

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение экономической эффективности добычи нефти на Вахском месторождении Томской области

УДК 622.276.003.13(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ51	Забродько Павел Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	Кандидат географических наук, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Татьяна Викторовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин Степан Владимирович	Кандидат технических наук		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент (магистр)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
Р₂	Способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
Р₃	Способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
 Направление 38.04.02. Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
 Директор Школы
 инженерного
 предпринимательства

 С.В Хачин
 «__» января 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломной работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2-ЭМ51	Забродько Павел Владимирович

Тема работы:

Повышение экономической эффективности добычи нефти на Вахском месторождении Томской области

Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.04.2016 №2438/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.12.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе	Объект исследования: система организации работ по увеличению нефтеотдачи ОАО «Томскнефть» Направление деятельности: методы увеличения нефтеотдачи, геолого-технические мероприятия
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Цель исследования: дать оценку организации работ по увеличению нефтеотдачи в условиях падающей добычи. Разработка программы КСО для предприятия (раздел «Социальная ответственность») Подведение основных итогов, полученных при решении основных задач исследования.
Перечень графического материала	Рисунок 1 – Классификация геолого-технических мероприятий

	<p>Рисунок 2 – Системная последовательность принятия решений</p> <p>Рисунок 3 – Системная последовательность планирования ГТМ</p> <p>Рисунок 4 – Декомпозиция этапа выявления скважины с недоиспользованным потенциалом</p> <p>Рисунок 5 – Метод извлечения углеводородов</p> <p>Рисунок 6 – Факторы, определяющие потребность в МУН</p> <p>Рисунок 7 - Структура методов увеличения нефтеотдачи в мире</p> <p>Рисунок 8 - Критерии, определяющие метод повышения нефтеотдачи</p> <p>Рисунок 9 - Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений в России</p> <p>Рисунок 10 - Запасы России по международной и Российской классификации</p> <p>Рисунок 11 - Прогноз добычи нефти от применения МУН – место России среди других стран</p> <p>Рисунок 12 - Обзорная карта района работ</p> <p>Рисунок 13 - Структура добывающего фонда скважин Вахского месторождения</p> <p>Рисунок 14 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Вахского месторождения по обводненности</p> <p>Рисунок 15 - Проектный фонд скважин Вахского месторождения</p> <p>Рисунок 16 – ГТМ и МУН проведенные на Вахском месторождении за период 2014-2016 гг.</p> <p>Рисунок 17 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении за период 2014-2016 гг.</p> <p>Рисунок 18 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении на одну скважино-операцию</p> <p>Рисунок 19 – Распределение добычи нефти (%) и объемов работ по ЗБС</p> <p>Рисунок 20 – Коэффициент эффективности ствола ЗБС с горизонтальным окончанием</p> <p>Рисунок 21 – Зависимость коэффициента продуктивности от эффективной длины ствола ЗБС с горизонтальным окончанием</p> <p>Рисунок 22– Динамика изменения технологических показателей до и после ГРП</p>
--	--

	Таблица 1 – Критерии, определяющие метод повышения нефтеотдачи Таблица 2 - Экономические условия расчета Таблица 3 - Нормативы эксплуатационных затрат Таблица 4 - Стоимость услуг и материалов Таблица 5 - Стоимость услуг и материалов Таблица 6 - Экономическая оценка эффективности проекта
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	Кандидат географических наук, Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ51	Забродько Павел Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту

Группа	ФИО
О-2-ЭМ51	Забродько Павлу Владимировичу

Школа	Инженерного предпринимательства	Кафедра	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место – Вахское месторождение, цех добычи и газа №3.</p> <p>Вредные факторы – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу, отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p> <p>Опасные факторы – статическое электричество, электрическая дуга и металлические искры при сварке.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – взрывы, пожары на установке.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - РД-13.020.40-КТН-003-10 Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов - ГОСТ 12.1.003-76 «Классификация шумов» - «Международный стандарт» ISO 14004 Второе издание 15.11.2004 - ГОСТ 12.1.005-76 Воздух рабочей зоны - ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p><i>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - принципы корпоративной культуры исследуемой организации; 	<p>Проанализировать внутреннюю политику предприятия, направленную на работу с персоналом на ОАО «Томскнефть», а так же рассмотреть вопросы:</p>

- системы организации труда и его безопасности; - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;	- охрана труда; - программы подготовки и повышения квалификации - медицинское страхование; - санаторно – курортное оздоровление
2. Анализ факторов внешней социальной ответственности: - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность; - ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров); - готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д.	Проанализировать внешнюю социальную политику предприятия которая направлена на работу с местным сообществом и местной властью на примере ОАО «Томскнефть», а так же рассмотреть вопросы: - охрана труда; - промышленная безопасность; - благотворительность; - спонсорство; - охрана окружающей среды.
3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности: - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов;	Официальный сайт ОАО «Томскнефть», коллективный договор ОАО «Томскнефть», программа стратегического развития ОАО «Томскнефть» в области экологии, инновации, безопасности труда и энергоэффективность.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Таблица 7 – Стейкхолдеры организации» Таблица 8 – Структура программ КСО Таблица 9 – Затраты на мероприятия КСО

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ51	Забродько Павел Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 22 рисунка, 9 таблиц.

Ключевые слова : геолого-технические мероприятия, методы увеличения нефтеотдачи, оценка, инновации, проблемы организации геолого-технических мероприятий.

Целью работы является разработка и обоснование мероприятий по повышению экономической эффективности добычи нефти на Вахском нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводились : анализ системы планирования геолого-технических мероприятий.

В результате исследования: разработаны практические рекомендации, направленные на улучшение геолого-технических мероприятий.

Экономическая эффективность/значимость работы: выполнен всесторонний анализ по работе предприятия. Полученные на основе теоретического анализа исследования, можно применять в практической деятельности компании ОАО «Томскнефть». Результаты исследования могут быть использованы специалистами ОАО «Томскнефть» при разработке и создании инновационных программ, связанных с усовершенствованием обеспечения экологической безопасности на объектах ОАО «Томскнефть».

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Экологическая безопасность – состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

Корпоративная социальная ответственность – вклад бизнеса, связанный напрямую с основной деятельностью компании и выходящий за рамки определенного законом минимума, в развитие общества в социальной, экономической и экологической сферах.

Используемые сокращения:

1. ГТМ – геолого-технические мероприятия
2. СППР – системная последовательность принятия решений
3. ЛПР – лицо принимающее решение
4. ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа
5. ОАО – открытое акционерное общество
6. АО – акционерное общество
7. НД - нормативная документация
8. НМР – нефтяное месторождение
9. ВИНК – вертикально интегрированные компании
10. МНК – международная нефтяная компания
11. КИН – коэффициент извлечения нефти

Оглавление

Реферат.....	8
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	9
Введение	11
1 Теоретические подходы к планированию геолого-технических мероприятий при разработке месторождений углеводородного сырья.....	14
1.1 Задачи субъектов планирования геолого-технических мероприятий	14
1.2 Обзор практики применения методов увеличения нефтеотдачи в мире.....	26
1.3 Актуальность и значения применения методов увеличения нефтеотдачи для нефтегазовых компаний России	31
1.4 Потенциал применения методов увеличения нефтеотдачи в России. Факторы сдерживающие внедрение методов увеличения нефтеотдачи в России	34
2 Анализ повышения эффективности добычи нефти на Вахском месторождении	38
2.1 Общие сведения о Вахском месторождении.....	38
2.2 Состояние фонда скважин Вахского месторождения	39
2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки	41
2.4 Мероприятия по поддержанию уровней добычи на скважинах	43
2.5 Анализ эффективности применяемых методов	47
2.6 Виды геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи проведенные за рассматриваемый период разработки	50
2.7 Обоснование показателей воздействия экономической эффективности	63
3 Рекомендации по планированию геолого-технических мероприятий на Вахском месторождении.....	74
4 Социальная ответственность.....	78
4.1 Социальная ответственность на примере ОАО «Томскнефть»	78
4.2 Определение структуры программ КСО	86
Заключение	90
Список публикаций магистранта	92
Список литературы	93

Введение

Вопрос энергообеспечения за счет использования альтернативных источников топлива взамен традиционных (нефть, газ, уголь) обсуждается уже не один десяток лет.

Объектом исследования является: процесс планирования геолого-технических мероприятий в ОАО «Томскнефть» ВНК.

В настоящее время большинство крупнейших в мире разрабатываемых месторождений выходят на поздние стадии производства, а их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. Пик новых открытий нефти в мире пришелся на 1970-е годы прошлого столетия, средняя продолжительность перехода нефтяного месторождения в четвертую, последнюю, фазу разработки составляет около 25 лет. Это выводит задачу поиска новых запасов и увеличения нефтеотдачи при их разработке в число приоритетных. Однако в условиях растущей степени геологической изученности процесс открытия месторождения выглядит все более предсказуемым.

Неслучайно практически все ведущие мировые, вертикально интегрированные компании (ВИНК) инвестируют значительные средства в поиск инновационных решений, касающихся уже разведанных и запущенных в разработку запасов. Общие капиталовложения международных нефтяных компаний (МНК) в развитие новых технологий за 2011 год, по нашим оценкам, составили около 5 млрд. долларов США. Следует отметить, что в настоящее время в мировой нефтедобыче базовым направлением увеличения эффективности использования начальных извлекаемых запасов за счет роста коэффициента извлечения нефти (КИН), который характеризует объем добываемой нефти из имеющейся сырьевой базы месторождения, является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Сейчас в мире насчитывается более сотни различных видов соответствующих технологий, но процесс разработки новых решений продолжает набирать обороты. При этом на смену первичным и вторичным поколениям методов увеличения нефтеотдачи пришли третичные, которые и стали основным объектом нашего исследования. К таким методам традиционно относят современные технологии по увеличению нефтеотдачи — прежде всего тепловые, газовые, химические и микробиологические — на базе инновационных решений [13].

Несмотря на высокие затраты, на стартовом этапе внедрение МУН позволяет увеличивать сырьевую базу компаний, которая является залогом их капитализации. Так, по некоторым оценкам, повышение КИН в глобальном масштабе всего на 1% позволяет увеличить традиционные запасы нефти примерно на 88 млрд. баррелей, что почти втрое выше текущего уровня годовой добычи. Россия времен существования СССР была одной из первых стран в мире, применивших МУН (достаточно вспомнить технологии поддержания пластового давления путем закачки в пласт газа, воздуха и воды, а также методом гидроразрыва пласта и солянокислотной обработки).

В последнее десятилетие объем дополнительной добычи за счет использования современных МУН в России как минимум не увеличивается. Результат от применения таких методов в общей операционной динамике остается незначительным (не более 3% от общей добычи в стране, для сравнения в США — более 10%). Одной из ключевых причин того, что новейшие МУН не находят полномасштабного применения в России, является отсутствие необходимого стимулирования со стороны государства. Однако на фоне сохраняющейся тревожной динамики в основной российской нефтегазодобывающей провинции Западной Сибири (где ежедневная добыча нефти с 2006 по 2012 год сократилась примерно на 7%) и в связи с отсутствием в нераспределенном фонде недр новых интересных лицензионных участков степень актуальности применения МУН непрерывно

растет. Без их использования достичь целей сохранения стабильных уровней добычи, сформулированных в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли России до 2020 года, будет сложно [21].

Объект исследования – организационная система мероприятий по повышению уровней добычи нефти на объектах ОАО «Томскнефть»

Предмет исследования – являются структуры и состав системы поддержки принятия решений по планированию геолого-технологических мероприятий.

Целью работы - является разработка и обоснование мероприятий по повышению экономической эффективности добычи нефти на Вахском нефтяном месторождении.

Для выполнения заданной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить теоретические подходы к планированию геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождениях углеводородного сырья;
- провести анализ применения геолого-технических мероприятий по повышению эффективности добычи нефти на Вахском месторождении;
- разработать предложения по оптимизации системы планирования мероприятий по повышению эффективности добычи нефти

Научная новизна данной работы заключается в разработке предложений по совершенствованию подходов к планированию мероприятий по обеспечению повышения нефтеотдачи на месторождениях с падающей добычей в нефтегазовом комплексе.

1 Теоретические подходы к планированию геолого-технических мероприятий при разработке месторождений углеводородного сырья

1.1 Задачи субъектов планирования геолого-технических мероприятий

Основной задачей разработки уже эксплуатируемых и разведанных месторождений является эффективное извлечение запасов для достижения максимизации продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти пласта при минимизации затрат.

Процесс разработки любого месторождения может быть представлен четырьмя этапами:

1. Ввод месторождения в эксплуатацию;
2. Стабилизация добычи нефти;
3. Стадия падающей добычи нефти;
4. Поздняя стадия разработки (наступает после извлечения 80% запасов).

Наиболее сложной задачей является стабилизация добычи нефти на месторождениях, находящихся на заключительном четвертом этапе. В этом случае задача управления разработкой заключается в обеспечении наиболее полной выработки запасов нефти при минимизации затрат на ее извлечение.

Основным инструментом стабилизации уровня добычи и повышения эффективности разработки является проведение большого объема геолого-технических мероприятий. Эффективное планирование ГТМ позволяет решить указанные задачи.

В качестве целей проведения подобных мероприятий выступают: повышение коэффициента эксплуатации нефтяных скважин (относительная длительность работы скважины), поддержание базовой

добычи нефти, интенсификация добычи нефти, повышение нефтеотдачи пласта [2]. Классификация ГТМ представлена на рисунке 1.

С точки зрения управления разработкой нефтяного месторождения, геолого-техническое мероприятие рассматривается как инвестиционный проект, соответственно, и окончательное решение о проведении мероприятия принимается в зависимости от прогнозируемых значений показателей его экономической эффективности.

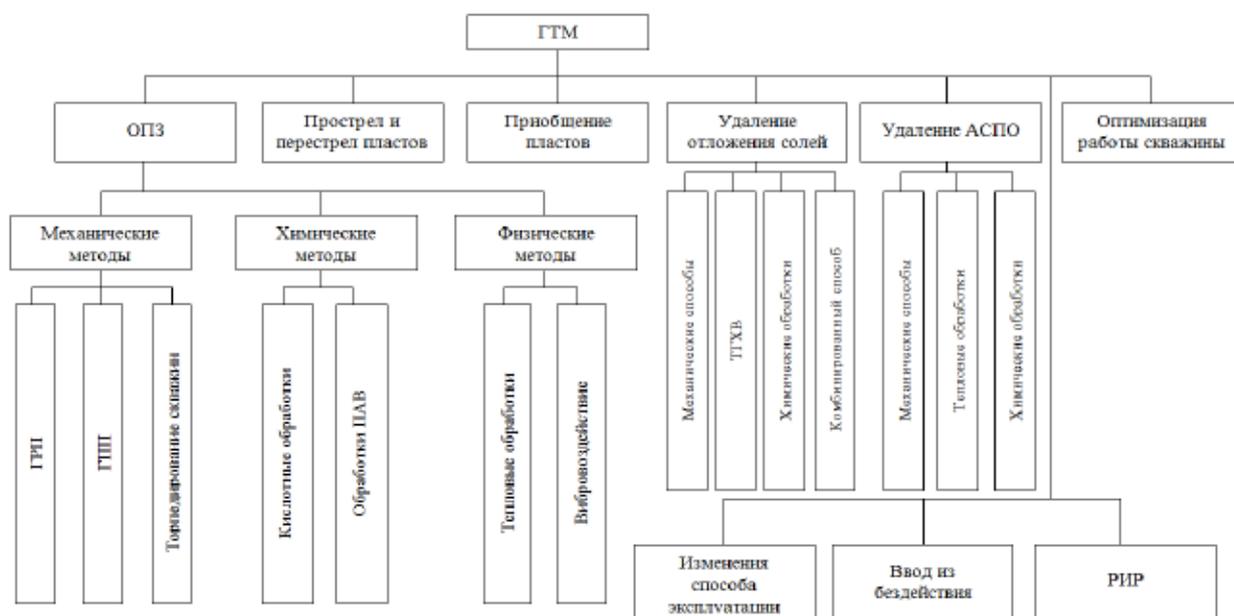


Рисунок 1 – Классификация геолого-технических мероприятий

Таким образом, задачу эффективного планирования ГТМ можно сформулировать как выбор мероприятий и последовательности их проведения для наиболее полного извлечения запасов, при условии заданного уровня экономической окупаемости и отсутствия воздействия на окружающую среду [7].

Основной проблемой при этом является низкая эффективность процесса планирования ГТМ, связанная с неудовлетворительным качеством исходных данных о состоянии разработки, несовершенством методов мониторинга и контроля, человеческим фактором.

Для решения трудно формализуемых и слабоструктурированных проблем, к которым, учитывая особенности разработки российских

нефтяных месторождений, относится задача эффективного планирования ГТМ предлагается использовать методы системного анализа.

Обобщенная последовательность принятия решений, представленная на рисунке 2, включает в себя следующие основные этапы:

1. Анализа ситуации (формулирование, определение актуальности и анализ проблемы эффективного планирования ГТМ, оценка полноты информации по проблеме, установление взаимосвязей с другими проблемами, выявление изменений и причин их возникновения).

2. Формирования целей (постановка целей, формулировка задач достижения целей, оценка их достижимости и разрешимости проблемы, формирование критериев и ограничений).

3. Определения системы критериев (формирование критериев достижения целей системой и оценки эффективности средств их достижения).

4. Выработки решений (разработка альтернатив, оценка и выбор альтернатив, согласование решений).

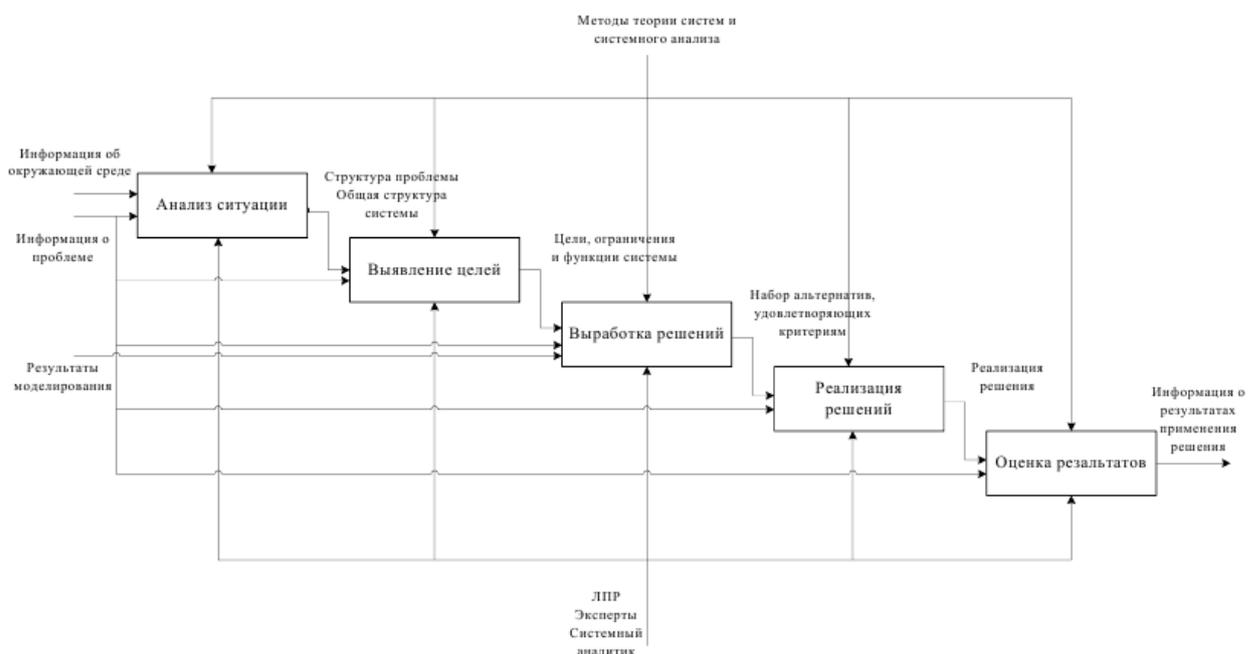


Рисунок 2 – Системная последовательность принятия решений

5. Реализации решений (утверждение решений, подготовка к внедрению, разработка сопроводительного математического и программного обеспечения, управление процессами реализации).

6. Расчета эффективности решений (оценка результатов выполнения решений, расчет эффективности проведенных ГТМ).

Системная последовательности принятия решений (рис. 2) предполагает возможность возврата на предыдущие этапы принятия решений, после окончания последнего этапа процесс возвращается к первому [19].

Для реализации системной последовательности принятия решений применяют системы поддержки принятия решений (СППР) [17,18]. СППР предназначены для поддержки работы лиц принимающих решения (ЛПР) на любом уровне организации. Структура СППР зависит от уровня и круга решаемых задач, что обеспечивает возможность интеграции различных моделей принятия решений.

Общий процесс планирования ГТМ [3, 39, 41, 42] представлен на рисунке 3.

Формирование решения о реализации ГТМ или об отказе от его проведения осуществляется на основе предварительных оценок технологической эффективности проекта мероприятия (прирост дебита нефти, прирост дебита жидкости) и его прогнозируемой экономической эффективности (величины рентабельного срока разработки и окупаемости капитальных вложений).

На этапе выявления скважины с недоиспользованным потенциалом анализируют [3]:

- Кривые восстановления давления или уровня.
- Индикаторную кривую.
- Характеристику вытеснения нефти водой.
- Информацию о взаимодействии скважин через пласт.

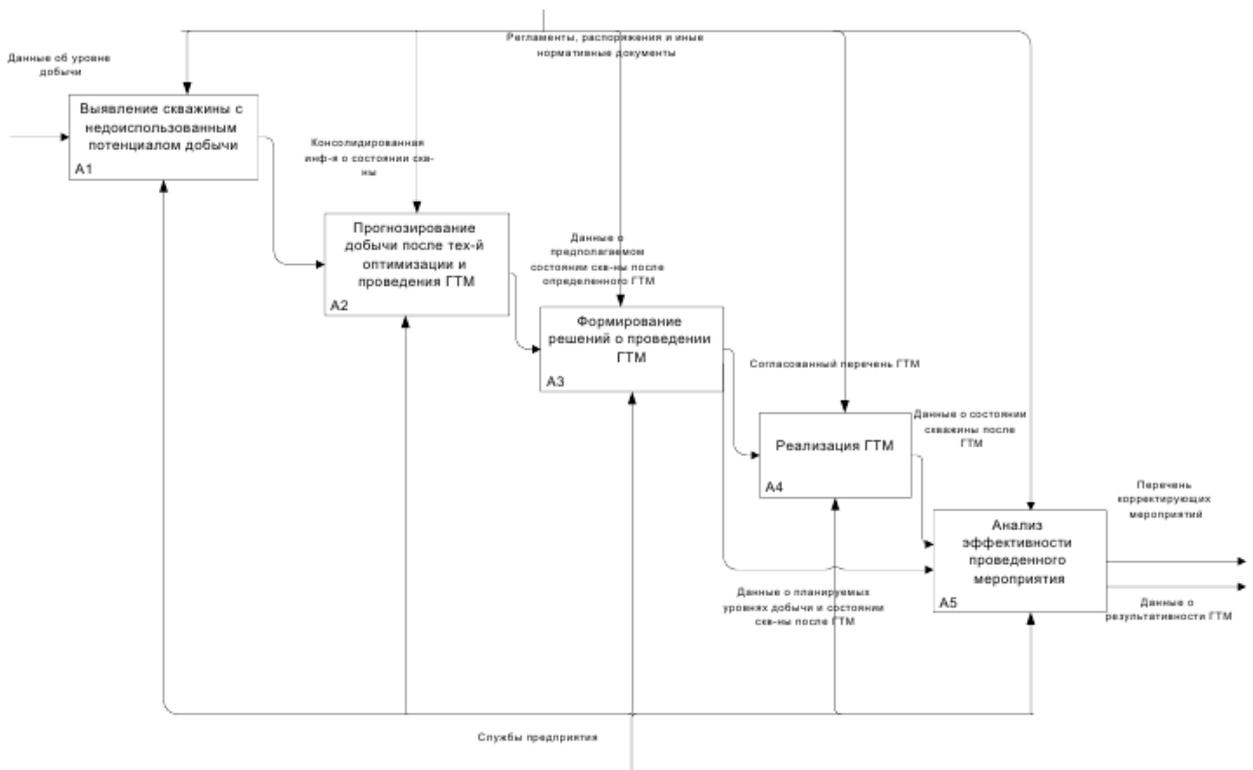


Рисунок 3 – Системная последовательность планирования ГТМ

Основной задачей этапа является консолидация информации по скважине и выявление проблемных зон. Последовательность действий этапа представлена на рис. 4.

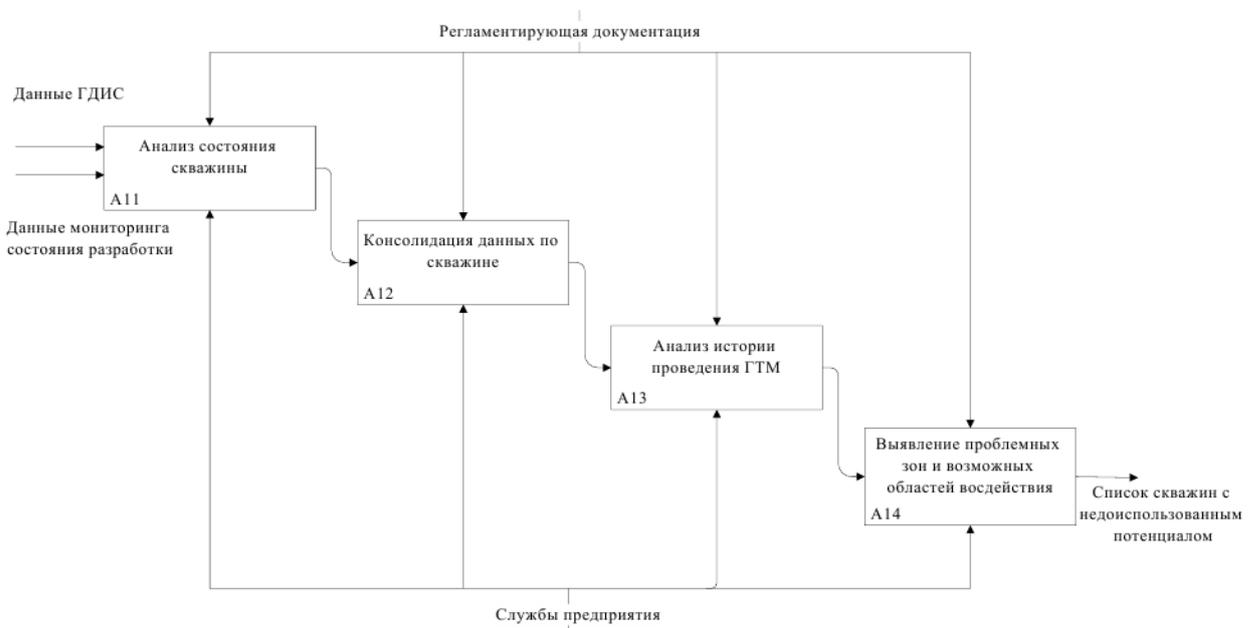


Рисунок 4 – Декомпозиция этапа выявления скважины с неиспользованным потенциалом

На этапе прогнозирования добычи после технологической оптимизации и проведения ГТМ определяют максимально возможный, при данных условиях, потенциал добычи. Для этого выполняется следующая последовательность действий:

1. Уточнение текущих параметров работы пласта (скважин).
2. Проведение специальных исследований.
3. Подбор планируемой компоновки оборудования.
4. Предварительный расчет эффекта от ГТМ.
5. Ранжирование скважин-кандидатов по эффекту от ГТМ.
6. Выделение первостепенных скважин-кандидатов, исходя из текущей ситуации по региону и учета экономической эффективности.
7. Анализ текущего состояния разработки по участкам.
8. Исключение рискованных скважин-кандидатов.
9. Корректировка прогнозного прироста по отдельным скважинам.
10. Оценка остаточных извлекаемых запасов.
11. Анализ технического состояния скважин.
12. Анализ технического состояния скважин с точки зрения проведения ГТМ.
13. Формирование мероприятий по подготовке скважин к ГТМ.
14. Оптимизация дизайна ГТМ с точки зрения максимальной экономической эффективности.
15. Окончательный подбор скважинного оборудования и определение эффекта от ГТМ.

Результатом является ранжированный по эффекту от ГТМ список скважин-кандидатов. На следующем этапе осуществляется выбор оптимального комплекса мероприятий [6].

На этапе формирования последовательности ГТМ осуществляется выбор мероприятий по увеличению охвата и добычи для выбранных ранее проблемных зон выработки, а также расчет технологической и экономической эффективности ГТМ.

На этапе реализации ГТМ осуществляется комплекс подобранных мероприятий. Важно четкое следование определенным параметрам ГТМ. На этапе анализа эффективности проведенного мероприятия производится расчет фактического эффекта от проведенных ГТМ, строятся и анализируются графики, определяются основные проблемы и пути их последующего решения.

Сущность анализа эффективности заключается в определении основных причин невыполнения поставленных задач повышения прироста добычи нефти.

Данный анализ включает:

1. Точечную оценку технологической эффективности ГТМ (сравнение фактических приростов после ГТМ с остановочными параметрами; сравнение фактических приростов после ГТМ с запланированными).

2. Интегральную оценку технологической эффективности, состоящую из анализа эффективности выполненных ГТМ одного вида по месторождению или по всем объектам добывающей компании, сравнения фактических приростов с запланированными.

Для изучения и отображения факторов, влияющих на эффективность планирования ГТМ, совместно с сотрудниками службы информационно-коммуникационных технологий ОАО «Томскнефть» ВНК проведен причинно-следственный анализ.

Выделены следующие группы факторов, влияющих на эффективность планирования:

1. Прогнозируемый эффект от ГТМ – группа факторов, отображающих прогнозные значения критериев эффективности ГТМ, в том числе:

- 1.1. Технологический эффект – группа факторов, определяющих прогнозируемый уровень технологической эффективности планируемого ГТМ, включает следующие факторы:

- 1.1.1. Величина прироста дебита жидкости.
- 1.1.2. Величина прироста дебита нефти.
- 1.1.3. Коэффициент достижения расчетного прироста жидкости.
- 1.1.4. Коэффициент достижения расчетного прироста нефти.
- 1.2. Экономический эффект – группа факторов, определяющих прогнозируемый уровень экономической эффективности планируемого ГТМ, включает следующие факторы:
 - 1.2.1. Величина DCF – прогнозируемое значение дисконтируемого потока наличности.
 - 1.2.2. Значение PP – прогнозируемое значение срока окупаемости.
 - 1.2.3. Величина Трент – прогнозируемое значение рентабельного срока разработки.
 - 1.2.4. Значение IRR – прогнозируемая величина внутренней нормы возврата капитальных вложений.
 - 1.2.5. Величина DPI – прогнозируемое значение индекса доходности капитальных вложений.
- 2. Исполнители – факторы, отображающие влияние определенных исполнителей на процесс планирования:
 - 2.1. Квалификация ЛПР – интегральная оценка профессиональных качеств исполнителя, принимающего решение о проведении мероприятия.
 - 2.2. Качество взаимодействия – наличие средств и инструментов для организации эффективного взаимодействия между различными группами исполнителей.
- 3. Качество данных – группа факторов, отображающая зависимость результата планирования от исходных и производных от них данных, в том числе:
 - 3.1. Достоверность.
 - 3.2. Качество истории разработки месторождения.
 - 3.3. Актуальность.

3.4. Уровень автоматизации расчетов – наличие программных средств автоматизации расчетов, а именно:

3.4.1. ПО отбора скважин - кандидатов.

3.4.2. ПО прогнозирования эффекта от ГТМ.

3.4.3. ПО формирования альтернатив ГТМ.

4. Контроль:

4.1. Качество средств мониторинга текущего состояния.

4.2. Уровень интеграции программных средств:

4.2.1. Единое хранилище данных – наличие и качество хранилища данных, консолидирующего информацию от различных источников данных, обеспечивающее хранение и доступ к информации, необходимой для принятия решений о проведении ГТМ.

4.2.2. Средства контроля целостности – наличие и качество программных средств, объединяющих различные программные системы в единую информационную среду.

Весовые коэффициенты факторов определены совместно с сотрудниками службы ИКТ ОАО «Томскнефть» ВНК. Факторы третьего уровня являются равнозначными относительно друг друга.

Эффективность проведения геолого-технических мероприятий оценивается, во-первых, по уровню прироста дебита нефти и продолжительности эффекта от проведенного мероприятия, во-вторых, по таким экономическим показателям, как дисконтированный поток наличности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений, дисконтированный доход и внутренняя норма возврата капитальных вложений [8].

Проблема эффективного планирования ГТМ, разработки и применения методов контроля за разработкой месторождений рассматривалась такими авторами как Бачин С.И. , Ахметзянов А.В. , Мирзаджанзаде А.Х. , Жданов С.А. , Овнатанов С.Т., Пасынков А. Г. .

Можно выделить четыре основных подхода к решению указанной проблемы.

1. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий рассматривается в диссертационных работах Тимонова А.В. и Колтуна А.А. . Отличительной особенностью подхода является планирование ГТМ не для одиночной скважины, а для их группы, с учетом потенциального влияния мероприятия на состояние месторождения в целом.

В работе Тимонова А.В. приведены критерии выявления проблемных ситуаций заводнения, методы точечной и интегральной оценки технологической эффективности ГТМ. Предложен комплексный подход к повышению эффективности эксплуатации нефтяных залежей с помощью ГТМ. Предложен алгоритм достижения максимальной технологической и экономической эффективности мероприятий с учетом технологических и геологических рисков, факторного анализа причин снижения дебита нефти базового фонда скважин, основанный на математических моделях, учитывающих физические процессы, происходящие в пласте при эксплуатации скважин [12].

Колтун А.А. рассматривает задачу выбора ГТМ, как задачу оптимизации на конечных множествах. Результатом работы является комплексная методика оценки фактической и прогнозной эффективности ГТМ для планирования выбора их оптимального множества. Под эффектом от мероприятий понимаются ожидаемые приросты дебита по нефти и по жидкости. Для прогнозирования эффекта от ГТМ используется усреднение фактических эффектов от данного вида мероприятий по истории разработки.

Решения, предложенные в рамках системного подхода, могут найти применения на этапах выявления скважины с недоиспользованным потенциалом и принятия решения о проведении ГТМ.

2. Проектирование и разработка экспертной системы. Подход к планированию ГТМ на основе многокритериального отбора,

базирующегося на анализе групп параметров и нечеткой логики рассматривается в работах Фахретдинова Р.Н., Муслимова Р.Х., Еремина Н.А., Кульчинского В.В.[29].

Шагиахметов М.Р. в своей диссертационной работе проблему принятия решений при планировании ГТМ предлагает решать методами искусственного интеллекта, путем построения экспертной системы. В рамках работы разработана нечетко-продукционная модель представления экспертных знаний для задачи выработки рекомендаций о назначении ГТМ. Предложен алгоритм многокритериального ранжирования, основанный на методе Саати.

Решения, предложенные в рамках данного подхода, могут найти применения на этапе формирования решения о проведении ГТМ.

3. Подход к принятию решения о проведении ГТМ на основе численного моделирования полученных данных. Численная модель строится на основе закона traction-separation и распределения Пуассона. Полученные результаты предлагается использовать в качестве алгоритма прогнозирования результата гидроразрыва пласта. Предлагаемый Pak, Chan D.H. математический аппарат позволяет имитировать проведение ГРП. Моделирование при этом осуществляется для единичной скважины, а не месторождения в целом.

Указанные решения могут найти применения на этапе прогнозирования добычи после технологической оптимизации и проведении ГТМ.

4. Такими авторами как Булыгин Д.В., Энгельс А.А., Досмухамбетов М.Д., Hatzebuhler H., Centner T.J., рядом других авторов и источников проблема планирования ГТМ рассматривается с позиции мониторинга данных о текущем состоянии разработки месторождения, в том числе на основе постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ).

В работе Булыгина Д.В. определены требования к оперативному учету данных геолого-технических мероприятий с помощью геологической и гидродинамической модели месторождения. Рассмотрена возможность использования моделей для анализа текущего состояния разработки, подбора объектов для планирования и оценки эффективности применения различных геолого-технических мероприятий [17].

Natzenbuhler Н., Centner Т.Ј. рассматривают и сравнивают способы мониторинга и контроля проведения гидравлического разрыва пласта, а также своевременной реакции на внештатные ситуации.

При этом не рассматривается вопрос интеграции систем мониторинга, ПДГТМ и прочих вспомогательных систем, используемых при разработке месторождений, в единое целое.

Решения, предложенные в рамках данного подхода, могут найти применения на этапах выявления скважин с недоиспользованным потенциалом и принятия решения о проведении мероприятия.

Проведенный анализ публикаций по тематике эффективного планирования ГТМ позволяет сформулировать следующие выводы:

1. Применяемые подходы к планированию ГТМ не являются комплексными, в их рамках автоматизируется решение задач отдельных этапов процесса планирования ГТМ.

2. Анализ подхода к планированию ГТМ на основе данных мониторинга состояния разработки месторождения выявил отсутствие единой технологии управления данными о состоянии разработки месторождения, включающей:

- методы непрерывного сбора, передачи и хранения геолого-технологической информации о текущем состоянии разработки месторождения;
- методы адаптации данных о текущем состоянии месторождения для планирования ГТМ и оценки эффективности их применения.

Методический подход к проектированию АСПП планирования ГТМ.

Для проектирования АСППР планирования ГТМ, обеспечивающей решение задач каждого из этапов планирования ГТМ, отвечающей требованиям субъектов процесса планирования ГТМ и реализующей функции управления при планировании, необходимо:

- определить принципы проектирования системы;
- обосновать последовательность этапов проектирования АСППР;
- сформировать структуру системы, для последующей программной реализации ее компонент.

Для решения указанной задачи проектирования планирования ГТМ предлагается разработка методического подхода, включающего системную последовательность планирования мероприятий, принципы проектирования системы, методы и приемы формирования системы [31].

1.2 Обзор практики применения методов увеличения нефтеотдачи в мире

В целях увеличения экономической эффективности разработки углеводородного сырья, сокращения прямых капиталовложений, а также создания оптимальных условий для реинвестирования капитала применяются различные способы повышения нефтеотдачи во время всего срока разработки месторождения, который разделен на три основных этапа (рисунок 5). На первом этапе для добычи нефти по возможности используется естественная энергия месторождения (пластовое давление), в том числе упругая энергия, энергия растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, а также потенциальная энергия гравитационных сил.

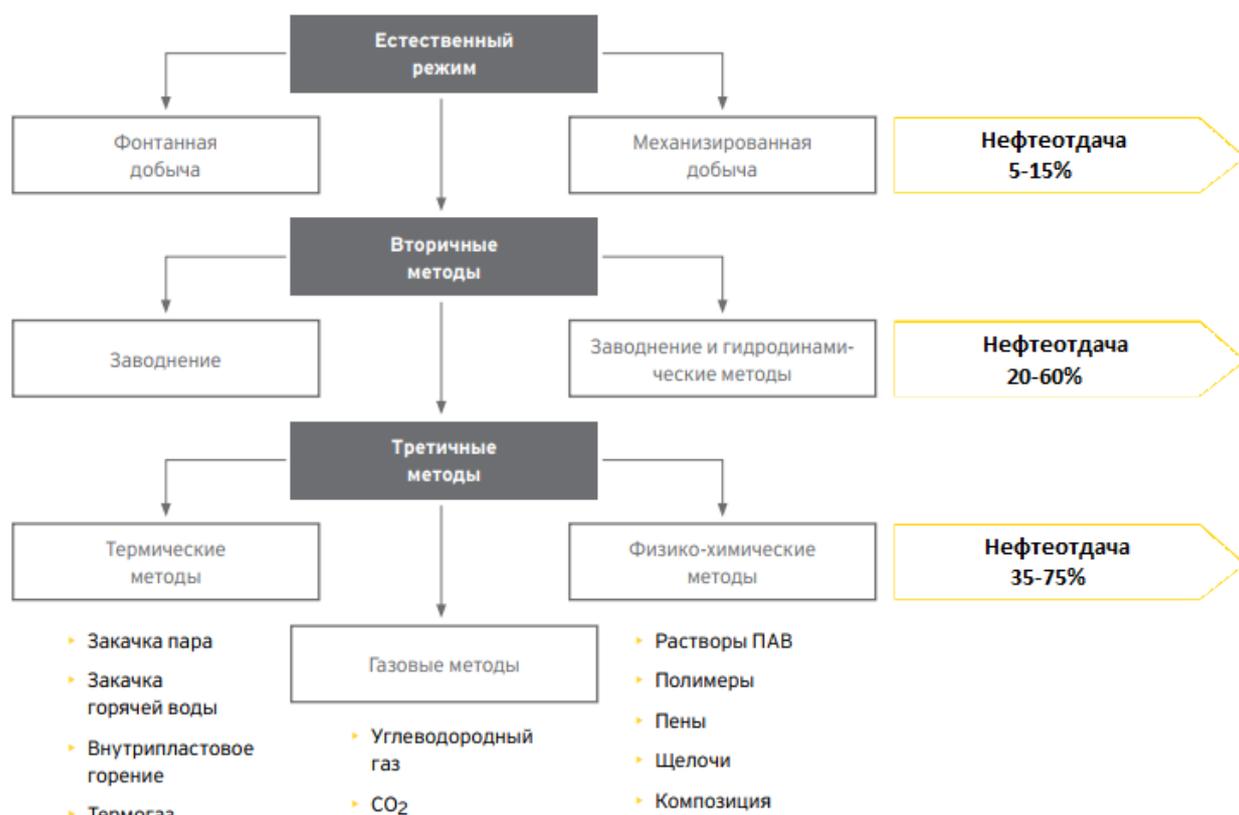


Рисунок 5-Метод извлечения углеводородов

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды, которые обеспечивают нефтеотдачу на уровне от 20% до 60%. На третьем этапе, когда месторождение уже характеризуется высокой степенью обводненности и истощенности (рисунок 6), для повышения эффективности разработки применяются методы увеличения нефтеотдачи, которые и являются целевым объектом нашего исследования. Именно эти методы повышают уровень нефтеотдачи пласта на 35–75%.

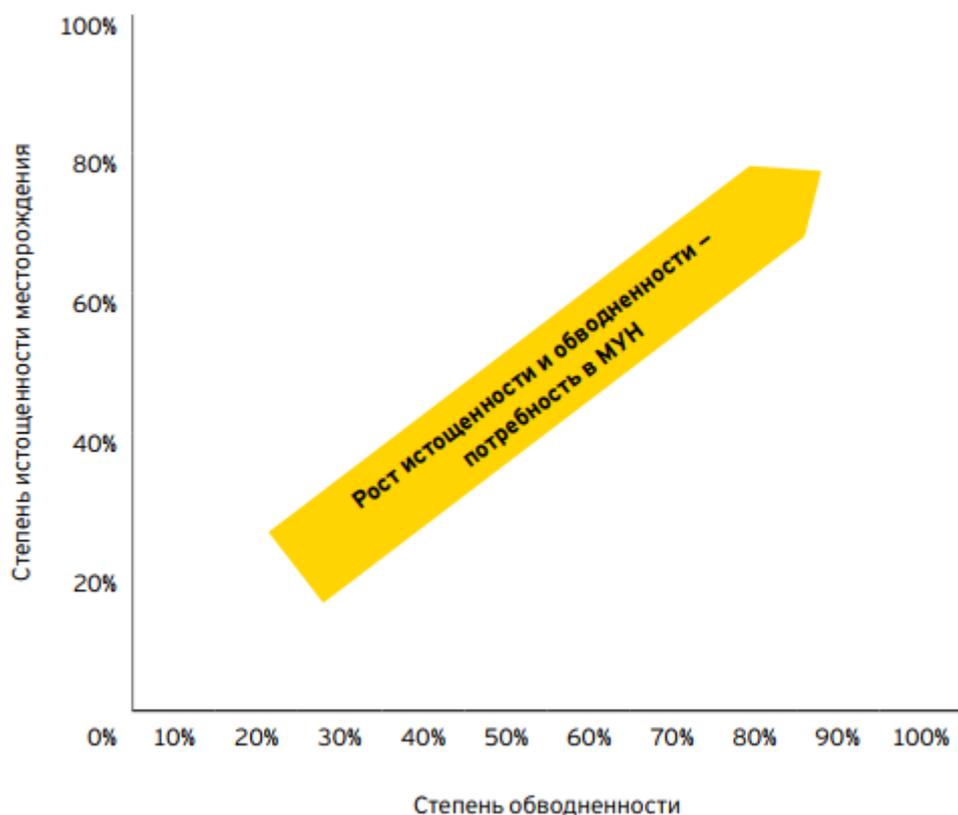


Рисунок 6-Факторы, определяющие потребность в МУН

Однако следует отметить, что применяемые технологии и методы улучшения (вторичные) или увеличения (третичные) нефтеотдачи в значительной мере дополняют друг друга. При этом не существует четкого определения того, какие методы следует относить к вторичным, а какие — к третичным. Исходя из этого, разные статистические источники содержат отличающиеся фактические данные по охвату применения современных МУН. Однако с течением времени в профессиональном сообществе сложились определенные традиции, и в настоящее время под современными третичными МУН при всем их многообразии, как правило, понимают следующее:

- вытеснение газом — закачка двуокиси углерода (CO₂), азота (воздуха) или газа;
- физико-химические методы — закачка хим.реагентов (например, щелочь, поверхностно активное вещество (ПАВ) или полимер);
- тепловые (термические) методы — закачка пара;

- бурение горизонтальных стволов с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), заключающееся в проведении гидропескоструйной перфорации через насосно- компрессорные трубы с последующим ГРП за одну операцию [17].

Мировой опыт свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения газовых методов на 5-10%, физико-химических — на 3-8% и тепловых — на 15-20%². По нашим оценкам, на тепловые проекты приходится около 50% добычи от МУН во всем мире, на закачку азота и CO₂ – 45%, на химические методы — всего 5% (рисунок 3). В США наиболее широкое распространение получили газовые и термические МУН.



Рисунок 7-Структура методов увеличения нефтеотдачи в мире

Что касается применимости этих методов, то существуют многофакторные модели, описывающие поведение месторождения при использовании того или иного метода. Однако в целом их применимость привязана к двум основным критериям: глубине продуктивного пласта и физико-химическим свойствам нефти (прежде всего плотности и вязкости). Международное энергетическое агентство приводит расширенные критерии применения МУН, к которым относится глубина, степень извлечения на текущий момент, температура, плотность, проницаемость, тип породы (таблица 1).

Таблица 1 – Критерии, определяющие метод повышения нефтеотдачи

Метод	Плотность (кг/куб. м)	Оставшиеся извлекаемые запасы (% от начальных запасов)	Тип породы	Глубина (м)	Проницаемость (миллдарси)	Температура (°С)	Ожидаемый дополнительный КИН (%)
Закачка азота	>850	>40	Карбон	>2000	190	•	н.д.
Закачка углеводорода	>904	>30	Карбон	>1350	-	-	20-40
Закачка CO ₂	>904	>20	Карбон	>700	-	-	5-25
Закачка полимеров	>966	>70	Песок	<3000	>10	<95	5-30
Закачка ПАВ	>946	>35	Песок	<3000	>10	<95	5-30
Термальный/горение при интенсивном окислении	>1000	>50	Песок	>50	>50	>40	н.д.
Термальный/закачка пара	>1014	>40	Песок	<1500	>200	-	10-60

На рисунке 8 представлена оценка критериев выбора метода повышения нефтеотдачи на основании средних российских показателей (за исключением сверхтяжелой и/или битуминозной нефти). По мере увеличения вязкости (плотности) нефти и глубины ее залегания определяется возможность извлечения определенным методом. Таким образом, химические проекты можно вести на глубине до 2500 метров, а тепловые - до 1000 метров.

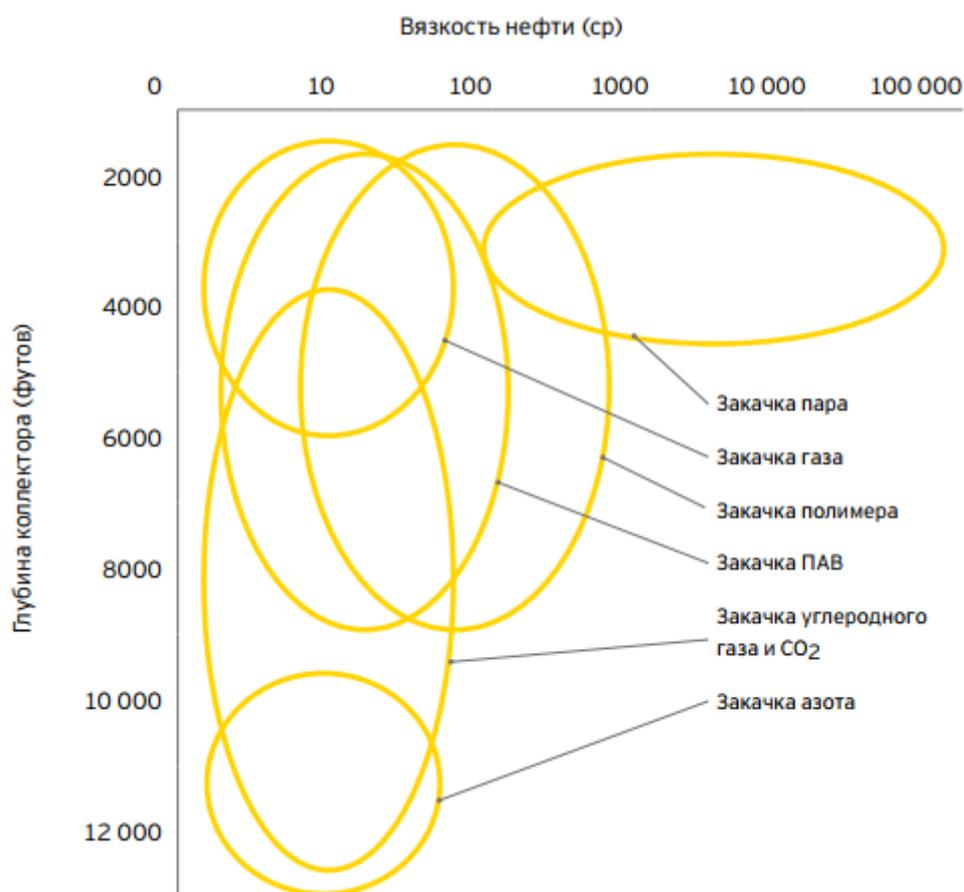


Рисунок 8-Критерии, определяющие метод повышения нефтеотдачи

При этом, как показано на рисунке 4, существуют определенные области, в которых могут применяться различные виды МУН. А значит, при установлении правил игры для использования МУН государство должно создавать равные условия для участников рынка вне зависимости от типа применяемой технологии. Отметим, что наиболее эффективно и успешно третичные МУН используются крупнейшими нефтегазовыми компаниями, которые имеют возможность инвестировать значительные средства в научно-исследовательские работы [17].

1.3 Актуальность и значения применения методов увеличения нефтеотдачи для нефтегазовых компаний России

Как отмечалось ранее, эпоха легкоизвлекаемой нефти заканчивается. Доля трудноизвлекаемых запасов на балансе России постоянно растет — на

настоящий момент она уже превышает половину при обводненности более 80%. При этом следует в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, что нерациональное недропользование, в частности низкий уровень КИН, относится к числу основных проблем развития нефтяного комплекса страны. Среди важнейших задач, которые необходимо решить для достижения стратегических целей, в документе указывается совершенствование технологий добычи нефти, включая внедрение современных методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти.

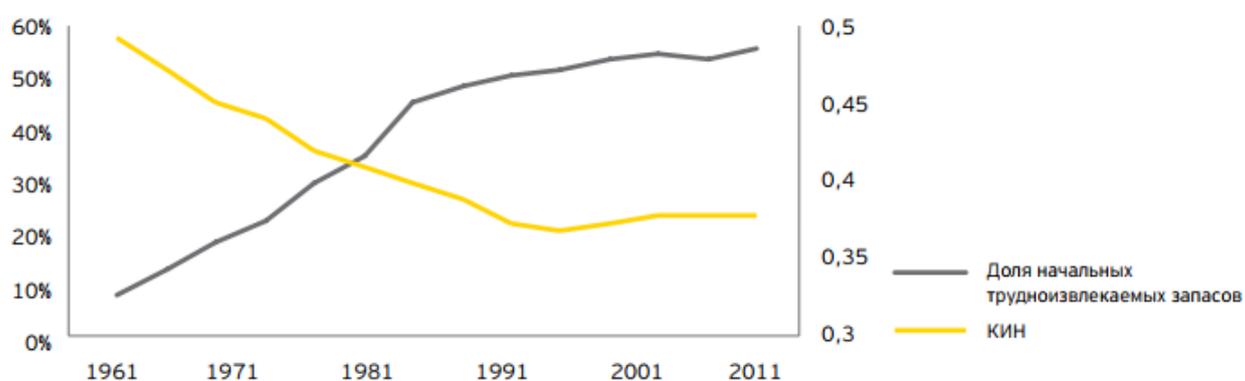


Рисунок 9 - Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений в России

Стоит отметить определенную взаимосвязь изменения КИН и динамики доли трудноизвлекаемых запасов: совершенствование технологий добычи не обеспечивало необходимого роста эффективности извлечения трудноизвлекаемой нефти. Данный показатель играет значительную роль при оценке запасов сырья: увеличение КИН лишь на 1% при разработке крупных месторождений равноценно открытию новых залежей нескольких средних по запасам месторождений. По данным Министерства энергетики при текущем налогообложении отрасли около 10,7 млрд. тонн из 22 млрд. тонн извлекаемых запасов относятся к категории нерентабельных. Таким образом, на территории России остается значительное количество действующих месторождений, запасы которых постепенно истощаются, но при этом сохраняет потенциал, который можно

раскрыть путем применения, самых современных методов повышения нефтеотдачи. Исходя из технико-экономических критериев, применение МУН целесообразно в большей степени на таких месторождениях. Например, в Западно-сибирском нефтегазовом регионе, на который приходится более половины добычи нефти в России, применение современных методов увеличения нефтеотдачи чрезвычайно важно [15].

При сохранении нисходящей динамики, которую можно изменить в положительную сторону за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи, задачи по воспроизводству запасов и рациональному недропользованию, сформулированные в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли России на период до 2020года. Опоздание в сфере развития МУН может негативно сказаться на дальнейшем поступлении в государственный бюджет значительных денежных средств, которое возможно за счет:

- мультипликативного эффекта путем развития смежных отраслей (машиностроительной, химической, микробиологической и т. д.);
- развития российских наукоемких технологий и сервисных предприятий;
- увеличения добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в обустроенных регионах;
- прироста извлекаемых запасов без затрат на разведку. По расчетам Международного энергетического агентства, при использовании третичных МУН прирост объема извлекаемых запасов в СНГ может составить 2,7-4 млрд. тонн (16-23% от текущей величины ресурсной базы) [14].

1.4 Потенциал применения методов увлечения нефтеотдачи в России. Факторы сдерживающие внедрение методов увеличения нефтеотдачи в России

Запасы промышленной категории России в объеме 22 млрд. тонн нефти, согласно оценке Министерства энергетики России, могут обеспечить уровень добычи примерно на 40 лет. Однако оценка запасов российской нефти по международной классификации почти в два раза ниже.

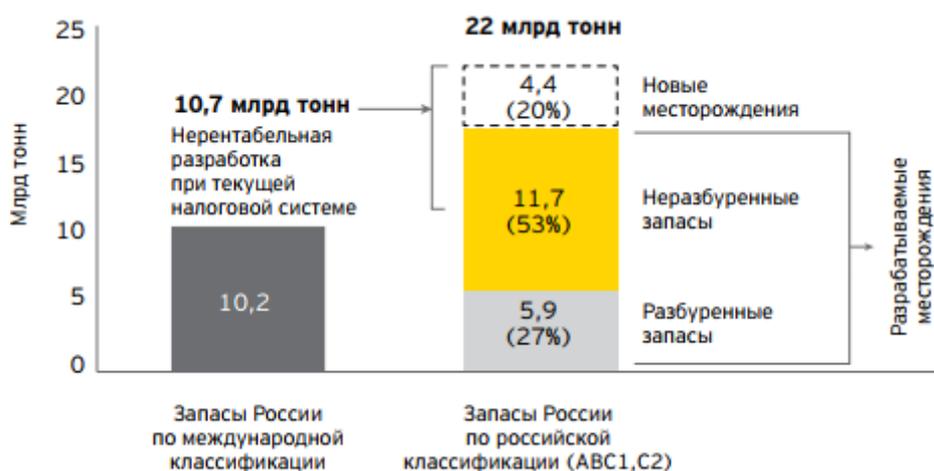


Рисунок 10 - Запасы России по международной и Российской классификации

Как показывает рисунок 10, 80% запасов промышленных категории находятся на уже разрабатываемых месторождениях с развитой производственной инфраструктурой. Доля новых месторождений в общем объеме запасов составляет только 20%, при этом вовлечение их в разработку потребует значительных капиталовложений в разведку, освоение месторождений и строительство новой производственной инфраструктуры.

По расчетам Международного энергетического агентства, результаты которых представлены на рисунок 11, в 2017 году добыча в России от МУН составит порядка 3 млн. тонн, а в 2030 году — около 20 млн. тонн, что в достаточной степени подтверждает наши прогнозы. Однако важной составляющей развития процесса применения в России современных МУН

является создание таких условий, в которых оно стало бы экономически оправданным [27].

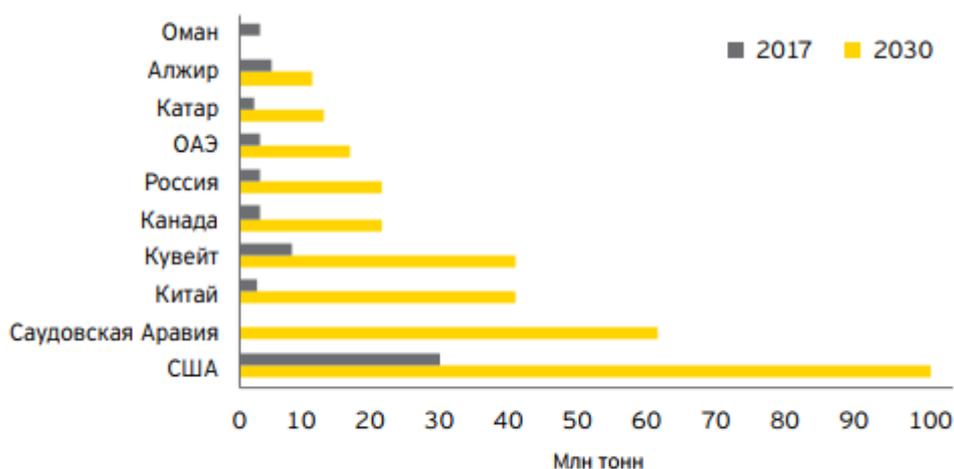


Рисунок 11 - Прогноз добычи нефти от применения МУН – место России среди других стран

Одним из принципиальных вопросов является измерения дополнительных объемов добычи, полученных при применении МУН. Это связано с тем, что данный показатель, как правило, основан на принципах моделирования, а значит, он не может быть точным до такой степени, которую могут потребовать налоговые органы. Если исходить из того, что базовые принципы российской фискальной системы в отрасли останутся неизменными (расчет налога будет по прежнему основываться на выручке, а не на финансовом результате), то необходимо создание отраслевой методики по оценке уровня дополнительной добычи при применении МУН, согласовано с Федеральной налоговой службой России. В противном случае для обеспечения прямого учета добычи может потребоваться не только бурение дополнительных скважин, но и направление сырья, добытого с применением МУН, в отдельные транспортные потоки (вплоть до сооружения отдельных установок комплексной подготовки нефти). Такая ситуация приведет к тому, что уровень издержек при применении МУН, существенно повысится. Таким образом, налоговые стимулы со стороны

государства должны быть еще более значительными, либо применение косвенного учета должно стать неотъемлемой частью процесса. Какие же решения возможны? Прежде всего (если государство категорически против разработки каких-либо отраслевых методик, позволяющих с высокой степенью достоверности оценивать объемы дополнительной добычи от применения МУН) выходом может стать введение НДС, о котором уже шла речь.

До введения НДС государство может заключать с недропользователями отдельные соглашения, в рамках которых владелец лицензии за счет применения МУН обязуется поддерживать определенный уровень производства: например, рассчитанный из уровня естественных темпов снижения базовой добычи. Такие соглашения будут содержать положение о взаимных обстоятельствах, включая предоставление преференций при условии достижения целевых уровней. Очевидно, что данное решение потребует тщательной юридической проработки. Однако концептуально это позволит государству эффективно контролировать уровень нефтедобычи в России и объем налоговых поступлений от подобных проектов. Кроме этого, возможен полный переход на НДС на некоторых проектах. Другими проблемами на пути эффективного применения МУН в России являются длительность и сложность прохождения обязательных процедур, связанных с утверждением технологических схем разработки месторождения.

А ведь страны, стимулирующие разработку нетрадиционных углеводородов и МУН, зачастую стремятся изменить свое законодательство таким образом, чтобы предоставить больше свободы предприятиям и позволить им принимать быстрые управленческие решения. Зачастую компаниям приходится использовать постоянно обновляемую геологическую информацию, и для достижения приемлемого уровня рентабельности первоначальный проект разработки должен быть пересмотрен. Очевидно, что продолжительность пересмотра проекта (равно как и время простоя из-за

отсутствия разрешительной документации) оказывает прямое влияние на его экономику [18].

Можно, конечно, согласовывать необходимые изменения в технологической схеме разработки постфактум, однако такая ситуация создает для недропользователей дополнительные юридические риски. И наконец, важным условием эффективного применения МУН в России является кадровый вопрос: инновационное развитие целой индустрии невозможно без всестороннего подхода к подготовке технических специалистов. Также необходимо понимание того, что такие проекты потребуют инновационного мышления и изменения ряда управленческих принципов внутри самих компаний. Зачастую очень важные решения принимаются на основе плохо проработанной информации и при наличии большого числа рисков. При этом проекты МУН требуют иного подхода, а именно инвестирования в получение информации для снижения уровня рисков при принятии окончательного инвестиционного решения.

2 Анализ повышения эффективности добычи нефти на Вахском месторождении

2.1 Общие сведения о Вахском месторождении

Вахское месторождение открыто в 1964г., введено в разработку в 1976г., расположено в Нижневартовском районе Ханты- Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее от г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого (Томская область) (рисунок 12).

В пределах северной части месторождения находится вахтовый поселок, в котором располагается цех добычи нефти и газа №3 ОАО «Томскнефть» ВНК, осуществляющий разработку Вахского и Северного месторождений.

Площадь месторождения сильно заболочена, болота занимают около 70% территории; поймы рек изобилуют озерами, протоками, старицами. На заболоченных участках торфяной слой достигает 6-10 м. Территория месторождения находится в среднем течении рек Вах и Трайгородская.

Для завозки грузов на Вахское месторождение основным видом транспорта в летнее время является водный по реке Вах и автотранспорт. Бетонная дорога Стрежевой – Вах, протяженностью 95 км введена в действие с 1988г. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам (ЦПС, БКНС, базы промысловые), к остальным – грунтовые.

Нефть с Вахского месторождения поступает по нефтепроводу диаметром 530 мм на Советский центральный товарный парк (ЦТП), отсюда в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск.

Нефтяной газ компримируется до давления в 1,6 МПа для последующей его подачи по газопроводу «ГКС - Советский ЦТП» и затем потребителям (котельная г. Стрежевой, Нижневартовский ГПЗ).

На территории месторождения из строительных материалов имеются глина, песок, строительный лес, водоснабжение из подземных источников [43].

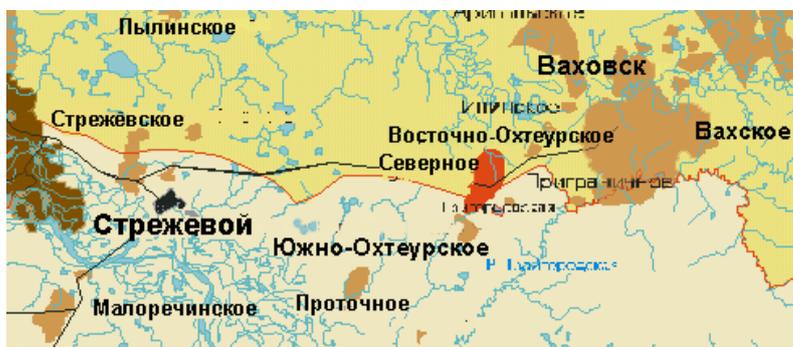


Рисунок 12 - Обзорная карта района работ

2.2 Состояние фонда скважин Вахского месторождения

По состоянию на 01.01.2017 г. на Вахском месторождении пробурено 1344 скважин: 900 скважин добывающего фонда, 391 скважина нагнетательного фонда, 49 скважин водозаборного фонда и 4 скважины поглощающего фонда.

На рисунке 13 представлена структура добывающего фонда скважин Вахского месторождения по состоянию на 01.01.2017г.

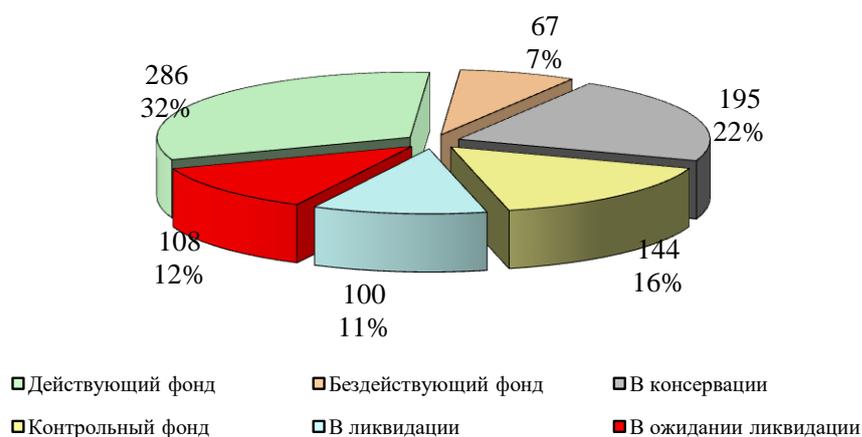


Рисунок 13 - Структура добывающего фонда скважин Вахского месторождения

В добывающем фонде месторождения находится 900 скважин, из которых 353 скважины составляют эксплуатационный фонд, что составляет 39.2% от добывающего фонда.

Действующий добывающий фонд месторождения составляет 286 ед. (81.0% от эксплуатационного фонда), относительно 2009 года фонд увеличился на 28 единиц. Бездействующий фонд составил 67 ед. (19.0% от эксплуатационного фонда). Основными причинами бездействия скважин являются ожидание ремонта (ликвидация аварии) и высокая обводнённость продукции.

Рисунок 14 показывает распределение действующего добывающего фонда скважин по обводненности. Из рисунка видно, 126 скважин или 44.1% от всего действующего добывающего фонда (286 ед.) работают со средней обводненностью от 75 до 95%, к категории высокообводненных (более 95%) скважин относятся 31 скважина (10.8% от добывающего фонда). К малообводненным скважинам (до 50%) относятся 70 ед., что составляет 24.5% от действующего добывающего фонда.

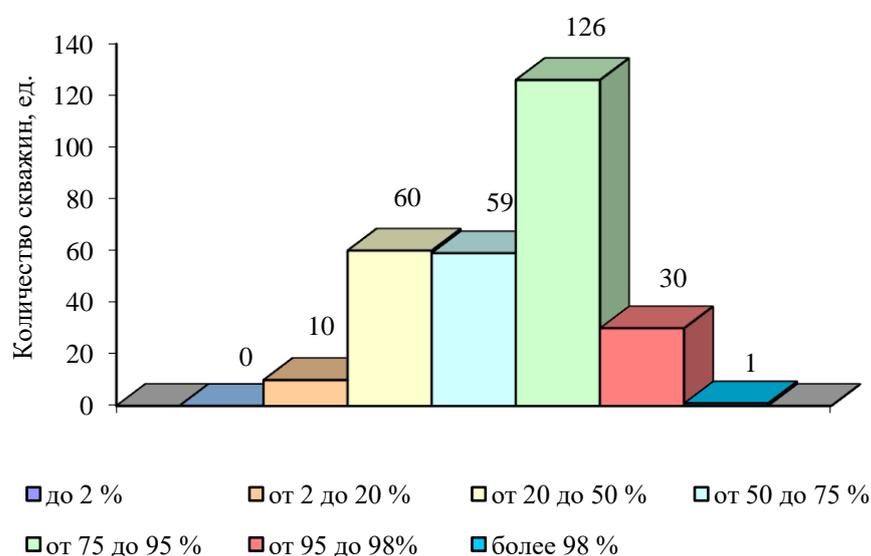


Рисунок 14 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Вахского месторождения по обводненности

В консервации находятся 195 скважин фонда. Фонд ликвидированных скважин состоит из 100 скважин, в ожидании ликвидации находятся 108 скважин.

Коэффициент использования добывающего фонда в 2016 году составил 0.706, коэффициент эксплуатации – 0.929 [44].

2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Разработка Вахского месторождения ведется на основании «Проекта разработки Вахской группы месторождений» (протокол ЦКР № 412 от 23.04.2003г.), проектные показатели на период 2006-2010гг. были уточнены в «Анализе разработки Вахского месторождения» (протокол ТКР ХМАО № 823 от 24.10.2006г.).

Добыча нефти по месторождению в целом за отчетный 2016 год составила 1166.9 тыс. т (проект – 1626.2 тыс. т), отставание составило 459.3 тыс. т (28.2% от проекта).

Согласно последнему проектному документу, в отчетном году должно было вестись 6 новых скважин, по факту из бурения введено 13 новых скважин. Несмотря на большее количество новых скважин, дополнительная добыча из «новых» составила всего 55.8 тыс. т, что почти 2 раза меньше проекта (проект – 104.3 тыс. т.), отклонение от проекта составило 48.5 тыс.т.

Причинами не достижения добычи нефти из новых скважин являются:

- меньшее среднее время работы (проект – 129 сут, факт – 96 сут);
- большая фактическая средняя обводненность (проект – 16.1%, факт – 35.4%);
- меньший фактический дебит нефти (проект – 134.7 т/сут, факт – 44.8 т/сут).

Пробуренный фонд Вахского месторождения, по состоянию на 01.01.2011 года составил 1344 скважины. Согласно проекту к бурению осталось еще 38 скважин, из них 34 ед. приходится на Кошильскую площадь

и 4 ед. на остальные площади Вахского месторождения. Проектный фонд скважин Вахского месторождения представлен на рисунке 15.

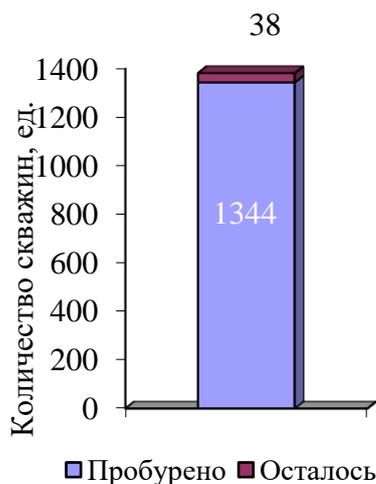


Рисунок 15 - Проектный фонд скважин Вахского месторождения

Несоответствие фактического фонда добывающих скважин проектному негативно сказывается на состоянии разработки месторождения в целом. Расчетные потери за счет отставания фактического действующего фонда добывающих скважин от проекта приблизительно составили 434 тыс. т.

Фактический дебит жидкости превышает проектный на 23.8 т/сут (проект – 46.3 т/сут, факт – 70.1 т/сут), что в свою очередь повлияло на годовые отборы жидкости по месторождению.

Добыча жидкости по месторождению в целом за отчетный 2016 год составила 6282.3 тыс. т, превышение над проектом составило 1204.3 тыс. т (проект – 5078.0 тыс. т).

Фактический средний дебит нефти оказался меньше проектного (проект – 14.8 т/сут, факт – 13.0 т/сут). Несоответствие фактических дебитов нефти проектным связано с превышением фактической средней обводненности над проектной (проект – 68.0%, факт – 81.5%), отклонение составило 13.5%. Расчетные потери за счет отклонения фактического дебита нефти от проекта приблизительно составили 135 тыс. т.

За счет большего времени работы переходящего фонда, чем планировалось в проектном документе, удалось сократить отставание добычи

нефти на 158 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0.190, проект – 0.193 [43].

2.4 Мероприятия по поддержанию уровней добычи на скважинах

На любом нефтяном месторождении в период эксплуатации проводятся работы на скважинах с целью регулирования его разработки и поддержания целевых уровней добычи нефти. Этот комплекс работ называется геолого-технические мероприятия, за счет проведения которых нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

ГТМ качественно отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате их реализации может наблюдаться прирост добычи нефти. Вопрос о том, какие мероприятия относятся к ГТМ, а какие нет, решается в каждой нефтяной компании индивидуально. Если рассматривать весь перечень работ производимых на скважине, то они делятся на капитальный и текущий ремонт.

Очевидно, что при подборе вида ГТМ вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень ГТМ планируется и уточняется при разработке бизнес-планов любого нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения. Именно этот процесс во многом оказывает влияние на успешность реализации проектов нефтедобычи и эффективности экономической деятельности предприятия в целом [44].

Помимо положительного эффекта от ГТМ, зачастую связанного с повышением нефтеотдачи, необходимо оценивать и ущерб окружающей среде. Наиболее эффективными, но и наиболее вредными с позиции экологии являются гидравлический разрыв пласта (ГРП), целью которого является

увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта и обработки призабойной зоны (ОПЗ), который применяется наиболее часто и заключается в воздействии на призабойную зону различными кислотными составами.

Физико-химические методы, использующие закачку загустителей, а также некоторые гидродинамические методы, такие как заливка обводненных интервалов, отключение высокообводненных скважин и др., как правило, характеризуются положительным эффектом за счет увеличения нефтеотдачи пласта и отрицательным эффектом за счет интенсификации отборов жидкости. Гидравлический разрыв пласта, наоборот, очень часто характеризуется отрицательным эффектом по нефтеотдаче и положительным эффектом по интенсификации.

Учитывая значительные объемы проведения ГТМ на месторождениях России, следует признать, что даже небольшие закономерные ошибки в построении базового уровня добычи нефти могут привести к неадекватной интерпретации эффективности, искаженному подбору и планированию оптимальных ГТМ и, как следствие, сопровождаться большим материальным ущербом для нефтяной компании [25].

Среди всего разнообразия методов оценки технологической эффективности различных ГТМ, а также методов повышения нефтеотдачи пластов, как в России, так и за рубежом выделялись экстраполяционные методы, или методы характеристик вытеснения нефти водой. В основу этих методов заложено построение базового уровня добычи нефти, при условии, если бы ГТМ не проводились, путем экстраполяции предыстории и сравнения этого уровня с фактической добычей нефти при проведении ГТМ.

На данный момент как отечественные, так и зарубежные авторы представляли множество различных видов характеристик вытеснения или аппроксимаций кривой добычи нефти от добычи жидкости или времени, дающих существенно различные оценки эффекта от ГТМ не только в

количественном, но, что очень важно в современных экономических условиях, и в качественном плане.

Если рассматривать практическую деятельность нефтяных компаний по оценке производительности, то можно отметить, что даже применительно к одной скважине в различные периоды времени наиболее точными могут быть различные аппроксимационные зависимости. Необоснованное применение только одной зависимости на месторождениях с различными геолого-физическими свойствами и особенностями разработки связано с определенным риском. Именно поэтому в методиках нефтяных компаний расчет ведется по нескольким аппроксимационным зависимостям и из них, как правило, по величине коэффициента корреляции, выбирается наиболее точная оценка.

Анализ этих методик позволяет выделить ряд принципиальных вопросов, неоднозначность решения которых на практике приводит к получению не только количественно, но и качественно противоположных оценок эффективности ГТМ, а следовательно, к разной трактовке целесообразности их применения.

С целью оценки эффективности ГТМ скважины делят по степени реакции на проведенные работы. Отреагировавшей считается скважина, по которой получен положительный эффект или дополнительная добыча нефти, скважина, по которой получен отрицательный эффект, считается не отреагировавшей на ГТМ. На практике используют подход, при котором оценивают только положительно отреагировавшие скважины.

Для оценки эффективности ГТМ используется следующий принцип: если по отдельной добывающей скважине участка воздействия имеет место положительный эффект, то его продолжительность рассчитывается до тех пор, пока фактическая добыча нефти не снизится ниже базового уровня; если по скважине имеет место отрицательный эффект, либо сразу после проведения ГТМ, или после кратковременного положительного эффекта, то

расчет эффекта прекращается, то есть рассчитывается только положительная составляющая эффекта [18].

С точки зрения оценки окончания эффекта от ГТМ необходимо учесть, что при построении базового уровня добычи нефти по отдельным скважинам предполагается, что если с момента проведения ГТМ до момента проведения расчетов ничего не будет проводиться, то фактическая добыча нефти должна быть равна базовой добыче. Все, что выше базовой добычи нефти – есть дополнительная добыча нефти за счет проведения ГТМ, но также (о чем, как правило, забывается) – все, что ниже базовой добычи – есть потери текущей добычи нефти, также обусловленные проведением ГТМ.

Абсолютная дополнительная добыча нефти, полученная после применения ГТМ, оценивается общим эффектом, представляющим сумму эффекта за счет проведения ГТМ и эффекта за счет изменения коэффициента эксплуатации скважин. Эффект ГТМ есть сумма эффекта за счет снижения обводненности или увеличения нефтеотдачи и эффекта за счет интенсификации добычи жидкости. Эффективными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения. При этом эффективными могут быть ГТМ, обеспечивающие не только прирост добычи нефти, но и снижение темпа ее падения. Более приоритетными считаются ГТМ, имеющие положительный эффект от их проведения и положительный эффект за счет снижения обводненности продукции. Помимо указанных показателей эффективности рассчитываются объем дополнительно добытой попутной воды, дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции, темп снижения дебита нефти до и после проведения ГТМ.

В заключение хотелось бы отметить, что при оценке целесообразности ГТМ необходимо использовать следующий принцип: сначала, необходимо определить базовую добычу, т.е. добычу, которая была бы без применения метода, далее целесообразно сравнить базовую добычу исследуемого месторождения с уже известными данными по похожему месторождению. Такой подход поможет исключить низкоэффективные

методы ГТМ, что будет способствовать повышению общего экономического эффекта нефтедобычи [37].

Особенно важен выбор и реализация наиболее эффективных проектов применения ГТМ в каждом конкретном случае, как в экономическом, так и экологическом плане. Проводя ГТМ в любом виде необходимо сопоставлять эффект от их применения с ущербом, наносимым экологии, и заложить в проект необходимые средства на его устранение.

2.5 Анализ эффективности применяемых методов

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Вахского месторождения применяются различные методы интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел, перестрел, приобшение), методы депрессий (метод глубоких депрессий (МГД), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.). С 2006 г. одним из перспективных направлений стало бурение вторых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из за высокой обводненности или аварии. Также проводились работы по выравниванию фронта вытеснения с применением потокоотклоняющих составов. [2:3:4]

В общей сложности на скважинах Вахского месторождения за период разработки 2001-2015 гг. проведено 1629 скважино-операций различных видов ГТМ и МУН в 654 скважинах.

На рисунке 16 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН проведенных за рассматриваемый период разработки на Вахском месторождении. Как можно заметить, основным методом является ГРП, доля которого составляет 32,3% от всех скважино-операций.

Вид ГТМ	Год		
	2014	2015	2016
1. ГРП			
а) количество операций	54	29	33
б) дополнительная добыча. тыс. т.	3	7	9,7
2. Бурение горизонтальных скважин			
а) количество пробуренных скважин	0	3	0
б) дополнительная добыча. тыс. т.	0	22,3	51,3
3. Бурение зарезок БС и БГС			
а) количество пробуренных скважин	12	8	1
б) дополнительная добыча. тыс. т.	66	198	172
4. Физико-химические методы ОПЗ			
а) количество операций	0	0	0
б) дополнительная добыча. тыс. т.	0	0	0
5. Потокоотклоняющие технологии, МУН			
а) количество операций	0	0	14
б) дополнительная добыча. тыс. т.	0	0	46,17
6. РИР			
а) количество операций	20	8	5
б) дополнительная добыча. тыс. т.	168	364	298
7. Перфорационные методы			
а) количество операций	0	8	2
б) дополнительная добыча. тыс. т.	0	2	3
ВСЕГО:			
а) количество операций	111	68	80
б) дополнительная добыча. тыс. т.	246	644	706,7

Рисунок 16 – ГТМ и МУН проведенные на Вахском месторождении за период 2014-2016г.

В целом по Вахскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила 706,7 тыс.т. На рисунке представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2017 год. Можно отметить, что практически 90% от всей дополнительно добытой нефти полученной за счет проведения геолого-технических мероприятий приходится на ГРП, РИР и ЗБС.

На рисунке 17;18 показана удельная и дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну успешную скважино-операцию. Наибольшие показатели получены также на ГРП, РИР и ЗБС [12].

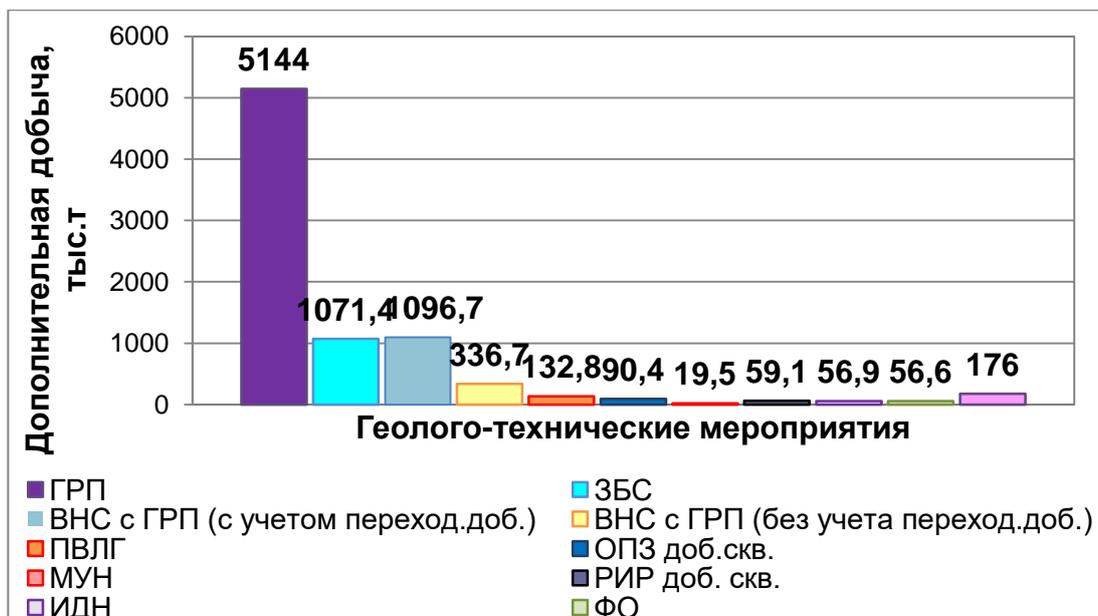


Рисунок 17 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении за период 2014-2016 гг.

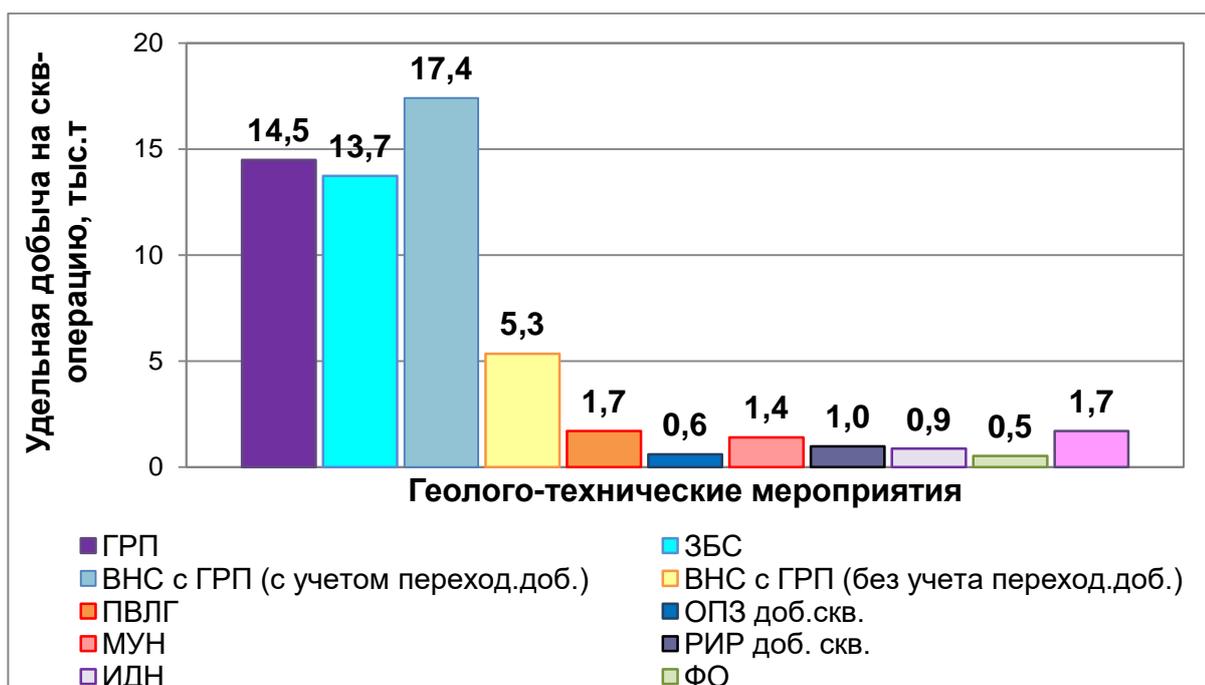


Рисунок 18 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении на одну скважино-операцию

2.6 Виды геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи проведенные за рассматриваемый период разработки.

Зарезка боковых стволов. Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение боковых стволов. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием как по площади, так и по разрезу.

Первая зарезка боковых стволов (ЗБС) была выполнена в 2006 г. в скважине №1008. В целом, работы проводились сервисными компаниями «Анега-бурение», «Катобьнефть», СНПХ и ССК. За период 2008-2014 гг. было выполнено 78 зарезок боковых стволов, в том числе 14 с горизонтальным окончанием. В 2010 г. работы по зарезке боковых стволов на месторождении не проводились. Практически все зарезки боковых стволов были выполнены на Вахской площади месторождения. На Кошильской площади был выполнен только один ЗБС. Максимальное количество ЗБС было сделано на объект разработки $Ю_1^{2+3}$ - 53 скважины (в т.ч. пять скважин совместных), на $Ю_1^1$ - 21 скважина (в т.ч. четыре скважины совместные), на $Ю_3^{1+2}$ - 9 скважин (в т.ч. две скважины совместные), на $Ю_3^{3+4}$ - 2 скважина (в т.ч. одна скважина совместная). Всего в 5 скважинах ЗБС были выполнены на несколько объектов разработки. В скважинах №№1242, 1238, 1387 ЗБС выполнен совместно на объекты $Ю_1^1$ и $Ю_1^{2+3}$. В скважине №№1201 ЗБС выполнен совместно на объекты $Ю_1^{2+3}$ и $Ю_3^{1+2}$. В скважине №№2536 ЗБС выполнен совместно на объекты $Ю_1^1$, $Ю_1^{2+3}$, $Ю_3^{1+2}$ и $Ю_3^{3+4}$.

На рисунке 15 представлено распределение объемов работ и добычи нефти по ЗБС по объектам разработки (а) и подрядчикам (б).

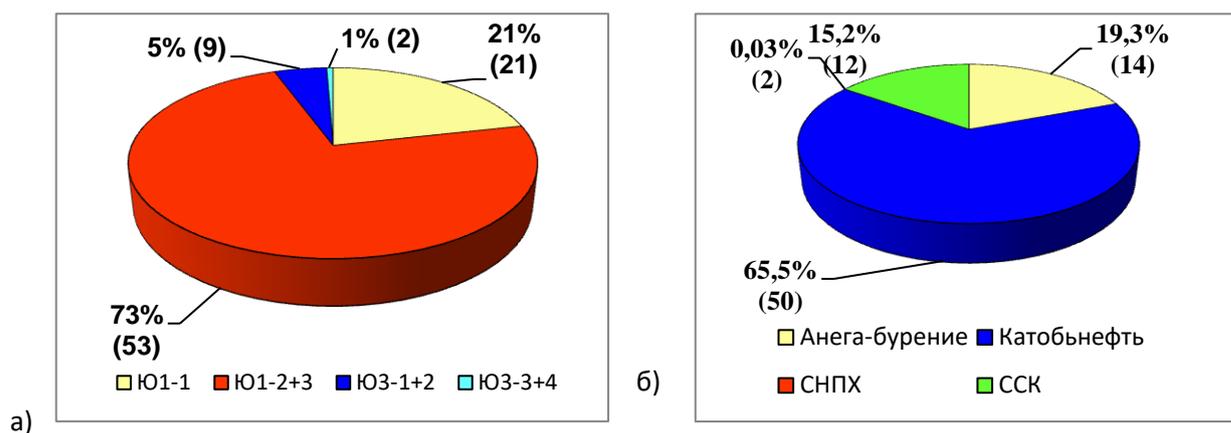


Рисунок 19 – Распределение добычи нефти (%) и объемов работ по ЗБС, по объектам разработки (а) и подрядчикам (б) – в скобках указано число скважино-операций

Как видно из рисунка 19, в основном дополнительная добыча нефти была получена с объекта Ю₁²⁺³ и составила 738,6 тыс.т (68,9%). По остальным объектам распределение добычи нефти выглядит следующим образом: Ю₁¹ – 201,4 тыс.т (18,8%), Ю₃¹⁺² – 42,9 тыс.т (4%), Ю₃³⁺⁴ - 0,7 тыс.т (0,1%). Дебит нефти по новым ЗБС изменялся в пределах от 1,3 т/сут (скважина 2503) до 77,1 т/сут (скважина 598).

Распределение работ по подрядчикам приведено на рисунке 15 (б). Как видно из рисунка, более половины работ проведено сервисной компанией «Катобьнефть» - 50 скважино-операций (64%). По скважинам с ЗБС, выполненным этой компанией получено 701,4 тыс. т нефти (66%).

Всего за 2008-2013 гг. в результате проведения ЗБС добыто 1071,4 тыс.т нефти. Результаты работ и технологические показатели по ЗБС представлены в таблице 2. Дополнительная добыча нефти за счет ЗБС составила 15 % от всей добычи нефти от ГТМ. Это говорит о высокой эффективности данного вида мероприятий.

Таблица 2 – Сопоставление планируемых и фактически полученных параметров ЗБС с горизонтальным окончанием ствола

№ скв	Целевой объект разработки	Дата запуска	Планируемый режим								Параметры после проведения ГТМ							
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	Рзаб, атм	Рпл, атм	Кпр, т/сут/атм	Лгор.уч., м	Лэфф.уч., м	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв, %	Рзаб, атм	Рпл, атм	Кпр, т/сут/атм	Лгор.уч., м	Лэфф.уч., м
1560	Ю ₁ ¹	13.01.2008	30,0	80,0	55,0	68	229	0,2	160	121	10,5	132,3	92,1	110	253	0,1	160	118
423	Ю ₁ ¹	09.03.2012	27,2	68,0	52,0	67	225	0,2	300	250	39,9	120,1	66,8	192	218	1,5	226	209
1069	Ю ₁ ¹	25.04.2012	35,0	105,0	60,0	80	215	0,3	250	200	24,9	376,6	93,4	93	200	0,2	257,7	222,3
426	Ю ₁ ¹	13.08.2012	40,6	108,0	55,0	86	215	0,3	250	200	79,3	129,3	38,7	132	215	1,0	206,1	174
1440	Ю ₁ ¹	31.10.2012	54,9	101,0	35,0	85	210	0,4	300	250	69,8	78,5	11,1	75	215	0,5	258,9	235,2
1434	Ю ₁ ¹	31.12.2012	31,1	60,0	38,0	65	210	0,2	250	200	22,3	27,4	18,6	59	201	0,2	222,2	165,3
353	Ю ₁ ¹	03.07.2013	19,5	106,0	78,0	77	208	0,1	300	245	17,3	30,4	43,1	72	243	0,1	256,2	81,1
874	Ю ₁ ²⁺³	17.04.2012	30,7	72,0	49,0	80	230	0,2	300	250	66,2	73,1	9,4	67	200	0,5	309	265,1
590	Ю ₁ ²⁺³	17.05.2013	26,1	52,0	40,0	73	180	0,2	300	251	11,5	158,5	92,7	122	148	0,4	328	231,4
1408	Ю ₁ ²⁺³	28.05.2013	29,4	64,0	45,0	58	220	0,2	300	240	64,1	75,0	14,5	72	215	0,4	269,4	250,5
1397	Ю ₁ ²⁺³	06.07.2013	29,1	58,0	40,0	68	205	0,2	300	240	14,1	61,5	77,1	88	224	0,1	313	161,8
751	Ю ₁ ²⁺³	23.07.2013	23,6	94,0	70,0	68	200	0,2	300	240	29,2	65,4	55,4	76	237	0,2	323,8	150,6
872	Ю ₁ ²⁺³	11.09.2013	32,6	78,0	50,0	74	223	0,2	250	200	32,7	38,1	14,2	85	242	0,2	304,8	287,5
1387	Ю ₁ ¹ + Ю ₁ ²⁺³	06.02.2013	26,7	58,0	45,0	45	215	0,2	300	251	17,8	20,6	13,6	40	220	0,1	279	202,9

Как уже было отмечено, на месторождении пробурено 14 зарезок боковых стволов с горизонтальным окончанием. На объект Ю₁¹ пробурено 7 боковых стволов, на объект Ю₁²⁺³ – 6. В скважине №1387 ЗБС выполнен совместно на объекты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³.

В таблице 2 представлены планируемый режим и полученный результаты работ.

Коэффициент эффективности ствола, согласно плану работ, принят на уровне 0,8 д.ед. Анализ проведенных мероприятий показал, что коэффициент эффективности ствола изменяется в пределах от 0,3 д.ед. (скважина №353) до 0,9 д.ед. (скважины №№423, 1069, 1440, 874, 1408, 872). В среднем, как по объектам разработки, так и по месторождению в целом, коэффициент эффективности ствола равен 0,7 д.ед. На рисунке 20 представлено сопоставление коэффициентов эффективности ствола.

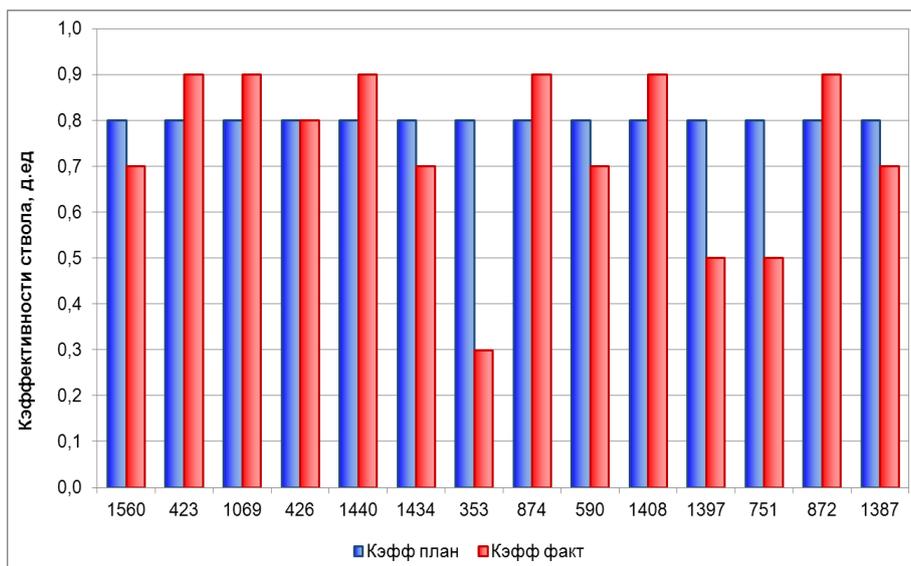


Рисунок 20 – Коэффициент эффективности ствола ЗБС
сгоризонтальным окончанием

Коэффициент продуктивности по скважинам меняется в пределах от 0,1 т/сут/атм (скважины №№1560, 353, 1397, 1387) до 1,5 (скважина №423) т/сут/атм, в среднем – 0,4 т/сут/ атм. Длина эффективного участка ствола изменяется от 81,1 м (скважина №(353)) до 287,5 м(скважина №872), в среднем – 196,7 м. На рисунке 17 представлена зависимость коэффициента продуктивности от эффективной длины ствола. Можно отметить, что с ростом эффективной длины горизонтального участка наблюдается увеличение коэффициента продуктивности [43].

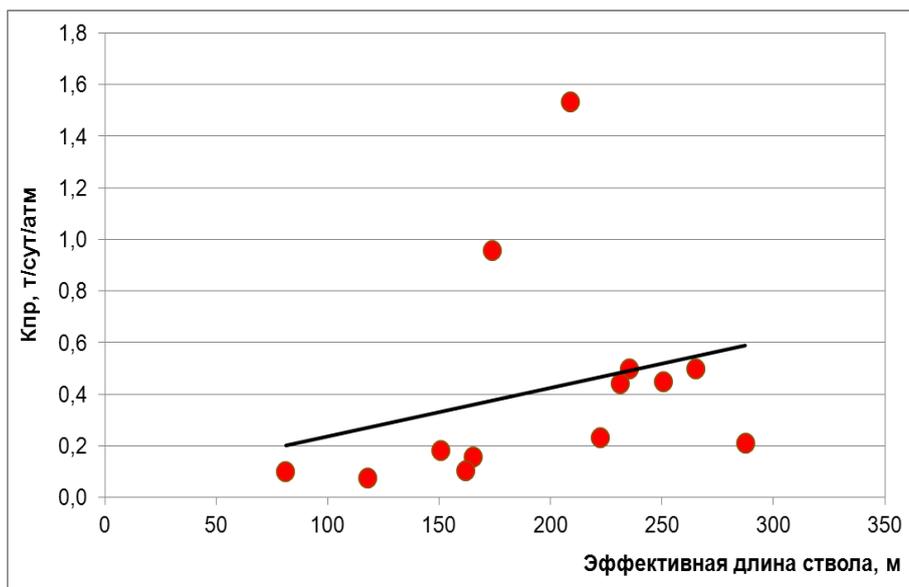


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента продуктивности от эффективной длины ствола ЗБС с горизонтальным окончанием

Переводы на другие объекты разработки и приобщение пластов.

Проведение мероприятий по приобщению неперфорированных нефтенасыщенных пропластков в скважинах и перевода на другие объекты разработки позволяет обеспечить в будущем прирост коэффициента нефтеизвлечения. За 2008-2016 гг. на добывающих скважинах было выполнено 51 операция перевода (в т.ч. 4 операции в нагнетательных скважинах) и 66 операций приобщения пласта (в т.ч. 23 операции в нагнетательных скважинах). В 9 скважинах были выполнены переводы из нагнетательного фонда в добывающий. Результаты работ по ПВЛГ представлены в таблице и на рисунке.

Всего в результате переводов и приобщений за весь период дополнительно добыто 132,8 тыс.т нефти, что составляет 1,9 % от всей добычи нефти от ГТМ. Дополнительная добыча нефти при переводе на другой объект разработки составила 47,9 тыс.т (36,1 %), при приобщении пластов – 84,9 тыс.т (63,9 %). Средний удельный технологический эффект составил 1,7 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

Произошло более чем трехкратное увеличение дополнительно добываемой нефти в сравнении с предыдущим периодом. Это может быть

связано как с увеличением количества обрабатываемых скважин, так и с тем, что приобщаемые интервалы находятся в зонах с низкой выработкой. В полной мере это проявилось на новых разбуриваемых участках Кошильской площади. Также следует отметить, что в некоторых скважинах перевод и приобщение проводилось одновременно с другими ГТМ (ЗБС, ГРП, ОПЗ и др.).

Обработка призабойной зоны скважин. Обработки призабойной зоны скважин применяются для восстановления продуктивности добывающих скважин. В случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны, за счет воздействия на кольматирующие вещества химическими реагентами; увеличения продуктивности скважин за счет воздействия на структуру порового пространства скелета породы вблизи призабойной зоны пласта добывающих скважин; разрушения кольматанта при физико-химическом взаимодействии с закачиваемыми химическими реагентами; снижения скин-фактора за счет уменьшения радиуса поврежденной зоны и повышения проницаемости матрицы; увеличения приемистости нагнетательных скважин.

На Вахском месторождении применяются следующие технологии ОПЗ: различные виды кислотных обработок (СКО, ГКО), депрессионное воздействие (МГД), перфорационные методы, импульсно-волновое воздействие (ИВВ) и др. За период 2008-2016 гг. было проведено 237 ОПЗ, в том числе 184 операции на добывающих скважинах и 53 операции на нагнетательных скважинах. Основным видом воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) как добывающих, так и нагнетательных скважин являются дополнительная перфорация и кислотные обработки. Довольно часто данные методы используются совместно.

В результате ОПЗ добывающих скважин успешность работ составила более 80%, положительный эффект был получен в 151 скважине.

Наибольший технологический эффект в добывающих скважинах получен от применения химических методов воздействия, дополнительная

добыча нефти составила 40,6 тыс.т, при этом была выполнена 81 скважино-операция. За счет применения физических методов дополнительно получено 20,4 тыс.т нефти, при этом была выполнена 71 скважино- операция. Дополнительная добыча нефти при использовании комплексной обработки призабойной зоны пласта физическими и химическими методами составила 29,4 тыс.т, всего было выполнено 32 скважино-операции.

Всего в результате ОПЗ добывающих скважин дополнительно добыто 90,4 тыс. т нефти, что составляет 1,3 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил 0,6 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР). Вахское месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующиеся неуклонно возрастающим числом малодебитных скважин по нефти по причине роста обводненности. Прорыв воды в скважины в большинстве случаев происходит задолго до достижения потенциально возможного отбора нефти из дренируемых объемов. Существует необходимость внедрения технологий по ограничению водопритока в скважины.

За период 2008-2016 гг. ремонтно- изоляционные работы были выполнены на 136 скважинах, в том числе в 100 добывающих и 36 нагнетательных. Положительный эффект получен в 61 добывающей скважине. Прирост дебита нефти по скважинам, по которым был получен эффект, варьирует в пределах 0,3 - 25,4 т/сут и в среднем составляет 6,6 т/сут. В 20 скважино- операциях эффект не получен. В некоторых случаях дебит нефти снизился относительно базовых показателей, в других случаях скважины после ремонта не были запущены в работу. Следует отметить, что в 19 случаях ремонтно-изоляционные работы предшествовали другим ГТМ, таким как ГРП, ЗБС и ПВЛГ, и соответственно полученный эффект учтен только на этих ГТМ.

Всего в результате проведения РИР в 2008-2016 гг. дополнительно добыто 59,1 тыс. т нефти, что составляет 0,8 % от всей добычи нефти от

ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил примерно 1 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

Интенсификация добычи нефти (ИДН). Для обеспечения установленного режима работы скважин на Вахском месторождении в 2008-2016 гг. было выполнено 92 операции по смене насосного оборудования, положительный эффект получен на 66 скважинах. По 23 операциям эффект был учтен на других ГТМ (ГРП, ЗБС, ОПЗ), которые были проведены одновременно или чуть раньше, чем ИДН. Средний прирост дебита нефти за данный период составил 7,5 т/сут.

В целом за счет ИДН дополнительно добыто 56,9 тыс. т нефти, что составляет 0,8 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил около 0,9 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

Форсированные отборы (ФО). Показателем эффективности процесса служит положительная реакция скважин на увеличение темпов отбора, т.е. повышение или, по крайней мере, прекращение снижения процентного содержания нефти в добываемой жидкости. Пределом применимости метода форсированного отбора можно считать повторное снижение процентного и абсолютного содержания нефти в добываемой жидкости до минимально допустимого – 2-5 %.

По факту на Вахском месторождении за 2008-2016 гг. было выполнено 132 скважино-операции по форсированию отборов жидкости, из которых по 109 операциям был получен положительный эффект. По 5 операциям эффект был учтен на других ГТМ, в частности на ПВЛГ, которые были проведены одновременно или чуть раньше, чем ФО. По 18 скважино-операциям получен отрицательный эффект, дебит нефти после мероприятий снизился относительно базовых показателей.

Дополнительная добыча нефти от ФО за данный период составила 56,6 тыс.т, что составляет 0,8 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный

технологический эффект составил 0,5 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию. Средний прирост дебита нефти составил 4 т/сут.

Ликвидация аварий (ЛА). За период 2008-2016 гг. на месторождении было ликвидировано 235 аварий, из которых по 104 скважинам получена дополнительная добыча нефти. На добывающем фонде было проведено 194 скважино-операции по ликвидации аварий, на нагнетательном фонде - 39 скважино-операций и 2 на водозаборном фонде. По 31 операции эффект был учтен на других ГТМ (ГРП, ЗБС, ОПЗ и др.), которые были проведены сразу после ликвидации аварии.

За последние три года отмечается резкий рост проводимых мероприятий. Аварии в основном вызваны обрывом подвески НКТ с ЭЦН, обрывом или заклиниванием инструмента при производстве ремонтных работ. Успешность работ по ликвидации аварий составляет в среднем 70%. В 2012 году был достигнут максимальный уровень дополнительной добычи нефти и составил 38,6 тыс.т.

Средний прирост дебит нефти по скважинам за рассматриваемый период времени, по которым учитывался эффект, варьируется в пределах 0,2 - 51,8 т/сут и в среднем составляет 10,2 т/сут. В результате проведения работ по ликвидации аварий за 2008-2016 гг. дополнительно добыто 176 тыс. т нефти, что составляет 2,5 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил 1,7 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

Гидравлический разрыв пласта. На Вахском месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является наиболее эффективным методом воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти, определенными низкими фильтрационно-емкостными характеристиками нефтесодержащих пород.

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается

по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [12].

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в пристволевой зоне нарушенной проницаемости.

В результате ГРП кратно улучшается проницаемость и как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Работы по ГРП на Вахском месторождении были начаты силами Краснодарского УПНПиКРС в 1990 г. Ввиду получения невысоких приростов дебитов, а иногда и отсутствия эффекта, работы в целом расценивались как низкоэффективные.

Значительно большей эффективностью характеризовались работы, проводимые с применением зарубежной специализированной техники и технологии. В этой связи, в расчете на потенциал региона, в конце 1991 г. организовано совместное предприятие «ВахФракмастерСервисиз» (СП «ВФС»).

За период 1992-1998 гг. силами СП «ВФС» на месторождении выполнено 334 операции ГРП, в том числе 4 повторные. Позднее, с 2000 года эти работы были продолжены фирмой Шлюмберже и другими подрядчиками. В целом по месторождению дополнительная добыча нефти за указанный период составила 5520 тыс.т. В среднем по всему фонду скважин удельный технологический эффект составил 16,5 тыс.т на одну скважино-операцию. В 1999 году ГРП на месторождении не проводилось.

За период 2001-2012 гг. на месторождении проведено 318 операций ГРП, в том числе 24 ГРП на скважинах, вводимых из бурения и 46 ГРП при зарезке боковых стволов (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию). Всего в результате проведения ГРП, проведенных на 01.01.2012 года дополнительно добыто 3940,8 тыс. т нефти.

За период 2012-2016 гг. на месторождении проведено 207 операций ГРП, в том числе 39 ГРП на скважинах, вводимых из бурения, 4 ГРП на скважинах после приобщения или перехода на другие объекты эксплуатации и 20 ГРП при зарезке боковых стволов (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию). Необходимо отметить, что 69 ГРП выполнено на скважинах введенных в работу из бездействия, консервации, ожидания ликвидации. Это в первую очередь связано с необходимостью выполнения программы по вводу в работу неработающего фонда скважин, утвержденной прошлым проектным документом. Всего в результате проведения ГРП в 2012-2016 гг. дополнительно добыто 1203,2 тыс. т нефти.

Основной объем работ ГРП проведен силами трех компаний "Катобьнефть" - 156 операций, «Schlumberger» - 134 операций и «Катко» – 148 операций, остальные 87 операций были проведены подрядчиками «ВЈ», «НьюкоВелл Сервис», «МеКаМиннефть» и «Петроальянс». По объектам разработки основной объем работ приходится на объект Ю₁²⁺³ – 283 ГРП, дополнительная добыча нефти составила 2462,6 тыс. т нефти (47,9%).

Всего за рассматриваемый период дополнительная добыча получена в 368 скважино-операциях. С отрицательным эффектом проведены 24

скважино-операции, причем в двух скважинах ГРП был проведен в конце 2015 года и по состоянию на 01.01.2017 не запущены в работу [12].

По 75 скважино-операциям, где был получен эффект, накопленная дополнительная добыча нефти составила меньше 2 тыс.т. По этому фонду проведенный ГРП можно расценивать как малоэффективный. При этом низкая эффективность ГРП в большинстве скважин связана с увеличением обводненности продукции, что вызвано попаданием трещины разрыва в промытые зоны. Стоит отметить, что по 22 скважино-операциям эффект закончился, по остальным эффект продолжается.

На Вахском месторождении за рассмотренный период эксплуатации в 100 скважинах были выполнены повторные ГРП, эффективность работ составила 91% (91 успешная операция). В 6 скважинах (№№2536, 1247, 1005, 1030, 1230, 814) ГРП было выполнено три раза. Первый повторный ГРП был проведен в 2002 году.

Что касается эффективности повторных ГРП, прирост дебита нефти и жидкости по повторным обработкам отмечается практически по всем скважинам. Примечательным является факт, связанный со снижением обводненности продукции в некоторых скважинах после ГРП.

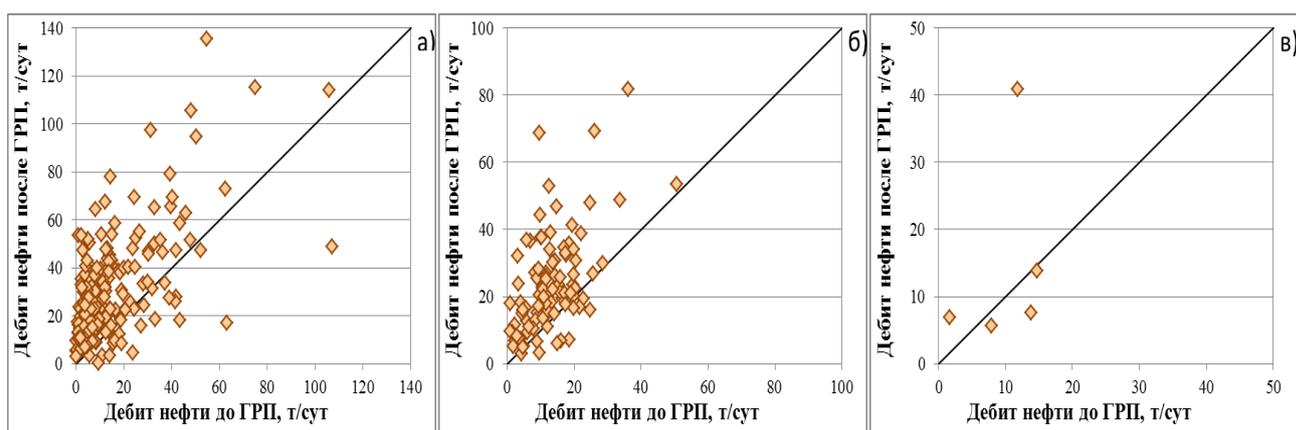


Рисунок 22– Динамика изменения технологических показателей до и после ГРП: а) ГРП проведенное один раз, б) повторные ГРП, в) ГРП проведенное три раза.

Об эффективности мероприятий ГРП проводимых в третий раз сложно судить. По двум скважинам наблюдается увеличение дебита нефти более чем в 3 раза. По другим двум скважинам дебит нефти получился ниже базовых показателей. Тем не менее, увеличение дебита жидкости и рост обводненности отмечается во всех скважинах. Лишь по одной скважине (№1030) наблюдается снижение всех параметров относительно базовых показателей, при том, что ГРП на ней проведен без осложнений [12].

Всего в результате повторных ГРП дополнительно добыто 943,3 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 9,8 тыс. т на одну успешную скважино-операцию. Наибольшее количество повторных ГРП проведено на объекте Ю₁²⁺³ - 83 операций, в том числе 25 операций выполнено на скважинах совместно эксплуатирующих несколько пластов. Соответственно, по этому пласту получено более половины дополнительной добычи нефти от повторных ГРП – 485,7 тыс.т., а с учетом совместных скважин – 622,8 тыс.т.

В целом анализ проведения повторных ГРП показал высокую эффективность и можно рекомендовать их проведение в дальнейшем (рисунок 22).

Всего в результате проведения ГРП за период 2001-2015 гг. дополнительно добыто 5144 тыс. т нефти, что составляет 72 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил около 14,5 тыс. т на одну успешную скважино-операцию.

ГРП на новых скважинах. Как уже отмечалось за период 2001-2016гг. на Вахском месторождении выполнено 63 скважино-операции по гидроразрыву пласта на скважинах, вводимых из бурения. С 2002 года в пределах Вахского месторождения эксплуатационное бурение не велось. В 2007 году была пробурена и введена в нефтяной эксплуатационный уплотняющий фонд (22.10.2007 года) скважина 572Б (Вахская площадь) с дебитом нефти 103,7 т/сут (добыча нефти 6,5 тыс. т).

Всего в результате проведения ГРП на новых скважинах за период 2009-2015 гг. из новых операций дополнительно добыто 336,7 тыс. т нефти, что составляет 4,7 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил около 5,3 тыс. т на одну скважино-операцию. Следует отметить, что в общем накопленная добыча за указанный период по этим скважинам составила 1096,7 тыс.т., со средним удельный технологическим эффектом 17,4 тыс. т на одну скважино-операцию.

Гидравлический разрыв пласта. На Вахском месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является наиболее эффективным методом воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти, определенными низкими фильтрационно-емкостными характеристиками нефтесодержащих пород [12].

2.7 Обоснование показателей воздействия экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Вахском месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта,

дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель (Пок) – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Исходные данные для расчета экономических показателей проекта
Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	7
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	24,9
Стоимость одного ГРП, тыс.руб.	тыс.руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	тыс.руб/т	7964,6
Норма дисконта	%	10
Расчетный период	год	1

Выручка отреализации. Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 7964,6 руб/т.

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = C_n * Q_n \quad (4.1)$$

где, C_n – цена реализации в t-ом году, тыс. руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_t = 7964,6 * 9088,5 = 72\,386\,267,1 \text{ руб.}$$

Прирост выручки составил 72 386 267,1 рублей.

Эксплуатационные затраты. При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Таблица 4- Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб.	2,52
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	29,9
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	27,2
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	323,9
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	180,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв. /т	184,8
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	21,2

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$Z_{об} = 323900 * 2 = 647\ 800 \text{ руб.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$Z_{эл/эн} = 24900 * 2,52 = 62\ 748 \text{ руб.}$$

Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{зак.} = 24900 * 76,9 = 1\ 914\ 810 \text{ руб.}$$

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{сбор} = 24900 * 29,9 = 744\ 510 \text{ руб.}$$

Затраты по технологической подготовке нефти:

$$Z_{\text{подг.}} = 24900 * 27,2 = 677\ 280 \text{ руб.}$$

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{прс.}} = 24900 * 360,4 = 8\ 973\ 960 \text{ руб.}$$

Текущие затраты в целом:

$$Z_{\text{тек.}} = Z_{\text{об.}} + Z_{\text{эл/эн.}} + Z_{\text{зак.}} + Z_{\text{сбор.}} + Z_{\text{подг.}} + Z_{\text{ПРС}}$$

$$Z_{\text{тек.}} = 13\ 021\ 108 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения. Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены.

В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ NEW-VAM L -80; колонная головка Cameron 15000 PSI; извлекаемый пакер Seit 15000 PSI; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъемника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
ПакерSeit 15000 PSI	1	70 000
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250 000
Трубы НКТ NEW – VAM L –80	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5500
ПроппантULTRA PROP 20/40	руб./ т.	54545
ПроппантБоровичи 20/40	руб./ т.	22600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость одного гидроразрывапласта равна 3 244 056 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

Платежи и налоги. Ежегодно компания «Томскнефть» тратит большие суммы на реализацию программ Корпоративной социальной ответственности.

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в таблице 6.

Компания в своей внутренней стратегии управления руководствуется Социальным Кодексом.

Таблица 6 - Стоимость услуг и материалов

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Страховые взносы	%	34
Налог в страховой фонд	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	4,1
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога наприбыль	%	20,0
Подоходный налог	%	13,0
Акцизный налог	тыс.руб./т.	0,9
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб./скв	0,159

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчётного периода:

$$N_{дор.} = 7964,6 * 9088,5 * 0,01 = 723\,862,7 \text{ руб.}$$

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчётного периода:

$$N_{ниокр.} = 13\,021\,108 * 0,01 = 130\,211,08 \text{ руб.}$$

Налог в страховой фонд на каждый год расчётного периода:

$$N_{дор.} = 7964,6 * 9088,5 * 0,005 = 361\,931,3 \text{ руб.}$$

Налог на добычу полезных ископаемых

$$N_{дор.} = 7964,6 * 9088,5 * 4,1 / 100 = 2\,967\,836,95 \text{ руб.}$$

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$N_{плат.} = N_{дор.} + N_{ниокр.} + N_{стр.} + N_{дпи.}$$

$$N_{плат.} = 723862,7 + 130211,08 + 361931,3 + 2967836,95 = 4\,183\,842,03 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчётного периода:

$$A_{отч.} = 2285273 * 6,7 / 100 = 153\,113,29 \text{ руб.}$$

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость на каждый год расчётного периода:

$$H_{\text{ндс}} = 7964,6 * 9088,5 * 18 / 100 = 13\,029\,528,08 \text{ руб.}$$

Акцизный сбор на каждый год расчётного периода:

$$H_{\text{акц.}} = 9088,5 * 0,9 = 8179,65 \text{ руб.}$$

Налог на имущество предприятия на каждый год расчётного периода:

$$H_{\text{им.}} = 3268661 * 2,2 / 100 = 5\,165\,373,22 \text{ руб.}$$

Текущие затраты с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

$$Z_{\text{тек+нал.}} = Z_{\text{тек.}} + H_{\text{плат.}}$$

$$Z_{\text{тек+нал.}} = 17\,204\,950,03 \text{ руб.}$$

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$\Pi_t = \sum_{i=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (4.2)$$

где, Π_t - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

\mathcal{E}_t - эксплуатационные затраты с амортизацией;

H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{экспл.}} = Z_{\text{тек.+н.}} + A_{\text{скв.}}$$

$$Z_{\text{экспл.}} = 17\,358\,063,32 \text{ руб.}$$

Валовая прибыль отреализации:

$$Pt = Bt - (Z_{\text{эксп.}} + H_{\text{ндс}} + H_{\text{акц.}} + H_{\text{им.}})$$

$$Pt = 36\,825\,122,83$$

Налог на прибыль:

$$H_{\text{пр}} = 97942113,8 * 20 / 100 = 6\,436\,960,5 \text{ руб.}$$

Прибыль предприятия:

$$P_{\text{пр.}} = Pt - H_{\text{пр.}}$$

$$P_{\text{пр.}} = 30\,388\,162,33 \text{ руб.}$$

Дисконтированная прибыль:

$$P_{\text{пр. диск.}} = 26\,919\,038,78$$

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + EN)^{t-tp}}, \quad (4.3)$$

где, NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

P_t – прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV = 19\,973\,036,54 \text{ руб.}$$

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности (PI) – отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (PI_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-p}} \quad (4.4)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (14237113,08 / 1,15) / (6488112 / 1,15) = 2,19$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости вложенных средств. Период окупаемости ($P_{ок}$) – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(PI_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-p}} = 0 \quad (4.5)$$

где, $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{cp} = 33\,355\,999,28 / 31 = 1\,075\,999,98 \text{ руб / мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$P_{ок} = 6488112 / 5357300,2 = 1,2 \text{ года.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 1,2 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.

Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96.

Уплата всех налогов, предусматривается в полном соответствии с действующем, на 01.01.2013г. в России, законом о системе налогообложения.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение 14 месяцев. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 33,355 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 2 скважинах Вахского месторождения, приведена в таблице 7.

Таблица 7 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значение
	2011г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	24,9
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	72,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	13,02
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	14,2
Прибыль предприятия, млн.руб.	26,9
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	19,9
Индекс доходности (PI), доли ед.	2,19
Срок окупаемости, год.	1,2

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств.

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 26,9 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 14,2 млн.руб. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча составит 24,9 тыс.т. нефти.

3 Рекомендации по планированию геолого-технических мероприятий на Вахском месторождении

Нефтегазовая промышленность является одной из важнейших отраслей, поскольку минерально-сырьевой потенциал государства обуславливает эффективность функционирования других отраслей промышленности и уровень развития социальной сферы, определяя, таким образом, место страны в мировой экономической системе.

В связи с интенсификацией развития нефтяной и газовой промышленности наблюдается увеличение количества обсуживающего персонала, что, в свою очередь, делает более существенным влияние человеческого фактора на вероятность принятия не правильного решения.

Даже при автоматизации процесса управления на промышленных объектах, оператор вынужден принимать участие в работе компьютеризированных установок. Так как человек является высокоорганизованной биологической системой, то под влиянием своих психологических особенностей и состояния организма в различных ситуациях принимает неверные решения. Осуществляемый процесс принятия решений представляет собой сложный механизм, зависящий от множества причин, что, на протяжении многих десятилетий, делает его актуальным для изучения.

Становится очевидной необходимость систематизации существующей информации, связанной с данной тематикой, а также создание новых методов мониторинга факторов, оказывающих влияние на способность обслуживающего технологические установки персонала корректно выполнять определенные функции.

Так в процессе планирования мероприятий человеческий фактор играет не маловажную роль. Очень часто встречается низко квалифицированный персонал, персонал с недостаточным уровнем

производственно-технологической практикой который в большей степени способен допустить ошибку, ведущую за собой экономические потери.

Одной из основных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений является прогнозирование прироста добычи нефти при проведении различных мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Особое значение такой прогноз приобретает на поздней стадии разработки месторождений, когда в продукции скважин присутствует большое количество воды, их дебиты снижены по сравнению с начальными, а в продуктивных пластах происходят снижающие фильтрационно-емкостные свойства техногенные процессы, связанные с отбором флюидов. Несмотря на значительные успехи нефтепромысловой науки, достигнутые в последние годы, информация о текущем состоянии разработки эксплуатируемых пластов обычно остается неполной, что затрудняет создание и постоянное обновление многомерных детерминированных моделей фильтрации продуктивных пластов.

Одним из основных требований к мониторингу разработки нефтяных месторождений является максимальная эффективность технологических решений при минимальных затратах на их реализацию. Однако зачастую отсутствие исходных данных приводит к невозможности осуществления «количественного» анализа разработки месторождения, основанного на инженерных расчётах. Это является следствием того, что на месторождениях не осуществляется сбор начальных данных в необходимом объёме, что приводит к неадекватности используемых моделей и, как результат, негативным для месторождения последствиям.

Одновременно с этим при выработке технологических решений эксплуатационные характеристики скважин, либо пласта, используются в малых объёмах, при этом упускается факт, что в большинстве случаев предположения, закладываемые при составлении модели пласта, могут быть подтверждены лишь промысловыми наблюдениями.

Для решения проблем сбора информации и для снижения человеческого фактора во всем мире преследуется тенденция процесса автоматизации.

Так, например в «Газпром-Хантосе» создан центр управления добычей, использующий технологию «Цифровых двойников». Особенность модели заключается в наличии функции самообучения: она способна самостоятельно калиброваться на основе динамично меняющейся информации, поступающей через средства автоматизации. «Цифровой двойник» позволяет осуществлять автоматизированный подбор наиболее оптимальных режимов работы элементов всего комплекса; заранее идентифицировать нештатные ситуации; вести превентивную оценку работы системы в случае изменения ее конфигурации (например, добавлять в систему новый куст скважин или выключать один из дожимных насосов).

Создание центра управления добычей на предприятии назрело в связи с тем, что существующие у компании информационные технологии-инструменты до сегодняшнего дня не использовались в полной мере. К тому же идет тенденция повышения экономической эффективности. Применение методов искусственного интеллекта дает «Газпромнефть-Хантосу» колоссальные возможности. Предприятие будет работать над ускоренной «оцифровкой» производственных процессов – автоматизацией, сокращением прямого участия людей и, что особенно важно, снижением «человеческого фактора» и вероятности ошибок при принятии управленческих решений. Кроме того, внедрение искусственного интеллекта позволяет уменьшить риск проведения малоэффективных геолого-технических мероприятий.

Технологии на основе искусственного интеллекта как раз и позволяют справиться с поставленными задачами.

Проанализировав возможные мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта, можно сделать выводы о том, что введение нового виртуального интеллекта или улучшение имеющихся программных обеспечений в компании «Томскнефть ВНК» положительно скажется на

экономической эффективности. Ведь будет возможность более детального изучения каждого случая в отдельности, и уменьшения человеческого фактора.

4 Социальная ответственность

4.1 Социальная ответственность на примере ОАО «Томскнефть»

В данном разделе анализируется процесс управления корпоративной социальной ответственностью. В частности, дана характеристика корпоративной социальной ответственности ОАО «Томскнефть». Предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью. Корпоративная социальная ответственность (КСО) понимается финансирование компаниями проектов, программ и различных мероприятий, которые не приносят компании доход и не связаны со сферой ее деятельности, а имеют целью улучшение жизни людей и рабочих. В рамках КСО чаще всего инвестируются средства в развитие инфраструктуры (медицинское страхование, культура, спортивные объекты и прочее), а также в проведение культурно - массовых мероприятий. В широком смысле КСО также может включать финансирование спортивных мероприятий, конкурсов в сфере музыки, искусства.

Внутренняя социальная политика предприятия. ОАО «Томскнефть» ВНК определяет в качестве главного приоритета своей деятельности охрану жизни и здоровья работников, а также обеспечение безопасных условий их труда, являясь социально ответственным предприятием. Особое внимание ОАО «Томскнефть» ВНК, уделяет промышленной и экологической безопасности, социальной и экономической поддержке регионов деятельности, обеспечивает гарантированный социальный пакет для своих работников, членов их семей и пенсионеров, ведет активную работу по созданию достойных условий труда на производстве.

Социальная политика. Коллективный договор. Регулярное заключение коллективного договора стало доброй традицией и залогом динамичного развития кадровой политики ОАО «Томскнефть» ВНК и предприятия в целом.

Коллективный договор обеспечивает работникам: достойную и конкурентоспособную заработную плату, льготы и гарантии работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, а также членам их семей (северная надбавка, льготный проезд к месту отдыха и обратно и др.); материальную помощь; выплаты по случаю юбилейной даты рождения; предоставление оздоровительных путевок в санатории (базы отдыха) в пределах России, а также детских путевок в санатории (базы отдыха); предоставление абонементов на посещение спортивно-оздоровительных комплексов и многое другое. комплексы и другое.

ОАО «Томскнефть» ВНК ежегодно принимает участие в конкурсе «Российская организация высокой социальной эффективности», занимая призовые места. На предприятии проводятся конкурсы производственного мастерства. В 2013 году ОАО «Томскнефть» ВНК внесено в реестр работодателей, гарантированно соблюдающих трудовые права работников, и получило сертификат доверия работодателю.

Добровольное медицинское страхование. Что касаясь программы добровольного медицинского страхования работников, то она включает в себя медицинское обслуживание (прохождение периодических осмотров и полный комплекс медицинских услуг в отдельном мед.учреждении), стоматологическую помощь (протезирование зубов), организацию экстренных и плановых госпитализаций (в том числе и с отдаленных опасных производственных объектов).

Работники общества и члены их семей обеспечиваются санаторно-курортными путевками на льготных условиях один раз в два года. Санаторно-курортное лечение и оздоровление работников и членов их семей рассматриваются в качестве эффективного направления профилактики заболеваемости и сохранения профессионального долголетия нефтяников.

Для работников сформирована и действует страховая защита на случай смерти, полной или частичной утраты трудоспособности в результате несчастного случая на производстве.

Охрана труда. Являясь социально ориентированным предприятием, ОАО «Томскнефть» ВНК традиционно придаёт большое значение созданию безопасных условий труда для сотрудников Общества, разрабатывая и реализуя комплексы программ по улучшению условий и охраны труда, улучшению санитарных и бытовых условий на производстве.

Основные направления деятельности:

- обеспечение работников сертифицированной спецодеждой, спецобувью и другими СИЗ согласно требований законодательства и корпоративных норм;
- приведение зданий и сооружений в соответствие с требованиями строительных норм, требований пожарной безопасности;
- приведение освещения и микроклимата на рабочих местах в соответствие с требованиями санитарно-гигиенических норм;
- обустройство новых и ремонт имеющихся санитарно-бытовых помещений, помещений для обогрева, отдыха и приема пищи;
- организация обучения работников по вопросам охраны труда, промышленной, пожарной, экологической безопасности, реагирования в случае аварийных и чрезвычайных ситуаций;
- проведение первичных и периодических медосмотров работников;
- автоматизация и компьютеризация производственного оборудования и рабочих мест;
- укомплектование производственных объектов средствами малой механизации и современным электроинструментом для снижения доли ручного труда.

Политика «Томскнефти» перекликается с политикой компаний-акционеров. Одним из приоритетных направлений работы является защита

окружающей среды. Сохранение экологического благополучия на территориях деятельности ежегодно обходится предприятию в сотни миллионов рублей. На месторождениях ликвидируется наследие советских времен: промыслы очищают от металлолома, восстанавливают загрязненные земли, специалисты общества активно занимаются вопросами повышения надежности трубопроводов. Компания строит объекты газовой программы, направленной на увеличение уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95%, приобретает новое специализированное оборудование, применяет современные технологии в рекультивации земель. Затраты на природоохранные мероприятия ОАО «Томскнефть» ВНК в 2015 году составили около 3 млрд рублей.

Управление персоналом. Система развития персонала в организации, таким образом, ставит стратегические задачи, основными направлениями развития которой являются:

Работа с молодыми специалистами (организация экскурсий на производственные объекты, проведение тренингов, семинаров, молодежных слётов и др.);

Формирование кадрового резерва (включает пять этапов подготовки руководителей: первый – работа со студентами; второй – работа с молодыми специалистами, третий – работа с линейными руководителями низшего звена; четвертый – работа с руководителями среднего звена; пятый – работа с руководителями высшего звена управления);

Техническое и экономическое обучение. Создание комплексной непрерывной системы обучения, охватывающей все категории персонала и все уровни управления;

Переподготовка и повышение квалификации;

Профессиональная и социально-психологическая адаптация новых сотрудников.

Работа с персоналом организуется и проводится по утверждённым техническим руководителям предприятия планам.

Планы содержат работы по следующим направлениям:

- обучение новых рабочих;
- переподготовка и обучение рабочих вторым и смежным профессиям;
- повышение квалификации;
- организация работы технических библиотек технических кабинетов по ТБ и ПБ, полигонов центров и пунктов тренажёрной подготовки;
- выполнение мероприятий по оснащению учебно-материальной базы;
- предэкзаменационная подготовка руководителей и специалистов;
- проверка знаний;
- проведение соревнований по профессиональному мастерству;
- проведение научно-технических конференций и др.

Компания активно работает с вузами и средними специальными учебными заведениями с целью обеспечить свои предприятия высококвалифицированными кадрами в долгосрочной перспективе, приглашая студентов для прохождения практики, организовывая так называемые «Дни карьеры» на которых происходит презентация компании и т.д.

ОАО «Томскнефть» ВНК выделяет следующие стратегические задачи в области управления персоналом:

- повышение эффективности управления посредством проведения активной политики, развития корпоративной культуры и внедрения современных стандартов в систему управления персоналом общества;
- совершенствование планирования управления персоналом в соответствии со стратегией компании, прежде всего, в вопросах подбора и подготовки руководителей и высококвалифицированных специалистов;
- развитие подходов и совершенствование технологий управления персоналом;

- создание интегрированной системы непрерывного образования, расширение деятельности корпоративных учебных центров;
- совершенствование работы с молодыми сотрудниками и молодежными организациями.

Направления развития персонала в компании являются работа с молодыми специалистами, формирование кадрового резерва, создание комплексной непрерывной системы обучения, охватывающей все категории персонала и все уровни управления.

Компания активно работает с вузами и средними специальными учебными заведениями с целью обеспечить свои предприятия высококвалифицированными кадрами в долгосрочной перспективе.

Внешняя социальная политика ОАО «Томскнефть». В конце августа 2016 году в ОАО «Томскнефть» ВНК прошел второй инспекционный аудит интегрированной системы управления в области экологической безопасности, промышленной безопасности и охраны труда, которая определяет соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 & OHSAS 180001:2007. По заключению экспертов, выстроенная в компании система менеджмента соответствует международным стандартам. [Политика ПАО «НК Роснефть» «В области охраны окружающей среды» № ПЗ-05.02 П-01; Политика ПАО «НК Роснефть» «В области промышленной безопасности и охраны труда» № ПЗ-05.01 П-01].

Промышленная безопасность, охрана труда и экологическая безопасность. Компания является лидером нефтегазовой промышленности РФ и одной из крупнейших компаний мирового топливно-энергетического комплекса. Осознает характер и масштабы влияния своей деятельности, продукции и услуг.

Понимает свою ответственность за обеспечение безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников и сохранность здоровья населения, проживающего в районах деятельности компании.

Цели компании. Компания, стремясь соответствовать наилучшим мировым отраслевым показателям в области промышленной безопасности и охраны труда, включая вопросы охраны здоровья, безопасности дорожного движения, пожарной, радиационной и фонтанной безопасности, целостности производственных объектов, предупреждения взрывопожароопасных и аварийных ситуаций и реагирования на них, ставит перед собой следующие стратегические цели:

- отсутствие производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- отсутствие аварий и пожаров.

Деятельность Компании в области промышленной безопасности и охраны труда осуществляется с соблюдением следующих принципов:

- приоритетность жизни и здоровья людей по отношению к результату производственной деятельности;
- лидирующая роль руководителей всех уровней Компании в вопросах обеспечения безопасных условий труда;
- ответственность каждого работника Компании и подрядных организаций за свою собственную безопасность и безопасность окружающих их людей, когда работа выполняется небезопасно;
- вовлечение всех работников Компании в деятельность по снижению производственного травматизма, рисков возникновения взрывопожароопасных и аварийных ситуаций, а так же заболеваний людей;
- приоритетность предупреждения мер перед мерами, направленными на локализацию и ликвидацию последствий происшествий.

Кроме того, Компания ведет регулярный мониторинг по важнейшим экологическим аспектам производственной деятельности. Результаты мониторинга документируются и анализируются, на их основе разрабатываются целевые программы и планы природоохранных мероприятий с достаточным финансированием. Данные программы

направлены на: сокращение выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду; контроль над размещением отходов и охраной водных объектов; рациональное землепользование и качественную рекультивацию нарушенных земель.

Благотворительность и спонсорство. ОАО «Томскнефть» оказывает благотворительную помощь различным общественным и религиозным организациям, фондам, учреждениям, а также прочим некоммерческим организациям и гражданам за счет средств компании.

Целями благотворительной деятельности ОАО «Томскнефть» являются:

- социальная поддержка и защита граждан, включая улучшение материального положения малообеспеченных, социальную реабилитацию безработных, инвалидов и иных лиц, которые в силу своих физических или интеллектуальных особенностей, иных обстоятельств не способны самостоятельно реализовать свои права и законные интересы.

- оказание помощи пострадавшим в результате стихийных бедствий, экологических, промышленных или иных катастроф, социальных, национальных, религиозных конфликтов, а также жертвам репрессий, беженцам и вынужденным переселенцам.

- содействие укреплению престижа и роли семьи в обществе.

- содействие защите материнства, детства и отцовства.

- содействие деятельности в сфере образования, науки, культуры, искусства, просвещения, а также духовному развитию личности.

- содействие деятельности в сфере физической культуры и массового спорта.

- охрана окружающей среды.

- охрана и должное содержание зданий, объектов и территорий, имеющих историческое, культовое, культурное или природоохранное значение, а также мест захоронения.

Определение стейкхолдеров организации

Одна из главных задач при оценке эффективности существующих программ КСО – это оценка соответствия программ основным стейкхолдерам компании.

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. Например, к прямым стейкхолдерам относятся потребители или сотрудники компании, а к косвенным – местное население, экологические организации и т.д. Важным представляется то, что в долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры. Структуру стейкхолдеров организации необходимо внести в таблицу 8.

Таблица 8 – Стейкхолдеры организации

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники ОАО «Томскнефть» ВНК	Местное население
Инвесторы	Экологические организации
Потребители	Администрация г. Стрежевой
Торговые объекты, реализующие нефтегазовую продукцию	Федеральная налоговая служба
Потребители продукции и услуг	Федеральная таможенная служба

Влияние прямых стейкхолдеров относительно косвенных значительно. Репутация компании сильно зависит от качества работы сотрудников. ОАО «Томскнефть» ВНК традиционно придает большое значение созданию безопасных условий труда для сотрудников, разрабатывая и реализуя комплексы программ по улучшению условий и охраны труда, улучшению санитарных и бытовых условий на производстве.

4.2 Определение структуры программ КСО

Структура программ КСО составляет портрет КСО компании рассмотрена в таблице 9. Выбор программ, а, следовательно, структура КСО зависит от целей компании и выбора стейкхолдеров, на которых будут направлены программы.

Таблица 9 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Внутренние конкурсы предприятия	Денежные гранты	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Повышение квалификации сотрудников
Обучение сотрудников компании для повышения их квалификации	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Повышение квалификации сотрудников
Пожертвования	Благотворительность	Сотрудники предприятия, местное население	Ежегодно	Помощь, благотворительность и реклама
Безопасность труда	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Создание безопасной рабочей зоны для сотрудников, свести к минимуму риск аварийных ситуаций
Кадровая программа	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Обеспечение потребности в высококвалифицированном персонале

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятия направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников.

Нефтегазовые компании в рамках КСО инвестируют в сферы, которые напрямую влияют на жизнь местных сообществ. Значительная часть средств большинства компаний направляется на развитие социальной инфраструктуры и образования.

Основным механизмом финансирования социальных проектов компаниями являются соглашения о социально-экономическом сотрудничестве с регионами. Данные соглашения позволяют координировать работу по отбору и реализации проектов, например по строительству или ремонту социально важных объектов, с региональными органами власти. Все программы корпоративной социальной ответственности предприятий направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников. Таким образом, можно

сделать вывод, что программы КСО соответствуют целям и стратегии организации. На основе проведенного анализа можно сделать вывод о широкой и разносторонней программе корпоративной социальной ответственности предприятия, направленной на все стороны деятельности.

Таблица 10 – Затраты на мероприятия КСО

№	Мероприятие	Единица измерения	Цена	Стоимость реализации на планируемый период
1	Корпоративные социальные проекты	Подарки	100000	$100000 \cdot 40 = 4000000$
2	Благотворительные пожертвования	Рубли	4000000	$4000000 \cdot 10 = 40000000$
3	Корпоративные подарки	Подарки	9500	$9500 \cdot 310 = 2945000$
4	Реклама	Рубли	150000 руб/мес	$150000 \cdot 12 = 1800000$
5	Социально-ответственное поведение (оплата проживания сотрудников, проезда сотрудников, премии, льготы, обучение)	Рубли	40000 руб/чел	$40000 \cdot 310 = 12400000$
			Итого:	61145000

Анализируя данные результаты, руководство организации должно оценить эффективность социальной программы:

- с экономической точки зрения;
- с социальной точки зрения;
- с точки зрения выгоды для развития бизнеса и принять решение о целесообразности реализации социальных программ по данным направлениям в дальнейшем.

Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций

- 1) Программа КСО полностью соответствует целям ОАО «Томскнефть» ВНК.
- 2) Для предприятия преобладает внешнее КСО.
- 3) Все программы КСО полностью охватывают интересы стейкхолдеров.
- 4) Реализуя программы КСО ОАО «Томскнефть» ВНК получает:

- социально-ответственное поведение - фирма заботится о сотрудниках компании, стимулирующие надбавки дают больше стимула для качественной и творческой работы сотрудников;

- благотворительные пожертвования - реклама в СМИ, положительные отзывы у населения, имидж предприятия.

5) ОАО «Томскнефть» ВНК несет умеренные затраты на реализацию программ КСО, результат оправдывает средства потраченные на мероприятия.

6) ОАО «Томскнефть» ВНК растет и со временем может взять больше КСО программ, такие как социальные инвестиции.

- осуществление психологических тренингов;

- тренингов на сплочение сотрудников организации и курсов совершенствования полученных знаний.

Таким образом, рассматривая имеющуюся степень развития корпоративной социальной ответственности ОАО «Томскнефть» ВНК наблюдается ее полнота и реализация всех направлений. Учитывая большой аспект уже проводимой работы, предприятие не намеревается на этом останавливаться и разрабатывает новые направления развития и повышение качества.

Заключение

Цели и задачи поставленные в работе выполнены. В частности, рассмотрели необходимость повышение экономической эффективности добычи нефти как в нефтегазовом комплексе в целом, так и на Вахском месторождении. Проведен анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи, установлены проблемы на ранних этапах геолого-технических мероприятий.

Повышение эффективности планирования геолого-технических мероприятий является одной из наиболее важных задач управления разработкой нефтяного месторождения. Существующие методы, подходы и программные средства, обеспечивающие информационную поддержку процесса планирования ГТМ, позволяют решать задачи неполного перечня этапов планирования.

Для решения проблемы комплексного информационного и алгоритмического обеспечения процесса планирования ГТМ, с учетом низкого уровня структуризации и формализации процесса, предложено использование методов системного анализа. Системная последовательность процесса планирования ГТМ позволила выявить возможность повышения эффективности следующих этапов планирования: выявления скважины с недоиспользованным потенциалом, прогнозирования эффекта после проведения технологической оптимизации и проведения ГТМ, формирования решения о проведении ГТМ и анализа эффективности проведенного мероприятия.

На основе причинно-следственного анализа выявлены факторы в большей степени влияющие на эффективность планирования ГТМ на Вахском месторождении: уровень автоматизации расчетов (отбора скважин-кандидатов, прогнозирования эффекта от ГТМ, формирования вариантов ГТМ), качество средств мониторинга текущего состояния разработки

месторождения и уровень интеграции используемых при планировании мероприятий программных средств в единую информационную среду.

В результате проведенного анализа предприятия ОАО «Томскнефть» ВНК, предложены методы повышения организации работ с целью увеличения экономической эффективности :

- подбор более опытных работников для работы;
- модернизация текущего или создание нового искусственного интеллекта;
- обмен опытом с другими нефтедобывающими компаниями с целью повышения своей квалификации.

Список публикаций магистранта

1. Забродько П.В. /Геолого-технические мероприятия в нефтегазовой области/Нефтегазовые горизонты 2017
2. Забродько П.В., Деревнин Г.С., Золоторев Р.Н. /Менеджмент качества/ Экономические науки 2017
3. Забродько П.В., Деревнин Г.С. /Электрохимзащита подземных трубопроводов/ Химия и химические технологии 2017

Список литературы

1. Геолого-технические мероприятия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/chto-takoe-GTM.html>, свободный (дата обращения: 26.01.2017).
2. Шагиахметов М.Р. Модели и комплекс программ многокритериального принятия решений в условиях неопределенности в нефтедобыче: дис. ... канд. техн. наук – Казань., 2004. – 160с. РГБ ОД, 61:05-5/33. Бачин С.И., Емельянов С.Н., Исмагилов Т.А., Индычко И.Н.,
3. Шадьтмухамедов С.А. Улучшение технико-экономических показателей разработки месторождений на завершающей стадии (на примере Усть-Балыкского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Труды II научно-практической конференции. - г. Ханты-Мансийск. - 1998.
4. Бачин С.И. Определение физико-гидродинамических характеристик для проектирования разработки нефтяных месторождений / Бачин С.И., Скороход А.Г., Хакимов А.М., Телин А.Г. // Нефтепромысловое дело. - 1998.-№4-5.-С. 40-45.
5. Бачин С.И. Современные методы контроля за разработкой многопластовых месторождений / Бачин С.И., Пасынков А.Г., Свешников А.В. и др. // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи. Материалы 5-го Международного технологического симпозиума. - Москва, 2006. - С. 350 - 357. 125
6. Бачин С.И.: Текущее состояние разработки нефтяных месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» / Бачин С.И., Николенко В.В., Седых А.М. и др. // Нефтепромысловое дело. - 1999. - № 5. - С 17 - 22.

7. Манапов Т.Ф. Результаты и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи на Тепловском месторождении / Манапов Т.Ф., Скороход А.Г., Бачин СИ.и др. // Нефтепромысловое дело. - 1995. - № 8. - С. 48-53.
8. Ахметзянов А.В., Колтун А.А., Кулибанов В.Н., Флейшман И.В. Проблемы комплексного моделирования гидродинамических процессов при разработке нефтяных месторождений // Труды Института проблем управления РАН. Том XXI. 2003.
9. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Першин О.Ю. и др. Интегрированная компьютерная технология поддержки принятия решений в разработке нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 2001, №11, стр. 87-90.
10. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Першин О.Ю. и др. Проблемы интеграции компьютерных систем планирования развития и управления в нефтедобыче // Нефть Татарстана, 1999, №1-2,48-51.
11. Ахметзянов А.В., Кулибанов В.Н., Першин О.Ю., Лавущенко В.П., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Интегрированная компьютерная технология поддержки принятия решений в разработке нефтяных месторождений/ТНефтяное хозяйство. - 2001. - №11. - с.87-89.
12. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравномерность, неоднородность. - Уфа. : Гилем, 1999. - 464 с.
13. Мирзаджанзаде А.Х., Салаватов Т.Ш. Альтернативный подход к управлению процессом разработки нефтегазовых месторождений // Территория нефтегаз, 2005, №3, стр. 40-50.
14. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. - М.: Недра. -1967. -132 с.

15. Пасынков А. Г. Повышение эффективности разработки бурением горизонтальных скважин на примере Лемпинской площади Салымского месторождения / Пасынков А. Г., Тимонов А.В., Прудников А. А. и др. // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 11. - С 78 - 80.
16. Пасынков А.Г. Системное применение методов интенсификации добычи нефти (на примере месторождений Юганского региона). Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Уфа, УГНТУ.- 2005. -149 с.
17. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра. - 1970. - 336 с.
18. Хисамутдинов Н.И., Гильманова Р.Х., Владимиров И.В. и др. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии. Том 1. Геология и разработка залежи в поздней стадии. - М.: ВНИИОЭНГ, 2004. - 252 с.
19. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 2000. - 272 с.
20. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1998. - 240 с.
21. Амелин И.Д., Сургучёв М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. - М.: Недра, 1994. - 308 с.
22. Баишев Б.Т., Исайчев В.В., Кожакин С.В. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1978. - 178 с.
23. Рамазанов Р.Г. и др. Оценка влияния основных параметров системы разработки на нефтеотдачу. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений. - Бугульма.: Татнефть, ТатНИПИнефть. - 1988. - № 62. - С 40 - 46.127
24. Судеев И.В: Факторный анализ изменения добычи новых скважин с использованием метода нестационарного узлового анализа / Судеев И.В., Тимонов А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 11. - С. 58 - 62.

25. Теленков В.М. Технология определения текущей нефтенасыщенности коллекторов при контроле разработки нефтегазовых месторождений Нижневартковского района // НТВ Каротажник, Тверь. - 2002. - № 98. - С. 72 - 94.
26. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батурич Ю.Е. Механизм влияния темпов отбора жидкости на полноту нефтеизвлечения в полимиктовых коллекторах Западной Сибири при их заводнении / Наука и технология углеводородных дисперсных систем. Материалы первого международного симпозиума. - М.: ГАНГ им. И.М. Губкина. - С. 30.
27. Маскимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1976, 264 с.
28. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.:Недра, 1982.
29. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство, 1999, №5, стр. 39-43.
30. Слепян М.А., Зозуля Ю.И., Муравский А.К. Использование современных информационных технологий при разработке интегрированных АСУТП в нефтегазодобыче // Промышленные АСУ и контроллеры. 2000, №7, стр. 14-19.
31. Слепян М.А. Опыт системной интеграции АСУТП в нефтяной промышленности // Промышленные АСУ и контроллеры, 2001, №12, стр. 1-3.
32. Шахвердиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство, 2001, №5, стр. 44-48.
33. Тимонов А.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дис. канд. техн. наук. Уфа., 2010. – 151с.

34. Тимонов А.В. Совершенствование унифицированной методики расчёта прогноза уровней добычи / Тимонов А.В., Соколов С. В., Мухамедшин Р.К. и др. // Геология и разработка месторождений: Материалы конференции. Геленджик, 2007 г.
35. Пьянков В.Н. Модели и алгоритмы информационно-аналитических систем для поддержки мониторинга разработки нефтяных месторождений :дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 145с.
36. Колтун А. А. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях :дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 112с.
37. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. — Казань: Изд-во КГУ, 1999.-280 с.
38. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. — М: ВНИИОЭНГ, 1995.
39. Фахретдинов Р.Н., Каледин Ю.А., Житков М.В. Потенциал современных информационных технологий при оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №10. — с.54-55.
40. Раковский Н.Л., Борисова Н.П., Додонова И.А. Влияние геолого-физических параметров на технологические показатели разработки залежей тепловыми методами // Исследования в области разработки нефтяных и газовых месторождений и гидродинамики пласта. - М.: ВИИИнефть, - 1976. - Вып. 57.
41. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. — М.: Наука, 1994. — 462.
42. Глухих И.Н., Пьянков В.Н., Забалотнов А.Р. Ситуационные модели в корпоративных базах знаний геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство.- 2002. - №6, с.45-48.

43. Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения, ОАО «Томскнефть ВНК», ООО «Славнефть-Нижевартовск», 2011г. – 185с.;
44. Анализ разработки Вахского месторождения. Тюмень, ОАО «Тандем» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО №823 от 24.10.2006г.
45. Отчет о НИР «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Вахского месторождения. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения». Заключительный отчет по теме 11.93г., отв. исп. Багаутдинов А. К., Томск, 2005г., т.24.
46. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» – М.: Недра, 2008г.
47. Сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс] / <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/>. (дата обращения: 9.10.2017)
48. Сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс] <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/industrial-safety/>. (дата обращения 13.12.17)