Ирак, Венесуэла, Египет, Россия и др.) государство получает не менее 50% от доходов проекта, вне зависимости от издержек, даже при ценах 60 долл. за баррель.

Следует отметить, что под воздействием инфляции издержек за последние годы по многим проектам в мире выросли цены безубыточности. В результате также стали расти триггерные цены.

Триггерные цены – это пороговый уровень цен, по достижении которого автоматически наступают ответные действия со стороны государства. К примеру, правительством может запускаться ценовой механизм защиты отрасли либо налоговый маневр. Так, в нефтяном штате США – Северной Дакоте – триггерная цена для налога на добычу составляет 55 долл. за баррель.

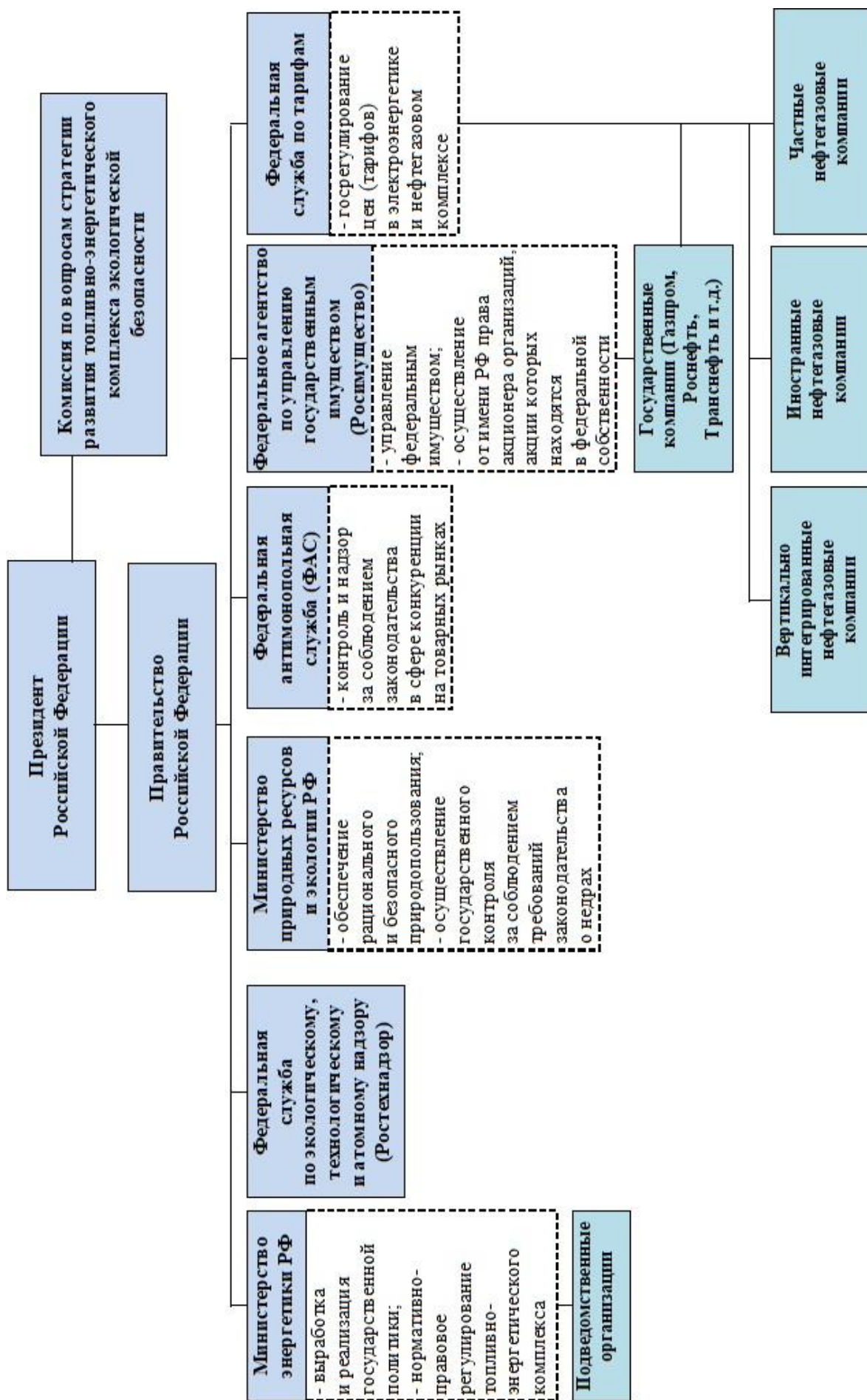


Рисунок 18 – Структура управления нефтегазовой отраслью России

Примечание – Составлено автором по данным [36].

Это означает, что при падении нефтяной цены ниже этого уровня налог на добычу будет понижен с 6,5% до 0 для поддержки производства на ближайшие 6 месяцев.

В России с 1 января 2015 г. начал действовать «налоговый маневр». Основными задачами налогового маневра являются следующие:

- сокращение не прямых субсидий внутрироссийскому рынку в расчете на долгосрочную перспективу, в том числе за счет приближения внутренних цен на нефть к мировым и переноса прибыли отраслевых компаний от нефтепереработки на нефтедобычу;

- снижение финансовых потерь федерального бюджета от операций с нефтью в рамках Таможенного союза.

При высоких российских экспортных пошлинах недропользователям РФ выгоднее экспортировать сырье через страны Таможенного союза в результате отмены квот и ограничений на поставки российской нефти.

Вместе с тем, реализация налогового маневра влечет за собой существенное сокращение экономической рентабельности операций нефтепереработки ввиду роста стоимости нефти на российском рынке.

Таким образом, в условиях низких цен изменения в бюджетно-налоговой политике стран в большинстве случаев направлены на сохранение поступлений в бюджеты.

С этой целью правительства ряда стран реформируют фискальную политику, увеличивая ставки нефтяных налогов и налогов на недропользование (Норвегия, Китай) либо снижая их на фоне роста прочих платежей (Нигерия, Ангола, США).

С другой стороны, для поддержки недропользователей ряд стран предпринимает различные меры по уменьшению их налоговой нагрузки, снижая ставки нефтяных налогов (Великобритания), обеспечивая налоговые льготы (Канада, Аргентина). В свою очередь, на корпоративном уровне нефтегазовые компании стремятся сохранить финансовую устойчивость и оптимизировать расходы.

Данные рисунка 19 отражают прогнозные значения динамики мировых капитальных затрат в геологоразведку до 2025 г.

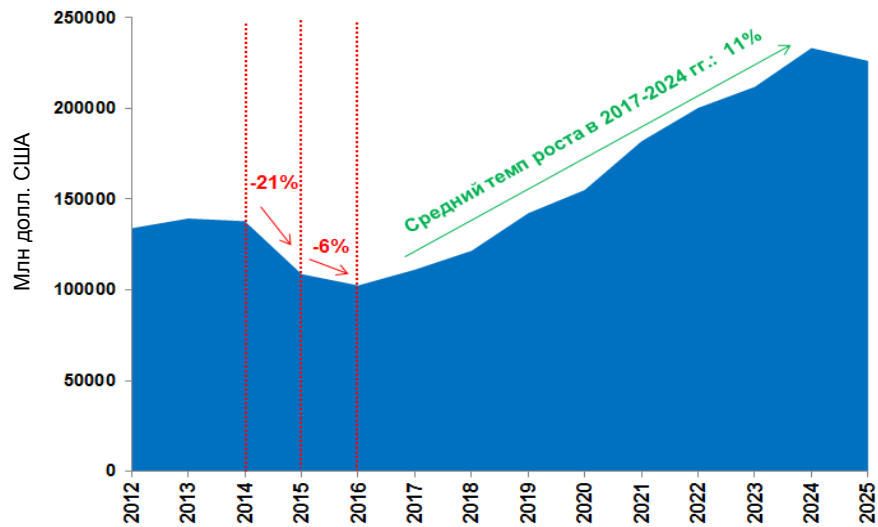


Рисунок 19 – Прогноз динамики мировых капитальных затрат в геологоразведку до 2025 г.

Примечание – Составлено автором по данным [36].

Согласно указанному прогнозу, средний темп роста показателя в 2017–2024 гг. – 11%.

Таким образом, мировые лидеры добычи нефтегазового сырья сократили объем капитальных затрат на геологоразведку в 2020 г. в среднем на 27%, отложены проекты общей стоимостью более 200 млрд долл. США. Наряду с этим, по предшествующим прогнозам, капитальные затраты в разведку должны были сократиться на 6% до 102,5 млрд долл. США.

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К УПРАВЛЕНИЮ РАЗВИТИЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ РФ

2.1 Анализ управления вертикально интегрированной нефтегазовой компанией в целях развития

В современной экономике для достижения успеха в новых реалиях предприятиям необходимо находить новых партнеров, новые технологии, новые бизнес-процессы.

Предлагаемая нами теория управления предприятиями отличается от предложенных в литературе.

Данная теория в первую очередь ориентирована на обеспечение сбалансированного и динамического развития предприятия.

Она направлена на установление рационального изменения на конкретный период времени с учетом выбранного типа развития предприятия.

Речь идет об оптимизации входящих в систему формируемых новых результатов, соответствующих динамическим моделям развития предприятий.

Иначе говоря, она характеризует «рациональный шаг» к достижению и поддержанию оптимального уровня экономической эффективности. Использование предложенной нами теории позволит решить комплекс взаимосвязанных задач по обеспечению рационального развития предприятий.

Основываясь на принципах взаимосвязи, взаимоподчиненности и взаимозависимости, можно выделить этапность, приоритеты и направления развития производства, целенаправленно сформировать новое качество развития предприятия и установить действенные стимулы соответствующей реализации.

Инструментарий управления экономическим состоянием нефтедобывающего предприятия на основе системно-технологического подхода позволяет выявить методические возможности для обеспечения его устойчивого экономического развития.

Объективная необходимость системного подхода к управлению нефтедобывающими предприятиями вытекает из наличия тесной связи между проблемами, показателями, факторами развития производства. Он дает возможность всесторонне и взаимосвязанно исследовать проблемы развития производства.

Системный подход позволяет выявить наиболее важную сторону воспроизводства капитала, определить задачи по развитию производства, наметить направления усиления рационального использования ресурсов. Кроме того, применение этого же подхода помогает обоснованно выбрать направления развития производства.

Центральное место в системном подходе занимает построение моделей, которые отражают диалектические единства уровней и объемов входящих в систему показателей.

Следует отметить, что все исследователи подразумевали под понятием системы наличие связей между входящими в нее элементами.

Экономисты в начале 1930-х гг. впервые высказали мысль о необходимости взаимной увязки показателей при создании их системы.

Концепция управления нефтедобывающими предприятиями нуждается в нетрадиционном подходе.

Фундаментом для формирования концепции является ввод в эксплуатацию технологий глубокой переработки нефти в целях получения светлых нефтепродуктов мирового стандарта качества и повышения ресурсоэффективности сырья, так как технологическая оснащенность отечественных заводов не удовлетворяет требованиям эффективного использования сырьевых ресурсов.

Существующие тенденции развития нефтедобывающих предприятий свидетельствуют о наращивании объемов извлечения ресурсов. Причина того кроется в низком уровне комплексного использования сырья, сравнительно невысоком коэффициенте полезного использования продуктов, полученных в результате их переработки, что приводит к образованию больших объемов отходов производства, выбросов в атмосферу всевозможных агрессивных соединений,

негативно влияющих на экологические параметры окружающей среды, вследствие чего возникает необходимость управления нефтедобывающими предприятиями путем воздействия на факторы ресурсосбережения с помощью соответствующих методов (рисунок 20).

Развитие и функционирование нефтедобывающего предприятия подчиняются системным закономерностям и свойствам внешней среды и зависят от параметров развития внутренних составляющих. Вместе с тем, системные свойства макросистем (внешней среды), системы (предприятия) и подсистем (управляемой системы) обуславливают некую специфику, определяющую устойчивость развития и трансформации предприятия. Быстрое нарастание изменений во внешней среде предприятия, обострение конкурентной борьбы на внутреннем и внешнем рынках делают особенно актуальными формирование системы инструментария управления развитием нефтедобывающих предприятий и разработку новых методических подходов к выработке стратегии развития предприятий.

Добыча нефти – это развивающаяся система. Особенности данной системы состоят в том, что в определенном временном интервале в ней формируются и исчезают отдельные элементы связи, отношения и взаимодействия, но при этом сохраняются основные, наиболее важные связи, отношения и взаимодействия. В этом временном интервале развивающаяся система остается относительно стабильной.

В литературе выделяют системы стабильные, функционирующие и развивающиеся.

Направления развивающейся системы не всегда могут совпадать с направлениями развития ее элементов.

Кроме того, в развивающейся системе определяющие ее элементы могут развиваться в разных направлениях. Однако для того, чтобы выявить тип системы в целом, необходимо точно установить, в каком направлении изменяются определяющие ее элементы.

На производстве никогда не бывает постоянного, абсолютно устойчивого полного соответствия всех его элементов. Более того, между этими элементами всегда существует несоответствие, которое является одним из важнейших условий развития производства.

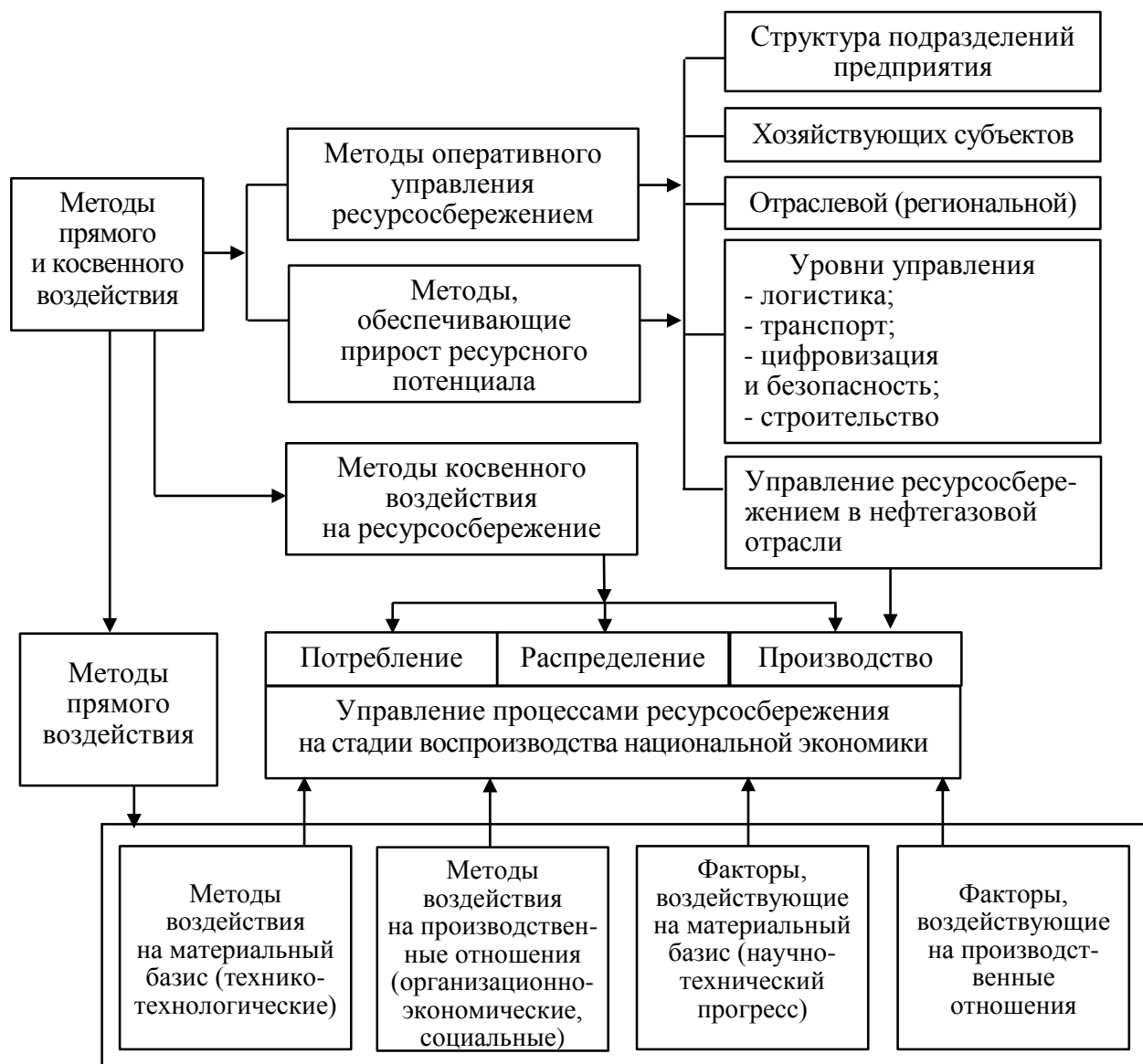


Рисунок 20 – Система инструментария управления развитием нефтедобывающих предприятий

В основе нашего исследования лежит поэтапное формирование новых усложняющих качеств в развитии нефтедобывающего предприятия.

Системный подход дает возможность изучить проблемы, формы, методы развития хозяйствующего субъекта.

Именно системный подход играет конструктивную роль в формировании как системы регулирования, так и адекватной ей системы показателей, характеризующих развитие предприятия.

В данной работе определены уровни исследования развития предприятия.

Переход от простого к сложному в развитии предприятия ведет к формированию нового сложного качества, что порождает новую систему регулирования и адекватную ей систему показателей.

Входящие в системы показатели выступают в качестве инструментов и необходимы для управления развитием производства.

Следует отметить, что в рамках развития производства возникают новые задачи, для решения которых необходимы новая система показателей и новые методы их решения, что требует непрерывного совершенствования соответствующей методологии и методов.

Поэтому данное совершенствование должно, с одной стороны, соответствовать динамическим задачам развития производства, а с другой стороны – методам их решения.

В исследовании исходим из того, что система показателей, характеризующих развитие предприятия, имеет определенную конструкцию.

Между показателями существует 3 типа связей: семантические, функциональные, стохастические (корреляционные).

Семантические связи между показателями отражают классификацию и номенклатуру совокупности экономических процессов и явлений. Эти связи необходимы для обеспечения сопоставимости и сводимости показателей.

Связи между показателями являются функциональными, если каждому значению одного показателя соответствует вполне определенное неслучайное значение другого показателя.

Среди показателей особое место занимают показатели, характеризующие состояние и развитие предприятия.

С помощью показателей выявляются тенденции и проблемы развития предприятия, обосновываются предложения, рекомендации, мероприятия, управленческие решения, осуществляются наблюдение и контроль за ходом их реализации, дается оценка текущего состояния и динамики развития предприятия. Они же имеют свою методологию и свои методы расчета.

Развитие предприятия проявляется в динамике изменения показателей.

Иначе говоря, чтобы показатели, характеризующие развитие предприятия, соответствовали быстро изменяющимся, усложняющимся задачам и методам их решения, необходимо постоянно совершенствовать состав показателей, связи между ними, методологию и методы их расчета.

Количество включаемых в систему показателей зависит от степени сложности качества. При увеличении количества включаемых в систему показателей углубляется уровень исследования и возрастает количество показателей экономической эффективности, характеризующих уровень, состояние, стороны и элементы развития производства. Каждый из этих показателей экономической эффективности отражает соотношение, образующееся из входящих в систему показателей.

При развитии предприятия эти показатели изменяются по-разному, поэтому необходимо комплексно и дифференцированно оценить влияние изменения одного из них на изменение другого, а также результаты этого влияния на изменение выбранного целевого показателя (критерия).

Отсюда возникает необходимость использовать на практике систему показателей, характеризующих развитие предприятия.

Следует отметить, что непрерывное совершенствование системы показателей продиктовано необходимостью познания законов, закономерностей, тенденций и принципов формирования и развития производства, а также управления предприятиями.

Для выработки эффективной стратегии управления нефтедобывающими предприятиями используем метод создания матриц стратегий SWOT, в ходе сопоставления различных вариантов вырабатывается матрица OGSM (цели, задачи, стратегии, меры) (таблица 2).

Таблица 2 – Матрица OGSM (цели, задачи, стратегии, меры)

Матрица	Проведение анализа	Выводы:
Матрица стратегий	Strengths + Opportunities = Увеличение возможностей	Сильные стороны сопоставляются с возможностями для трансформации возможностей в сильные стороны, т.е. приоритетные направления повышения экоэффективности предприятия
Матрица стратегий	Weaknesses – Opportunities = Преодоление слабых сторон	Слабые стороны сопоставляются с возможностями для преодоления слабых сторон за счет использования возможностей
Матрица стратегий	Threats – Strengths = Избежание угроз	Угрозы сопоставляются с сильными сторонами через усиление сильных сторон

На наш взгляд, предпочтительна первая матрица стратегий, т.к. ее реализация способствует увеличению возможностей.

Анализ результатов развития нефтедобывающих предприятий показал, что отечественные НПЗ не в состоянии обеспечить потребности в основных нефтепродуктах.

На современном этапе развития нефтедобывающих предприятий необходимо решение задач прироста объемов добычи с одновременным снижением нагрузки на окружающую среду, т.е. достижение эффекта декаплинга.

Достижение его возможно путем широкого внедрения инновационных технологий глубокой переработки нефтегазовых ресурсов, нацеленной на ресурсоэффективное использование сырья на основе комплексности, рациональности и безотходности.

Реализация таких мер позволит в значительной степени снизить экологические риски и выйти на траекторию устойчивого развития национальной экономики, что будет способствовать переходу к «зеленому» развитию не только нефтегазового комплекса, но и национальной экономики.

Современная экологическая ситуация предопределяет необходимость регулирования техногенного воздействия на окружающую среду, что невозможно без внедрения рационального и ресурсоэффективного использования углеводородов, т.е. необходима всесторонняя экологизация всех производственных процессов нефтегазового комплекса.

Экологизация нефтеперерабатывающих производств в рамках концепции устойчивого развития предполагает достижение эффекта декаплинга, при котором производства должны быть нацелены на повышение ресурсоэффективности и одновременное снижение количества отходов и выбросов.

Стратегия развития нефтедобывающих предприятий должна быть нацелена на создание и развитие нефтеперерабатывающих, нефтехимических и газохимических производств на базе применения экономически целесообразных и экологически эффективных инновационных технологий, что позволит получать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Основные направления развития нефтедобывающих предприятий будут способствовать их устойчивому развитию и воплощению в жизнь принципов концепции «зеленой экономики».

Нефтегазовый комплекс представляет собой организацию работ в области поиска, добычи, транспортировки, переработки и реализации нефти, сопровождаемую необходимым строительством, созданием и эксплуатацией специфических транспортных средств и оборудования, изготовлением и реализацией попутной продукции.

Таким образом, современная нефтяная компания – сложная вертикально интегрированная система, включающая в себя всю цепочку производственных процессов: от разведки и добычи углеводородов до поставок нефтепродуктов потребителю. Поэтому на эффективность ее функционирования влияет огромное число как внешних, так и внутренних факторов.

Разностороннюю деятельность нефтяных компаний можно представить как функционирование сложной системы в многомерном пространстве, описать состояние которой, прогнозировать и оптимизировать ее развитие можно только с помощью сотен или тысяч взаимосвязанных параметров.

В ближайшем будущем нефть останется главным источником, удовлетворяющим основную часть потребностей современного человечества в энергии.

Реструктуризация нефтедобывающих предприятий предполагает переход к разработке и внедрению наукоемких технологий, креативных секторов и фундаментальных открытий.

Главной целью совершенствования управления деятельностью нефтедобывающих предприятий служит обеспечение их конкурентоспособности за счет коммерциализации и повышения рентабельности и создания наукоемких продуктов.

Развитие нефтегазового сектора государства было бы неосуществимо без участия нефтяных компаний.

Нефть и попутный газ являются основными полезными ископаемыми области. Разведка их месторождений, добыча и переработка выступают важной составляющей экономического потенциала Самарской области. Удельный вес Самарской области в запасах и добыче нефти России составляет 1,5% и около 3%, соответственно.

В недрах Самарской области содержится свыше 300 млн т извлекаемых и более 1200 млн т неизвлекаемых запасов нефти.

Нефтяная отрасль в Самарской области представлена многочисленными компаниями.

На территории области сосредоточены предприятия по добыче нефти, нефтеперерабатывающие предприятия, предприятия химической промышленности, автомобилестроения и производства деталей, агрегатов и оборудования для технического обслуживания легковых автомобилей, хранения и переработки сельскохозяйственной продукции, пищевой промышленности, предприятия автомобильного транспорта и др.

В таблице 3 представлена динамика добычи нефти на территории Самарской области за период 2019–2020 гг.

АО «Самаранефтегаз» занимает доминирующее положение среди самарских нефтедобытчиков, на его долю приходится 89,7% от общего объема добываемого в регионе углеводородного сырья.

В перспективе до 2024 г. добыча нефти в области будет сопровождаться постепенным снижением показателей АО «Самаранефтегаз» (за счет истощения запасов) при увеличении нефтедобычи небольшими предприятиями, что незначительно отразится на суммарном объеме добычи нефти.

В таблице 4 представлены показатели, характеризующие эффективность нефтедобычи АО «Самаранефтегаз», за 2016–2020 гг.

**Таблица 3 – Добыча нефти на территории Самарской области
за период 2019–2020 гг., млн т**

	2019	2020
Нефть (включая газовый конденсат)	8,1	10,7
В процентах к предыдущему году	117,3	132,1

**Таблица 4 – Показатели, характеризующие эффективность нефтедобычи
АО «Самаранефтегаз», за 2016–2020 гг.**

Показатели	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча нефти	тыс. т	7938,9	9489,8	11 046,6	12 486,6	12 661,2
Добыча жидкости	тыс. т	48 114,8	51 575	50 906,2	54 093,7	55 434,0
Обводненность скважин	%	83,5	81,6	78,3	76,9	77,2
Добыча газа	млн м ³	268,8	314,7	347,2	361,6	374,9
Закачка воды	тыс. м ³	22 583	23 302	23 705	24 688,8	25 681,6
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин	скв.	5580	5596	5614	5623	5573
Действующий фонд нефтяных скважин	скв.	4184	4173	4108	4022	3948
Бездействующий фонд нефтяных скважин	скв.	1392	1423	1505	1601	1625
Действующий фонд нагнетательных скважин	скв.	663	409	651	643	581
Коэффициент использования нефтяных скважин	доли	0,75	0,75	0,73	0,71	0,71
Среднесуточный дебит жидкости на скважину	т/сут.	31,5	33,9	34	38,0	39,4
Среднесуточный дебит нефти на скважину	т/сут.	5,2	6,2	7,4	8,8	9,0

АО «Самаранефтегаз» – сбалансированная компания по своей структуре.

Структура АО «Самаранефтегаз» является устойчивой, относительный вес сегментов разведки и добычи переработки составляет 64% и 17%, соответственно. Сбалансированное распределение сегментов в цепочке добавленной стоимости способствует диверсификации рисков компании (рисунок 21).

Цепочка создания добавленной стоимости в АО «Самаранефтегаз» в 2020 г., отражающая уровень выручки, себестоимости и валовой прибыли по каждому из сегментов, представлена на рисунке 22.

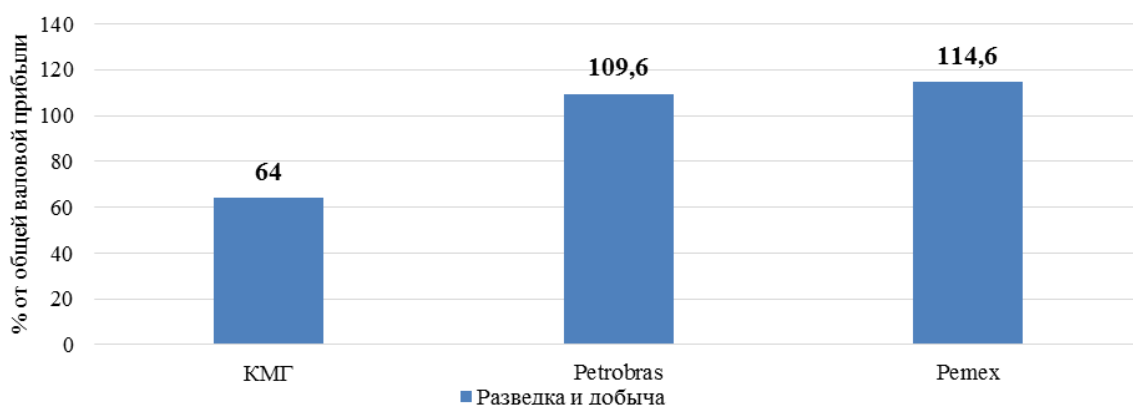


Рисунок 21 – Доля сегмента разведки и добычи в ЦДС в 2020 г.

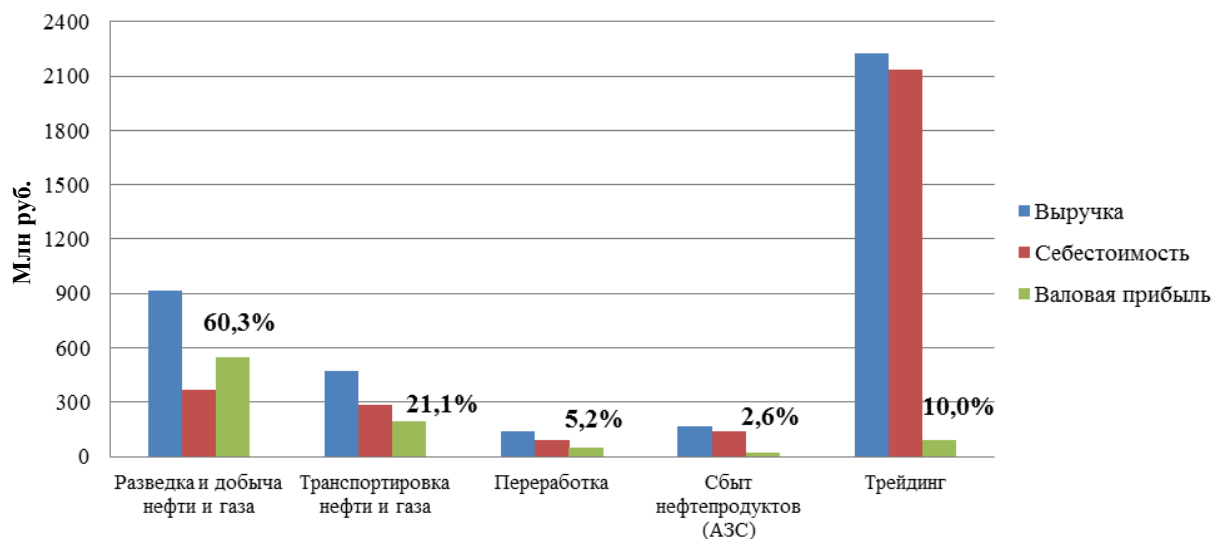


Рисунок 22 – Цепочка добавленной стоимости АО «Самаранефтегаз» в 2020 г.

Примечание – Составлено автором по данным [111].

За период 2000–2020 гг. производство нефтепродуктов увеличилось в среднем на 11–16%, ежегодные темпы прироста составили 3–6%.

Анализ производственных показателей АО «Самаранефтегаз» показывает рост по всем направлениям. Так, с 2013 по 2020 г. в АО «Самаранефтегаз» увеличились объемы добычи углеводородного сырья – нефти и газового конденсата – с 12,9 до 22,5 млн т, газа – с 3,2 до 7 млрд м³ [143].

Объемы транспортировки нефти по трубопроводам за этот же период увеличились с 46,9 до 64 млн т, а объемы переработки нефти – с 3,8 до 17,1 млн т [143].

Повышение добавленной стоимости и ее сбалансированность между сегментами бизнеса АО «Самаранефтегаз» позволят повысить инновационную привлекательность компании в среднесрочном периоде.

Основными источниками увеличения добавленной стоимости для АО «Самаранефтегаз» представляются:

- оптимизация затрат при наращивании балансовых запасов нефти и газа;
- оптимизация затрат на эксплуатацию газо- и нефтетранспортных систем с учетом изменения основных направлений транспорта нефти и газа;
- модернизация НПЗ с увеличением глубины переработки нефти и доли выработки светлых нефтепродуктов до лучших мировых стандартов (97-98%) и

увеличение выпуска более экологически чистых продуктов (бензин марок евро-3 и евро-4);

- переход к производству продуктов нефтехимии, смежных отраслей производства и сервисных отраслей, которые в настоящее время почти целиком завозятся из-за рубежа;

- повышение уровня производительности труда.

АО «Самаранефтегаз» демонстрирует устойчивую позицию по уровню обеспеченности запасами углеводородов, однако существенный прирост запасов нефти за последние годы практически не наблюдается.

К факторам, влияющим на сокращение нефтедобычи, относятся и уменьшение объемов поисково-разведочного бурения в предыдущие годы, и недостаточное финансирование геологоразведочных работ за счет собственных средств предприятий, а также отсутствие в течение почти 10 лет аукционов на право пользования недрами.

Анализ деятельности АО «Самаранефтегаз» показал, что себестоимость продукции последовательно возрастает, и снижается эффективность производства.

Постепенное снижение эффективности производства АО «Самаранефтегаз» является следствием нескольких факторов, среди которых можно выделить:

- 1) завершающую стадию разработки большинства месторождений;
- 2) моральный износ оборудования и технологий.

Решение этих проблем подразумевает вложение инвестиций.

Для преодоления первого фактора инвестиции необходимы для разведки и освоения новых месторождений, а для преодоления второго фактора – в развитие техники и технологий.

Для стратегического развития АО «Самаранефтегаз» следует применять технологии повышения нефтеотдачи пластов, т.е. повысить коэффициент извлечения нефти.

В решении этой задачи необходимо:

- использование инновационных методов по увеличению добычи;

- стимулирование недропользователей для активного воспроизводства запасов.

На территории Самарской области находится предприятие **АО «Санеко»**, которое входит в тройку лидеров среди добывающих углеводородное сырье компаний Самарской области.

Основным видом деятельности АО «Санеко» является добыча углеводородного сырья на территории Ново-Киевского месторождения, расположенного в Безенчукском районе Самарской области, и Кочевненского, Западно-Кочевненского месторождений, расположенных в Большечерниговском районе, с общим объемом утвержденных извлекаемых запасов 12,822 млн т.

В таблице 5 освещена динамика добычи нефти АО «Санеко» в 2018–2020 гг., включая газовый конденсат.

**Таблица 5 – Добыча нефти АО «Санеко» в 2018–2020 гг.,
включая газовый конденсат, т**

2018 г.	2019 г.	2020 г.
361 900	503 773	550 229
Темп роста нефтедобычи	1,392	1,092

Из таблицы 5 видно, что прирост нефтедобычи в 2019 г., по сравнению с 2018 г., составил 39,2%, что связано с вводом в эксплуатацию новых скважин на территории Кочевненского нефтепромысла.

В 2020 г. наблюдается снижение темпа роста нефтедобычи, что сопряжено с приоритетным направлением капитальных вложений в модернизацию процессов подготовки нефти, учета дебита скважин, строительства резервуаров, нефтесборных сетей и т.д., а также с длительным сроком ввода в эксплуатацию основных средств.

АО «Санеко» реализовало на экспорт в 2020 г. 93% от всей проданной нефти, при этом 56% реализации пришлось на Казахстан, 37% – на Белоруссию, 7% реализации – на внутреннем рынке.

Реализация нефти АО «Санеко» в разрезе географических сегментов представлена на рисунке 23.

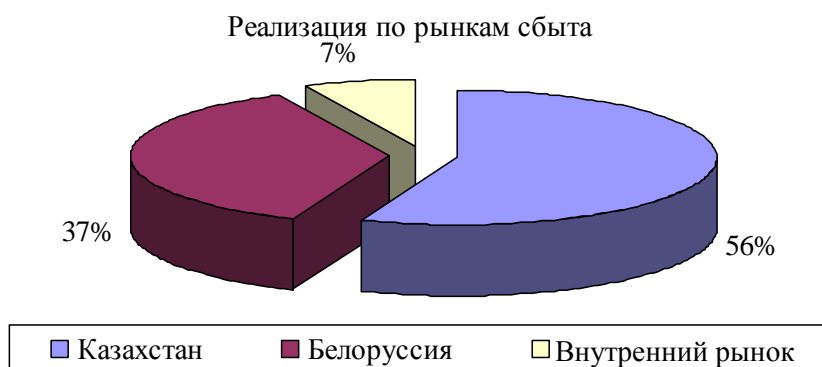


Рисунок 23 – Реализация нефти АО «Санеко» в 2020 г. по рынкам сбыта

Структура себестоимости нефти, реализованной в 2020 г. АО «Санеко», изображена на рисунке 24.

В 2020 г. в структуре себестоимости нефти, реализованной компанией, 78%, или 1 892 392,32 тыс. руб., занимает налог на добычу полезных ископаемых; 6%, или 145 568,64 тыс. руб., – затраты на оплату труда; 9%, или 218 352,96 тыс. руб., – производственные затраты; 6%, или 145 568,64 тыс. руб., – административные расходы; 1%, или 24 261,44 тыс. руб., – прочие налоги.

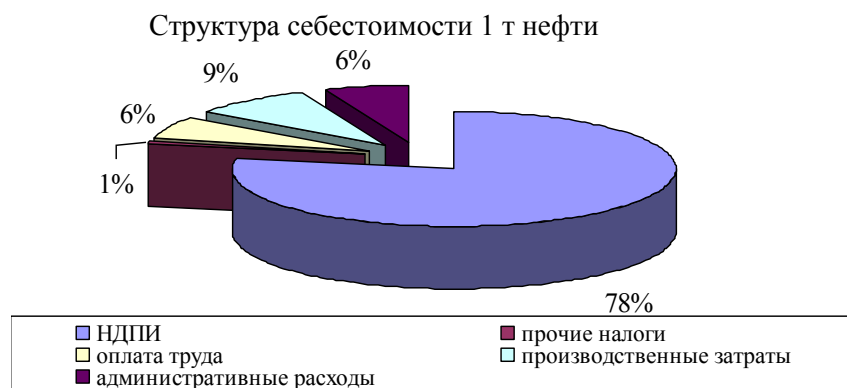


Рисунок 24 – Структура себестоимости нефти, реализованной АО «Санеко» в 2020 г.

Ввод в эксплуатацию основных фондов в 2020 г. в 10,3 раза превышает аналогичный показатель 2011 г., что также находит отражение в росте добычи нефти на 39,2%.

Данные таблицы 6 демонстрируют промышленные мощности АО «Санеко» за 2014–2020 гг.

Таблица 6 – Промысловые мощности АО «Санеко» за 2014–2020 гг.

Наименование	2014 г.			2020 г.		
	Кол-во шт. / км	Производит.	Ед. изм.	Кол-во шт. / км	Производит.	Ед. изм.
Установки подготовки нефти	2	0,50373	млн т / год	2	0,9	млн т / год
Кустовые насосные станции	3	3,5	тыс. м ³ / сут.	3	7	тыс. м ³ / сут.
Нефтяные РВС	4	11,2	тыс. м ³	6	14	тыс. м ³
Трубопроводы промысловые ЛЭП	50,86 76,2			83,5 90,9		
Трансформаторные подстанции	35			40		
Среднегодовое количество эксплуатируемых скважин	38	36,8	т/сут.	44	34,7	т/сут.

Капитальные вложения за исследуемый период позволили обеспечить возможность подготовки нефти до товарного вида ГОСТ Р 51858-2002 в количестве 910 тыс. т / год, что в совокупности с увеличением в 2 раза производительности кустовых насосных станций является серьезным производственным резервом и базисом для экономического обоснования и реализации проектов строительства новых нефтедобывающих скважин.

Данные таблицы 7 раскрывают значения показателей капитальных вложений АО «Санеко» за 2014-2020 гг.

Таблица 7 – Капитальные вложения АО «Санеко» в 2014–2020 гг.

Перечень показателей	Сумма, млн руб.	
	2014 г.	2020 г.
Капитальные вложения, всего	856,66	1028,66
Разведочное бурение и ГРП	210,82	225,09
Бурение эксплуатационное	234,72	368,63
Строительно-монтажные работы, всего	289,08	327,14
Оборудование, не входящее в сметы строок	122,04	62,02
Нематериальные активы		2,02
Капитальный ремонт скважин		34,76
Прочие инвестиционные проекты		9
Ввод основных фондов	604,44	58,84

Этим целям также соответствует увеличение на 64,2% парка промысловых трубопроводов и существенный прирост емкости нефтяных резервуаров.

Как следствие – увеличение объема производственной программы по добыче нефти, а также приему нефти на подготовку от сторонних организаций.

Для достижения открывающихся возможностей по увеличению объема производственной программы на АО «Санеко» возможны 2 пути:

- 1) экстенсивный, за счет ввода в эксплуатацию новых нефтедобывающих скважин;
- 2) интенсивный, за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Показатель дополнительной добычи нефти от применения методов воздействия на призабойную зону пластов нефтяных скважин, в частности метода щелевой гидropескоструйной перфорации (ЩГПСП), а также от проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) скважин АО «Санеко» в рамках оптимизации работы в 2020 г. рассчитан в таблице 8.

**Таблица 8 – Дополнительная добыча нефти АО «Санеко»
за счет применения МУН пластов в 2020 г., т**

Методы	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал
РИР	16432,1	17676	19601,7	16541,5
ЩГПСП	2418,7	2657,3	3552,5	2771

Таким образом, добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи составила в 2020 г. 81 650,8 т, или 14,84%, годовой добычи, в том числе 70 251,3 т, или 12,76%, за счет применения ремонтно-изоляционных работ и организационно-экономических мер, а также 11 399,5 т, или 2,08%, за счет применения метода щелевой гидropескоструйной перфорации.

Рентабельность активов показывает, что в 2020 г. АО «Санеко» получило 25 коп. чистой прибыли с каждого рубля вложенного актива, в 2019 г. – 26,26 коп., в 2018 г. – 34,05 коп., в 2017 г. – 44,39 коп.

Рентабельность демонстрирует, что на 1 руб. реализованной продукции в 2020 г. приходится 22,07 коп. прибыли АО «Санеко». В 2019 г. на 1 руб. реализованной продукции приходилось 28,07 коп. прибыли АО «Санеко», в 2018–2017 гг., соответственно, – 31,16 и 34,38 коп.

Снижение уровня показателя рентабельности собственного капитала происходило вследствие снижения рентабельности продаж, что требует

применения мер по снижению себестоимости реализуемой продукции в условиях неблагоприятной рыночной конъюнктуры, а также в результате снижения коэффициента финансовой зависимости, что является положительным фактором, повышающим долгосрочную ликвидность предприятия.

Показатели рентабельности АО «Санеко» за 2017–2020 гг. отражены в таблице 9.

Таблица 9 – Показатели рентабельности АО «Санеко» в 2017–2020 гг.

Наименование показателя	Рекомендуемая методика расчета	На 31.12.2017	На 31.12.2018	На 31.12.2019	На 31.12.2020
Выручка, тыс. руб.	Общая сумма выручки от продажи товаров, продукции, работ, услуг	1 419 707	2 403 181	3 856 021	6 265 634
Валовая прибыль, тыс. руб.	Выручка – себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг (кроме коммерческих и управленческих расходов)	679 098	1 349 414	2 206 724	3 839 490
Чистая прибыль (нераспределенная прибыль (непокрытый убыток), тыс. руб.	Чистая прибыль (убыток) отчетного периода	334 167	620 752	719 597	940 853
Рентабельность продукции (продаж), %	(Прибыль от продаж) / (Выручка) * 100	34,38	31,16	28,07	22,07
Коэффициент чистой прибыльности, %	(Чистая прибыль) / (Выручка) * 100	23,54	25,83	18,66	15,02
Рентабельность собственного капитала, %	(Чистая прибыль) / (Капитал и резервы – Целевое финансирование и поступления + Доходы будущих периодов – Собственные акции, выкупленные у акционеров) * 100	99,9	64,99	42,9	35,97
Рентабельность активов, %	(Чистая прибыль) / (Балансовая стоимость активов) * 100	44,39	34,05	26,26	25
Оборачиваемость капитала	(Выручка) / (Балансовая стоимость активов – Краткосрочные обязательства)	3,79	1,62	2,27	2,05

Группа «Газпром нефть» – основные виды деятельности – разведка и разработка месторождений нефти и газа, нефтепереработка, производство и реализация нефтепродуктов.

Чтобы оценить, насколько полно используются в процессе производства материальные, трудовые, финансовые ресурсы, проведем анализ основных технико-экономических показателей предприятия для выявления резервов производства, обеспечивающих максимальный результат.

Как следует из таблицы 10, первый показатель – это доход от реализации, который демонстрирует, на какую сумму была реализована продукция за 2019–2020 гг.

**Таблица 10 – Основные технико-экономические показатели
Группы «Газпром нефть» за 2019–2020 гг.**

№ п/п	Показатели	2019 г.	2020 г.	Отклонения +, -	Темп роста по сравнению с предыдущим годом, %
1	Доход от реализации, тыс. руб.	5 807 182	1 171 0738	5 903 556	101,7
2	Себестоимость продукции, тыс. руб.	2 245 649	4 749 023	2 503 374	111,5
3	Валовый доход, тыс. руб.	3 561 533	6 961 715	3 400 182	95,5
4	Чистый доход, тыс. руб.	1 028 117	2 348 599	1 320 483	128,4
5	Среднегодовая стоимость ОС, тыс. руб.	16 754 261	17 661 216	906 955	5,41
6	Фондоотдача	0,35	0,66	0,31	88,6
7	Фондоемкость	2,86	1,52	-1,34	-46,9
8	Среднесписочная численность работников, чел.	6237	6640	403	6,5
9	Производительность труда, тыс. руб. / чел.	931,1	1763,7	832,6	89,4
10	Среднемесячная заработная плата, руб.	6365	9982	3617	56,8
11	Фонд заработной платы, тыс. руб.	476383	795341	318957	67
Примечание – Рассчитано по отчетным данным Группы «Газпром нефть».					

По итогам финансово-хозяйственной деятельности Группы «Газпром нефть» за 2020 г. добыто 3606,1 тыс. т нефти при плане 3300 тыс. т (109,3%) и 111,8% к соответствующему периоду прошлого года; газового конденсата – 39,177 тыс. т

при плане 38,0 тыс. т (103,1%) против 38,3 тыс. т за соответствующий период прошлого года.

В результате выполнения производственной программы доходы предприятия за 2019 г. составили 5 802 735 тыс. руб., а в 2020 г. – 11 625 723 тыс. руб. при плане 11 197 973 тыс. руб.

Рассмотрим данные по этим показателям за 2019–2020 гг., которые представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Доходы от реализации нефтепродуктов и от неосновной деятельности Группы «Газпром нефть» за 2019–2020 гг.

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.		
	факт	план	факт	откл. +, -
Реализация нефти	5 493 785	10 738 861	11 334 860	595 999
Реализация продукции ГПЗ	313 397	344 068	375 878	31 810
Доход от неосновной деятельности	-4447	115 043	-85 014	-200 057
Всего	5 802 735	11 197 973	11 625 723	427 750
Примечание – Рассчитано по отчетным данным Группы «Газпром нефть».				

Данные таблицы 11 свидетельствуют о том, что доходы, полученные в результате реализации нефти, продукции газопереработки и от неосновной деятельности, увеличились на сумму 595 999 тыс. руб. против плана, а в сравнении с 2019 г. – на сумму 5 841 075 тыс. руб., т.е. увеличились в 2 раза.

От неосновной деятельности Группа имеет убыток в сумме 85 014 тыс. руб., в том числе от реализации основных средств – 34 325 тыс. руб., от аренды основных средств – 33 893 тыс. руб., из-за списания труб ТОО УПТЖ в связи с ремонтом водоводов, а также от деятельности УДТПВ – 16 796 тыс. руб. при фактической себестоимости 11,5 руб. населению питьевая вода реализуется по цене 5,33 руб. за м³.

Доход от реализации нефти составил 11 112 158 тыс. руб., или 97,49% от общего дохода (без учета оплаты роялти).

Рассмотрим, по каким направлениям была отгружена нефть. Из таблицы 12 видно, что если в 2019 г. было реализовано нефти на сумму 5 429 281 тыс. руб., то в отчетном 2020 г. показатель составил 11 112 158 тыс. руб., т.е. реализация нефти увеличена в 2 раза.

Таблица 12 – Реализация нефти Группы «Газпром нефть» за 2019–2020 гг.

По направлениям	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.		
		факт	план	факт	откл. +,-
На экспорт – всего	тыс. руб.	4 243 747	8 815 118	9 419 772	604 654
	тыс. т	1905	2196,5	2311,8	115,3
Дальнее зарубежье	тыс. руб.	3 375 524	5 933 363	6 534 953	601 590
	тыс. т	1439,5	1358	1489,4	131,4
Ближнее зарубежье	тыс. руб.	868 223	2 723 942	2 884 819	160 877
	тыс. т	465,5	801	822,4	21,4
ШНОС – замещение	тыс. руб.		557 493	476 859	-80 634
	тыс. т		362,5	311,8	-50,7
ТАСУ – замещение	тыс. руб.		157 813		-157 813
	тыс. т		37,5		-37,5
На внутренний рынок	тыс. руб.	1 185 534	1 114 393	1 194 021	79 628
	тыс. т	1290,7	820	859,1	39,1
	тыс. т		3,5	3,5	0
	тыс. т		16	15,7	-0,3
Всего	тыс. руб.	5 429 281	10 508 162	11 112 158	603 996
	тыс. т	3195,7	3398,5	3501,9	103,4
Примечание – Рассчитано по отчетным данным Группы «Газпром нефть».					

Как следует из приведенной таблицы, на экспорт отгружено 66,0% от реализованной нефти на сумму 9 419 772 тыс. руб., что составляет 84,8% от дохода.

В результате этого увеличение дохода к плану составило 604 654 тыс. руб. Увеличена поставка на экспорт на 115,3 тыс. т против плана, к соответствующему периоду 2019 г. в 2,2 раза увеличен доход за счет отгрузки на 406,8 тыс. т.

На внутренний рынок реализовано 859,1 тыс. т на сумму 1 194 021 тыс. руб., прирост к плану составил 79 628 тыс. руб. из-за увеличения поставки на 39,1 тыс. т. К соответствующему периоду 2019 г. рост дохода – на 8487 тыс. руб.

По данным таблицы 13, доход от реализации газопродукции за 2020 г. составил 375 878 тыс. руб. при плане 344 068 тыс. руб. (109,2%).

По сжиженному газу: прирост дохода составил 10477 тыс. руб. по сравнению с планом из-за увеличения поставки на 9,4 тыс. т, к соответствующему периоду 2019 г. доход увеличен в 2,5 раза из-за увеличения поставки на 17,3 тыс. т.

**Таблица 13 – Реализация продукции газопереработки
Группы «Газпром нефть» за 2019–2020 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.		
		факт	план	факт	откл. +, -
Сжиженный газ	тыс. т	31,1	39	48,4	9,4
	тыс. руб.	19 844	39 497	49 974	10 477
Смесь углеводородная	тыс. т	28,1	46	50,5	4,5
	тыс. руб.	19 960	52 136	56 443	4307
Сухой газ	млн м ³	945,2	869	913,8	44,8
	тыс. руб.	259 657	238 767	251 033	12 266
Печное топливо	тыс. т	10,4	12	13,6	1,6
	тыс. руб.	8672	10 408	11 441	1032
Кислород	тыс. балл.	1,6	3,2	1,2	-2
	тыс. руб.	316	426	248	-178
Прочие		27 018	15 478	36 800	21 322
Всего		313 397	344 068	375 878	31 810
Примечание – Рассчитано по отчетным данным Группы «Газпром нефть».					

По углеводородной смеси: прирост дохода составил 4307 тыс. руб. из-за увеличения поставки на 4,5 тыс. т, к соответствующему периоду 2019 г. доход увеличен в 2,8 раза из-за увеличения поставки на 22,4 тыс. т.

По сухому газу: рост дохода к плану составил 12 266 тыс. руб. из-за увеличения поставки на 44,8 млн м³, к соответствующему периоду 2019 г. – уменьшение дохода на 8624 тыс. руб. из-за снижения поставки на 31,4 млн м³.

Для более полного анализа себестоимости реализованной продукции Группы «Газпром нефть» в таблице 14 исследована структура затрат на производство и реализацию продукции.

Из таблицы 14 видно, что фактические затраты меньше плановых на 602,9 млн руб., к соответствующему периоду 2019 г. – увеличение в 2,1 раза.

По сравнению с планом материальные затраты снизились на 83 173 тыс. руб., к соответствующему периоду 2019 г. – увеличение в 2 раза. В том числе сырье и материалы – против плана снижение на 36 342 тыс. руб. из-за отсутствия поставки дорогостоящих реагентов против парафино-солеотложений и коррозии, а именно таких, как дисперсоген, додискейл, додиген, а также из-за разницы в ценах.

**Таблица 14 – Структура затрат на производство и реализацию продукции
Группы «Газпром нефть» за 2019–2020 гг., руб.**

Статья затрат	2019 г.	2020 г.		
	факт	план	факт	откл. +, -
1. Минеральные затраты	1 506 921	3 328 492	3 245 318	-83 173
Сырье и материалы	327 718	995 101	958 759	-36 342
Топливо	24 653	38 470	34 149	-4321
Энергия	345 889	460 454	430 214	-30 239
Плата за использование природного сырья	122 260	287 524	303 530	16 027
Объем работ и услуг производственного характера	686 401	1 546 943	1 518 654	-28 289
- по транспортировке грузов	293 420	5 678 318	486 158	-82 270
- капремонт	291 764	739 969	763 678	23 709
- прочие услуги	101 216	238 546	268 818	30 272
2. Износ основных средств	628 821	674 402	303 430	-370 972
3. Прочие затраты	294 201	622 138	595 221	-26 918
4. Заработная плата работников	381 638	726 886	605 054	-121 832
Всего затрат	2 245 649	5 351 918	4 749 023	-602 895
Примечание – Рассчитано по отчетным данным Группы «Газпром нефть».				

Если учесть, что общие расходы предприятия за 2019 г. составили 4 333 997 тыс. руб., а в 2020 г. – 8 270 581 тыс. руб., то можно определить удельный вес затрат на производство в структуре общих расходов. В 2019 г. удельный вес затрат на производство составил 51,8%, в 2020 г. – 57,4%. Учитывая увеличение объемов производства, удельный вес затрат на производство повысился всего на 5,6% по сравнению с предыдущим годом.

По всем видам деятельности наблюдается снижение фактических затрат по сравнению с плановыми и увеличение более чем в 2 раза по сравнению с соответствующим периодом прошлого года.

Не менее важное место в производственно-хозяйственной деятельности предприятия занимают основные производственные средства. В Группе «Газпром нефть» наблюдается увеличение среднегодовой стоимости основных средств: если в 2019 г. их стоимость была равна 16 754 261 тыс. руб., то в 2020 г. она увеличилась на 906 955 тыс. руб., т.е. в 1,1 раза. Приведенные результаты связаны с приобретением новых инновационных технологий.

Величина, обратная фондоотдаче, – фондоемкость продукции. Она показывает долю стоимости основных средств, приходящуюся на каждый рубль выпускаемой продукции.

Производительность труда в Группе «Газпром нефть» увеличилась в 2020 г. в 1,9 раза по отношению к 2019 г., что связано с изменениями объема производства при росте численности работников, с сокращением потерь рабочего времени с помощью регулярных поставок необходимого оборудования, с увеличением среднемесячной заработной платы. Подобные производственные и экономические результаты в немалой степени обусловлены применением новых методов разработки и добычи нефти.

Таким образом, анализ финансово-хозяйственной деятельности нефтедобывающих предприятий показал эффективность разработки мелких нефтяных месторождений в Самарской области небольшими нефтедобывающими компаниями, активно применяющими современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, снижающими себестоимость продукции за счет экономии на административных расходах, внедрения организационно-экономических мер оптимизации производственных процессов.

2.2 Система инструментария управления развитием нефтедобывающих предприятий

Нефтедобывающие предприятия ведут свою деятельность по таким направлениям, как разведка месторождений и добыча нефти и газа, их транспортировка и переработка, сбыт нефтепродуктов и др.

Истощение легкодоступных запасов нефти вынуждает вести добычу трудно извлекаемого сырья, что ведет к росту стоимости его добычи и предопределяет необходимость поиска альтернативных вариантов.

Стала актуальной проблема выработки синтетических жидких углеводородов из углеводородсодержащего сырья. В качестве таких источников можно назвать природный и сланцевый газы, попутный нефтяной газ, а также газы нефтепереработки.

Утилизация попутного газа имеет огромное значение как с точки зрения рационального использования данного ценного сырья, так и с точки зрения экологии, так как в результате будет решена проблема сокращения выбросов CO_2 в атмосферу. Кроме того, углеводородные газы содержат большее или меньшее количество сернистых соединений, таких как сероуглерод, оксид-сульфид углерода, меркаптаны.

К традиционным транспортным топливам относятся исключительно нефтяные, альтернативой их являются:

- сжиженные попутные газы (пропан-бутан);
- сжиженный природный газ (метан);
- спирты и масла, получаемые из растительного сырья методами биохимической переработки;
- синтетические жидкие топлива из угля, сланцев и газа.

Сжиженные попутные газы нефтедобычи являются качественным автомобильным топливом, высокооктановым и экологически чистым. Сложности в их широком использовании возникают лишь в организации распределения. При этом неизбежны значительные затраты на создание газохранилищ и оборудования для автомобилей.

Однако главным препятствием широкого использования сжиженных газов в автотранспорте следует считать их ограниченные объемы и наличие других потребителей, так как они применяются в нефтехимии, сельском и коммунально-бытовом хозяйстве, широко используются для сварки и резки металла. При использовании сжиженного природного газа в качестве транспортного топлива имеются сложности из-за дорогостоящего оборудования распределительной сети и специализированных автотранспортных средств, большого веса баллонов, которые увеличивают расходы топлива на единицу транспортной работы [52].

При сгорании синтетическое жидкое топливо образует намного меньше вредных веществ, что является решением проблемы защиты воздушной среды от загрязнения. Технология получения и производства синтетического жидкого топлива была известна еще в начале двадцатого века, но широкое применение получила сравнительно недавно. Этому способствовали техническое оснащение заводов, появление оборудования и установок, обладающих большой мощностью, позволяющих наладить производство в необходимых размерах.

Процессы химической конверсии природного газа в жидкие соединения относятся к технологии переработки, называемой «газ в жидкость» (Gas to Liquids – GTL).

Экономически целесообразнее переработать газ в синтетическую нефть, после чего ее можно прокачивать в смеси с нефтью по нефтепроводу, нежели строительство специального газопровода.

Преобразование попутного нефтяного газа (ПНГ) в жидкие синтетические продукты является экономически выгодным и экологически безопасным способом его утилизации. Для производства синтетической нефти попутный нефтяной газ подвергают процессу окисления, в результате чего получается синтез-газ, состоящий из смеси CO и H₂, который в последующем используют как сырье для производства жидких органических соединений.

Технология GTL подразумевает трансформацию углеводородных газов в синтетические жидкие углеводороды (СЖУ), иначе называемые синтетической нефтью (СН), и далее – в моторные топлива и масла.

Процесс конверсии газа в жидкие углеводороды производится с помощью химического процесса синтеза Фишера-Тропша (Fischer – Tropsch), открытого немецкими учеными Ф. Фишером и Г. Тропшем в 1923 г.

Синтетическое жидкое топливо имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными нефтегазовыми, так как способствует ресурсоэффективному использованию сырья и минимизации экологического вреда.

В таблице 15 проводится экономический анализ вариантов технологии СЖТ.

Таблица 15 – Экономический анализ вариантов технологии получения синтетического жидкого топлива

Показатели	Варианты технологий			
	Sasol	Syntroleum	Rentech	Intevep
Суммарные капиталовложения, млн долл.	1039	1000	1268	1050
Суммарная выручка, млн долл.	264	285	295	385
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	16,7	24	15,4	18,4
Чистый приведенный доход (NPV), млн долл.	442	500	426	547
Мощность по производству СЖТ, тыс. т / год	2500	2500	2750	2500
Удельные капиталовложения, долл./т	408	400	465	400
Примечание – Составлено по данным [102].				

В связи с этим в целях предотвращения эколого-экономических проблем необходимо ускоренное внедрение данных технологий в процессы добычи и переработки нефтегазовых ресурсов.

На месторождении Самарской области принимается ряд эффективных инновационных решений.

Месторождение Волгановское относится к числу уникальных по ряду причин:

- большие запасы нефти;
- высокая плотность запасов;
- качественная и бессернистая нефть;
- относительная небольшая глубина залегания (1140–2300 м) и благоприятные условия для бурения;
- рельеф местности – совершенно плоский, за исключением отдельных впадин, что создает условия для освоения месторождения.

Волгановское месторождение является лидером нефтяной промышленности как по уровню добычи нефти, так и по использованию последних достижений инновационных технологий.

При разработке месторождения нефтяникам пришлось столкнуться с целым рядом крупных проблем.

Волгановское месторождение характеризуется крайне сложным комплексом геолого-промысловых условий, главными из которых являются: повышенное содержание парафина (25%) в пластовой нефти при температуре его выпадения,

близкой к начальной пластовой температуре; многопластовый характер месторождения с различной степенью литологической неоднородности нефтяной залежи; преобладание низкопроницаемых коллекторов; вязкопластические свойства пластовой нефти.

В настоящее время на месторождении применяются различные методы повышения нефтеотдачи пластов.

Проведены опытно-промышленные испытания по внедрению следующего объема новой техники и технологии для повышения нефтеотдачи пластов:

- технология депрессионной перфорации;
- термобарохимобработка;
- технология гидравлического разрыва пласта;
- закачка сшитых полимеров (СПС);
- ремонтно-изоляционные работы;
- обработка полимерно-гелевым составом «Темпоскрин»;
- электровоз-действие;
- газодинамический разрыв пласта с применением горюче-окислительных составов.

Гидравлический разрыв пласта применяется для повышения продуктивности нефтяных месторождений.

На месторождении 30% скважин основного фонда находятся в низкопродуктивной зоне. С этими скважинами связаны значительные, еще не отобранные извлекаемые запасы нефти. Для их отбора необходимо увеличение продуктивности скважин. Эффективным методом увеличения продуктивности является гидравлический разрыв пласта.

За период 2005–2020 гг. гидравлический разрыв пласта проведен на 208 скважинах. На 01.01.2021 полученная дополнительная добыча нефти составила 518 065 т.

В настоящее время нефть добывают преимущественно через скважины и незначительно через шахты и открытым способом, используя карьеры.

Скважины применяют вертикальные, наклонно-направленные и с горизонтальным забоем, когда скважина расположена в нефтяном пласте по простиранию или падению, имея протяжение от нескольких метров до сотен метров.

Нефть через скважины добывают фонтанным способом и многочисленными механизированными способами, применяя насосы, газлифты, плунжерный лифт, свабиrowание и т.д.

Для подъема нефти на поверхность через скважины применяют насосно-компрессорные трубы, которые опускают в скважины на определенную глубину. Нефть из залежи по насосно-компрессорным трубам поступает на поверхность, они являются неотъемлемой частью подземного оборудования скважин с механизированным способом добычи нефти.

Для опускания и подъема насосно-компрессорных труб в скважину и из скважины применяют специальные агрегаты.

В процессе добычи нефти подземное оборудование скважин ремонтируют, насосно-компрессорные трубы поднимают из скважины и опускают в скважину, при этом происходят технически неизбежные утечки углеводородов, которые негативно воздействуют на ремонтный персонал и окружающую среду.

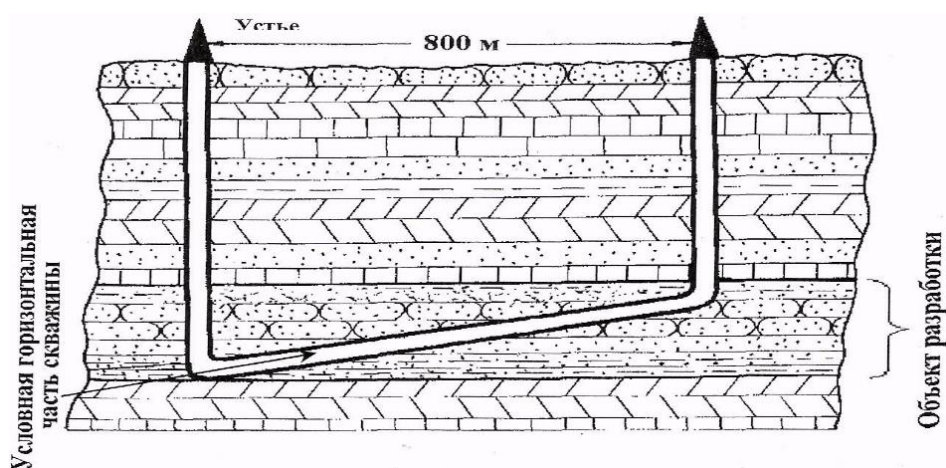


Рисунок 25 – Двухустьевая U-образная скважина

Инновационный способ добычи предполагает подъем нефти через скважины без применения насосно-компрессорных труб и глубинных насосов.

Для этого применяют двухустьевую U-образную скважину, состоящую из двух устьев, двух вертикальных стволов и условно горизонтального забоя (условно горизонтальная часть скважины) (рисунок 25).

Условно горизонтальная часть скважины пересекает нефтяной пласт, продуктивный объект, или объект разработки, состоящий из нескольких пластов, от кровли до подошвы, для вскрытия всех продуктивных разностей. Длину горизонтальной части скважины определяют исходя из геологического строения нефтяного месторождения (залежи), технологии бурения и разработки.

Двухустьевую скважину обсаживают коррозионно-стойкими специальными калиброванными трубами одинакового диаметра от устья до устья.

Условную горизонтальную часть скважины в продуктивной толще обсаживают трубами, имеющими калиброванные отверстия специальной конструкции для соединения скважины с продуктивными пластами. Через эти отверстия нефть притекает в скважину.

Скважину и обсадные трубы цементируют от устья до устья, в т.ч. условно горизонтальную часть, осваивают по специальной технологии.

Нефть через U-образную скважину добывают путем продавливания специального поршня от устья к устью. Поршень продавливают насосами или компрессорами, установленными на устьях скважины, или давлением из напорных трубопроводов насосных (компрессорных) станций, которые подключены к нескольким двухустевым скважинам.

В качестве поршня используют наиболее оптимальную конструкцию для конкретной скважины. Например, гелевую, пенопластовую, полиуретановую, механически манжетную – кольцевую и т.п.

В качестве рабочего агента для продавливания поршня применяют пену на водной основе с поверхностно-активным веществом и инертным газом (азот) либо инертный газ с газобустерных или азотных установок.

Механизированную добычу осуществляют следующим образом:

1. Накопившуюся (притекшую из пластов) в скважине нефть вытесняют передвигаемым поршнем с одного устья через другое устье на поверхность.

2. После прохождения поршня от устья к устью наступает период накопления нефти в скважине (приток нефти из пластов).

3. После заполнения скважины нефтью ее вытесняют из скважины через другое устье, передвигая поршень в обратном направлении.

4. Действия по пунктам 1, 2, 3 периодически повторяют и таким образом добывают нефть.

Продолжительность периода накопления нефти определяют опытным путем, учитывая продуктивные характеристики скважины.

Продолжительность прохождения поршня от устья к устью также определяют опытным путем, учитывая конструктивные особенности скважины, поршня, свойства нефти, рабочего агента, производительность напорных трубопроводов.

Преимущества при добыче нефти через U-образные скважины:

- 1) отпадает необходимость в подземном ремонте скважин;
- 2) уменьшается загрязнение окружающей среды углеводородами.

Недостатком механизированной добычи нефти через U-образные скважины является применение дорогостоящей наукоемкой технологии.

В случае необходимости в подземном ремонте U-образной скважины применяют гибкие трубы.

Таким образом, на месторождении Волгановское успешно внедряются инновационные технологии с получением экономического эффекта от дополнительной добычи нефти с одной скважины.

Основные рекомендации по инновационному развитию добычи нефти до 2030 г. таковы:

- продолжить реализацию экспериментальной закачки бессернистого газа. Задача заключается в том, чтобы найти инженерное решение механических и технологических проблем, связанных с закачкой газа, а также выяснить реакцию коллектора, что обеспечит реализацию программ последующих этапов расширения предприятия;

- продолжить программу бурения, чтобы провести оценочное бурение для переоценки запасов нефти и составления скорректированного плана развития

месторождения; снять основные неопределенности, связанные с коллектором, что позволит принять решение в отношении следующих этапов расширения добычи свыше 20 млн т в год;

- сохранять нацеленность на разработку базового уровня добычи с целью достижения максимальной производительности существующих объектов, оптимизацию затрат и безопасность работ [143].

Закачка сырого газа и новые методы бурения и капремонта скважин будут способствовать расширению современного уровня технических знаний и технологий и окажут положительное воздействие на развитие всего региона.

Наиболее эффективными методами повышения нефтеотдачи на месторождениях Самарской области являются гидрощелевая пескоструйная перфорация, гидроразрыв пласта, ремонтно-изоляционные работы, а также химическая обработка призабойных зон.

При проведении гидравлического разрыва пласта охлаждается та часть пласта, куда проникает трещина, и по притоку холодной жидкости можно оценить эту высоту.

Методика необходима для ведения самого гидравлического разрыва пласта, но можно проводить и реализацию гидравлического разрыва пласта.

Наибольшую технологическую и экономическую эффективность обеспечивает оптимизация работы скважин за счет увеличения длины хода штока насоса и числа качаний штангово-глубинных насосов. Прирост прибыли от обоих способов оптимизации составил 902,5 тыс. долл., из них 77% получено от наиболее эффективного мероприятия (2020 г.).

Возврат скважин на вышележащие горизонты с отключением нижних горизонтов (3 скважины) дает низкие значения прироста добычи нефти (0,51 тыс. т), вследствие чего экономическая эффективность мероприятия имеет отрицательные значения.

Однако проведение данных работ было обязательно, поскольку подвергнутые этому мероприятию горизонты имели высокую обводненность и низкие дебиты, поэтому отключение таких горизонтов представляет собой важное мероприятие по снижению себестоимости добычи нефти.

Отключение высокообводненных и малодебитных горизонтов приводит к потере объема нефти.

В результате осуществленных исследований выявлено, что проведенные геолого-технические мероприятия в целом по 2020 г. способствовали получению дополнительной добычи нефти в размере 114 170 т (17,4% в общем годовом объеме добычи нефти).

На рисунке 26 отражена оценка выработки запасов по горизонтам месторождения Бажковское.

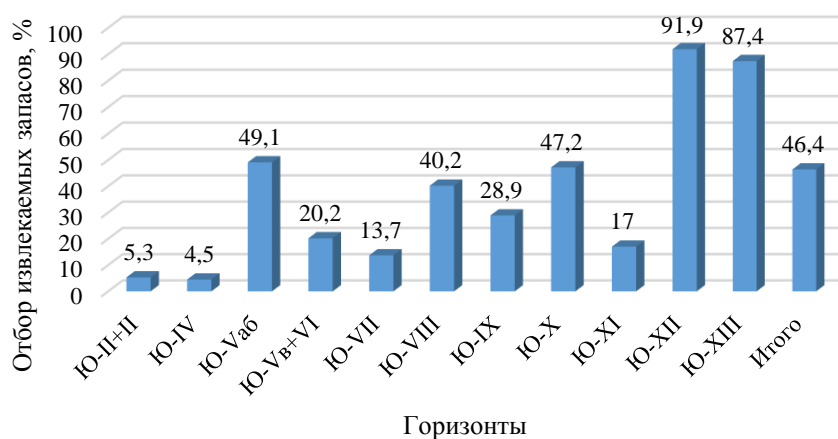


Рисунок 26 – Оценка выработки запасов по горизонтам месторождения Бажковское на 01.01.2021

Внедрение новых технологий по интенсификации добычи нефти, а именно проведение гидравлического разрыва пласта в 61 скважине, а также установка винтовых насосов в 7 скважинах, позитивно отразилось на производительности скважин, что, в свою очередь, способствовало получению дополнительных объемов добычи нефти в размере 58 050 т в год.

Обработка призабойной зоны пласта горюче-окислительной смесью проводилась в 6 скважинах, в результате чего по четырем скважинам получены дополнительные объемы добычи нефти в размере 181 т.

На проведение такого рода обработок было затрачено 146,2 тыс. долл. Экономический эффект от проведенных обработок не получен, поскольку общие расходы на реализацию данных мероприятий значительно превысили показатели доходной части.

Оптимизация добычи за счет изменения режима работы механизированных скважин, а именно работы по увеличению диаметра насосов (75 скважин) и увеличению длины хода штока насоса и числа качаний штангово-глубинных насосов (43 скважины), обеспечила получение выгодных результатов с точки зрения как технологической, так и экономической эффективности.

Проведение такого рода мероприятий не требует вложения существенных затрат.

Однако их внедрение содействует увеличению положительных потоков денежных средств на баланс предприятия. Суммарные затраты составили 298,1 тыс. долл., в том числе: увеличение диаметра насоса – 245,8 тыс. долл.; увеличение длины хода штока насоса и числа качаний штангово-глубинных насосов – 52,3 тыс. долл. Получена прибыль в размере 1024,5 тыс. долл.

Дополнительная добыча нефти в объеме 963 т обеспечена внедрением мероприятия по возврату скважин на вышележащие горизонты с отключением нижних горизонтов (3 скважины).

Понесенные затраты компенсируются, полученная прибыль равна 32,1 тыс. долл. В итоге за 2020 г. суммарная дополнительная добыча нефти по проведенным мероприятиям составила 120 092 тыс. т (15,0% в общем годовом объеме добычи нефти), суммарный прирост прибыли составил 4897,8 тыс. долл.

По данным геолого-техническим мероприятиям 2020 г. характеризуется наиболее масштабным и значительным по количеству проведенных скважино-операций.

Воздействие на призабойную зону пласта скважин включило в себя осуществление 110 скважино-операций: дострел-перестрел (64 добывающих и 19 нагнетательных скважин) и изоляция нарушения колонн (15 скважин), в 5 добывающих скважинах проведены одновременно операции по дострелу-перестрелу и по изоляции нарушения колонны, в 7 скважинах – дострел-перестрел с одновременной обработкой эмульсией комплексного воздействия.

Данные рисунка 27 отражают немаловажную динамику ремонтов скважин в период с 2016 по 2020 г.

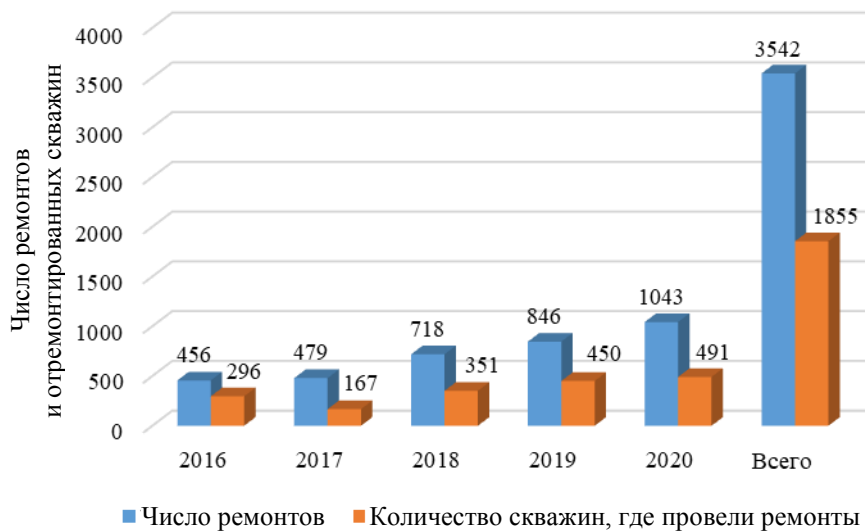


Рисунок 27 – Динамика ремонтов скважин в период с 2016 по 2020 г.

Результат проделанных операций – дополнительно добыто 42 109 т нефти, в основном за счет дострела-перестрела 33 342 т и изоляции нарушения колонн – 8036 т нефти.

Суммарные затраты по вышеназванному комплексу работ составили 1927,1 тыс. долл. При этом мероприятия по дострелу-перестрелу с одновременной изоляцией нарушения колонн, а также дострелу-перестрелу и обработке эмульсией комплексного воздействия не дали экономически эффективного результата, поскольку общие расходы на реализацию данных мероприятий значительно превысили показатели доходной части предприятия. Прирост прибыли от осуществленных работ составил 2016,1 тыс. долл.

Воздействие на призабойную зону пласта скважин посредством технологии «Смит» осуществлялось в 7 скважинах, из них 5 скважин оказались успешными и обеспечили дополнительные объемы добычи нефти в размере 8844 т, при этом 6998 т получены по 1 скважине.

Внедрение такого мероприятия оказало положительный эффект на доходную часть предприятия, в результате чего прирост прибыли составил 636,4 тыс. долл., из них 84,1% прибыли получено от реализации нефти, добытой из скважины № 1282, горизонта № 8.

Проведение гидравлического разрыва пласта обеспечило значительный прирост добычи нефти – 59 819 т за год.

Прирост прибыли составил 3412,1 тыс. долл. (38% от общего прироста прибыли за год по геолого-техническим мероприятиям).

Установка винтовых насосов также способствовала получению дополнительных объемов прибыли – 5,2 тыс. долл. при понесенных затратах в размере 4,2 тыс. долл.

Прирост прибыли составил 2097,1 тыс. долл., из них 64,5% прибыли получено от реализации нефти, обеспечиваемой увеличением длины хода и числа качаний штангово-глубинных насосов при меньшем количестве скважино-операций.

В результате проведения мероприятий по обработке призабойной зоны пласта в 43 скважинах (сернокислотная обработка 30 нагнетательных скважин и обработка эмульсией комплексного воздействия 13 добывающих скважин) дополнительно извлечено 10 939 т нефти.

Обработка призабойной зоны пласта горюче-окислительной смесью проводилась в 4 скважинах, из них 2 скважины обеспечили дополнительные объемы добычи нефти в размере 507 т. На осуществление такого рода обработок было затрачено 95,7 тыс. долл. Экономический эффект от проведенных обработок не получен.

Результаты анализа осуществленных геолого-технических мероприятий за 2020 г. характеризуют этот год как наиболее объемный как с позиции количества проведенных скважино-операций, так и с позиции полученных итогов от внедрения.

Таким образом, проведение комплекса геолого-технических мероприятий даст положительные результаты как с точки зрения эффективности разработки месторождения, а именно увеличения объемов добычи нефти, так и с позиции экономической эффективности. При этом не все проведенные мероприятия обеспечивают такой объем добычи нефти, который покрывал бы все затраты (и вложения) средств, понесенные в связи с реализацией того или иного мероприятия.

Необходима комплексная переработка всех компонентов нефти. В процессе каталитического крекинга получается дополнительное количество бензина и дизельного топлива.

Побочные продукты процесса – бутан-бутиленовая фракция – идут на получение алкилат-бензина, легких олефинов, как этилен, пропилен, бутилен, которые могут быть использованы для нефтехимических синтезов.

Главный критерий в нефтепереработке – комплексность, чтобы не было отходов производства.

На первом этапе необходимо закупить новейшие технологии.

При комплексной переработке нефти снизится нагрузка на экологию, так как отходы производства исключаются. Так, всего лишь 2,1% от общего количества предприятий оцениваются как инновационные. При этом под инновационными подразумеваются те компании, которые выводили на рынок новые продукты, новые технологии. Между тем, в России этот показатель составляет 10%, в Венгрии и Эстонии – 30% и 42%, соответственно [43].

Строительство сети современных нефтеперерабатывающих заводов с использованием новейших мировых достижений НИОКР в этой области увеличило бы конкурентоспособность продукции на мировом рынке, на продажу вывозили бы конечный продукт, а не только сырье.

2.3 Критерии оценки эффективности нефтедобывающих предприятий

Система рыночных рычагов, действующих в нефтяной отрасли в настоящее время, достаточно известна. Основным ядром ее является набор всевозможных платежей и налогов, взимаемых с недропользователей за проведение поисково-разведочных изысканий, разведочного и эксплуатационного бурения, непосредственной добычи нефти.

Размеры мощностей по вовлечению в необходимые технологические процессы углеводородов, созданные крупнейшими нефтеперерабатывающими компаниями мира, определяют степень их влияния на международных рынках нефти и продуктов переработки углеводородов.

Наиболее распространенными критериями при определении эффективности вложения средств в разработку нефтяных месторождений приняты суммарные издержки производства и чистая ценность.

Комплекс факторов, влияющих на уровень затрат по освоению месторождений, отражается на величине издержек производства, состоящих из удельных дисконтированных капитальных вложений и эксплуатационных затрат в расчете на единицу добычи, переработки и реализации.

Дисконтированные капитальные вложения K_d на 1 т нефти рассчитываются по формуле:

$$K_d = \frac{K_z}{Q(1+r)^t}, \quad (1)$$

где K_d – дисконтированные капитальные затраты в году t ;

K_z – капитальные вложения, включающие в себя затраты на исследования, приобретение прав на участки (бонус) и арендную плату, поисково-разведочное бурение, строительство скважин, нефтепроводов, накладные расходы;

Q – величина извлекаемых запасов;

r – ставка дисконта.

В качестве нормы дисконта, как правило, принимают учетную ставку процента по ссудам, которая в наибольшей мере свободна от риска. К началу 90-х гг. она колебалась в пределах 7–12% по разным странам.

Нами предлагается ряд критериев, каждый из которых характеризует специфический технологический цикл.

Суммарный будущий поток наличности, дисконтированный на соответствующую норму возврата на вложения, является текущей стоимостью проекта. В этом заключается принцип дисконтированного потока наличности (ДПН). Норма возврата на вложения проекта или стоимость капитала, являющаяся функцией риска проекта по сравнению с иными возможными инвестициями, служат коэффициентом дисконта.

Среди различных методов ДПН, используемых для оценки проектов, лучшим признан анализ текущей чистой стоимости (ТЧС), представляющий собой разность между положительными и отрицательными потоками наличности, дисконтированными на норму стоимости капиталовложений в проект.

Алгоритм определения ТЧС представляет собой следующий вид:

$$\text{ТЧС} = C_0 + [C_1 : (1 + r)], \quad (2)$$

где C_0 – первоначальная стоимость проекта;

C_1 – будущая стоимость инвестиций;

r – коэффициент дисконта.

Правило данного подхода гласит, что проект с положительной ТЧС может быть принят к реализации, так как это означает получение большей прибыли, чем инвестирование со сравнимым риском. Если же проект имеет отрицательную величину ТЧС, его не следует реализовывать, поскольку он приносит прибыль меньшую, чем инвестиции со сравнимым риском.

Заключительным этапом определения эффективности и эффекта, достигаемых в результате использования схемы переработки нефтегазовых ресурсов, является исчисление интегральных критериев, отражающих суммарные затраты и результаты деятельности оцениваемых объектов на длительный период времени.

В составе интегрального критерия учитываются фактические расходы – капитальные вложения, необходимые для строительства и ввода в действие объекта, а также текущие эксплуатационные затраты. В состав последних в этом случае не включаются амортизационные отчисления на реновацию, так как опосредованно они уже входят в общий объем единовременных затрат периода строительства.

В результате общая формула критерия интегральных затрат приобретает вид:

$$Z_{\text{инт}} = \sum_{t=1}^{\tau} (K_t + C_t - A_t) B_t, \quad (3)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство объекта переработки сырья;

C_t – годовые эксплуатационные затраты;

A_t – амортизационные отчисления;

B_t – коэффициент дисконтирования разновременных затрат.

Критерию интегральных затрат сопутствует критерий интегрального эффекта, способствующий количественному выражению тех результатов, которые достигаются в ходе переработки нефтегазового сырья.

На практике он принимает следующий вид:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \sum_{t=1}^{\tau} [q_t P_t - (K_t + C_t - A_t)] B_t, \quad (4)$$

где $q_t P_t$ – результаты, полученные в течение устанавливаемого периода времени, в ценах мирового рынка.

Определение размеров интегральных затрат и интегрального эффекта, имеющее первостепенное значение при обосновании выбора направлений использования нефтегазовых ресурсов, способствует проведению сравнительного анализа результатов, получаемых в ходе реализации различных проектов, и выбору тех из них, где технологическая составляющая обеспечивает высокий экономический эффект.

Наиболее упрощенным способом расчета показателя эффективности реализуемых проектов является определение чистой современной ценности ($\mathcal{C}_{\text{чс}}$). Данный показатель рассчитывается исходя из суммарных стоимостных измерителей с учетом полного периода эксплуатации объекта:

$$\mathcal{C}_{\text{чс}} = (V - K_c - O_r) * (1 + r)^{-t}, \quad (5)$$

где V – валовые поступления от переработки нефти и газа;

K_c – суммарные инвестиции в строительство объекта и последующие текущие расходы;

O_r – объем отчислений в пользу государства;

r – ставка дисконта (принимается равной 0,15);

t – время (с начала ввода в эксплуатацию), календарные годы.

Благодаря формуле (5) мы можем рассчитать $\mathcal{C}_{\text{чс}}$ на базе средних издержек за полный период разработки месторождения. Кроме того, формула (5) позволяет нам понимать рациональность осуществления инвестиций при различных показателях t .

Для нефтепереработки и нефтехимии, имеющих ряд отличительных от других отраслей промышленности особенностей, свойственно применение химических методов обработки предметов труда.

В подотраслях, таких как промышленность резиново-технических изделий, шинная, асбестовых технических изделий, преобладают механические процессы. В большинстве производств исходное сырье проходит ряд последовательных стадий переработки, причем на каждой технологической установке извлекается несколько продуктов, одни из которых относятся к числу основных, другие являются побочными, промежуточными, используемыми в дальнейшем в иных процессах.

Схема технологических процессов в значительной степени зависит от качественных характеристик поступающего на переработку сырья.

Переработка нефти низкого качества – обводненной сверх установленных нормативов, сернистой или высокосернистой – сопряжена с необходимостью осуществления дополнительных стадий, связанных с ее очисткой, что влечет за собой увеличение капитальных и эксплуатационных затрат.

Следовательно, в любом случае более полное использование сырья, потребляемых топлива и энергии, составляющих в совокупности около 80% в себестоимости конечной продукции, оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели отрасли. Это, в свою очередь, обеспечивает дополнительную прибыль предприятиям соответствующего профиля при реализации готовых веществ или полуфабрикатов на внутреннем и внешнем рынках.

Предприятия отраслей, базирующихся на переработке углеводородного сырья, отличаются высоким уровнем концентрации производства, причем доля крупных объектов в общей их численности выглядит подавляющей. Причина такого развития ясна. Имея дело со столь сложным и разнообразным по физико-химическому составу сырьем, к тому же относящемуся к категории уникального невозобновляемого ресурса, следует использовать его по максимальной программе извлечения конечных продуктов, что возможно лишь при условии создания крупных комплексных производств, каждая стадия которых (установка или блок

установок) представляет собой органическую последовательность взаимосвязанных процессов.

В этой связи максимальное извлечение экономически оправданного ассортимента продукции неизбежно влечет за собой такой положительный результат, как снижение себестоимости единицы выпускаемого товарного химического соединения, удельных капитальных затрат, рост прибыльности предприятия.

Выпуск некоторых видов конечной продукции непосредственным образом отражается на деятельности ряда смежных отраслей хозяйства, изделия которых до недавнего времени в достаточно больших количествах поставлялись на объекты машиностроительной, энергетической, авиационной и других отраслей. К настоящему моменту многие виды готовых изделий, изготовлявшихся ранее из черных и цветных металлов, древесины, продуктов агропромышленного комплекса, состоят из материалов, полученных в результате осуществления процессов синтеза, полимеризации и других в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях.

Заменяемые материалы также требуют для своего преобразования в конечный вид готовой продукции определенного расхода энергии, катализаторов и других веществ.

Однако эффективность нефтехимических производств оценивается конечным результатом, который заключается в том, что экономия энергии, достигаемая за счет замены иных материалов нефтехимическими, с избытком покрывает собственные нужды.

Технологическая направленность при проектировании и строительстве объектов нефтеперерабатывающей отрасли находится в непосредственной зависимости от физико-химических параметров исходного сырья, на которое ориентируется вся система установок, аппаратов, производственного оборудования.

С учетом этого фактора вводятся в эксплуатацию предприятия топливного профиля, заводы, производящие горюче-смазочные материалы широкого ассортимента, комплексы, продукция которых наряду с последними представлена

товарным выпуском фракций индивидуальных углеводородов – этан-пропан-бутановой смеси, жидких и твердых парафинов, меркаптанов и др.

В реальной действительности, когда осуществляется привязка заводов к сырью нефтяных месторождений, расположенных поблизости от дислокации объектов переработки, или же в случаях заключения долгосрочных контрактов на снабжение углеводородными ресурсами из других сырьевых регионов не всегда удается выполнить главное условие отрасли – соответствие качественных параметров вовлекаемой в переработку нефти технологическим возможностям заводов.

Вследствие этого обстоятельства нередко возникает ситуация, когда предприятие технологически настроено (по набору оборудования) исключительно на извлечение топливных фракций, поступает сырье, в составе которого содержится значительное количество масляных фракций, парафиновых соединений, металлов.

В таких случаях можно предположить, что переработка не сможет осуществляться с достаточно высокой эффективностью, так как после отбора легких фракций углеводородов, аккумулирующихся в продукции топливного направления, практически вся оставшаяся часть исходного сырья окажется в тяжелом остатке, используемом в последующем в качестве топлива.

Поэтому для квалифицированной переработки побочных типов нефти существуют специфические процессы, с помощью которых извлекается вся гамма содержащейся в ней продукции, что характеризует высокую комплексность использования первичных невозобновляемых природных ресурсов.

В мировой практике нефтепереработки насчитываются десятки процессов, позволяющих значительно увеличить удельный вес извлекаемой конечной продукции. Это так называемые вторичные, деструктивные способы обработки сырья.

Особое значение в нефтепереработке придается процессам, с помощью которых из продуктов перегонки и из сырой нефти удаляются исключительно агрессивные вещества и соединения.

Важность осуществления таких процессов возрастает в связи с тем, что во многих нефтедобывающих регионах углеводородное сырье, извлекаемое из

глубокозалегающих продуктивных горизонтов (в основном это месторождения подсолевого комплекса), имеет значительное содержание меркаптанов, диоксида углерода и других веществ.

В этой связи для выбора квалифицированного варианта использования нефти в процессах ее перегонки особое значение приобретают качественные параметры вовлекаемого в переработку исходного сырья.

Внедрение проектов, которые подразумевают глубокую системную переработку нефтегазовых ресурсов, использующих актуальные деструктивные процессы, может значительно повлиять на рост производства светлых продуктов, а также настроить выпуск конкурентоспособных единиц, к которым относятся концентрированный пропилен, смазочные масла, церезины, парафины, ароматические углеводороды и пр. (рисунок 28).



Рисунок 28 – Диапазон получения полимерной продукции

Рассмотрим, насколько эффективно переработка нефти осуществляется на предприятиях Самарской области, а именно в контексте эффективности розничной реализации нефтепродуктов на данной территории.

В Самарской области активно осуществляется переработка нефти. В губернии имеют место 3 крупных нефтеперерабатывающих завода. Это Новокуйбышевский, Куйбышевский и Сызранский НПЗ. Каждое предприятие имеет свою специализацию.

Наряду с производством автомобильного бензина и дизельного топлива на территории области осуществляется производство сжиженного газа.

За период 2000–2020 гг. производство нефтепродуктов увеличилось в среднем на 11-16%, ежегодные темпы прироста составляют 3-6% (таблица 16).

**Таблица 16 – Производство важнейших видов продукции
нефтеперерабатывающей промышленности Самарской области
за период 2000–2020 гг., млн т**

	2000 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Первичная переработка нефти	16,6	16,5	17,5	17,3	17,7	18,8
<i>Бензин автомобильный</i>	2,8	2,6	2,8	2,7	2,9	3,1
В том числе:						
Самара	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,1
Сызрань	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Новокуйбышевск	1,1	0,9	0,8	0,8	1,0	1,1
<i>Дизельное топливо</i>	5,1	4,9	5,3	4,9	5,2	6,0
В том числе:						
Самара	1,8	1,8	2,1	1,8	1,9	2,1
Сызрань	1,1	1,2	1,2	1,1	1,3	1,7
Новокуйбышевск	2,2	2,0	2,0	1,9	1,9	2,2

В Самарской области наблюдается рост активности на рынке розничной реализации нефтепродуктов [143].

На розничном рынке Самарской области реализуется автомобильное топливо, произведенное не только на собственной территории, но и в Нижегородской, Пермской, Омской, Оренбургской областях, республиках Башкортостан, Татарстан и в других регионах РФ.

Самой крупной в Самарской области сетью заправочных станций владеет АО «Самаранефтепродукт» ПАО «НК «Роснефть».

Количество структурных подразделений (АЗС) АО «Самаранефтепродукт», через которые осуществляется реализация автомобильного топлива, – 79 АЗС. Также наиболее крупным хозяйствующим субъектом (по количеству эксплуатируемых АЗС) является ООО «Татнефть-АЗС Центр» (16 АЗС).

Наиболее крупным хозяйствующим субъектом по реализации автомобильного бензина и дизельного топлива на рынке Самарской области на 2020 г. является АО «Самаранефтепродукт» (таблица 17).

Таблица 17 – Реализация автомобильного бензина и дизельного топлива на территории Самарской области, % от общего объема реализации по Самарской области (АО «Самаранефтепродукт», 2020 г.)

Наименование хозяйствующего субъекта	Доля хозяйствующего субъекта				
	А-76	Аи-92	Аи-95	Аи-98	ДТ
АО «Самаранефтепродукт»	61	56	58	77	70

Оставшийся рынок делят между собой ООО «Авто-Транзит-Сервис», ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт» и т.д.

Как видно из таблицы 16, в 2020 г. на рынке розничной реализации автомобильного бензина марки А-76 на территории Самарской области 61% от общего объема реализации принадлежал АО «Самаранефтепродукт», марки Аи-92 – 56%, АИ-95 – 58%, АИ-98 – 77%, доля на рынке розничной реализации дизельного топлива составила 70%, что свидетельствует о доминирующем положении рассматриваемого предприятия на данном товарном рынке.

Степень монополизации локальных рынков нефтепродуктов может быть определена с помощью следующих коэффициентов:

- коэффициент рыночной концентрации (CR3), рассчитанный как сумма долей на товарном рынке (выраженных в процентах) определенного числа крупнейших хозяйствующих субъектов, действующих на рынке розничной реализации автомобильного бензина и дизельного топлива;

- индекс рыночной концентрации Херфиндаля – Хиршмана (ИНН), рассчитанный как сумма квадратов долей, занимаемых на рынке всеми действующими на нем продавцами.

Показатели CR3 и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива Самарской области за 2020 г. рассмотрены в таблице 18.

Таблица 18 – Показатели CR3 (%) и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива Самарской области в 2020 г.

Показатели	Марка топлива				
	А-76	Аи-92	Аи-95	Аи-98	ДТ
CR3	71	77	80	99	81
ИНН	3871	3487	3668	6340	5092

Оценка товарного рынка для выявления наличия признаков конкуренции на рынке проведена за период 2019–2020 гг. в городских округах Самара, Тольятти, Сызрань, Новокуйбышевск.

В таблице 19 представлены показатели CR3 и ИНН рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Самара по годам.

Таблица 19 – Показатели CR3 (%) и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Самара

Годы	Марка топлива									
	А-76		Аи-92		Аи-95		Аи-98		ДТ	
	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН
2018	52,52	1479	59,4	2041	61,57	2454	85,03	4169	70,48	3435
2019	51,43	1767	67,76	2574	66,77	2735	93,53	4971	67,44	3253
2020	70,59	3871	76,77	3486	80,09	3668	99,04	6340	80,81	5091

Анализируя показатели рыночной концентрации розничного рынка нефтепродуктов г.о. Самара (таблица 18, рисунок 29), мы сделали вывод о росте данных значений за исследуемый период.

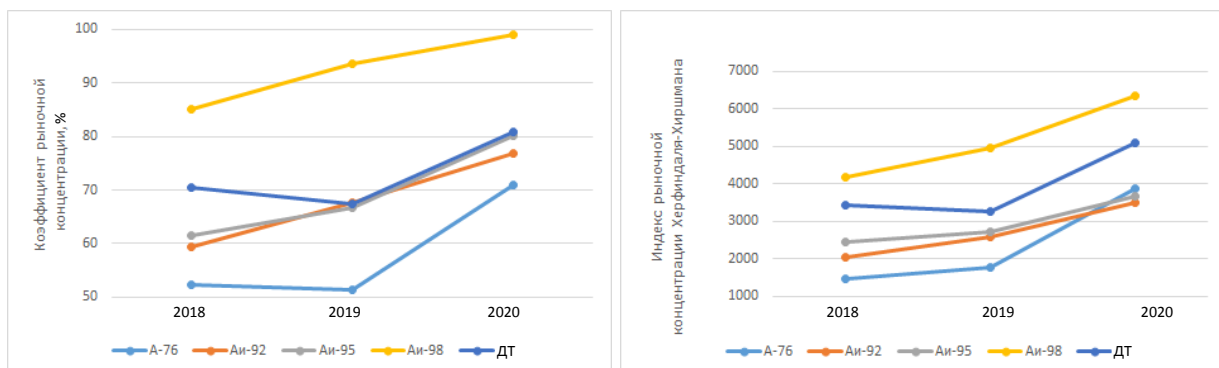


Рисунок 29 – Динамика показателей CR3 (слева) и ИНН (справа) розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Самара

Концентрация рынка бензина марки А-76 резко возросла в 2020 г. Если по показателям CR3 рынок бензина марки А-76 в 2020 г. еще можно отнести к умеренно концентрированному (70,59%), то по показателям ИНН рынок значительно превысил данный порог и однозначно является высококонцентрированным.

В данном случае проявился недостаток коэффициента рыночной концентрации CR3, который не отражает концентрированность на локальных

рынках. Рынки бензина марок Аи-92, Аи-95 и дизельного топлива в 2020 г. также стали высококонцентрированными, рынок автомобильного бензина марки Аи-98 является высококонцентрированным на протяжении всего исследуемого периода.

В таблице 20 и на рисунке 30 представлены значения тех же показателей, но уже для г.о. Тольятти.

Таблица 20 – Показатели CR3 (%) и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Тольятти

Годы	Марка топлива									
	А-76		Аи-92		Аи-95		Аи-98		ДТ	
	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН
2018	59,79	1374	54,91	1260	57,89	1495	91,1	3896	59,32	1494
2019	49,78	1036	52,89	1346	61,31	1634	96,68	4534	61,84	1551
2020	68,43	1793	72,89	2431	76,54	2706	98,19	6797	70,15	2082

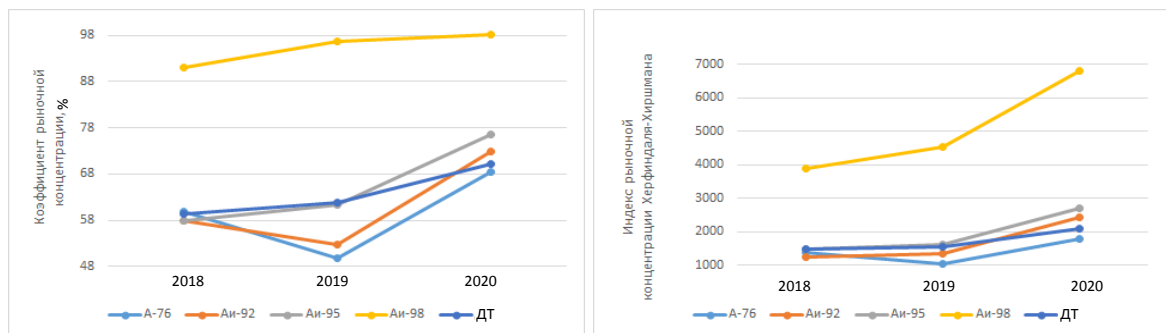


Рисунок 30 – Динамика показателей CR3 (слева) и ИНН (справа) розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Тольятти

Как видно из рисунка 30, за исследуемый период показатели рыночной концентрации по всем маркам бензина возросли. Коэффициенты рыночной концентрации бензина марки А-76 г.о. Тольятти находятся на умеренном уровне. Рынки бензина марок Аи-92, Аи-95 и дизельного топлива в 2020 г. стали высококонцентрированными, рынок автомобильного бензина марки Аи-98 является высококонцентрированным на протяжении всего исследуемого периода.

Рынки автомобильного топлива всех марок г.о. Новокуйбышевск и г.о. Сызрань обладают высоким уровнем концентрации (таблица 21), что свидетельствует о недостаточно развитой конкуренции розничного рынка нефтепродуктов на территориях данных муниципальных образований.

Таблица 21 – Показатели CR3 (%) и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Новокуйбышевск

Годы	Марка топлива									
	А-76		Аи-92		Аи-95		Аи-98		ДТ	
	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН
2018	84,37	2903	87,81	3690	89	4923	100	7200	88,95	3332
2019	82,84	2927	90,4	4179	93,68	5549	100	8364	90,91	3574
2020	84,6	3069	92,1	4401	94,19	5976	100	8501	91,43	4739

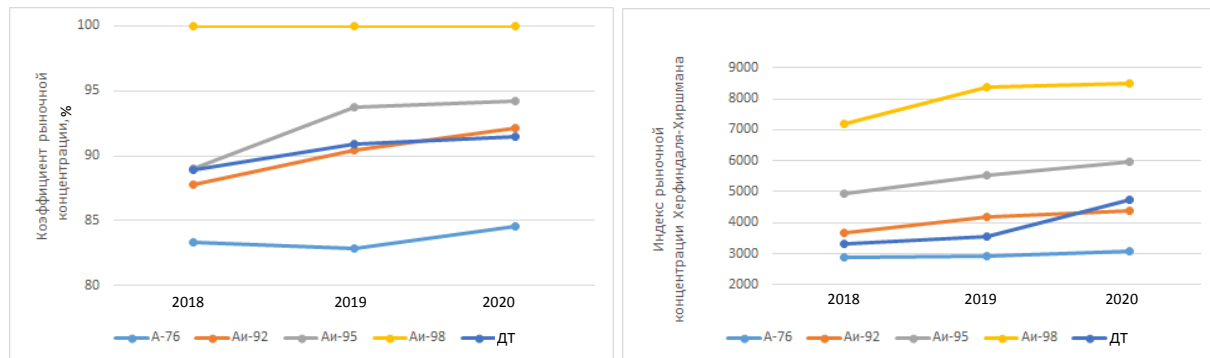


Рисунок 31 – Динамика показателей CR3 (слева) и ИНН (справа) розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Новокуйбышевск

Как видно из рисунка 31, на территории г.о. Новокуйбышевск показатели рыночной концентрации за исследуемый период по маркам Аи-92, Аи-95, дизельного топлива возросли. Динамика показателей CR3 и ИНН по Аи-98 и А-76 расходится.

Так, по CR3 уровень концентрации дизельного топлива в 2020 г. увеличивался, по ИНН возрастал на протяжении всего периода. Уровень концентрации CR3 автомобильного бензина марки Аи-98 на протяжении исследуемого периода был неизменным (100%), тогда как показатели ИНН возросли в 2020 г. по сравнению с 2019 г. незначительно (таблица 20).

В данном случае проявился недостаток коэффициента рыночной концентрации CR3, который не отражает концентрированность на локальных рынках.

На территории г.о. Сызрань показатели концентрации за исследуемый период по Аи-98 были на максимальном уровне, по остальным маркам и дизельному топливу произошел резкий рост (таблица 22). Необходимо заметить расхождение в показателях концентрации CR3 и ИНН по дизельному топливу. Так, показатель CR3 возрастает на протяжении всего периода исследования, а значение показателя ИНН в 2020 г. резко упало.

Таблица 22 – Показатели CR3 (%) и ИНН розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Сызрань

Годы	Марка топлива									
	А-76		Аи-92		Аи-95		Аи-98		ДТ	
	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН	CR3	ИНН
2018	84,67	4212	88,11	4702	89,02	5593	100	10000	86,8	6723
2019	90,24	5587	94,69	6493	95,91	7394	100	10000	92,84	7006
2020	95,23	5854	97,59	6601	99,59	7518	100	10000	97,54	5546

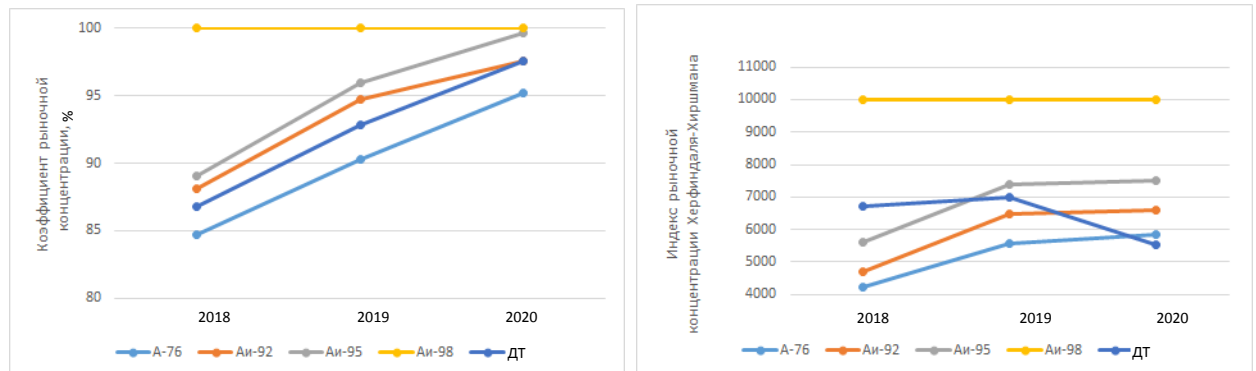


Рисунок 32 – Динамика показателей CR3 (слева) и ИНН (справа) розничного рынка реализации автомобильного бензина и дизельного топлива г.о. Сызрань

В данном конкретном случае также проявился недостаток коэффициента рыночной концентрации CR3, который не отражает концентрированность на локальных рынках. Тем не менее по обоим показателям рынок является высококонцентрированным (рисунок 32).

Анализ показателей CR3 и ИНН розничного рынка реализации нефтепродуктов по маркам топлива показал, что наиболее высококонцентрированным является г.о. Сызрань по всем маркам топлива, второе место по неразвитости конкуренции принадлежит г.о. Новокуйбышевск.

Отметим, что в последнее время практикуется передача в аренду или продажа земельных участков под строительство АЗС на конкурсной основе.

К дополнительным ограничениям, накладываемым на деятельность продавцов автомобильного горючего, следует отнести отсутствие свободы выбора мест расположения АЗС и отсутствие баланса интересов в этом хозяйствующих субъектов и властей, а также значительные затраты на присоединение АЗС к электрическим сетям, к иным инженерным коммуникациям.

Кроме того, имеют место длительные сроки и сложности в получении лицензии и согласовании маршрутов движения автотранспорта для перевозки автомобильного топлива, особенно при необходимости срочного подвоза его от нетрадиционного поставщика.

С экологическими ограничениями, по результатам опроса, столкнулись все занятые на товарном рынке владельцы АЗС.

Практически все запросы на обустройство АЗС в жилых районах, в зеленых зонах вдоль внутригородских дорог остались без удовлетворения. Некоторые владельцы АЗС, по результатам опроса, считают, что эти ограничения труднопреодолимы.

3 МЕХАНИЗМ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

3.1 Методика оценки экономической эффективности нефтедобывающих предприятий

Важное значение имеет определение экономически обоснованного срока разработки месторождения и конечной нефтеотдачи пластов.

В качестве базового варианта – с заменяемой технологией – принимают вариант разработки объекта либо в естественном режиме, либо с использованием заводнения пластов.

Потенциальный экономический эффект от внедрения МУН проявляется на протяжении всего периода разработки месторождения.

Решение о целесообразности создания МУН и их применения на том или ином объекте необходимо принимать не на основе годового экономического эффекта, определяемого в расчетном году, а на основе суммарного экономического эффекта, исчисляемого за весь экономически обоснованный срок разработки рассматриваемого объекта.

Объективная оценка применения МУН во многом зависит от правильного выбора базы сравнения. При проектировании разработки месторождений с применением МУН за базу сравнения принимают технико-экономические показатели разработки данного месторождения при обычном заводнении или режиме истощения.

В практике оценки экономической эффективности МУН, требующих уплотнения сетки скважин, варианты разработки залежи по новой и заменяемой базовой технологии сравниваются при одинаковой (уплотненной) сетке скважин.

Каждый из критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о реализации варианта должно приниматься с учетом значений всех интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

Вычисление интегральных показателей эффективности (NPV, IRR, индекс доходности, период окупаемости) осуществляется на базе расчетных цен, чтобы исключить влияние инфляционного изменения цен на результирующие экономические показатели.

При этом коэффициент дисконтирования определяется из следующих соображений:

если «а» – коэффициент дисконтирования, выраженный в текущей денежной единице, «А» – то же, выраженное в постоянной денежной единице, «г» – годовой коэффициент инфляции, доли ед., тогда значение коэффициента дисконтирования, которое должно быть применено при определении интегральных показателей, получается из соотношения:

$$(1 + "a") = (1 + "A") \times (1 + "г"). \quad (6)$$

В соответствии с выбранными критериями и целевой установкой рассчитываются по каждой скважине себестоимость и прибыль (убыток) добычи 1 т нефти с учетом и без учета проведения мероприятия.

Данный методический подход к осуществлению мероприятий учитывает возможные изменения технологических показателей и особенности распределения эксплуатационных затрат по месторождениям, залежам и способам добычи нефти.

При выборе критериев необходимо исходить из природно-геологических условий эксплуатации скважин.

Экономическую эффективность эксплуатации действующего фонда скважин можно осуществлять по формуле:

$$P_{p_i} \text{ или } Y_{n_i} = \frac{\sum_1^n (BП - C_{BП})}{\sum_1^n Q_H} = \frac{[BП - C_{BП}]_1 + [BП - C_{BП}]_2 + \dots + [BП - C_{BП}]_n}{Q_{H1} + Q_{P2} + \dots + Q_{Pn}}, \quad (7)$$

где P_{p_i} или Y_{n_i} – прибыль или убыток на 1 т нефти, тыс. руб.;

ВП – валовая продукция, тыс. руб.;

$C_{BП}$ – полная себестоимость валовой продукции, тыс. руб.;

Q_H – объем добычи нефти по каждой группе скважин, тыс. руб.;

1, 2, ..., n – количество групп скважин по средним дебитам по нефти.

Используя предлагаемую методику, можно определить объем потенциального прироста чистого дисконтированного дохода и целесообразность проведения технологических мероприятий.

Выбор критериев для экономического обоснования мероприятий по дальнейшей эксплуатации скважин предлагается проводить с учетом их технологической и экономической целесообразности, что представлено в алгоритме (рисунок 33).

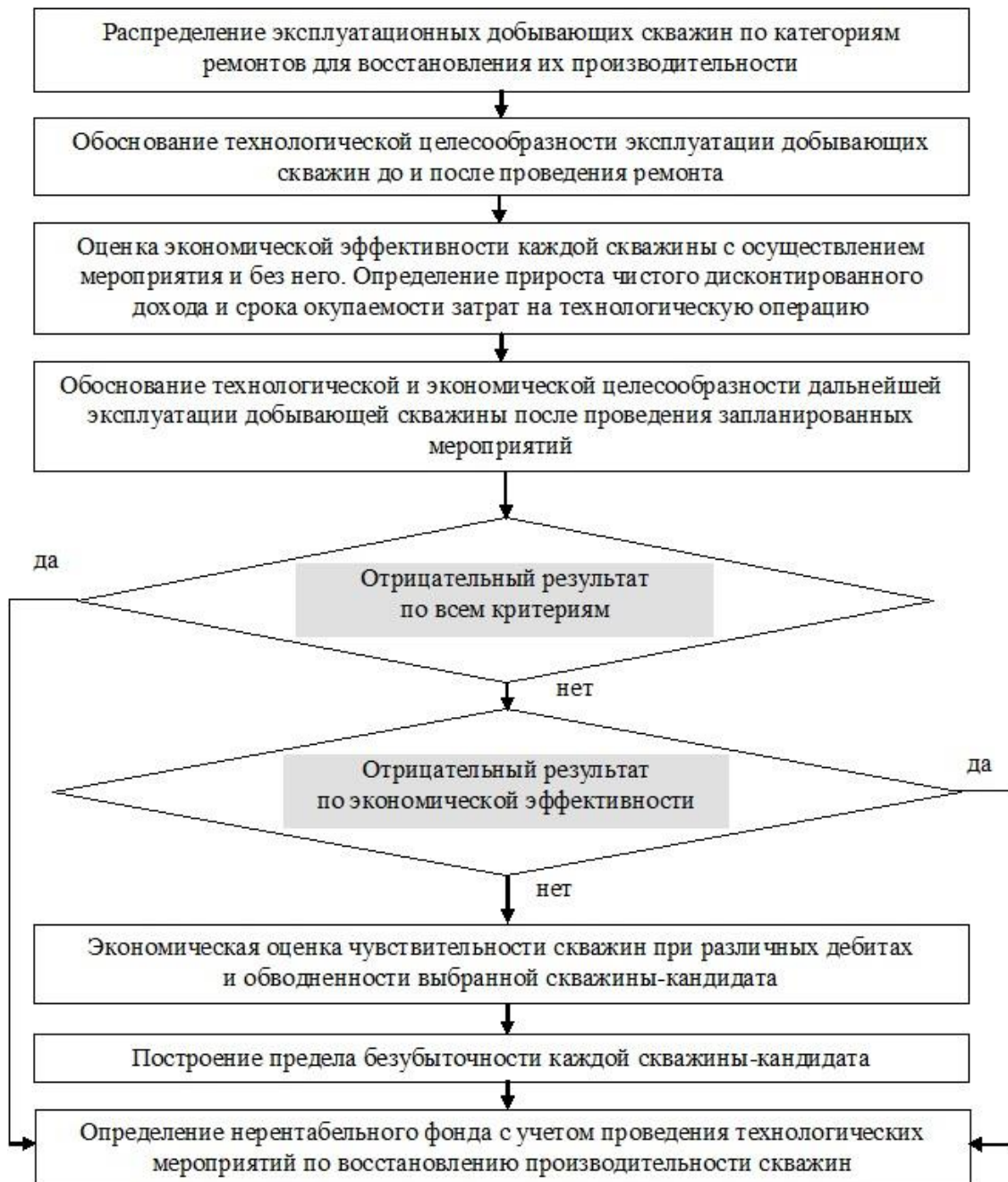


Рисунок 33 – Алгоритм экономической оценки эффективности добывающего фонда скважин с учетом проведения технологических мероприятий по повышению нефтедобычи на поздней стадии эксплуатации месторождения

Отметим, что на месторождении Солоцкое больше трети проводимых операций не покрывают вложенные затраты и, следовательно, не обеспечивают прибыль. Отрицательный эффект показали исследования, проведенные на месторождении Ольховское, где в результате получен отрицательный эффект на 12 добывающих скважинах, что составило почти четверть всего объема.

Благодаря применению прогрессивного метода многие скважины ежедневно дают на 50 т нефти больше.

Метод гидроразрыва считается самым эффективным для повышения нефтеотдачи.

Применение его на месторождении обусловлено тем, что 30% скважин основного фонда находятся в низкопродуктивной зоне. Использование здесь гидроразрыва обеспечивает до 63% от дополнительной добычи нефти.

Сегодня проводится большой комплекс мероприятий по воздействию на продуктивные горизонты и интенсификацию добычи нефти.

В среднем дебит скважин на месторождениях составляет 3-6 т в сутки. Это очень низкие показатели. После применения технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) дебит скважин увеличивается примерно в 10 раз, т.е. это уже до 30-50 т нефти.

Определяющим фактором эффективности интенсификации скважин методом ГРП является правильный выбор жидкости разрыва.

АО «Химеко-ГАНГ» предложено использование для приготовления жидкости разрыва нового полисахаридного комплекса химических реагентов, который был опробован на месторождении Киселевское.

Всего на месторождении Киселевское с применением нового комплекса было проведено 20 гидравлических разрывов пластов в добывающих скважинах, которые до операции ГРП работали со средним дебитом 1,25 т/сут.

На эффективность проведения гидравлического разрыва пластов основное влияние оказывают 3 фактора:

- 1) подбор скважин-кандидатов в сочетании с применяемой технологией проведения ГРП;

- 2) качественное выполнение технологических регламентов проведения ГРП;
- 3) правильный выбор основы жидкости разрыва в сочетании с химической композицией.

Результаты проведенной технологии (гидравлического разрыва пластов) на месторождении Ново-Киевское показали отсутствие взаимодействия фильтрата с пластовыми флюидами.

Отсутствие отрицательного воздействия фильтрата геля на материнскую породу, полное разложение геля в пласте (что очень важно при освоении скважины) за короткий срок и сравнительно простое приготовление говорят о высоком качестве подобранной жидкости разрыва. Дополнительными преимуществами данного комплекса являются простота использования при приготовлении жидкости разрыва в промышленных условиях и постоянство свойств реагентов в течение времени.

В настоящее время не применяется способ определения эффективности геолого-технических мероприятий, поскольку эти связи между скважинами имеют большое значение при определении эффективности геолого-технических мероприятий и, соответственно, влияют на конечную нефтеотдачу пластов, игнорирование здесь приводит к большим ошибкам в расчетах.

Предположим, что имеется нефтяное месторождение с фондом 200 эксплуатационных скважин, средним дебитом жидкости по каждой скважине 10 т/сут. и усредненным коэффициентом обводненности 75%.

Если провести некоторые мероприятия по скважине, например, имеющей обводненность продукции 90%, и при этом добиться увеличения дебита жидкости до 20 т/сут., то в рамках существующей методики определения эффективности расчетный прирост дебита нефти от реализации этого геолого-технического мероприятия составит 2 т/сут.

Тем самым, в методике не учитывается взаимосвязь между скважинами через продуктивный пласт и другие объекты.

Фактически при увеличении дебита на данной скважине депрессия на забоях остальных скважин уменьшится.

Для увеличения добычи нефти необходимо изменить предельные значения параметров, что осуществляется путем проведения геолого-технических мероприятий.

Поскольку для изменения параметров требуются определенные затраты, возникает задача выбора таких воздействий на параметры, которые при минимальных затратах и при условии ненарушения имеющихся ограничений позволяли бы получить заданное приращение уровня добычи нефти.

Важнейшим объектом комплекса является нефтяное месторождение – подземные, продуктивные пласты с содержащимися в них нефтью, газом и водой. Работа остальных объектов направлена на рациональное извлечение нефти и газа из этого природного коллектора. Разработка нефтяной залежи имеет свои специфические особенности, связанные с тем, что подземный коллектор является не продуктом инженерной деятельности людей, а результатом действия сил природы. По всей площади нефтяного месторождения промышленного значения продуктивные пласты неоднородны.

Под влиянием различных факторов, действовавших в прошлом, мощность (толщина) пласта, его пористость и проницаемость на различных участках имеют разную величину.

Информация о строении продуктивного пласта, как правило, ограничена и может быть получена только из небольшого числа скважин. Сведения же о параметрах и свойствах пласта на участках между скважинами, получаемые лишь косвенными методами, являются обобщенными для значительных площадей.

В настоящее время разработаны методы, позволяющие определять величину управляющих воздействий на дебиты скважин (для нагнетательных скважин – объемы закачки воды), при реализации которых можно получить, например, максимум добычи товарной нефти по месторождению без изменения параметров других нефтепромысловых объектов.

При разработке этих методов было сделано допущение, что управлять системой нефтепромысловых объектов можно только изменяя дебиты скважин.

На АО «Самаранефтегаз» проводятся мероприятия по интенсификации добычи нефти.

По оценкам специалистов предприятия, добыча нефти от проведенных ГРП увеличится на 70%.

Так, на месторождении Волгановское с применением нового комплекса было проведено 20 гидравлических разрывов пластов в добывающих скважинах, которые до операции ГРП работали со средним дебитом 1,25 т/сут. В процессе гидравлического разрыва пластов в пласт было подано от 5 до 10 т пропанта, что позволило создать и закрепить трещину полудлиной от 30 до 50 м. После освоения все скважины работают со средним дебитом 5,7 т/сут.

Дополнительная добыча по 20 скважинам после проведения гидравлического разрыва пластов составила 88,7 т/сут. (средний прирост – 4,4 т/сут. на скважину), что при интенсификации месторождения Волгановское методом гидравлического разрыва пластов является хорошим результатом.

Оптимальное решение вопроса может быть достигнуто двумя путями:

- определение комплекса геолого-технических мероприятий, обеспечивающих заданный прирост уровня добычи нефти при минимальных заданных ограничениях по существующим на предприятиях ресурсам рабочего времени обслуживающего персонала и спецмашин, резервного оборудования и запасных частей;

- определение геолого-технических мероприятий, дающих максимум добычи нефти при заданных ограничениях по ресурсам.

Для оценки и выбора самого эффективного из существующих методов воздействия на пласт при использовании вертикальных и горизонтальных скважин нами предлагается следующая методика.

В соответствии с выбранными критериями и целевой установкой по каждой скважине рассчитываются себестоимость и прибыль (убыток) добычи 1 т нефти с учетом и без учета проведения мероприятия.

Для этого все эксплуатационные расходы, связанные с добычей нефти, разделим на 3 группы:

- 1) затраты, пропорциональные скважино-месяцам;
- 2) затраты, пропорциональные добыче нефти;
- 3) затраты на проведение технико-технологического мероприятия (таблица 23).

**Таблица 23 – Классификация мероприятий
по восстановлению производительности скважин**

Характер проводимого мероприятия	Результат
1. Ремонт скважин, направленный на прирост дебитов за счет интенсификации	Прирост текущей добычи или снижение обводненности продукции
2. Ремонт скважин, направленный на увеличение межремонтного периода	Увеличение длительности ремонтного цикла эксплуатации скважин
3. Ремонт скважин по экологическим причинам	Снижение потерь нефти и уменьшение экологического ущерба
4. Определение начального дебита скважин, вводимых в эксплуатацию из бездействия, в соответствии с имеющимися льготами по налогообложению	Определение минимально допустимого дебита, при котором дальнейшая эксплуатация скважины экономически эффективна
5. Ремонт реанимируемых скважин	Уменьшение экономически предельно допустимого дебита

Данный методический подход к осуществлению мероприятий учитывает все возможные изменения технологических показателей и особенности распределения эксплуатационных затрат по месторождениям, залежам и способам добычи нефти.

Общие результаты технологической эффективности проведения мероприятий по повышению нефтедобычи на месторождениях Киселевское и Волгановское приведены в таблице 24.

**Таблица 24 – Эффективность проведения мероприятий
по повышению нефтедобычи на месторождениях Волгановское и Киселевское**

Наименование показателя	Месторождение					
	Волгановское			Киселевское		
	Всего	РИР	Прочие ВПС	Всего	РИР	Прочие ВПС
Количество ремонтов	76	3	73	61	5	56
Средний дебит без мероприятия, т/сут.	8,01	6,43	10,39	1,22	1,2	1,25
Средний дебит с мероприятием, т/сут.	9,20	7,01	12,49	1,65	1,37	1,97
Средняя обводненность без мероприятия, %	69,6	78,0	54,0	81,3	98,0	65,0
Средняя обводненность с мероприятием, %	66,2	73,1	56,0	73,5	90,0	57,0
Прирост добычи нефти, т	57 220	16 652	40 568	26 202	5629	20 572
Коэффициент технической эффективности	1,02	0,77	1,11	0,3	0,23	0,19

Разрыв между средним сроком окупаемости затрат и средней технологической продолжительностью эффекта по мероприятиям на месторождениях Волгановское и Киселевское составляет, соответственно, 15 и 25 месяцев.

Экономическая эффективность проведения мероприятий по повышению нефтедобычи на указанных месторождениях рассмотрена в таблице 25.

Таблица 25 – Экономическая эффективность проведения мероприятий по повышению нефтедобычи на месторождениях Волгановское и Киселевское

Наименование показателя	Месторождение					
	Волгановское			Киселевское		
	Всего	РИР	Прочие ВПС	Всего	РИР	Прочие ВПС
Затраты на проведение мероприятий, тыс. руб.	38 003	24 402	13 601	12 944	9599	3343
Прирост ЧДД, тыс. руб.	4976,8	3070	1906	-15 524	-31 133	15 608
Прирост ЧДД на 1 т дополнительно добытой нефти, тыс. руб. / т	0,09	0,18	0,05	-0,59	-5,53	0,76
Затраты на мероприятия, отнесенные на 1 т дополнительно добытой нефти, тыс. руб. / т	0,66	1,47	0,34	0,49	1,71	0,16
Продолжительность технологического эффекта на 1 скважину, сут.	965	930	1000	695	690	700
Срок окупаемости затрат, сут.	190	350	140	нет	нет	290
Количество скважин с положительным экономическим эффектом, скв.	31	18	13	21	4	17
Коэффициент экономической эффективности	0,62	0,6	0,67	0,26	0,10	0,41

Распределение скважин по критериям технологической и экономической эффективности представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Распределение скважин по приросту ЧДД

Величина прироста чистого дисконтированного дохода	Месторождение			
	Волгановское		Киселевское	
	Число скважин	%	Число скважин	%
От 0 до 1000 тыс. руб.	12	14,8	8	16
От 1000 до 5000 тыс. руб.	8	9,9	14	28
От 5000 до 10 000 тыс. руб.	1	1,2	7	14
Свыше 10 000 тыс. руб.	0	0	2	4
Прирост положительный, но ЧДД отрицательный	28	34,6	7	14
С отрицательным эффектом	32	39,5	12	24
Итого	81	100	50	100

Проведенные исследования показали, что, используя предлагаемую методику, можно определить объем потенциального прироста чистого дисконтированного дохода и целесообразность проведения технологических мероприятий.

Согласно расчетам отметим, что на месторождении Волгановское больше трети проводимых операций не покрывают вложенные затраты и, следовательно, не обеспечивают прибыль.

Отрицательный эффект показали исследования, проведенные на месторождении Киселевское, где в результате получен отрицательный эффект на 12 добывающих скважинах, что составило почти четверть всего объема.

В таблице 27 рассчитывается экономическая эффективность от применения гидроразрыва на месторождении Волгановское за 2020 г.

Таблица 27 – Расчет экономической эффективности от применения гидроразрыва на месторождении Волгановское за 2020 г.

№ п/п	Номер скважины	Горизонт	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т	Отработанное время, дней	Прирост среднесуточного дебита, т	Выручка от реализации, тыс. руб.	Прибыль (убыток) от дополни тельной добычи нефти, тыс. руб.	Срок окупаемости производства ГРП, мес.
9	1313	С-1	1342,1	313	4,3	49 492	16 886	4,1
10	2364	С-2	1790,1	324	5,5	66 013	26 111	6,5
11	3246	С-3	2324,4	316	7,4	85 716	44 761	9,1
12	3253	С-3	997,8	305	3,3	36 795	4 997	9,5
13	4230	С-1	3220,5	313	10,3	118 761	67 132	7,9
15	2210	С-4	2307,9	291	7,9	85 107	40 069	7,3
16	2235	С-3,4	3801,85	300	12,7	140 199	81 831	5,7
17	5600	Ю-4	5439,5	291	18,7	200 590	107 709	10,4
18	1311	С-2	2016	288	7,0	74 343	34 905	5,2
23	4291	С-2	8183	289	28,3	301 760	204 004	6,4
26	1433	С-3	1866,5	256	7,3	68 830	28 327	5,0
27	1440	С-2	1452	270	5,4	53 545	18 170	5,6
28	114	С-1	2593,1	249	10,4	95 624	48 762	6,4
29	177	Ю-3	1179,7	251	4,7	43 503	10 409	3,9
30	708	С-2	2884	249	11,6	106 352	58 285	8,3
31	1464	С-3,4	1442,9	236	6,1	53 209	16 143	7,1
38	2232	С-3,4	3353,7	213	15,7	123 673	73 994	7,9
39	2495	С-1	2190,1	235	9,3	80 763	40 776	5,9
40	3442	С-2	1688	226	7,5	62 248	26 044	9,1
41	5110	Ю-4	1716,53	225	7,6	63 300	33 616	5,4
42	2219	С-3,4	2218,5	204	10,9	81 811	43 019	8,4
44	2237	С-3,4	2095	194	10,8	77 256	39 708	11,8
50	1410	С-2,3	1420,1	161	8,8	52 368	14 633	9,1
51	3397	Ю-3	2113,5	154	13,7	77 938	33 542	6,9

Внедрение подобных мероприятий позволит повысить:

- эффективность работы скважин и эксплуатационного оборудования;
- нефтеотдачу пластов.

Полученные результаты оценки свидетельствуют, что проведенные мероприятия позитивно влияют на состояние разработки месторождения Волгановское.

Данные по экономической эффективности от применения гидроразрыва на месторождении Киселевское за тот же год представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет экономической эффективности от применения гидроразрыва на месторождении Киселевское за 2020 г.

№ п/п	Номер скважины	Горизонт	Отработанное время, дней	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т	Прирост среднесуточного дебита, т	Средняя цена реализации 1 т, руб.	Выручка от реализации, тыс. руб.	Прибыль (убыток) от дополни тельной добычи нефти, тыс. руб.	Срок окупаемости производства ГРП, мес.
1	1-ТрАс	3	261	8873,6	34,0	37367,39	331583	187104	5,2
2	245	11	33	871,4	26,4	37367,39	32562	-29005	22,7
3	329	10	103	174,5	1,7	37367,39	6521	-57589	118,0
5	387	11	218	1089,5	5,0	37367,39	40712	-14759	16,4
6	388	11	185	6291,3	34,0	37367,39	235089	123683	5,7
7	462	05аб	128	2972,1	23,2	37367,39	111060	45826	7,0
8	476	12	271	6034,9	22,3	37367,39	225508	109754	6,2
9	477	11	132	377,8	2,9	37367,39	14117	-55943	59,6
10	502	05в+06а	67	586,6	8,8	37367,39	21920	-30026	28,4
11	702	10	254	7142,2	28,1	37367,39	266885	139067	5,7
12	710	10	201	1471,2	7,3	37367,39	54975	2096	11,5
20	933	05аб	346	7500,4	21,7	37367,39	280270	161586	5,1
32	1990	05аб	245	3172,2	12,9	37367,39	118537	43258	7,6
33	2013	05аб	266	2949,0	11,1	37367,39	110196	37872	7,9
48	2650	08	157	4615,6	29,4	37367,39	172473	80044	6,4
49	2710	10	219	4054,5	18,5	37367,39	151506	62095	7,1
59	25 Ок	Гр	52	419,6	8,1	37367,39	15679	-93252	83,4
60	206Юг	04	257	1040,7	4,0	37367,39	38888	-10971	15,4
61	309Вос	10бв	284	2420,6	8,5	37367,39	90452	29792	8,0

В таблице 29 отражена эффективность осуществления мероприятий по повышению нефтедобычи на месторождениях Волгановское и Киселевское по

критерию чистого дисконтированного дохода в зависимости от дебита, обводненности и стоимости мероприятия.

Таблица 29 – Результаты проведенных мероприятий по скважине 610/10 на месторождении Киселевское за 2018–2020 гг.

Наименование показателя	2018 г.		2019 г.		2020 г.	
	Без мероприятия	С мероприятием	Без мероприятия	С мероприятием	Без мероприятия	С мероприятием
Объем добычи нефти, т	0	0	470	470	940	940
Постоянные затраты, тыс. руб.	3185,271	3796,041	3185,271	3796,041	3185,271	3796,041
Переменные затраты, тыс. руб.	0	0	2470	2160	4940	4320
Общие затраты, тыс. руб.	3185,271	3796,041	5655,271	5956,041	7820,82	7794,05
Выручка от реализации нефти, тыс. руб.	0	0	14799	14799	29598	29598

Рисунок 34 демонстрирует количественные показатели отбора нефти за счет оптимизации режима работы скважин на месторождении Киселевское.

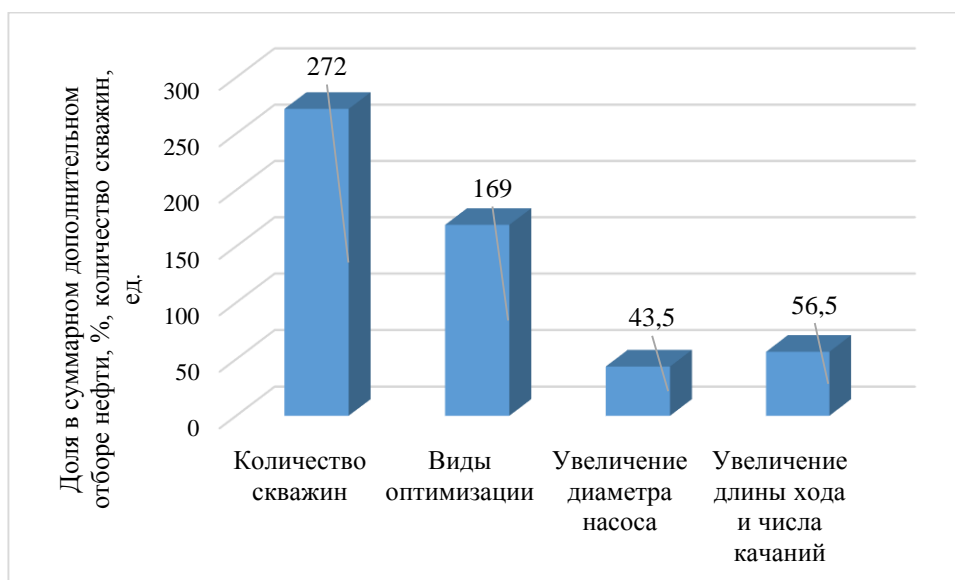


Рисунок 34 – Отбор нефти за счет оптимизации режима работы скважин на месторождении Киселевское

Таким образом, внедрение новых технологий по интенсификации добычи нефти, а именно проведение гидравлического разрыва пласта в 61-й скважине, будет способствовать получению дополнительных объемов добычи нефти.

Суммарные затраты составят 3656,6 тыс. долл., прирост прибыли – 1944,2 тыс. долл., из них 97% прибыли может быть получено от реализации нефти, дополнительно добытой после осуществления гидравлического разрыва пласта [143].

Возможность применения предложенных технологий может снизить расходы на проведение геолого-технических мероприятий.

Относительно программы внедрения ресурсосберегающих технологий отметим, что, несмотря на наличие в отрасли технологий, которые можно отнести к указанной группе, провести их классификацию практически невозможно из-за отсутствия соответствующих методических разработок и критериев оценки.

Экономическую оценку потерь углеводородов проводят на нефтегазодобывающих предприятиях сопоставлением технологически обусловленного уровня потерь с предельным экономически обоснованным.

Выбор метода зависит от имеющихся в наличии данных, ресурсов и определенных условий для экономической оценки технологий, направленных на сокращение потерь углеводородов и охрану окружающей среды.

Мероприятия по утилизации попутного газа рассмотрим на материалах месторождения Бажковское.

Попутный нефтяной газ месторождения Бажковское, добываемый из продуктивных горизонтов вместе с нефтью, более чем на 72% состоит из метана, содержание этана составляет около 12%, пропана – около 8%, тяжелые углеводороды составляют по объему незначительное количество. По своим топливным характеристикам попутный нефтяной газ месторождения Бажковское соответствует топливному, в связи с чем нефтяной газ используется на собственные нужды в качестве топлива.

Данные, представленные в таблице 30, показывают, что в 2020 г. расход на собственные нужды составил 62,1 млн м³ газа, утилизация газа составила 98%.

**Таблица 30 – Фактическая добыча и распределение нефтяного газа
на месторождениях Бажковское и ПУ ЖМГ на 2020 г.**

Месторождение	Ресурсы нефтяного газа, млн м ³	Добыча нефтяного газа, млн м ³				Расход газа, сжигаемого на факелах, млн м ³
		Всего	В том числе:			
			собственные нужды	сдача газа на ГПЗ	технологические потери	
ПУ ЖМГ	97,79	95,03	81,53	11,75	1,75	2,76
Бажковское	70,40	68,84	55,82	11,75	1,27	1,56
ПУ ЖМГ	106,9	104,14	89,34	12,88	1,92	2,76
Бажковское	77,98	76,42	62,12	12,88	1,42	1,56

Примечание – Составлено автором на основе информативных данных за 2020 г.

В соответствии с проектом нефтяной газ второй и третьей ступени сепарации месторождения Бажковское должен был компримироваться компрессорами 7-ВКГ и использоваться затем в качестве топливного либо, в случае недостаточного давления для работы компрессоров, по линии низкого давления подаваться на факел.

Дальнейшая утилизация относительно небольших объемов газа низкого давления на основе существующих методов переработки углеводородсодержащего сырья является экономически нецелесообразной из-за больших капитальных затрат. Утилизация газа экономически выгодна там, где имеются его достаточные запасы.

На месторождении Бажковское решаются задачи по внедрению более эффективных технологий по использованию ресурсов нефтяного газа.

На 2024 г. для ЦППН планируется приобретение компрессоров производительностью 1–20 тыс. м³ / сут. для компримирования газа низкого давления (0,005–0,02 МПа).

Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на существующих факелах отражены в таблице 31.

**Таблица 31 – Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
на существующих факелах**

Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
Углерод оксид	2,1	65,26
Азот (IV) оксид (азота диоксид)	0,016	0,52
Метан	0,49	15,51
Углерод черный (сажа)	0,25	7,83
Всего	2,856	89,12

При внедрении факельной установки беспламенного горения объемы выбросов загрязняющих веществ составят значения, указанные в таблице 32.

Таблица 32 – Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при беспламенном горении

Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
Углерод оксид	2,1	65,26
Азот (IV) оксид (азота диоксид)	0,016	0,52
Метан	0,49	15,51
Всего	2,606	71,29

Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ при вариантах сажевого и беспламенного горения приведен ниже (таблицы 33, 34).

В результате проведения геолого-технических мероприятий на месторождении удалось дополнительно вовлечь в активную разработку 17,7 млн т запасов нефти, или 11,8 тыс. т / скв.

Таблица 33 – Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ при сажевом горении

Наименование загрязняющего вещества	ПДК с/с, мг/м ³	Масса выброса, т	A _i	Норматив платы	Плата за выбросы, руб. / год
Азота диоксид	0,0400	0,5200	25,0	1231,0	16003,00
Углерод черный (сажа)	0,0500	7,8300	20,0	1231,0	192774,60
Углерод оксид	3,0000	65,2600	0,3	1231,0	26778,35
Метан	50,0000	15,5100	0,02	1231,0	381,86
Всего		89,1200			235937,81

За анализируемый период 2020 г. дополнительно отобрано 2,5 млн т нефти. Работа с бездействующим фондом скважин, а также проведение ремонтно-профилактических работ позволили увеличить коэффициенты использования и эксплуатации.

Таблица 34 – Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ при беспламенном горении

Наименование загрязняющего вещества	ПДК с/с, мг/м ³	Масса выброса, т	A _i	Норматив платы	Плата за выбросы, руб. / год
Азота диоксид	0,0400	0,5200	25,0	1231,0	16003,00
Углерод оксид	3,0000	65,2600	0,3	1231,0	26778,35
Метан	50,0000	15,5100	0,02	1231,0	381,86
Всего		81,2900			43163,21

Таким образом, проведенный анализ по оценке технологической и экономической эффективности применяемых геолого-технических мероприятий показал, что прирост добычи нефти происходит в основном за счет работ по выводу скважин из бездействия и проведения в них ГРП.

3.2 Методические положения/рекомендации по управлению рисками и обеспечению эколого-экономической эффективности нефтедобывающих предприятий

Глобальной проблемой на современном этапе является ухудшение экологической ситуации, обусловленное деятельностью человека, связанной с огромными количествами выбросов токсичных веществ, вредное воздействие которых сопряжено с синергетическим эффектом. Мощное воздействие на экосистемы оказывает интенсивное развитие предприятий нефтегазового комплекса, на долю которого приходится 70% вредных выбросов в атмосферу.

Экологические проблемы возникают уже на стадии добычи нефтегазовых ресурсов, так как при этом образуются выбросы углеводородов, составляющие около 50% от общего их количества. Доля оксида углерода при этом составляет 47,4%, различных твердых веществ – 4,3%, только около 2,5% из них улавливается [57].

Воздействие нефти и нефтепродуктов приводит к изменениям физико-химических свойств почвы.

Химические анализы почв, которые загрязнены нефтью и нефтепродуктами, показали, что при загрязнении в объеме 8 л/м² содержание углерода составляет 7,99%, при 16 л/м² – 8,15%. В загрязненных нефтью почвах накапливается в 1,5-2,0 раза меньше нитратного азота, снижаются кислотность и интенсивность ферментной активности почвы.

Таким образом, нефть, попадая в почву, приводит к значительным изменениям. При этом усиливаются такие процессы, как эрозии, дефляции (вымывания верхнего плодородного слоя) и др.

Негативные воздействия на состояние залегающих пород оказывает закачивание воды в продуктивные горизонты для повышения пластового давления. Это приводит к истощению грунтовых вод, оседанию земли и даже может вызвать техногенные землетрясения. В почву происходит проникновение высокоминерализованных пластовых и сточных вод.

Во время буровых работ используется более 2700 видов химических реагентов.

При проведении буровых операций, ремонтных, аварийных работ образуются шламовые массивы, содержащие такие токсичные вещества, как нефть, нефтепродукты, химические реагенты и утяжелители.

Нефтяные загрязнения занимают ведущее положение по значимости влияния на флору и фауну, физико-химические свойства воды.

Характерными чертами загрязнения нефтепродуктами являются множественность источников, рассеяние на больших площадях, накопление в донных отложениях. Кроме того, растворимые и тяжелые компоненты – фракции нефти – адсорбируют другие токсичные вещества, которые ухудшают качество воды, нарушают связи ее поверхностных слоев с атмосферой.

Освоение месторождений нефти и газа без экспертизы, основанной на данных экологических исследований, может привести к необратимым последствиям, что вызывает значительное оскудение природных ресурсов.

Сточные воды даже после проведения очистных мероприятий содержат большое количество бензолов, фенолов, алканов, алкенов и других углеводородных соединений, которые крайне неблагоприятно влияют на организмы, обитающие в воде, так как способствуют снижению концентрации кислорода.

Низкий уровень утилизации попутного нефтяного газа характерен при введении в эксплуатацию новых месторождений. На освоенных месторождениях, оснащенных необходимыми сооружениями, утилизация газа достигает 80–98%, на новых же месторождениях – 30% и менее.

В таблице 35 обозначены предельно допустимые концентрации вредных веществ в выбросах объектов обустройства месторождений.

Таблица 35 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в выбросах объектов обустройства месторождений

Наименование вещества	В воздухе рабочей зоны	В воздухе населенных мест	
		максимально разовая	среднесуточная
Сероводород	3,0	0,008	0,008
Диоксид серы	10,0	0,5	0,05
Диоксид азота	2,0	0,085	0,04
Оксид углерода	20,0	5,0	-
Углеводороды (по бутану)	300	200	-
Меркаптаны	0,8	$9 \cdot 10^{-6}$	-
Пыль серы (неорганическая)	0,6	0,5	-

Примечание – Составлено автором по источнику [61, с. 146].

При сжигании попутного нефтяного газа в атмосферу выбрасываются оксиды азота, диоксид серы и сажа.

Источники, загрязняющие окружающую среду при добыче нефти и газа, представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Источники, загрязняющие окружающую среду при добыче нефти и газа

Источник загрязнения	Риск загрязнения		
	атмосферы	воды	почвы, растительности
Скважины и устройства оборудования	низкий	низкий	средний
Трубопроводы	низкий	средний	высокий
Нефтехранилища	средний	высокий	высокий
Автотранспорт	средний	низкий	высокий
Пластовые, промышленно-сточные, хозяйственно-бытовые воды	низкий	высокий	высокий
Нефтегазоперерабатывающие предприятия	высокий	средний	средний
Хозяйственно-бытовые объекты	низкий	низкий	высокий

Примечание – Составлено автором по источнику [61, с. 150].

При оценке экологической ситуации становится очевидным, что приоритетной задачей должна стать эколого ориентированная деятельность.

Экологическая модернизация должна быть направлена на изменение технологической базы производств, что приведет к сокращению расходов потребляемых ресурсов (энергии, воды и др.) на единицу производимой

продукции. Необходимо внедрение экологических инноваций, которые позволят наладить выпуск новых «зеленых» продуктов, внедрять «зеленые» технологии, направленные на охрану окружающей среды.

Внедрение системы экологического менеджмента, экологического маркетинга, экотехнологий будет способствовать взаимодействию между экономическим развитием и защитой окружающей среды.

Кроме того, необходима оптимизация экологического законодательства в сфере экономического стимулирования предприятий к применению современных инновационных технологий.

Алгоритм управления экологическим риском представлен на рисунке 35.

По мнению ряда авторов (П.Г. Грабовый, С.Н. Петрова, С.И. Полтавцев, К.Г. Романова, Б.Б. Хрусталева, С.М. Яровенко) [78], при анализе факторов следует выявлять те из них, которые воздействуют на тот или иной вид риска.



Рисунок 35 – Алгоритм управления экологическим риском

Появление дешевых нефтепродуктов сразу же отразилось на развитии сланцеперегонной промышленности.

Новые технологии в нефтяной промышленности объективно создают и новые требования к организации страховой защиты технологических объектов и имущественных интересов предприятий.

Хотя новые технологии и не порождают принципиально новые риски, вероятность наступления страхового случая, а также объемы возможных материальных и финансовых потерь обычно существенно изменяются. И это диктует необходимость тщательного пересчета страховых тарифов (рисунок 36).



Рисунок 36 – Резервы на покрытие непредвиденных расходов

Для страхования топливно-энергетического комплекса характерны:

- преобладание остаточного принципа финансирования страховых программ;
- общая «недострахованность» отрасли при сохранении практики страхования по балансовой стоимости активов, определяемой за минусом амортизации, а также значительном износе основных фондов.

Механизм управления рисками рассматривается нами с двух позиций:

- 1) создание или совершенствование действующих технических средств, ограничивающих поступление вредных веществ в окружающую среду;
- 2) формирование новой экономической системы, стимулирующей снижение антропогенного воздействия на природу.

Одна из важнейших функций управления рисками – организационная, представляющая собой систему взаимосвязанных в едином технологическом цикле процессов управления (рисунок 37).

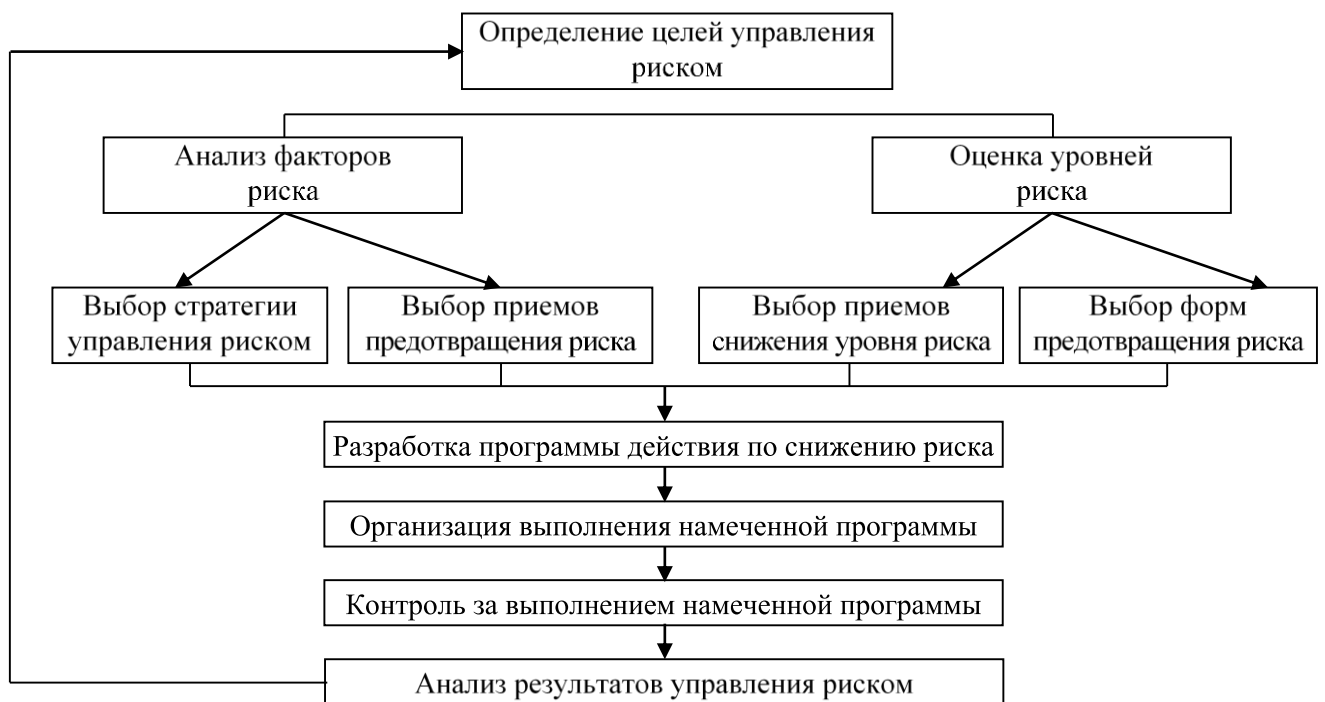


Рисунок 37 – Организация управления экологическим риском

Страхование от рисков для нефтедобывающих предприятий сдерживается таким фактором, как высокая себестоимость производства продукции и услуг.

Изменить техногенную ситуацию в РФ в ближайшей перспективе не представляется возможным, поскольку для решения основных задач охраны окружающей среды и населения необходимо привлечение государственных ресурсов.

Проблема, возникающая на начальной стадии развития страхования, – определение источника оплаты страховых взносов страхователями. Это объясняется недостаточностью у нефтедобывающих предприятий источников повышенной опасности свободных средств, поэтому маловероятно выполнение

ими своих обязательств (особенно оплата страховых взносов) на добровольной основе.

Схематично система управления страхованием в рассматриваемой сфере представлена на рисунке 38.

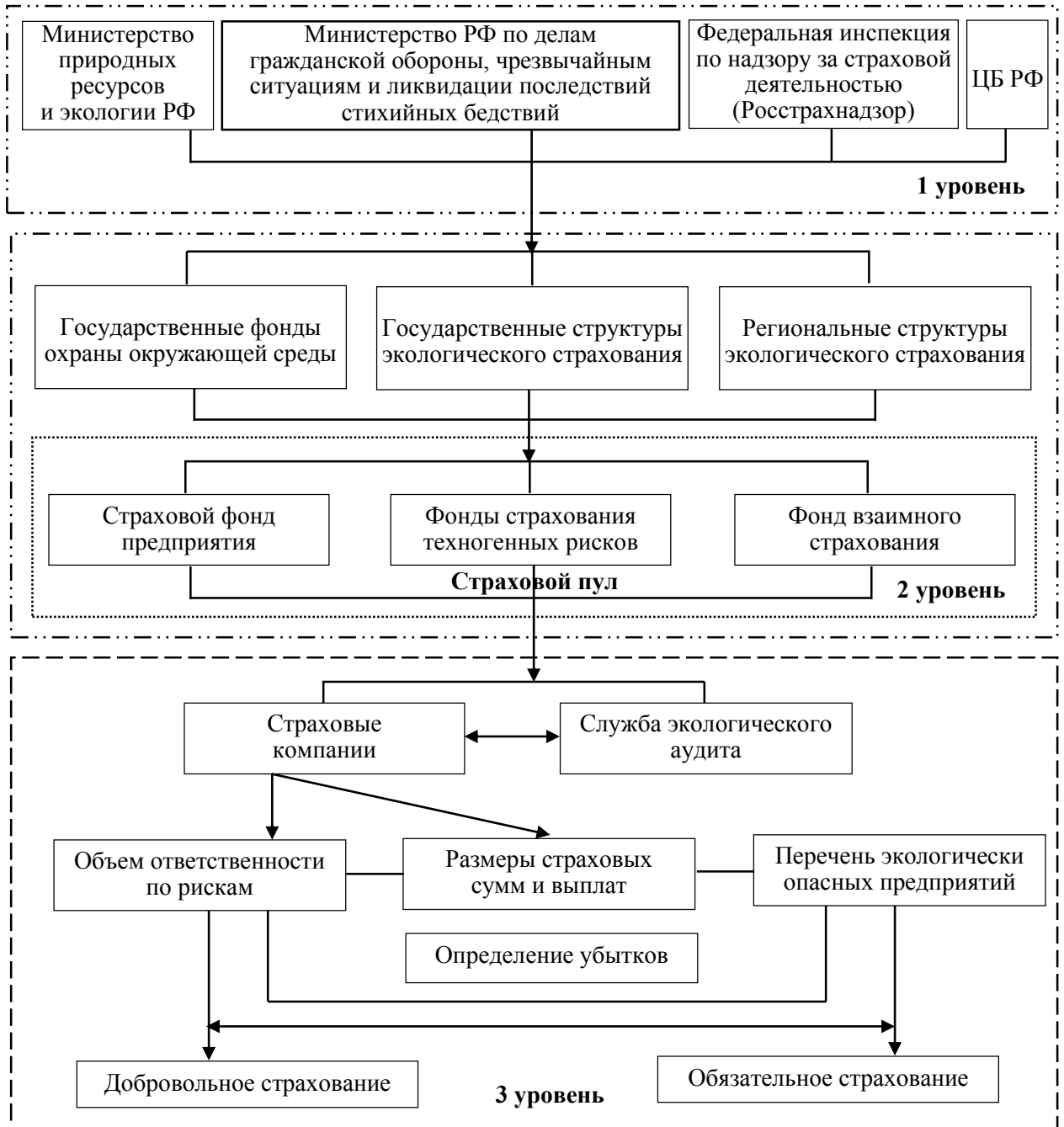


Рисунок 38 – Система управления страхованием

Мероприятия по развитию страхования нефтедобывающих предприятий заключаются в следующем:

- внедрение научно-исследовательских результатов по проблеме снижения техногенных рисков и их страхование;
- ввод в действие новейших информационных технологий, систем прогнозирования, мониторинга и контроля техногенных рисков;
- реализация государственных механизмов нормативно-правового и экономического регулирования техногенных рисков и их страхование;
- осуществление комплекса долгосрочных мероприятий по предупреждению техногенных чрезвычайных ситуаций, управлению техногенными рисками и их страхование в регионах, для которых техногенный риск является наибольшим и превышает допустимые значения;
- реформирование системы подготовки кадров и обучения населения действиям по предупреждению и ликвидации техногенных чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, в процессе нефтедобычи происходят постоянные выбросы многочисленных веществ и соединений, имеющих различную степень опасности.

Обзор литературных источников показал, что методический подход к оценке экономической эффективности природоохранных проектов достаточно хорошо разработан.

Однако этот подход не применим для оценки эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающих предприятий.

Существует «Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды» (1986).

Анализ данной методики позволил нам сделать следующие выводы:

- инструкции по расчету многих показателей, входящих в эту методику, устарели в силу того, что с переходом от плановой экономики к рыночной отменены многие формы отчетности, на которые ссылается методика;

- типы рассматриваемых в данной методике природоохранных мероприятий также устарели (не актуальны) в силу того, что во всех промышленных центрах РФ превышает ассимиляционная емкость природных экосистем.

Рассматриваемые во «Временной типовой методике...» мероприятия не снижают общую загрязненность окружающей среды, тем самым не способствуют решению насущных локальных экологических проблем РФ.

Проведенный анализ литературных источников показал, что теоретические подходы к оценке как ущерба (наносимого или предотвращаемого), так и эколого-экономической эффективности нефтедобывающих предприятий, а также сами методики требуют дальнейшего совершенствования.

Существующие методические подходы не реализуют принцип «загрязнитель платит», введенный в практику стран ОЭСР после 1972 г. (после Стокгольмской конференции ООН) и ставший одним из основополагающих принципов устойчивого развития (после конференции в Рио-де-Жанейро) [49, с. 6].

Для повышения экоэффективности нефтедобычи необходимо использовать методы минимизации воздействия на окружающую среду, которые касаются источников сбросов-выбросов загрязняющих веществ.

В таблице 37 перечислены методы минимизации воздействия производств на окружающую среду.

Таблица 37 – Методы минимизации воздействия производств на окружающую среду

Система экологического управления и менеджмента	Работа с персоналом	Использование предприятием принципов экоэффективности	Повышение эффективности экологической деятельности предприятия	Развитие внешней экологической деятельности субъекта
1	2	3	4	5
- включение в экологическую политику субъекта принципов по минимизации	- информирование персонала о деятельности предприятия в области минимизации	- выявление, анализ и оценка прямых и скрытых издержек	- развитие системы производственного экологического мониторинга	- взаимодействие и кооперация с предприятиями отрасли и промышленного узла в области минимизации воздействия на окружающую среду

1	2	3	4	5
- публичное декларирование экологической политики субъекта	- мотивация и стимулирование вовлечения персонала в деятельность по минимизации	- проведение стоимостного анализа воздействия производства на окружающую среду	- использование нетрадиционных методов и средств производственного экологического мониторинга	- взаимодействие с зарубежными партнерами и экологическими НПО
- постановка субъектом экологических целей по минимизации	- развитие программ экологического образования персонала, связанных с минимизацией	- использование данных стоимостного анализа для мотивации деятельности; - работа с персоналом; - оценка результатов минимизации	- организация деятельности в области производственного экологического контроля; - разработка и ведение внутренней экологической документации	
- разработка и использование внутренних экологических стандартов и экологического аудита для оценки деятельности субъекта по минимизации воздействия на окружающую среду	- подготовка персонала к действиям в условиях чрезвычайных экологических и аварийных ситуаций	- принятие и публичное декларирование предприятием широкого круга добровольных экологических обязательств по отношению к персоналу, населению		

Оценка факторов эколого-экономической эффективности и негативного воздействия предприятий нефтегазового комплекса на окружающую среду базируется на системе критериев.

На рисунке 39 представлена схема обеспечения эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающей отрасли.

В АО «Самаранефтегаз», рассмотренном нами ранее, необходимы модернизация и реконструкция действующих производств на базе целевых социально и экологически ориентированных комплексных инновационных программ.

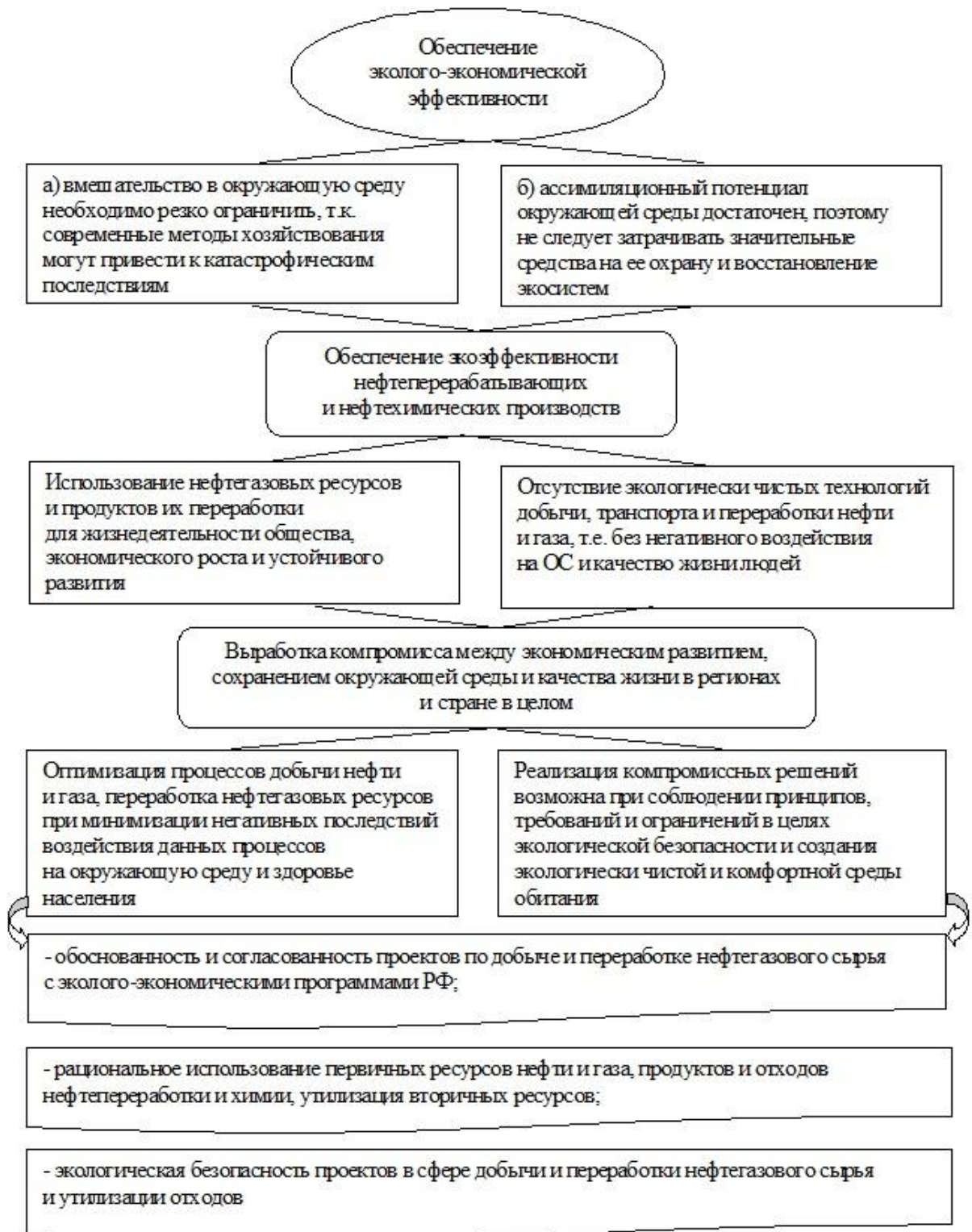


Рисунок 39 – Обеспечение эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающих организаций

Единство и взаимосвязь ресурсных и природоохранных отношений заложены в основу государственного регулирования экологических отношений, экологизации промышленной деятельности, соблюдения требований охраны здоровья (рисунок 40).

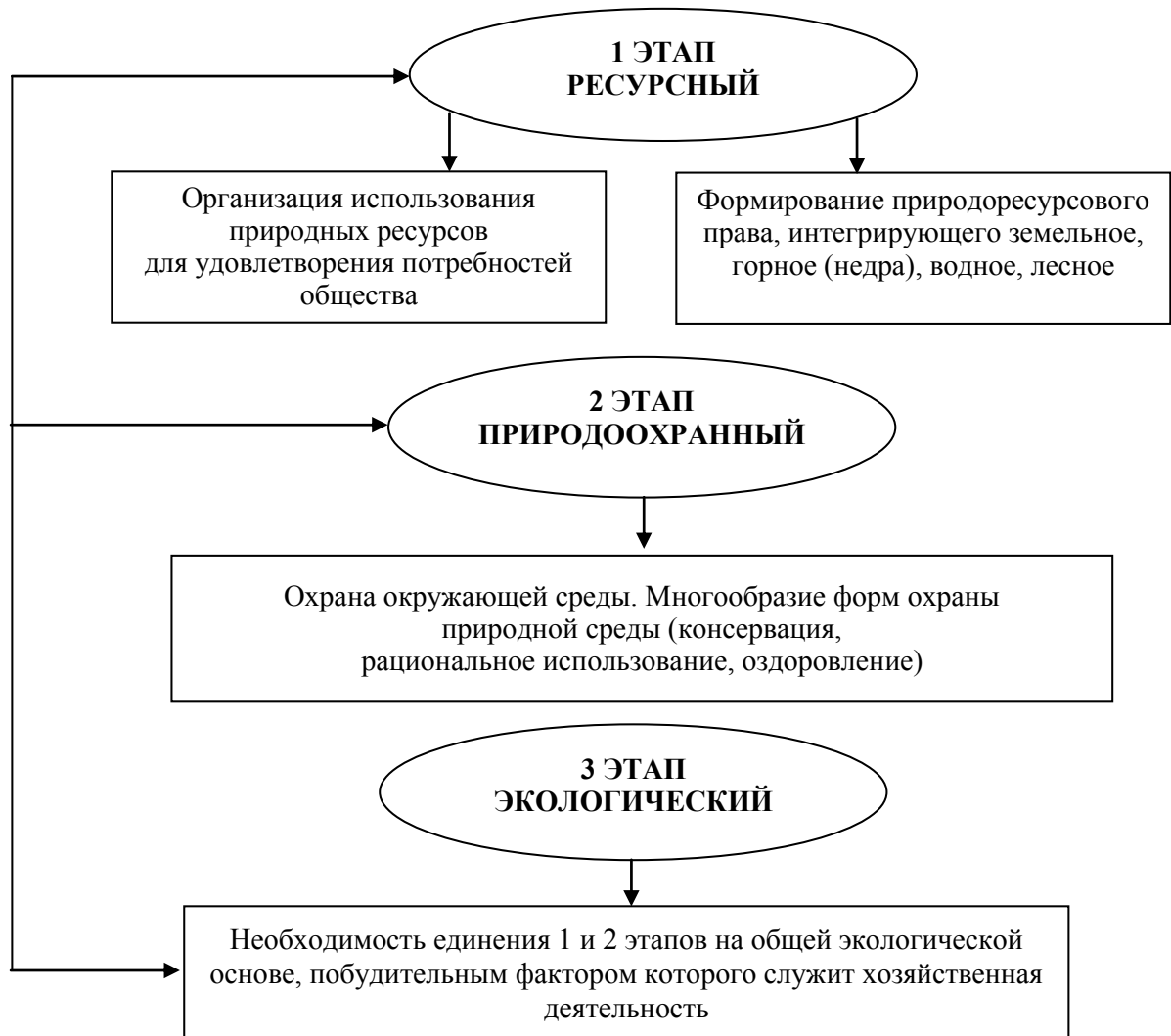


Рисунок 40 – Алгоритм государственного регулирования экологических отношений

Изучение и оценка нефтяного загрязнения должны носить комплексный характер и выполняться во взаимосвязи для всех компонентов окружающей среды.

Согласно анализу работ и исследований, посвященных проблемам экоэффективности, выявлено, что наиболее приемлемым в деле повышения экологической эффективности нефтепереработки и нефтехимии представляется использование SWOT-метода.

Выявление широкого круга факторов позволяет соотнести внутренние ресурсы компании с предоставленными возможностями для развития и дает понять сможет ли предприятие противостоять угрозам извне.

Для оценки проблем экоэффективности нами рассмотрены факторы влияния на переход экономики России к инновационному развитию путем проведения PEST-анализа (таблица 38).

Таблица 38 – Факторы экоэффективности нефтедобычи

Фактор	Позитивное влияние на возможности	Негативное влияние на возможности
Р – Политические факторы влияния на развитие «зеленой» экономики		
Политический курс на повышение экоэффективности	Координация процессов экологизации производства	Фрагментарность экологического законодательства
Е – Экономические факторы повышения экоэффективности		
Углубление степени переработки нефти и газопродукции	Импортозамещение на внутреннем рынке. Возможность нахождения нишевых специализаций на региональных внешних рынках	Потребность в высококвалифицированных кадрах. Недостаточный уровень компетенций персонала и руководящего звена
Зависимость национальной экономики от импорта (41,76% от ВВП)	Рост импортозамещения	Неконкурентоспособность отечественной продукции
Негативный опыт неэффективных инвестиций в экологизацию производств	Минимизация рисков государственных инвестиций. Оценка рисков частных инвестиций	Низкий уровень активности бизнес-среды при решении проблем повышения экологичности производств
S – Социальные факторы влияния на экоэффективность		
Наличие высококвалифицированных специалистов в стране	Привлечение лучших отечественных специалистов для стимулирования развития образования	Низкий спрос на «зеленые» продукты на внутреннем рынке; неготовность к выходу на внешние рынки; низкий уровень эффективности инвестиций в повышение экологичности производств
T – Технологические факторы влияния на повышение экоэффективности		
Диверсификация рынка и технологий	Поиск и выбор направлений и специализаций в сфере экологизации производства	Сложности технологического характера
Сертификация и стандартизация	Повышение требований к качеству продукции. Гарантии качества отечественной продукции	Отсутствие стандартов, отвечающих инновационным преобразованиям
Трансферт передовых зарубежных моделей и схем экологизации производств	Активизация процессов развития экологически чистых производств. Трансферт знаний	Риск трансферта устаревших технологий. Низкий уровень инновационной активности в стране

Для выработки эффективной экологической стратегии использован метод создания матриц стратегий SWOT, в ходе сопоставления различных вариантов вырабатывается матрица OGSM (цели, задачи, стратегии, меры), рассмотренная нами ранее.

Согласно государственным программам социально-экономического развития России, ориентированным на индустриализацию, экономический рост и экологизацию национальной экономики, обязательным условием их реализации является учет экологических принципов и критериев.

При этом оценка экологической эффективности реализуемых проектов обуславливает анализ экономического и экологического состояния регионов размещения отраслей и производств отрасли, а также выявление условий и факторов повышения экологичности действующих производств и технологических процессов, что и нашло отражение в проведенном SWOT-анализе.

Огромную значимость приобретает исследование научно-технических проблем охраны окружающей среды при разведке, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья с учетом специфики конкретных регионов.

На основании рассмотренных показателей составляется матрица SWOT. Ориентируясь на выявленные аспекты, определяем степень их влияния на эколого-экономическую эффективность, затем составляются примеры стратегий для устранения угроз и недостатков (используя доступные ресурсы). В этом случае сильные стороны компании и выявленные возможности становятся главными инструментами для достижения поставленных целей (таблица 39).

Таблица 39 – SWOT-анализ факторов экоэффективности нефтедобычи

<i>Strengths (сильные стороны)</i>	<i>Weaknesses (слабые стороны)</i>
<ul style="list-style-type: none"> - социальная и политическая стабильность; - уникальная минерально-сырьевая база и огромный природно-ресурсный потенциал по структуре и масштабам; - потенциал развития минерально-сырьевого комплекса; - научно-инновационный потенциал; - наличие крупных предприятий в сфере добычи и др.; - высокая обеспеченность территориями для промышленного освоения; - благоприятный инвестиционный климат; 	<ul style="list-style-type: none"> - ухудшение состояния окружающей среды; - истощение запасов минерального сырья, нерациональное использование природно-ресурсного потенциала и др.; - несоответствие темпов истощения запасов и прироста разведанных запасов; - высокая ресурсо- и энергоемкость производств; - рост удельной природоемкости производства; - рост техногенного давления на окружающую среду; - дефицит инвестиционных ресурсов и бюджетного финансирования;

<i>Strengths (сильные стороны)</i>	<i>Weaknesses (слабые стороны)</i>
<ul style="list-style-type: none"> - интегрированная нефтегазотранспортная инфраструктура; - развитая законодательная база в сфере ресурсо- и недропользования; 	<ul style="list-style-type: none"> - высокая изношенность оборудования и коммуникаций (нефтегазопроводов, водоводов);
<ul style="list-style-type: none"> - осуществление всего комплекса работ от разведки до сбыта нефтепродуктов; - высокие темпы роста добычи нефти и газового конденсата; - осознание обществом проблем экологического неблагополучия; - необходимость создания института экологии и охраны окружающей среды; - наукоемкие технологии, система знаний об объективной экологической опасности 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая глубина переработки нефти и несоответствие производимых нефтепродуктов мировым стандартам; - низкий уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и других попутных компонентов; - несовершенство систем управления отходами; - невысокая доля участия национальных компаний в разработке нефтегазовых месторождений и переработке сырья; - высокая доля добывающих отраслей в структуре экономики и ее экспортоориентированность; - низкая инновационная активность предприятий; - недостаточное финансирование экологической сферы
<i>Opportunities (возможности)</i>	<i>Threats (угрозы)</i>
<ul style="list-style-type: none"> - высокий уровень спроса на энергоносители на мировых рынках; - наличие новых перспективных нефтяных и газовых месторождений высокого качества; - ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов; - выпуск продукции высокой степени готовности; - строительство перерабатывающих мощностей на основе инновационных технологий; - решение социальных проблем страны; - социально ориентированная политика государства; - рост инновационного сектора; - межрегиональная кооперация по охране окружающей среды; - формирование эффективной государственной энерго-экологической стратегии; - создание стимулов для развития «зеленого» бизнеса; - создание интегрированных «зеленых» производств в сфере управления отходами; - повышение глубины переработки сырья; - достижение эффекта декарбонизации; - рост экологической культуры, экологического мышления 	<ul style="list-style-type: none"> - неэффективная практика исполнения и фрагментарность экологического законодательства; - снижение экологической безопасности; - высокая степень опасности производств; - риски техногенных аварий и природных стихийных бедствий; - низкое качество добываемых нефтей (высокое содержание сероводорода, парафина и др.); - сохранение топливно-сырьевой направленности развития отрасли; - низкие конкурентные преимущества; - истощение природного капитала регионов; - огромные риски и проблемы для будущих поколений, созданные существующей моделью развития; - возможные отрицательные последствия решений, принимаемых на государственном и региональном уровнях; - ухудшение экологической ситуации в стране и в регионах

По нашему мнению, для решения эколого-экономических проблем нефтепереработки и нефтехимии необходима разработка стратегических направлений развития нефтедобывающих предприятий.

Для этого необходимы:

- модернизация действующих и создание новых перерабатывающих производств с учетом соответствия качества продукции требованиям европейских стандартов и современным нормам экологической безопасности;

- модернизация и реконструкция мощностей по улучшению экологических характеристик топлив, выпускаемых отечественными нефтеперерабатывающими заводами, увеличение глубины переработки, расширение объемов и ассортимента выпускаемой продукции;

- развитие газохимических производств;

- формирование и развитие вертикальной интеграции в нефтегазовом комплексе;

- повышение уровня извлечения ценных компонентов из нефти, природного газа и попутного нефтяного газа, а также их эффективное использование при последующей переработке в высоколиквидную продукцию;

- разработка оптимального налогового режима в сфере добычи нефти с целью максимизации налоговых поступлений;

- повышение эффективности работы АО «Самаранефтегаз» (для Самарской области), в частности внедрение новых технологий, сокращение энергопотребления, решение экологических проблем;

- сокращение факельного сжигания ПНГ, повышение эффективности использования газа, а также минимизация рисков, связанных с загрязнением окружающей среды.

Решение указанных задач требует концентрации и консолидации всех ресурсов общества, а также проведения институциональных реформ в части создания структуры/системы по координации решения общенациональных, в том числе стратегических, государственных задач.

Нами выделены приоритетные векторы взаимодействия в условиях технологической платформы:

- комплексная переработка тяжелой нефти и нефтяных фракций;

- производство экологически чистых моторных топлив и сырья для нефтехимии;

- утилизация и переработка попутных нефтяных газов на основе применения малоотходных технологий;

- производство полимерных и композитных материалов;
- внедрение инновационных малоотходных и безотходных технологий;
- обеспечение экологической безопасности в регионах нефтегазового освоения.

Функционирование платформы предполагается на условиях государственно-частного партнерства на взаимовыгодной основе для всех взаимодействующих сторон (рисунок 41).



Рисунок 41 – Сферы взаимодействия диалоговой площадки

Исследование современного состояния и уровня развития нефтедобывающих предприятий в условиях перехода к Индустрии 4.0 показало, что наиболее

актуальными в настоящее время становятся проблемы экологической безопасности. Предлагается внедрение экологических инноваций, которые позволят наладить выпуск новых «зеленых» продуктов, внедрять «зеленые» технологии, направленные на охрану окружающей среды. Наиболее целесообразными видятся развитие и внедрение экологичных биотехнологий, а также малоотходных технологий, что особенно важно в условиях реализации концепции по переходу к «зеленой» экономике.

Таким образом, в процессе исследования выявлены возможности и перспективы эффективного взаимодействия участвующих сторон в формате технологической платформы в современных условиях РФ (таблица 40).

Таблица 40 – Взаимодействие участников диалоговой площадки в РФ

Государство	Бизнес-сообщества	НИИ, вузы, КБ и др.	Общество, СМИ, НПО и др.
<ul style="list-style-type: none"> - координация программ социо-эколого-экономического развития страны и регионов; - выявление приоритетных направлений развития экономики и концентрация на них; - координация НИОКР, финансируемых за счет бюджета; - совершенствование госрегулирования в приоритетных секторах экономики; - создание условий для развития новой экономики 	<ul style="list-style-type: none"> - улучшение бизнес-среды для инноваций; - объединение финансовых ресурсов с другими участниками площадки; - технологическая модернизация; - выпуск конкурентоспособной высоколиквидной продукции; - расширение производства и доли рынка; - рост мини-производств, заводов, фирм и т.д. 	<ul style="list-style-type: none"> - подготовка кадров конкретного профиля и ориентации; - предоставление услуг по обучению, инжинирингу, консалтингу и т.д.; - привлечение бизнеса к партнерству с научными организациями; - расширение спроса бизнеса на НИОКР; - развитие кооперации и координации в научной сфере 	<ul style="list-style-type: none"> - осуществление обратной связи на решения, реализацию программ, принятых государством, бизнес-сообществом и научными подразделениями в рамках конкретной платформы; - контроль за результатами деятельности участников диалоговой площадки; - контроль за соблюдением экологических и природоохранных норм

Учитывая современное состояние внешней и внутренней среды функционирования отраслей нефтепереработки и нефтехимии, правомерно

отметить, что образование подобных площадок создаст предпосылки для стабилизации деятельности данного ключевого сектора национальной экономики.

Экологизация производственных процессов предполагает оценку эффективности с учетом как производственных (показатели прибыли, экономии и др.), так и экологических показателей, таких как количественные показатели различного рода выбросов, размещение отходов и т.д.

Оценка эколого-экономической эффективности предполагает учет большого количества факторов.

Под эффективностью производства подразумевается как наличие эффекта от производства, так и его максимизация, базирующаяся на использовании наиболее приемлемых малоотходных технологий с наименьшими экономическими издержками и высокой экоэффективностью.

Подобный подход подразумевает возможность использования нескольких технологий производства с целью снижения издержек (рисунок 42).

Нами предложен методический подход к оценке эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающих предприятий, основанный на прогрессивном опыте решения экологических проблем в развитых странах.

За основу расчетной формулы оценки эколого-экономической эффективности функционирования предприятия, по нашему мнению, следует взять не формулу общей рентабельности предприятия как соотношение чистого дохода к вложенному капиталу, а формулу рентабельности выпуска продукции, т.е. соотношение прибыли к расходам предприятия по основной деятельности за отчетный период.

Это первое, что будет отличать предлагаемый нами подход от подхода Нестеровых.

Второе – это учитываемый объем прибыли. Нестеровы учитывают прибыль от реализации товарной продукции и результат прочей реализации и внереализационной деятельности.

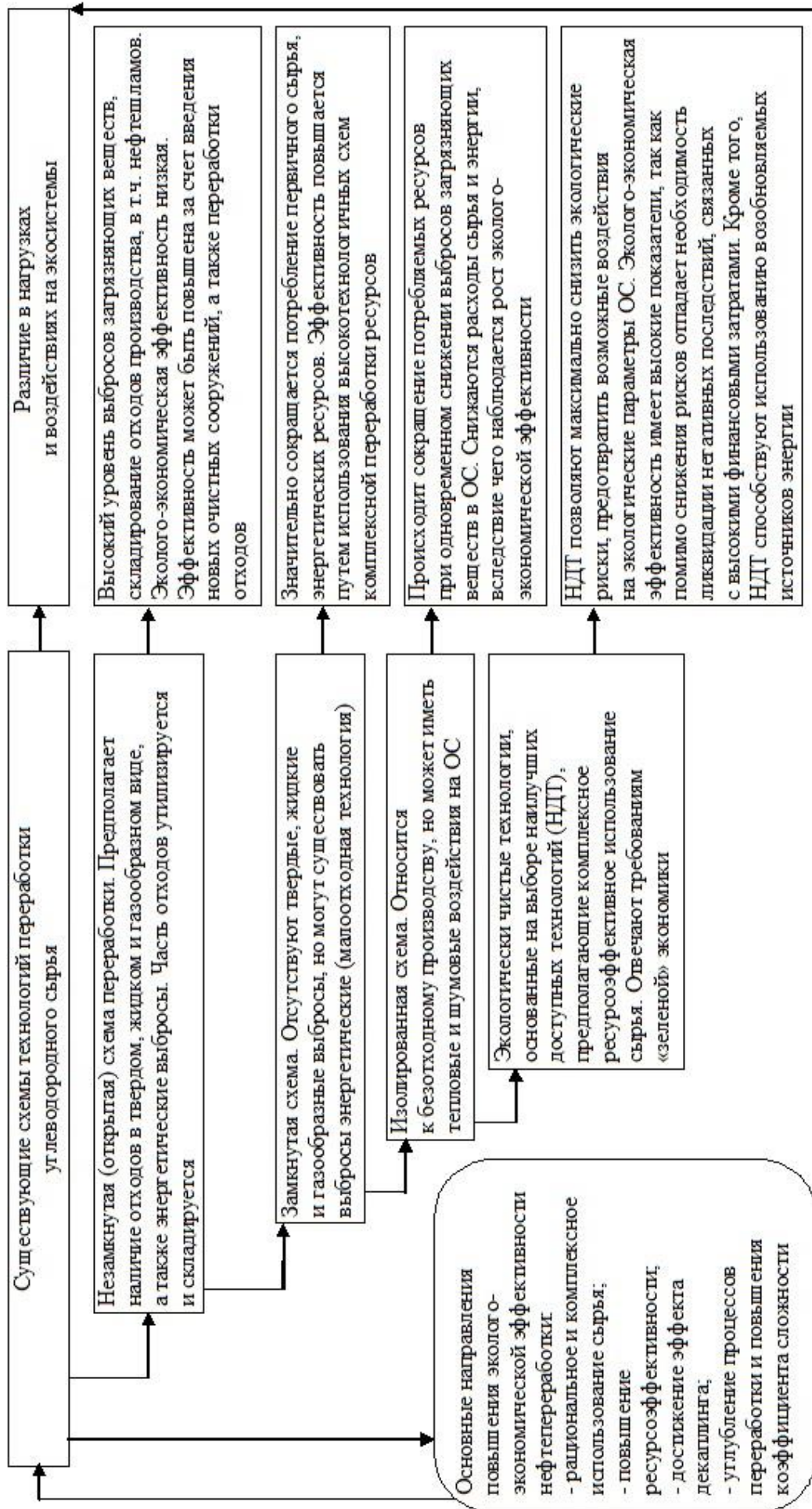


Рисунок 42 – Направления повышения эколого-экономической эффективности нефтедобычи

По нашему мнению, такие статьи корпоративного дохода, как доход от операций по ценным бумагам, положительная курсовая разница, доход от реализации основных и нематериальных активов, государственные субсидии и пр., не имеют прямого отношения к загрязнению окружающей данное предприятие природной среды.

Третье, что отличает нашу расчетную формулу, – это выделение в числителе прибыли от утилизации любых отходов предприятия, которую будем считать дополнительной по отношению к прибыли предприятия от реализации основной продукции.

В знаменателе выделяем природоохранные производственные затраты отдельно от общих производственных затрат на обычную деятельность.

Предлагаемая формула расчета эколого-экономической эффективности (ЭЭЭ) функционирования предприятия выглядит следующим образом.

$$\text{ЭЭЭ} = \frac{P_{\text{осн}} + \Delta P}{\sum_{i=1}^n K_i \cdot a_i + I + \sum_{j=1}^m K_j \cdot a_j \pm I_{\text{но}}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{осн}}$ – чистая прибыль от основной продукции, остающаяся после вычета из дохода от реализации основной продукции ее себестоимости, расходов периода, налогов и обязательных платежей в госбюджет;

ΔP – прибыль от реализации дополнительной продукции, полученной в процессе утилизации отходов (и/или более глубокой переработки сырья в технологическом процессе);

$i = \{1, 2, 3, \dots, n\}$ – порядковый номер вида основных средств и нематериальных активов предприятия по основной деятельности, n – общее их количество;

K_i – дисконтированная первоначальная стоимость i -го вида основных и нематериальных активов предприятия;

a_i – коэффициент начисления амортизации по i -му виду основных и нематериальных активов предприятия;

I – текущие издержки производства (расходы на приобретение сырья, материалов, полуфабрикатов, топлива, энергии; оплата труда; накладные

расходы (включая расходы на текущий ремонт); налоги и обязательные платежи в бюджет, кроме платежей за пользование природными ресурсами, а также проценты за кредиты);

$j = \{1, 2, 3, \dots, m\}$ – порядковый номер вида природоохранного оборудования и сооружения, m – общее их количество;

K_j – дисконтированная первоначальная стоимость j -го вида природоохранного оборудования или сооружения;

a_j – коэффициент начисления амортизации по j -му виду природоохранного оборудования и сооружения;

$(\pm)I_{по}$ – платежи за пользование природными ресурсами, взносы за страхование экологических рисков и штрафы за нарушение экологического законодательства РФ.

Эколого-экономическая эффективность функционирования нефтедобывающего предприятия существенно зависит от вида осуществляемого природоохранного мероприятия.

Расчет природоохранного эффекта осуществленных мероприятий показал, что при рекомендованном «Временной типовой методикой определения экономического эффекта осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба» [13] значении условной удельной нагрузки $y = 0,24$ долл. / усл. т такие технологически совершенные установки, как «Сульфурен-процесс», «Клаус» и другие, являются эффективными с точки зрения охраны окружающей среды.

С учетом затрат на установку «Сульфурен-процесс» минимальная ее эффективность обеспечивается при значении удельной нагрузки $y = 0,58$ долл. / усл. т (таблица 41).

Все нефтедобывающие районы, где бурение, обработка скважин и добыча нефти продолжаются непрерывно в течение многих лет, в той или иной степени подвержены экологическим нарушениям.

Таблица 41 – Эффективность мероприятий по охране атмосферного воздуха

Показатели	Установка «Сульфрен-процесс»	Установка «Клаус»
Количество загрязняющих веществ, поступающих на установку, тыс. т / год	9,14	9,14
Количество загрязняющих веществ на выходе из установки, тыс. т/год	1,83	0,46
Стоимость утилизированной продукции, тыс. долл.	51,2	60,8
Предотвращенный экономический ущерб, тыс. долл. / год	77,3	91,7
Приведенная масса улавливаемых веществ, тыс. т / год	322,0	382,8
Капитальные вложения, тыс. долл. / установка	741,3	821,0
Приведенные затраты, тыс. долл. / установка в год	237,2	262,7
Экономический эффект, тыс. долл. / установка в год		
при $y = 0,24$ долл. / усл. т	-108,8	-110,2
$y = 0,58$ долл. / усл. т	-	19,0
$y = 2,0$ долл. / усл. т	457,8	562,6
Количество установок, ед.	1	3
Общие капитальные вложения, тыс. долл.	741,3	2463,0
Общий экономический эффект, тыс. долл. / год		
при $y = 0,24$ долл. / усл. т	-108,8	-330,5
$y = 0,58$ долл. / усл. т	-	57,1
$y = 2,0$ долл. / усл. т	457,8	1688,0

Основную нагрузку испытывают на себе биоценозы, почвы, подземные и поверхностные воды.

Как показывает практика, не всегда самые капиталоемкие мероприятия являются эффективными с точки зрения достижения экологических целей и повышения экономической эффективности предприятия.

Нефтедобывающие предприятия могут выбирать различные способы снижения отходов производства, среди которых можно назвать следующие:

- углубление переработки используемого сырья, что сокращает удельную ресурсоемкость производимой продукции и снижает образование отходов на единицу продукции;
- рекультивация нарушенных земель, очищение природных водоемов, насаждение лесных массивов и пр.

Постоянное совершенствование государственной природоохранной системы и активное использование рыночных инструментов и механизмов управления качеством окружающей среды являются неперенными условиями эффективного применения предлагаемого нами подхода.

Необходимо установить нормативные показатели качества компонентов окружающей среды, уровни предельно допустимых концентраций (ПДК) химических веществ в воде, воздухе, почве, основываясь на показателях устойчивости каждой экосистемы, а не только на санитарно-гигиенических нормах, так как уровень критической нагрузки различен для разных экосистем.

Заново оцененная способность природной среды территорий (областей) к самовосстановлению позволит запустить первоначальное распределение квот на загрязнение (воздуха, воды, размещение твердых и жидких отходов) между работающими на территории производственными объектами, что явится фактически началом создания ТРКЗ.

Непременным условием эффективного функционирования ТРКЗ является наличие современной системы аппаратного мониторинга.

Основываясь на формуле (8), предлагаем расчет эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающих предприятий:

$$\text{ЭЭЭ}_{\text{omp(ТЭК)}} = \frac{\sum_{x=1}^X (\Pi_{\text{осн}} + \Delta\Pi)}{\sum_{x=1}^X \left(\sum_{i=1}^n K_i \cdot a_i + I + \sum_{j=1}^m K_j \cdot a_j \pm I_{\text{но}} \right)_x} \quad (9)$$

где $x = \{1, 2, 3, \dots, x\}$ – порядковый номер предприятия в базе данных отрасли (ТЭК);

X – число предприятий в базе данных рассматриваемой отрасли (или всего ТЭК).

Таким образом, предлагаемый подход к оценке эколого-экономической эффективности функционирования нефтедобывающего предприятия призван реализовать принцип «загрязнитель платит», который успешно функционирует в развитых странах.

Предложенный подход предполагает ведение экологически ориентированного учета доходов и расходов на нефтедобывающих предприятиях.

Экологический ущерб будет учитываться посредством стоимости квот на загрязнения, экологических страховых взносов, платежей и штрафов за нарушения экологического законодательства.

Существует мнение, что в РФ оценка экологического риска будет развиваться по мере того, как будет производиться оценка отдельных проектов и видов

деятельности на предмет воздействия на окружающую среду, особенно в таких сферах, как добыча нефти.

Оценка эффективности деятельности нефтедобывающих предприятий, как правило, основывается на показателях добычи углеводородного сырья, его нефтепереработки, транспортировки и использования конечных продуктов его переработки.

Проводимая модернизация заводов направлена на внедрение установок вторичной переработки, которые позволят увеличить ее глубину, так как модернизация установок первичной переработки не сможет повысить эколого-экономическую эффективность их работы.

Использование технологий первичной переработки при существующей глубине приведет к перепроизводству мазута, который не пользуется высоким спросом на рынке, в то время как он является ценнейшим нефтехимическим сырьем, из которого при вторичной переработке можно получать конкурентоспособную продукцию с высокой добавленной стоимостью. Внедрение технологий вторичной переработки позволит увеличить выпуск светлых нефтепродуктов, отвечающих мировым стандартам по качественным характеристикам и экологическим параметрам.

3.3 Механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий

Механизм управления выражает крайне непростую целостную систему. Ее элементами выступают цели и задачи, функции, принципы, методы, инструменты и стиль управления, а также объекты, субъекты, структура управления. Все эти элементы тесно связаны друг с другом и в том числе с окружающей средой. Это продиктовано необходимостью достижения максимального конечного результата. Таким образом, мы говорим о достижении эффективности управления.

Организационно-экономический механизм управления является составной частью механизма управления деятельностью предприятия (рисунок 43).

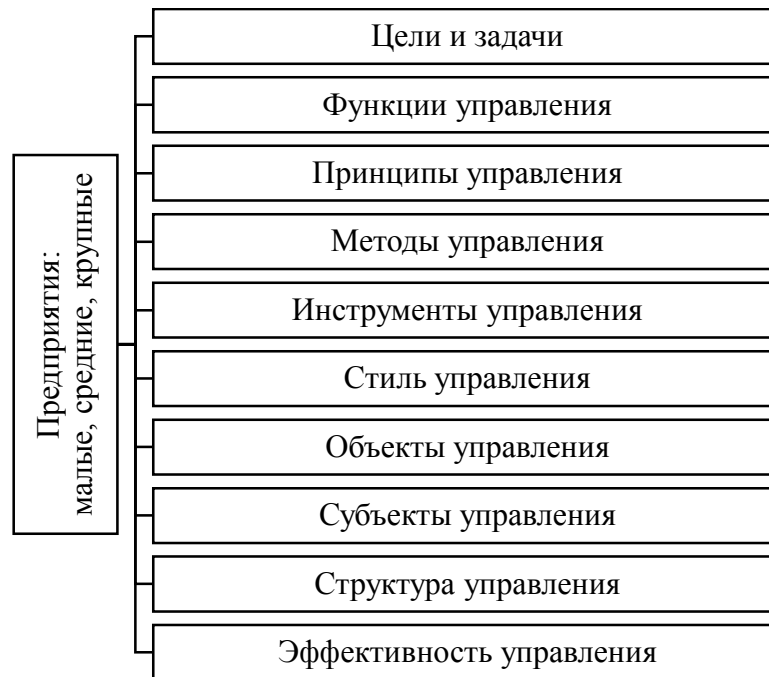


Рисунок 43 – Механизм управления предприятием

Под организационно-экономическим механизмом управления деятельностью предприятия мы понимаем взаимосвязанную совокупность основных элементов в виде составляющих организационного и экономического воздействия, взаимодействующих в единой информационной системе для достижения стратегических целей предприятия.

Организационные и экономические методы управления должны быть направлены на эффективное воспроизводство материальных благ (продукции) во времени и пространстве с учетом стратегических целей и социальных нужд общества.

Т. Парсонс, объясняя понятие «механизм», применяет термин «процесс» для описания начального и конечного состояния системы [33].

Применительно к рыночной экономике в качестве движущей силы механизма авторы определяют цену.

В то же время в работах отсутствует достаточно четкое определение понятия «организационно-экономический механизм», не отражена всевозрастающая роль информационной системы применительно к управлению предприятием; недостаточное внимание уделяется вопросам стратегического развития предприятия.

Между тем, на важную и возрастающую роль информационной составляющей в жизни общества и в управлении предприятием, а также на необходимость

первоочередного решения данных вопросов большое внимание обращают многие зарубежные и отечественные экономисты.

Управлять современным предприятием в рыночной экономике без использования средств вычислительной техники и программного обеспечения становится невозможно, поскольку приходится анализировать достаточно большое количество информации и быстро принимать важные решения.

Государство может и должно использовать свои регулирующие функции в целях устранения деформации в этом механизме вследствие монопольных устремлений отдельных субъектов рынка, при этом оно должно действовать экономическими методами, при их правовом обеспечении и предварительных научных обоснованиях.

При этом рыночный организационно-экономический механизм ориентирован на реализацию принципа самофинансирования.

Если раньше при оценке рыночного механизма повсеместно использовался в качестве основного уровень рентабельности, то сейчас на первое место вышли показатели качества, удовлетворенности потребителя, доля рынка и т.д. – показатели, способствующие достижению стратегической цели предприятия с учетом социальной ответственности бизнеса.

Мировой опыт показывает, что совершенствование организационно-экономического механизма деятельности предприятия для поступательного экономического развития страны возможно только в условиях его эволюционного развития.

Доминирующей целью для большинства предприятий еще совсем недавно являлись увеличение прибыли, повышение уровня рентабельности.

Вместе с тем, в настоящее время целью предприятия должно стать увеличение экономической ренты, а не прибыли.

Под экономической рентой (или экономической добавленной стоимостью) понимается то, что предприятие зарабатывает сверх стоимости капитала, использованного в бизнесе.

Это мера конкурентного преимущества, поскольку конкурентное преимущество – единственное средство, с помощью которого предприятие может заработать экономическую ренту на конкурентном рынке. Предприятие, цели

которого сфокусированы только на прибыли, а не на достижении стратегических целей и увеличении экономической ренты, само себя разрушает.

Предприятие не может существовать вне общества, поэтому должно быть социально ответственно. Необходимо практиковать разработку миссии предприятия с учетом социальных аспектов.

Данный подход подразумевает, помимо обеспечения эффективности, занятости, прибыли и следования законам, безопасность труда, защиту интересов потребителей, защиту среды обитания и т.д.

Так, формирование механизма улучшения экологической ситуации будет способствовать укреплению национальных интересов, сохранению государственного контроля над экологической безопасностью в районах нефтедобычи и созданию дополнительных рабочих мест.

Глобализация мировой экономики сопровождается чрезмерной техногенной нагрузкой на природную среду, что становится причиной не только деградации локальных экосистем, но и причиной ускорения глобального изменения климата. Учащение стихийных природных аномалий наносит огромный экономический ущерб национальным экономикам.

Правомерно говорить о возникновении четвертого фактора производства – способности природной среды принимать загрязняющие вещества, не изменяя при этом своих качественных параметров.

Мировой тенденцией, характерной для промышленно развитых стран, становится ужесточение экологического законодательства в направлении снижения вредных выбросов при сжигании топлив, а также повышение требований к качеству нефтепродуктов.

По уровню негативного воздействия на окружающую среду нефтегазовый комплекс лидирует среди отраслей национальной экономики, загрязняя атмосферу, поверхностные и подземные воды.

Экологический ущерб, наносимый объектами нефтегазового комплекса, обусловлен в основном физико-механическими воздействиями на почвы, грунты, флору, фауну, дестабилизацией гидрологического режима, активизацией эрозионных

процессов, загрязнением водоемов, сокращением биоразнообразия, негативным влиянием на качество жизни населения в регионе и пр.

Механизм стабилизации экологической ситуации в районах нефтедобычи включает в себя все экологические аспекты: от повседневного мониторинга до комплексного управления отходами, консервации почвы и воды, а также программ восстановления и рекультивации земель.

Экономический механизм стабилизации экологической ситуации в районах нефтедобычи включает в себя цели, задачи, методы обеспечения экологии в районах нефтедобычи, меры, направленные на нейтрализацию угроз, приоритеты развития нефтедобывающих предприятий (рисунок 44).

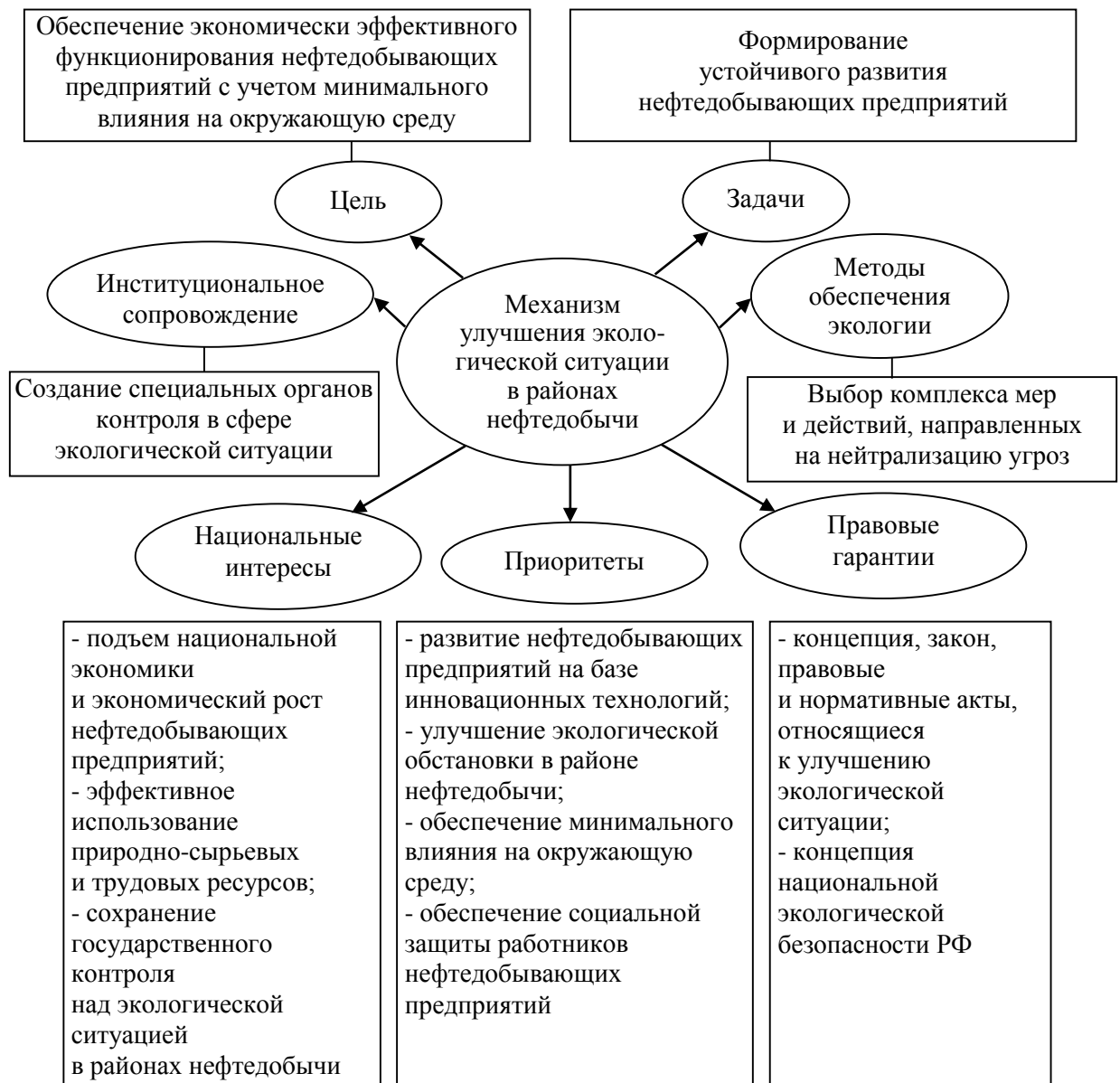


Рисунок 44 – Экономический механизм стабилизации экологической ситуации в районах нефтедобычи

Под экологическим фактором производства мы понимаем совокупность приобретенных (купленных) предприятием разрешений (законных прав) на размещение отходов, квотированных исходя из потенциала ассимиляционной способности той экосистемы, в которую поступают отходы рассматриваемого производства.

Под эколого-экономической эффективностью функционирования нефтедобывающего предприятия нами подразумевается экономически эффективное снижение негативного воздействия предприятия на окружающую среду.

Основные цели предприятия представлены на рисунке 45.

В общем виде организационный механизм управления деятельностью предприятия включает в себя следующие основные элементы:

- нормативно-правовое обеспечение;
- выбор организационно-правовой формы;
- построение организационно-производственной структуры;
- функции управления;
- маркетинг и организацию работы с потребителем;
- информационное обеспечение и анализ изменений внутренней и внешней среды предприятия;
- управление качеством, организацию и внедрение инновационного процесса, организацию труда.

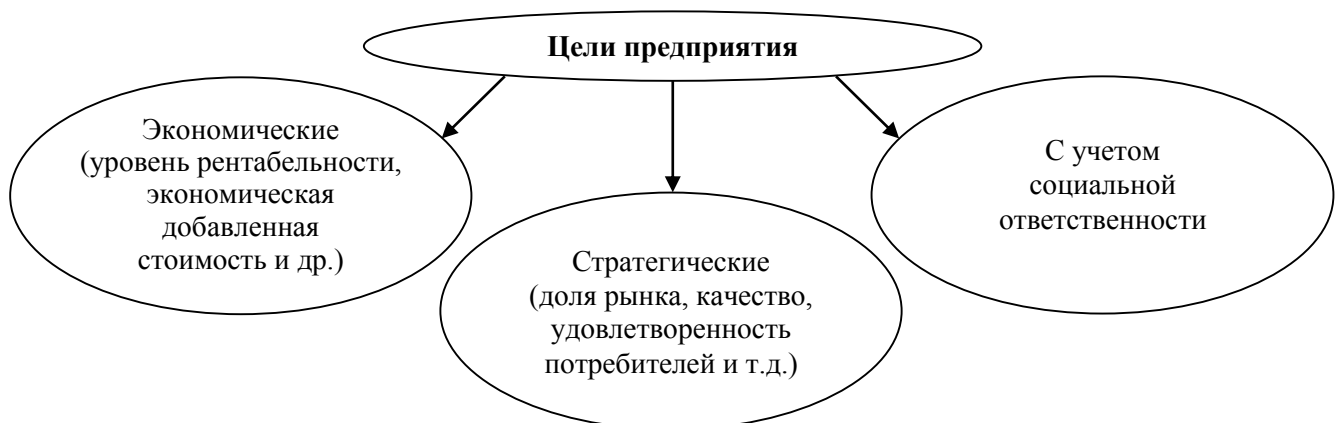


Рисунок 45 – Основные цели предприятия

Экономический механизм управления содержит: прогнозирование и планирование, анализ и создание системы сбалансированных экономических

показателей, ценообразование, финансово-кредитный механизм, налогообложение, страхование, внешнеэкономические отношения, внутрипроизводственные экономические отношения, стимулирование труда.

Экономический механизм управления деятельностью предприятия рассматривается в контексте рыночного механизма.

Схематически организационно-экономический механизм управления деятельностью предприятия представлен ниже на рисунке 46.



Рисунок 46 – Организационно-экономический механизм управления нефтедобывающим предприятием

Поскольку современное предприятие действует в условиях рынка самостоятельно, важную роль приобретает создание системы управления рисками. На предприятии должен вестись постоянный мониторинг и контроль стратегических, финансовых, операционных и технологических рисков.

Система управления рисками на большинстве предприятий либо совершенно отсутствует, либо присутствует в качестве отдельных управленческих решений.

Недостатками существующего механизма управления природопользованием и охраной окружающей среды служат:

- неправильная оценка природно-ресурсного потенциала и, вследствие этого, нерациональное использование природных ресурсов;
- затратный подход к определению ставок платежей, слабо стимулирующий активизацию природоохранной деятельности;
- недостаточное использование таких экономических инструментов, как депозитно-возвратные системы, маркетинговые разрешения [143].

В связи с этим, по нашему мнению, существует необходимость пересмотра ставки платы за загрязнение окружающей среды, размер которой должен устанавливаться исходя из объемов и видов загрязняющих веществ.

К ставкам платы за загрязнение окружающей среды при нахождении источника загрязнения на особо охраняемых территориях или вблизи них должны применяться повышающие коэффициенты.

Недостатками системы платежей за загрязнение выступают:

- использование фискального принципа формирования финансового механизма;
- определение нормативов плат за загрязнение на основе затратного подхода;
- ставки должны обеспечивать окупаемость природоохранных мероприятий.

К прочим недостаткам системы платежей за природопользование можно отнести:

- неполный охват всех загрязнений (не учитывается полный объем экологических и социальных потерь);
- слабое стимулирование рационального природопользования (плата за природные ресурсы не отражает их реальной стоимости);

- неразвитость и несовершенство нормативно-методической базы, незавершенность правовой базы.

Нами сформулирована совокупность основных составляющих организационно-экономического механизма функционирования предприятия в новых экономических условиях, для чего необходимо:

- развивать многообразие форм собственности, структур и видов деятельности, создавать условия для развития предпринимательской деятельности;

- осуществлять комплексную программу поддержки реального сектора экономики со стороны государства (в первую очередь финансовой) посредством создания механизма доступности кредитования, эффективного налогообложения, государственного регулирования уровня цен, мер по развитию конкуренции и ограничению монополистической деятельности;

- определять и понимать коллективом предприятия масштабной стратегической цели, объединяющей работников и направляющей их усилия на ее достижение, а также миссии – причины существования предприятия, общего определения основных направлений бизнеса и операций организации, отличающих ее от других компаний;

- уделять внимание маркетингу, клиентам, изучению их спроса и поведения. Именно маркетинговая политика определяет потребность организации в ресурсах, пути и направление ее развития;

- внедрять информационные системы управления, что позволит обеспечить функционирование внутренних связей организационно-экономического механизма деятельности предприятия. Вместе с тем, внедрение таких систем является одной из наиболее остро стоящих проблем для предприятий по причине их высокой стоимости и необходимости привлечения высококвалифицированного персонала;

- улучшать качество выпускаемой продукции, оказываемых работ и услуг на постоянной и непрерывной основе;

- создавать условия для развития предпринимательской деятельности и участия работников в управлении предприятием;

- создавать систему трудовой мотивации и социальной защиты работников посредством внедрения корпоративных методов управления;

- создавать оптимальную структуру организации и управления производством на базе использования современной техники и программ управления. Кроме того, нужно стремиться к обеспечению гибкости производства и организационной структуры. Предприятие должно иметь возможность в короткие сроки менять ассортимент изделий и расширять спектр оказываемых услуг;

- стремиться к внедрению инновационных процессов в деятельность предприятия, к разработке и созданию системы сбалансированных показателей (экономических и клиентоориентированных) для осуществления оперативного контроля деятельности предприятия и достижения его стратегических целей.

Наряду с планированием комплексных программ, использованием платежей за загрязнение окружающей среды и системы платежей за природные ресурсы, необходимы новые инструменты финансового регулирования, экологическое страхование и связанные с ним системы экологических фондов, а также системы изъятия природной ренты.

Современный механизм охраны окружающей среды также должен предусматривать включение экологических характеристик в систему ценообразования, совершенствование системы платности природопользования и обязательное экологическое страхование.

Существующий механизм управления развитием нефтедобывающих предприятий требует совершенствования с учетом мировой практики.

Механизмы управления нефтедобывающими предприятиями, окружающей средой, реализация экологической политики и удовлетворение требований различных финансовых и страховых институтов должны включать в себя и экологические аспекты, начиная от повседневного мониторинга до комплексного управления отходами, консервации почвы и воды, а также программ восстановления и рекультивации земель.

Программа управления нефтедобывающими предприятиями представляет собой возможность для внедрения передовых технологий, а также для использования новейших достижений в экологическом оборудовании и материалах.

Важным моментом в процессе функционирования нефтедобывающих предприятий отрасли становится концептуальная линия ее развития – высокая эффективность производства может быть достигнута только при условии извлечения всего реально возможного ассортимента из первичного углеводородного сырья. На это должна быть направлена вся стратегия развития отрасли, включая внешнеэкономическую деятельность, основа которой закладывается на стадии подготовки контрактов.

Лидирующая роль нефтяной промышленности в экономике страны объясняется прежде всего потенциальными возможностями извлечения ресурсов из недр.

Планируемое ежегодное увеличение текущей добычи углеводородов на эксплуатируемых структурах вызывает ряд проблем, связанных в основном с нахождением путей наиболее эффективной их реализации.

В сложившейся ситуации исключительное значение приобретает ускоренное решение проблемы реализации проектов строительства перерабатывающих производств.

Поэтому важным фактором является применение опыта мировой практики системного подхода к организации управления ресурсосбережением.

Основными путями повышения экономической эффективности нефтедобывающих предприятий в перспективе выступают:

- совершенствование существующих и разработка принципиально новых технологических процессов извлечения и переработки сырьевых ресурсов, способных обеспечить надежную и ритмичную работу предприятий и выпуск соответствующего ассортимента продукции;

- разработка различных способов максимальной утилизации всех видов отходов, относящихся в большинстве своем к весьма нужным и полезным компонентам для процессов производства продукции других отраслей промышленности страны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное диссертационное исследование позволило автору сформулировать ряд выводов, рекомендаций и предложений о научно-практической значимости темы, ее роли в развитии национальной экономики, о научной новизне полученных результатов и актуальности предлагаемых мер по управлению развитием нефтедобывающих предприятий.

Современные условия диктуют необходимость применения новых подходов к управлению предприятиями.

Деятельность предприятий должна быть направлена прежде всего на повышение производительности, обеспечение роста рентабельности, привлекательности для инвесторов, иными словами, на повышение эффективности их деятельности.

В рамках исследования изучены и обобщены теоретические определения понятий «управление» и «стратегическое управление».

Данные трактовки приведены с различным уровнем детализации. В результате рассмотрения и обобщения научных взглядов дано авторское определение.

Проанализированы факторы внутренней и внешней среды, оказывающие различное воздействие на деятельность нефтедобывающих предприятий.

Существующие тенденции развития нефтедобывающих предприятий свидетельствуют о наращивании объемов извлечения ресурсов. Причина этого кроется в низком уровне комплексного использования сырья, сравнительно невысоком коэффициенте полезного использования продуктов, полученных в результате переработки, что приводит к образованию больших объемов отходов производства, выбросов в атмосферу всевозможных агрессивных соединений, негативно влияющих на экологические параметры окружающей среды.

Предложен усовершенствованный подход к определению механизма формирования и развития организационной структуры управления

нефтедобывающим предприятием, под которым автор понимает систему, включающую в себя соответствующие принципы, методы, рычаги и инструменты.

В диссертации проведен комплексный анализ современного состояния нефтедобывающих предприятий в РФ и Самарской области.

Выявлены основные проблемы, препятствующие развитию данной отрасли, а также причины их возникновения. Выделены первоочередные задачи для решения обозначенных проблем, требующие незамедлительного реагирования как со стороны государства, так и со стороны управления нефтедобывающими предприятиями.

Разработаны методические рекомендации по уменьшению вредных выбросов в окружающую среду при добыче нефти, которые могут быть применены в практической деятельности при прогнозировании спроса и объемов производства нефтяных ресурсов.

Проведенное исследование подтверждает гипотезу о том, что уровень стабильной работы нефтедобывающих предприятий взаимосвязан с созданием и расширением предприятий по утилизации продуктов переработки, а также с созданием на их основе экологически чистых производств при взаимовыгодном партнерстве с иностранными компаниями и фирмами.

На данном этапе развития нефтегазового комплекса необходимо решение задач прироста объемов добычи с одновременным снижением нагрузки на окружающую среду, т.е. достижение эффекта декаплинга.

Достижение его возможно путем широкого внедрения инновационных технологий глубокой переработки нефтегазовых ресурсов, нацеленной на ресурсоэффективное использование сырья на основе комплексности, рациональности и безотходности. Реализация этих мер позволит выйти на траекторию устойчивого развития национальной экономики, что будет способствовать переходу к «зеленому» развитию не только нефтегазового комплекса, но и национальной экономики.

Современная экологическая ситуация предопределяет необходимость регулирования техногенного воздействия на окружающую среду, что невозможно

без внедрения рационального и ресурсоэффективного использования углеводородов, т.е. необходима всесторонняя экологизация всех производственных процессов нефтегазового комплекса.

В результате проведенного анализа современного состояния и развития нефтедобывающих предприятий РФ и Самарской области разработаны методические рекомендации по изменению способов вмешательства государственной системы управления в работу нефтедобывающих предприятий, формирования SWOT-анализа, в рамках которого определены возможности и угрозы развития таких предприятий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абалкин, Л.И. От экономической теории до концепции долгосрочной стратегии / Л.И. Абалкин. – Текст : непосредственный // Проблемы современной России. – Москва : Наука, 2011. – С. 39–47.
2. Аганбегян, А.Г. К устойчивому социально-экономическому росту / А.Г. Аганбегян. – Текст : непосредственный // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2021. – Т. 230, № 4. – С. 133–155.
3. Акофф, Р. Искусство решения проблем / Р. Акофф. – Москва : Мир, 1982. – 224 с. – Текст : непосредственный.
4. Алекперов, В.Ю. Вертикально интегрированные нефтяные компании России. Методология формирования и реализация / В.Ю. Алекперов. – Москва, 1996. – 291 с. – Текст : непосредственный.
5. Александрова, Е.Н. Стратегические ориентиры развития национальной инновационной системы России в условиях глобализации инновационного процесса / Е.Н. Александрова. – Текст : непосредственный // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2009. – № 5. – С. 63–70.
6. Александрова, Е.Н. Формирование системы государственной безопасности российской инновационной системы: перспективы использования мирового опыта / Е.Н. Александрова. – Текст : непосредственный // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2009. – № 17. – С. 15–19.
7. Аналитический журнал «PETROLEUM». – 2003. – № 6. – URL: <http://old.petroleumjournal.kz/russian/arhiv.html> (дата обращения: 20.10.2019). – Текст : электронный.
8. Антюшина, Н. Норвежская модель управления ресурсами / Н. Антюшина. – Текст : непосредственный // Экономист. – 2005. – № 11. – С. 63–74.
9. АО «Самаранефтепродукт». – Текст : электронный // Rusprofile : официальный сайт. – URL: <https://www.rusprofile.ru/id/276306> (дата обращения: 23.02.2021).

10. АО «Санеко». – Текст : электронный // Rusprofile : официальный сайт. – URL: <https://www.rusprofile.ru/id/406173> (дата обращения: 20.02.2021).

11. Арбатов, А.А. Нефтегазовые проекты в России. Аргументы инвестора / А.А. Арбатов, А.В. Мухин. – Текст : непосредственный // ТЭК. – 2004. – № 2. – С. 90–94.

12. Арбатов, А.А. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса / А.А. Арбатов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. – Спецвып. 1 (39). – 60 с.

13. Арбатов, А.А. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России / А.А. Арбатов, Э.В. Грушевенко, А.М. Мастепанов. – Текст : непосредственный // ТЭК. – 2000. – № 1. – С. 24–27.

14. Бабак, С.В. Стратегическое управление нефтяной компанией / С.В. Бабак, Ю.П. Белов, Ю.Н. Макаркин. – Москва : Геоинформмарк, 2004. – 324 с. – Текст : непосредственный.

15. Баев, Л.А. Системный подход к определению инновации / Л.А. Баев. – Текст : непосредственный // Современные технологии в социально-экономических системах / Л.А. Баев, В.Э. Шугуров. – Челябинск : Изд-во ЧГТУ, 1995. – 218 с.

16. Басарыгин, Ю.М. Пути решения главнейших проблем нефтегазового комплекса / Ю.М. Басарыгин. – Москва : ООО «Просвещение-Юг», 2007. – 757 с. – Текст : непосредственный.

17. Басарыгин, Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с. – Текст : непосредственный.

18. Бездудный, Ф.Ф. Сущность понятия «инновации» и его классификация / Ф.Ф. Бездудный, Г.А. Смирнова, О. Нечаева. – Текст : непосредственный // Инновации. – 1998. – № 2-3. – С. 98–99.

19. Безруких, П.П. Справочник ресурсов возобновляемых источников энергии России и местных видов топлива. Показатели по территориям / П.П. Безруких. – Москва : Энергия, Институт энергетической стратегии, 2007. –

272 с. – Текст : электронный // IPR SMART : [сайт]. – URL: <https://www.iprbookshop.ru/3686.html> (дата обращения: 02.04.2022).

20. Бессонова, Т.Н. Альтернативные варианты решения экологических проблем / Т.Н. Бессонова. – Текст : непосредственный // Вестник Югорского государственного университета. – 2006. – Вып. 5.– С. 12–16.

21. Бобылев, С.Н. Экономика природопользования : учебник / С.Н. Бобылев, А.Ш. Ходжаев. – Москва : Инфра-М, 2004. – 501 с. – Текст : непосредственный.

22. Бурлака, Г.Г. Нефть и газ в современной экономике / Г.Г. Бурлака, Г.С. Поп. – Киев : Институт биоорганической химии и нефтехимии, 2004. – 292 с. – Текст : непосредственный.

23. Бушуев, В. Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции / В. Бушуев. – Москва : ИАЦ «Энергия», 2008. – 223 с. – Текст : непосредственный.

24. Виханский, О.С. Менеджмент : учебник / О.С. Виханский, А.И. Наумов. – 3-е изд. – Москва : Экономистъ, 2003. – 528 с. – Текст : непосредственный.

25. Воздействие инновационного фактора на инвестиционную привлекательность отраслей и предприятий промышленности. – Текст : непосредственный // Проблемы прогнозирования. – 2005. – № 4. – С. 52–66.

26. Волчкова, Н. Причины сырьевой зависимости российской экономики: «голландская болезнь» или недостаточно развитые институты / Н. Волчкова. – Текст : непосредственный // Trade Policy and WTO. – Москва, 2005. – С. 38.

27. Газпром нефть : официальный сайт. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru> (дата обращения: 21.01.2021). – Текст : электронный.

28. Ганс, А.Б. Создание национальной нефтяной компании как одно из направлений управления сырьевыми ресурсами / А.Б. Ганс, В.Н. Федосеев. – Текст : непосредственный // Менеджмент в России и за рубежом. – 2006. – № 4. – С. 102–110.

29. Глухова, М. Методические подходы к оценке экологической эффективности деятельности предприятий / М. Глухова. – URL: <http://www.cfin.ru/press/practical/2005-09/06.shtml> (дата обращения: 30.06.2020). – Текст : электронный.

30. Голубева, А.М. Холдинг – образование и управление / А.М. Голубева. – Текст : непосредственный // Инвестиционный эксперт. – 2003. – № 4. – С. 3–7.
31. Гохберг, М.Я. Уральский федеральный округ / М.Я. Гохберг. – Текст : непосредственный // Экономист. – 2004. – № 2. – С. 55–70.
32. Джоскоу, П. Специфичность активов и структура вертикальных отношений: эмпирические свидетельства / П. Джоскоу. – Текст : непосредственный // Природа фирмы / под редакцией О.И. Уильямсона и С.Дж. Уинтера. – Москва : Дело, 2001. – С. 175–205.
33. Драчева, Е.Л. Проблемы определения и классификации интегрированных корпоративных структур / Е.Л. Драчева, А.М. Либман. – Текст : непосредственный // Менеджмент в России и за рубежом. – 2004. – № 4. – С. 7–10.
34. Дынкин, А.А. Мировая экономика: прогноз до 2020 года / А.А. Дынкин. – Москва : Магистр, 2008. – С. 303–320. – Текст : непосредственный.
35. Емельянов, В. Нефтегаз: либо кризис, либо инновации / В. Емельянов. – Текст : электронный // Нефть России : официальный сайт. – URL: www.oilgas.ru (дата обращения: 12.03.2020).
36. Жукова, Н. Изобилие природных ресурсов и экономический рост: роль институтов / Н. Жукова. – Текст : непосредственный // NES Master Thesis. – Moscow : NES, 2006. – 145 p.
37. Завлин, П.Н. Оценка эффективности инноваций / П.Н. Завлин, А.В. Васильев. – Санкт-Петербург : Бизнес-пресса, 1998. – 216 с. – Текст : непосредственный.
38. Зуденко, В.В. О разработке методики экспресс-анализа эффективности формирования вертикально интегрированных финансово-промышленных структур / В.В. Зуденко, М.А. Денисенко. – Текст : непосредственный // Менеджмент в России и за рубежом. – 2005. – № 3. – С. 5–9.
39. Ивантер, В.В. Актуальные проблемы развития России / В.В. Ивантер. – Текст : непосредственный // Проблемы прогнозирования. – 2006. – № 3. – С. 3–10.
40. Ильенкова, С.Д. Управление инновационным проектом : учебно-методический комплекс / С.Д. Ильенкова, С.Ю. Ягудин, В.В. Гужов ; под

редакцией С.Ю. Ягудина. – Москва : Евразийский открытый институт, 2009. – 181 с. – Текст : непосредственный.

41. Инновации : учебное пособие / А.В. Барышева, К.В. Балдин, С.Н. Галдицкая, М.М. Ищенко. – Москва : Дашков и К°, 2007. – 382 с. – Текст : непосредственный.

42. Инновации в энергосбережении: Энергетические комплексы для утилизации попутного нефтяного газа. – Текст : электронный // ENCE GmbH : официальный сайт. – URL: http://www.energy-units.ru/APG_utilization.php (дата обращения: 30.06.2020).

43. Интерфакс : официальный сайт. – URL: <https://www.interfax.ru/business/798529> (дата обращения: 10.11.2021). – Текст : электронный.

44. Информационный менеджмент : учебное пособие для вузов / Н.И. Архипова, В.В. Кульба, С.А. Косяченко, А.Б. Шелков. – Москва : Экономика, 2013. – 749 с. – Текст : непосредственный.

45. Карташов, Г. Экономический рост и качество институтов ресурсоориентированных стран / Г. Карташов. – Текст : непосредственный // NES Master Thesis. – Moscow : NES, 2006. – 120 p.

46. Комплексная оценка нефтеперерабатывающих заводов и заводов по переработке тяжелых нефтей и природных битумов / З.И. Сафин, А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов, Н.А. Терентьева. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 9. – С. 188–191.

47. Кондратьев, Н.Д. Большие циклы конъюнктуры и теория процветания. Избранные труды / Н.Д. Кондратьев. – Москва : Экономика, 2007. – 400 с. – Текст : непосредственный.

48. Конопляник, А.А. От монополии к конкуренции / А.А. Конопляник. – Текст : непосредственный // Нефть и капитал. – 2002. – № 3. – С. 16–19.

49. Конторович, А.Э. Прогноз развития новых центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в восточном направлении / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев. – Текст : непосредственный // Регион: экономика и социология. – 2007. – № 1. – С. 210–229.

50. Королева, С.И. Основные элементы внутренней и внешней среды интегрированных корпоративных структур в нефтяном бизнесе / С.И. Королева, А.М. Либман. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 4. – С. 3–8.

51. Королькова, Е.И. Естественная монополия: регулирование и конкуренция / Е.И. Королькова. – Текст : непосредственный // Экономический журнал высшей школы экономики. – 2001. – № 1. – С. 83–112.

52. Коуз, Р.Г. Природа фирмы / Р.Г. Коуз. – Текст : непосредственный // Природа фирмы / под редакцией О.И. Уильямсона и С.Дж. Уинтера. – Москва : Дело, 2001. – С. 33–111.

53. Кревенс, Д. Стратегический маркетинг : перевод с английского / Д. Кревенс. – Москва : Вильямс, 2003. – 752 с. – Текст : непосредственный.

54. Крюков, В. Инновационный процесс в нефтедобыче и народнохозяйственные интересы: гармонизирующий потенциал институционального подхода в госрегулировании отрасли / В. Крюков, В. Шмат. – Текст : непосредственный // Российский экономический журнал. – 2005. – № 3. – С. 33–34.

55. Крюков, В. Интегрированные корпоративные структуры в нефтегазовом секторе: пройденный путь и необходимость перемен / В. Крюков. – Текст : непосредственный // Российский экономический журнал. – 2004. – № 2. – С. 30–41.

56. Кузык, Б.Н. Высокотехнологичный комплекс в экономике России: прошлое, настоящее, будущее / Б.Н. Кузык. – Москва : Институт экономических стратегий, 2004. – 409 с. – Текст : непосредственный.

57. Кэмпбел, Д. Стратегический менеджмент / Д. Кэмпбел ; перевод с английского Н.И. Алмазовой. – Москва : Проспект, 2003. – 336 с. – Текст : непосредственный.

58. Лукойл. Нефтяная компания : официальный сайт. – URL: <http://www.lukoil.ru> (дата обращения: 15.06.2020). – Текст : электронный.

59. Лукьянченков, Н.Н. Экономико-организационный механизм перехода России на инновационный путь развития / Н.Н. Лукьянченков. – Текст :

непосредственный // Использование и охрана природных ресурсов в России. – 2008. – № 4. – С. 5–6.

60. Малыхин, Ю.В. Товарная политика диверсифицированных производств / Ю.В. Малыхин. – Текст : непосредственный // Регион: экономика и социология. – 2008. – № 4. – С. 300–307.

61. Матвеевко, В.Д. Ресурсозависимость и экономическое развитие: пример России / В.Д. Матвеевко. – Текст : непосредственный // Реформирование общественного сектора : материалы VII Международной конференции. – Санкт-Петербург, 2005. – С. 55–67.

62. Мескон, М. Основы менеджмента : перевод с английского / М. Мескон, М. Альберт, Ф. Хедоури. – Москва : Дело, 1997. – 492 с. – Текст : непосредственный.

63. Методические рекомендации по реализации кластерной политики в северных субъектах Российской Федерации / Комитет Совета Федерации. – Москва, 2008. – С. 60–61. – Текст : непосредственный.

64. Мировой рынок нефти. – URL: <http://energo.jofo.ru/453064.html> (дата обращения: 29.06.2020). – Текст : электронный.

65. Модернизация экономики на основе технологических инноваций / А.Н. Асаул, Б.М. Капаров, В.Б. Перевязкин, М.К. Старовойтов. – Санкт-Петербург : Институт проблем экономического возрождения, 2008. – 415 с. – Текст : непосредственный.

66. Муравьев, А.И. Общая теория инновационных технологий / А.И. Муравьев. – Санкт-Петербург : ИВЭСЭП : Знание, 2002. – 84 с. – Текст : непосредственный.

67. Мясков, А.В. Использование особо охраняемых природных территорий для мониторинга негативного воздействия промышленных предприятий на естественные экосистемы / А.В. Мясков, В.С. Зайцев, В.С. Шмелев. – Текст : непосредственный // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2019. – № S10. – С. 3–19.

68. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. – Текст : электронный // Группа компаний «Петрос» : официальный сайт. – URL: <http://petros.ru/worldmarketoil> (дата обращения: 29.10.2021).

69. Образцов, П. Сенсационное изобретение американских ученых, которое перевернет мировую экономику / П. Образцов, П. Арабов. – Текст : электронный // Наука. Известия : официальный сайт. – URL: www.nauka.izvestia.ru (дата обращения: 26.04.2021).

70. Осипов, В.С. Анализ финансово-хозяйственной деятельности : учебное пособие / В.С. Осипов. – Москва : ИПКгосслужбы, 180 с. – Текст : непосредственный.

71. Пожарицкий, К.Л. Критерии экономической эффективности геологоразведочных работ и их роль в хозрасчете / К.Л. Пожарицкий. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1968. – № 10. – С. 3–13.

72. Попов, С.А. Стратегический менеджмент: актуальный курс : учебник для бакалавриата и магистратуры / С.А. Попов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Юрайт, 2019. – 481 с. – Текст : непосредственный.

73. Портер, М. Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов : перевод с английского / М. Портер. – 3-е изд. – Москва : Альпари Бизнес Букс, 2007. – 453 с. – Текст : непосредственный.

74. Приданов, В.С. Приоритеты инновационной стратегии России в условиях экономического роста : монография / В.С. Приданов. – Москва : Научная книга, 2005. – Текст : непосредственный.

75. Производственно-инжиниринговая компания ENCE GmbH (ЭНЦЕ ГмбХ). – URL: <http://www.energy-units.ru/contacts.php> (дата обращения: 17.06.2020). – Текст : электронный.

76. Райзберг, Б.А. Основы экономики : учебное пособие / Б.А. Райзберг. – Москва : Инфра-М, 2003. – 416 с. м.

77. Региональное развитие: опыт России и Европейского Союза / под редакцией А.Г. Гранберга. – Москва : Экономика, 2000. – 439 с. – Текст : непосредственный.

78. Риски в современном бизнесе / П.Г. Грабовый, С.Н. Петрова, С.И. Полтавцев [и др.]. – Текст : электронный // Экономика и управление на предприятиях: научно-образовательный портал : официальный сайт. – URL: <http://eur.ru> (дата обращения: 04.06.2021).

79. Рыночные методы управления окружающей средой : учебное пособие / А.А. Голуб, Д. Дудек, Г.В. Сафонов, Е.Б. Струкова. – Москва : ВШЭ, 2002. – 288 с. – Текст : непосредственный.

80. Самарина, В.П. Комплексная оценка устойчивого развития горно-металлургических холдингов: проблемы и механизмы их разрешения / В.П. Самарина. – Текст : непосредственный // Уголь. – 2021. – № 7 (1144). – С. 20–24.

81. Симмонс, М.Р. Закат арабской нефти и будущее мировой экономики / М.Р. Симмонс. – Москва : Поколение, 2007. – 496 с. – Текст : непосредственный.

82. Ситуационный анализ обеспечения инновационного развития экономики РФ / В.В. Филатов, Н.В. Куликова, И.М. Рукина, П.Ю. Конотопов. – Текст : непосредственный // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Экономика и экологический менеджмент». – 2014. – № 2. – С. 23–37.

83. Сураева, М.О. Значение экономической безопасности в инновационном развитии региона / М.О. Сураева, Е.С. Попова. – Текст : непосредственный // Экономические науки. – 2021. – № 196. – С. 191–195.

84. Сураева, М.О. Инновации в современном дизайне бизнеса отраслевой экономики: тренды и актуальные направления / М.О. Сураева. – Текст : непосредственный // Российские регионы как центры развития в современном социокультурном пространстве : сборник научных статей 7-й Всероссийской научно-практической конференции. – Курск, 2021. – С. 357–360.

85. Сулова, Е. Человеческий капитал, промышленный рост и ресурсное проклятие / Е. Сулова, Н. Волчкова. – Москва : Издательский дом ГУ ВШЭ, 2007. – 28 с. – Текст : непосредственный.

86. Тетельмин, Б.В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе / Б.В. Тетельмин, В.А. Язев. – Долгопрудный : Интеллект, 2009. – 352 с. – Текст : непосредственный.

87. Толстых, Т.О. Методика оценки уровня зрелости экономической безопасности предприятий в промышленных экосистемах / Т.О. Толстых, Н.В. Шмелева, А.М. Агаева. – Текст : непосредственный // Регион: системы, экономика, управление. – 2020. – № 4 (51). – С. 126–143.

88. Томпсон, А.А. Стратегический менеджмент. Искусство разработки и реализации стратегии : учебник для вузов : перевод с английского / А.А. Томпсон, А.Дж. Стрикленд ; под редакцией Л.Г. Зайцева, М.И. Соколовой. – Москва : Банки и биржи : ЮНИТИ, 1998. – 576 с. – Текст : непосредственный.

89. Туманян, Б.П. Об оценке эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий / Б.П. Туманян. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 2009. – № 3 (553). – С. 4–6.

90. Фадеев, А.М. Малый и средний бизнес в арктических нефтегазовых проектах / А.М. Фадеев. – Текст : непосредственный // Нефть и капитал. – 2020. – № 7. – С. 7–10.

91. Фатхутдинов, Р.А. Управленческие решения : учебник / Р.А. Фатхутдинов. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва : Инфра-М, 2003. – 314 с. – Текст : непосредственный.

92. Фишер, С. Экономика / С. Фишер, Р. Дорнбуш, Р. Шмалензи. – Москва : Дело, 1997. – С. 153–160. – Текст : непосредственный.

93. Фоломьев, А.Н. Менеджмент инноваций. Теория и практика / А.Н. Фоломьев, Э.А. Гейгер. – Москва : Прогресс, 1997. – Текст : непосредственный.

94. Халимов, Э. А что завтра? Почему в России снижаются извлекаемые разведанные запасы нефти и не растет нефтеотдача пластов / Э. Халимов. – Текст : непосредственный // Нефть и капитал. – 2003. – № 9. – С. 36–39.

95. Цветков, А.Н. Менеджмент / А.Н. Цветков. – Санкт-Петербург : Питер, 2009. – 173 с. – Текст : непосредственный.

96. Циренщиков, В.С. Инновационное обновление экономики Евросоюза / В.С. Циренщиков. – URL: <http://sg-sofia.com.ua/innovazionnoe-obnovlenie-ekonomiki-eu> (дата обращения: 23.04.2021). – Текст : электронный.

97. Череповицын, А.Е. Современная парадигма управления нефтегазовым комплексом как доминанта устойчивого развития углеводородной энергетики / А.Е. Череповицын. – Текст : непосредственный // Проблемы современной экономики. – 2007. – № 4 (24). – С. 35.

98. Чистяков, Е. Природные ресурсы, коррупция и обрабатывающая промышленность в малой открытой экономике / Е. Чистяков. – Текст : непосредственный // NES Master Thesis. – Moscow : NES, 2006. – 122 p.

99. Шарифов, В. Анализ нефтеперерабатывающей отрасли России / В. Шарифов. – Текст : непосредственный // Нефть России. – 2004. – № 8. – С. 13.

100. Шевчук, Л.М. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев. – Текст : непосредственный // Известия Академии наук. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.

101. Шумпетер, И. Теория экономического развития / И. Шумпетер. – Москва : Прогресс, 1995. – 540 с. – Текст : непосредственный.

102. Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики / В.А. Крюков, А.Е. Севастьянова, А.Н. Токарев, В.В. Шмат. – Новосибирск : ИЭиОПП СО РАН, 2002. – 146 с. – Текст : непосредственный.

103. Экономидес, М. Цвет нефти. Крупнейший мировой бизнес: история, деньги и политика : перевод с английского / М. Экономидес, Р. Олини. – Москва : Ол-Бис, 2004. – 256 с. – Текст : непосредственный.

104. Экономический словарь. – Текст : электронный // Академик : официальный сайт. – URL: <https://academic.ru> (дата обращения: 09.10.2019).

105. Эндрес, А. Экономика природных ресурсов / А. Эндрес, И.Э. Квернер. – 2-е изд. – Санкт-Петербург : Питер, 2004. – 256 с. – Текст : непосредственный.

106. Эффект природоохранных программ. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – № 14. – С. 11.

107. Янсен, Ф. Эпоха инноваций : перевод с английского / Ф. Янсен. – Москва : Инфра-М, 2002. – 308 с. – Текст : непосредственный.

108. Abidin, M.Z. Competitive Industrialization with Natural Resource Abundance: Malaysia. – Текст : непосредственный / M.Z. Abidin // Resource Abundance and Economic Development. – Oxford : Oxford University Press, 2001. – P. 147–164.

109. Ahrend, R. How to Sustain Growth in a Resource Based Economy? The Main Concepts and Their Application to the Russian Case / R. Ahrend. – Текст : непосредственный // OECD Economics Department Working Papers 478. – Paris, 2006. – 40 p.

110. Alesina, A. Fractionalization / A. Alesina. – Текст : непосредственный // Journal of Economic Growth. – 2008. – Vol. 8. – P. 155–194.

111. Auty, R.M. Natural Resources, Capital Accumulation, Structural Change, and Welfare / R.M. Auty, S. Kiiski. – Текст : непосредственный // Resource Abundance and Economic Development. – Oxford : Oxford University Press, 2001. – P. 19–35.

112. Auty, R.M. Resource Abundance and Economic Development / R.M. Auty. – Oxford : Oxford University Press, 2001. – 220 p. – Текст : непосредственный.

113. Auty, R.M. The Political Economy of Resource-Driven Growth / R.M. Auty. – Текст : непосредственный // European Economic Review. – 2001. – Vol. 45. – P. 839–846.

114. Backus, D.K. Oil prices and terms of trade / D.K. Backus, M.J. Crucini. – Текст : непосредственный // Journal of International Economics. – 2000. – Vol. 50. – P. 185–213.

115. Baxter, M. What Causes Fluctuations in the Terms of Trade? / M. Baxter, M.A. Kouparitsas. – Текст : непосредственный // NBER Working Papers 7462. – Cambridge, 2000. – 122 p.

116. Boyce, J.R. A Hotelling Explanation for the Curse of Natural Resources / J.R. Boyce, J.C.H. Emery. – Текст : непосредственный // Department of Economics Discussion Papers 6. – Calgary, 2005. – 47 p.

117. Brunnschweiler, C.N. Cursing the Blessings? Natural Resource Abundance, Institutions, and Economic Growth / C.N. Brunnschweiler. – Текст : непосредственный // ETH Economics Working Papers 51. – Zurich, 2006. – 35 p.

118. Bulte, E.H. Resource Abundance, Poverty, and Development / E.H. Bulte, R. Damania, R. Deacon. – Текст : непосредственный // Department of Economics Working Papers 21/04. – Santa-Barbara, 2003. – 55 p.

119. Chen, S.S. Oil prices and real exchange rates / S.S. Chen, H.C. Chen. – Текст : непосредственный // *Energy Economics*. – 2007. – Vol. 29. – P. 390–404.

120. Coricelli, F. Real Exchange Rate Dynamics in Transition Economies / F. Coricelli, B. Jazbec. – Текст : непосредственный // *CEPR Discussion Papers Series* 2869. – London, 2001. – 50 p.

121. De Broeck, M. Interpreting Real Exchange Rate Movements in Transition Countries / M. De Broeck, T. Slok. – Текст : непосредственный // *IMF Working Papers* 56. – Washington, 2001. – 44 p.

122. Dibooglu, S. Sources of Real and Nominal Exchange Rate Fluctuations in Transition Economies: The Case of Poland and Hungary / S. Dibooglu, A. Kutan. – Текст : непосредственный // *Journal of Comparative Economics*. – 2001. – Vol. 29. – P. 257–275.

123. Doppelhofer, G. Determinants of Long-Term Growth: A Bayesian Averaging of Classical Estimates (BACE) Approach / G. Doppelhofer, X. Sala-i-Martin, R.I. Miller. – Текст : непосредственный // *NBER Working Papers* 7750. – Cambridge, 2006. – 74 p.

124. Egert, B. Investigating the Balassa-Samuelson Hypothesis in the Transition: Do we Understand What we See? A panel study / B. Egert. – Текст : непосредственный // *The Economics of Transition*. – 2002. – Vol. 10. – P. 279–309.

125. EIA. Forecasts and Analyses. – Текст : электронный // *Annual Energy Outlook Retrospective Review: Evaluation of Projections in Past Editions (1982–2006)*. – 2007. – URL: www.eia.doe.gov (дата обращения: 15.05.2020).

126. Fernandez, C. Model uncertainty in cross-country growth regressions / C. Fernandez, E. Ley, M.F.J. Steel. – Текст : непосредственный // *Journal of Applied Econometrics*. – 2004. – Vol. 16. – P. 563–576.

127. Findlay, R. Natural Resources and Economic Development: The 1870-1914 Experience / R. Findlay, M. Lundahl. – Текст : непосредственный // *Resource Abundance and Economic Development*. – Oxford : Oxford University Press, 2001. – P. 95–112.

128. Gilson, R.J. Engineering a Venture Capital Market: Lessons from the American Experience / R.J. Gilson. – Текст : непосредственный // *Stanford Law Review*. – April 2003. – Vol. 55. – P. 18–21.

129. Gylfason, T. Natural Resources and Economic Growth: From Dependence to Diversification / T. Gylfason. – Текст : непосредственный // CEPR Discussion Papers 4804. – London, 2004. – 56 p.

130. Gylfason, T. Natural Resources, Education, and Economic Development / T. Gylfason. – Текст : непосредственный // European Economic Review. – 2001. – Vol. 45. – P. 847–859.

131. Habib, M.M. Are there oil currencies? The real exchange rate of oil exporting countries / M.M. Habib, M.M. Kalamova. – Текст : непосредственный // European Central Bank Working Papers 839. – Frankfurt am Main, 2007. – 41 p.

132. Higgins, J.M. Organizational Policy and Strategic Management: Text and Cases / J.M. Higgins. – 2nd ed. – Chicago : The Dryden Press, 1983. – Текст : непосредственный.

133. Johansen, S. A Bartlett correction factor for tests on the cointegrating relations / S. Johansen. – Текст : непосредственный // Econometric Theory. – 2000. – Vol. 16. – P. 740–778.

134. Johansen, S. A small sample correction for the test of cointegrating rank in the vector autoregressive model / S. Johansen. – Текст : непосредственный // Econometrica. – 2002. – Vol. 70. – P. 1929–1961.

135. Kellard, N. Trends and Persistence in Primary Commodity Prices / N. Kellard, M.E. Wohar. – Текст : непосредственный // Royal Economic Society Annual Conference. – Warwick : RES, 2003. – P. 118–141.

136. Klenow, P.J. Externalities and Growth / P.J. Klenow, A. Rodriguez-Clare. – Текст : непосредственный // NBER Working Papers 11009. – Cambridge, 2004. – 87 p.

137. Koranchelian, T. The Equilibrium Real Exchange Rate in a Commodity Exporting Country: Algeria's Experience / T. Koranchelian. – Текст : непосредственный // IMF Working Papers 135. – Washington, 2005. – 57 p.

138. Korhonen, I. Equilibrium exchange rates in oil dependent countries. – Текст : непосредственный / I. Korhonen, T. Juurikkala // BOFIT Discussion Papers 8. – Helsinki, 2007. – 68 p.

139. Lorange, P. *Corporate Planning an Executive Viewpoint* / P. Lorange. – New Jersey : Prentice-Hall, 1980. – Текст : непосредственный.

140. Mayo, E. *The human problems of an industrial civilization* / E. Mayo. – 2nd ed. – Boston : Harvard business school, 1946. – Текст : непосредственный.

141. Megginson, W.L. *Towards a global model of venture capital?* / W.L. Megginson. – Текст : непосредственный // *Journal of Applied Corporate Finance*. – October 2002. – P. 25–27.

142. Mehlum, H. *Institutions and the Resource Curse* / H. Mehlum, K.O. Moene, R. Torvik. – Текст : непосредственный // *Economic Journal*. – 2005. – Vol. 116, № 508. – P. 1–20.

143. Neftegaz.ru : официальный сайт. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru> (дата обращения: 30.04.2020). – Текст : электронный.

144. Paldam, M. *An Essay on Social Capital: Looking at a Fire Behind the Smoke* / M. Paldam, G.T. Svendsen. – Текст : непосредственный // *European Journal of Political Economy*. – 2000. – Vol. 16. – P. 339–366.

145. Pearce, J.A. *Strategic Management* / J.A. Pearce, R.B. Robinson Jr. – 2nd ed. – Homewood, Ill, Richard D. – Irwin, 1985. – Текст : непосредственный.

146. Rautava, J. *The Role of Oil Prices and the Real Exchange Rate in Russia's Economy* / J. Rautava. – Текст : непосредственный // *BOFIT Discussion Papers* 3. – Helsinki, 2002. – 73 p.

147. Robinson, J.A. *Political Foundations of the Resource Curse* / J.A. Robinson, R. Torvik, T. Verdier. – Текст : непосредственный // *Journal of Development Economics*. – 2006. – Vol. 79. – P. 447–468.

148. Sala-i-Martin, X. *Addressing the Natural Resource Curse: An Illustration from Nigeria* / X. Sala-i-Martin, A. Subramanian. – Текст : непосредственный // *IMF Working Papers* 03/139. – Washington, 2003. – 45 p.

149. Schendel, D.E. *Business Policy or Strategic Management: A Broader View for an Emerging Discipline* / D.E. Schendel, K.J. Hatter. *Academy of Management Proceeding*. – August, 1972. – Текст : непосредственный.

150. Sirotin, V. Measuring the information development and its differentiation in modern Russia / V. Sirotin, M. Arkhipova. – Текст: непосредственный // Proceedings of the 14th European Conference on Innovation and Entrepreneurship ECIE 2019. Part 2. Reading: Academic Conferences and Publishing International Limited, 2019. – P. 967–973.

151. Spatafora, N. The Equilibrium Real Exchange Rate in a Commodity Exporting Country: The Case of Russia / N. Spatafora, E. Stavrev. – Текст: непосредственный // IMF Working Papers 93. – Washington, 2003. – 45 p.

152. Statistical Review of World Energy. – London : BPAмосо, 2010. – P. 11. – Текст: непосредственный.

153. Stijns, J.P. Natural Resource Abundance and Economic Growth Revisited / J.P. Stijns // EconWPA 0103001. – Berkeley, 2005. – 40 p. – Текст: непосредственный.

154. SWOT-анализ экологической деятельности предприятия. – URL: <http://ecomen.narod.ru/index/0-36> (дата обращения: 28.07.2016). – Текст: электронный.

155. Torvik, R. Learning by doing and the Dutch disease / R. Torvik. – Текст: непосредственный // European Economic Review. – 2005. – Vol. 45. – P. 285–306.

156. Torvik, R. Optimal Dutch disease / R. Torvik, R. Matsen. – Текст: непосредственный // Journal of Development Economics. – 2006. – Vol. 78. – P. 494–515.

157. Zalduendo, J. Determinants of Venezuela's Equilibrium Real exchange Rate / J. Zalduendo. – Текст: непосредственный // IMF Working Papers 74. – Washington, 2006. – 68 p.