

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.013.364.3

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
з-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич

Тема работы:

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	№118-19/с от 28.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.	
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Аналитический обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на поздней стадии разработки нефтяных месторождений; Эффективность применения ГТМ на месторождениях нефти; Выводы и рекомендации к принятию технологических решений.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Гуляев Милий	Старший преподаватель

	Всеволодович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич		29.04.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа з-2Б8Г2	ФИО Бояринцев Артем Игоревич
--------------------------	--

Тема работы:

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.05.2023	Аналитический обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на поздней стадии разработки нефтяных месторождений	25
20.05.2023	Эффективность применения ГТМ на месторождениях нефти	25
23.05.2023	Выводы и рекомендации к принятию технологических решений	30
29.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
05.06.2023	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		29.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич		29.04.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 страниц, в том числе 9 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 44 источника.

Ключевые слова: темп разработки; оптимизация работы скважин; геолого-технические мероприятия; контроль и регулирование, оптимизация технологических процессов.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Цель исследования – анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на поздней стадии разработки месторождений.

В процессе исследования были проведен аналитический обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на поздних стадиях разработки месторождений. Определена эффективность применения геолого-технических мероприятий на месторождениях нефти. Сделаны выводы и разработаны рекомендации к принятию технологических решений.

Область применения: нефтяные месторождения находящиеся на поздней стадии разработки.

Комплексный подход к проведению геолого-технических мероприятий применяемых на поздней стадии разработки месторождений будет способствовать вовлечению в разработку остаточных запасов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
1.1 Современные представления о состоянии поздней стадии разработки и выявление причин недоизученности месторождений.....	13
1.2 Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов	17
1.3 Геолого-технологические проблемы оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений	20
1.4 Обзор современных подходов к решению задачи по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений	26
2 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ.....	34
2.1 Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи.....	34
2.2 Анализ методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях эксплуатации месторождений.....	44
2.3 Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения.....	48
2.4 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере Ново-Покурского месторождения	54
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.....	63
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности	

и ресурсосбережения	66
4.1.1 Цели и актуальность проекта	67
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	68
4.1.3 SWOT-анализ	69
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	71
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	71
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	72
4.3 Бюджет научно-технического исследования	75
4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	75
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования	76
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	77
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	78
4.3.5 Накладные расходы	79
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.2 Производственная безопасность	86
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	89
5.3.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды.....	89
5.3.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания.....	90
5.3.3 Превышение уровня шума и вибрации	90
5.3.4 Освещенность	91
5.3.5 Монотонность труда	91
5.3.6 Укусы животных и насекомых	92
5.3.7 Движущиеся части механизмов	92
5.3.8 Работа с сосудами под давлением	93
5.3.9 Химические вещества	94

5.3.10	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	95
5.3.11	Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	95
5.3.12	Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	96
5.3.12	Радиация	96
5.4	Экологическая безопасность.....	97
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
5.6	Средства пожаротушения	101
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние разрабатываемых нефтяных месторождений характеризуется поздней стадией разработки, в которой достигается обширное обводнение зон продуктивных пластов, проблемы не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов, нарастающим вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов. Эта тенденция развивается и с каждым годом приводит к все более ощутимому снижению добычи в основных добывающих регионах страны.

Основная проблема эксплуатации нефтяных месторождений заключается в не оптимально подобранных технологических процессах, которые не соответствуют геологическим особенностям строения неоднородных продуктивных пластов. В результате чего происходит опережающая выработка запасов нефти, сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора нефти.

Цель исследования – анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на поздней стадии разработки месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести аналитический обзор геолого-технических мероприятий, проводимых на поздних стадиях разработки месторождений;
2. Провести анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий на месторождениях нефти;
3. Сделать выводы и разработать рекомендации к принятию технологических решений.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОРЭ** – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ЗБС** – зарезка боковых стволов;
- ГНО** – глубинное насосное оборудование;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ГИС** – геофизическое исследование скважин;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГДИС** – гидродинамическое исследование пласта;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- ВПП** – выравнивание профиля приемистости
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ФСД** – фильтр скважинный дисковый;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- КОПЗ** – комплексная обработка призабойной зоны;
- СКО** – соляно-кислотная обработка;
- ГКО** – глино-кислотная обработка;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- НПАВ** – неионогенные поверхностно-активные вещества;
- ПОТ** – потоко-отклоняющие технологии;
- ИМ** – интегрированное моделирование;
- ОРЭ** – одновременно раздельная эксплуатация.

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРОВОДИМЫХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Современные представления о состоянии поздней стадии разработки и выявление причин недоизученности месторождений

Как показывает практика и опыт, несмотря на то, что объекты нефтедобычи находятся уже на поздней стадии разработки, в процессе эксплуатации выявляется проблема недоизученности их геологического строения. Например, к таким объектам разработки можно отнести косослоистые пласты БВ в неокском нефтегазоносном комплексе Западной Сибири, низкоомные нефтенасыщенные коллектора турнейского яруса на месторождениях Южно- Татарского свода, терригенные залежи нефти в пластах Дкт колганской толщи карбонатного девона Оренбургского региона, кавернозные коллектора в окских отложениях [4, 5, 11, 13, 15, 21]. Из-за некорректного представления геологического строения, добывные возможности таких разрабатываемых нефтяных месторождений оцениваются и реализуются не в полном объеме.

Прежде чем добиться положительных результатов в вопросах доизвлечения остаточных запасов нефти, а также интенсификации выработки ранее недренируемых запасов, необходимо уточнить геологическое строение многопластовых разрабатываемых месторождений и оценить распределение запасов нефти по площади и объектам разработки месторождения с совершенствованием методов обработки всей накопленной первичной информации.

Для обеспечения объемов добычи нефти новыми запасами в нефтяной промышленности ведутся работы по следующим трем основным направлениям, которые являются наиболее эффективными способами в решении вышесказанной проблемы:

1. Поиск новых промышленных скоплений УВС за счет геолого-разведочных работ (ГРР) в районах с развитой инфраструктурой.

2. Увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет улучшения технологии проведения ГТМ.

3. Прирост запасов УВС на разрабатываемых месторождениях за счет уточнения геологического строения (по результатам ревизии первичной промысловой информации и достижения достоверности базы данных с учетом накопленных новых исследований).

Рассмотрим более подробно эти вышеперечисленные направления по созданию и вводу в эксплуатацию новых объектов нефтедобычи, и их результаты, получаемые в промысловых условиях.

Поиск, разведка и открытие новых месторождений (создание новых крупных мощностей нефтедобычи) могут существенно изменить как структуру добычи, так и структуру потребления этих ресурсов, однако требуют значительных инвестиций и времени [17]. Как показывает практика, расходы на подготовку запасов из сложно построенных пластов за счет ГРП (например, высоковязкие нефти семилукско-мендымских отложений) по данным геолого-экономической оценки превышают величину суммарной удельной стоимости в 127 раз от величины удельной стоимости подготовки запасов за счет уточнения геологического строения и ревизии базы данных [12]. Из этого следует, что для поддержания уровней добычи нефти значимость прогнозирования и поисков новых запасов в пределах разрабатываемых месторождений в районах с развитой инфраструктурой является более целесообразной и экономически выгодной.

Особое внимание при этом уделяется на возможность повышения КИН на поздней стадии разработки, которая является актуальной для большинства крупных отечественных месторождений, представленных неоднородными нефтенасыщенными коллекторами и характеризующихся высоким процентом обводненности добываемой продукции. Как инструмент для увеличения КИН и получения дополнительной добычи нефти из такой категории месторождений в нефтедобывающих регионах России и за рубежом активно используются технологии методов увеличения нефтеотдачи

(МУН) пластов.

Причем большинство известных технологий МУН являются затратными, а используемые технологии и реагенты достаточно дорогостоящие, и себестоимость дополнительно добываемой нефти за счет МУН на 40–60 % выше по сравнению с нефтью, добываемой традиционными методами. Данное обстоятельство является главным сдерживающим фактором при разработке нефтяных месторождений с технологиями МУН, и поэтому применение методов повышения значения КИН, особенно тепловыми, газовыми и химическими, пока не обеспечивают рентабельность отбора нефти, прежде всего из-за отсутствия работоспособного дешевого оборудования, реагентов и технологий [14].

Отсюда следует, что более целесообразно идти на пути наращивания запасов нефти, не требующих больших капитальных вложений, что возможно на обустроенных разрабатываемых месторождениях с высокими остаточными запасами, в частности, многопластовых.

В связи с этим, уточнение параметров геологического строения разрабатываемых объектов по выявлению возможности извлечения остаточных запасов за счет совершенствования методов обработки всей накопленной исходной информации является наиболее приоритетной и быстро реализуемой работой, направленной не только на сохранение и увеличение темпов добычи, но и на прирост величины запасов нефти.

Об этом свидетельствуют результаты научно-практических работ и исследований, показанных в работах таких отечественных ученых-специалистов, как Базаревская В. Г., Бакиров И. М., Гаврилов В. П., Гильманова Р. Х., Дияшев Р.Н., Иктисанов В. А., Ларочкина И. А., Муслимов Р. Х., Насыбуллин А. В., Сарваретдинов Р. Г., Хисамутдинов Н. И. и другие [2, 4, 5, 8, 9, 14, 19, 28, 35]. Следует отметить, что в США, в старейшей нефтедобывающей стране, уточнение геологического строения залежей и оценки текущих запасов нефти позволяет получать прирост запасов, почти компенсирующий падение добычи нефти от истощения запасов [9].

Процесс регулирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии возможен только при наличии всех необходимых характеристик пласта в межскважинных интервалах и взаимодействии скважин.

Решение задач по интерференции скважин были заложены в работах таких профессоров как Пыхчев Г.Б, Щелкачев В.Н.

Проблемы выбора оптимального количества добывающих и нагнетательных скважин рассматривались в работах таких ученых как О.А. Корниенко, Э.А. Вольгемут. Вопросы обоснования пикового уровня добычи рассматривали такие авторы, как: Д.А. Мирзоев, П.П. Никитин. В работах данных ученых количество скважин рассматривается вне их взаимосвязи с темпом их ввода, что не позволяет принимать это во внимание при оценке эффективности освоения месторождения, фактор пикового уровня добычи, который является достаточно важным для построения системы разработки больших проектов.

А.Г. Пономарев и Ю.П. Борисов изучали зонально-неоднородные пласты и определили, что в условиях месторождений нефти повышенной вязкости лучшие показатели заводнения, по величине отбора и охвату пласта, могут быть достигнуты при размещении добывающих скважин в зонах пласта с лучшими коллекторскими свойствами, а размещение нагнетательных скважин - в зонах плохопроницаемых пластов.

Множество авторов проводили исследования, связанные с оптимизацией системы разработки, и основывались на идее равномерных сеток скважин. Такой подход был вполне оправдан и обусловлен тем, что неоднородность пластов изучена недостаточно. Напротив, когда геологические особенности строения нефтяной залежи уже хорошо изучены, появляется возможность оптимальной трансформации системы заводнения. Именно здесь возникает основная проблема, связанная с недостаточным учетом влияния факторов неоднородностей пластов на процессы добычи нефти.

Влияние на критерий эффективности проекта, взаимосвязей между технологическими решениями на отдельных этапах его разработки и на этапах выбора технологии добычи нефти и системы обустройства месторождений.

1.2 Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов

Как правило, термин «поздняя стадия разработки» применяют для всей залежи по интегральной характеристике обводнения и увязывают с коэффициентом использования или со степенью выработки извлекаемых запасов [1]. Считается, что к поздней стадии относится период разработки, когда средняя обводненность добываемой продукции превышает 90%, а выработка от НИЗ больше 80%. Здесь, пожалуй, и стоит внести уточнения, поскольку средняя обводненность залежи складывается из динамики обводнения каждой скважины, то интегральная обводненность характеризует лишь процесс обводнения заводняемой части пласта и не отражает физической сущности процессов происходящих в пласте, а ведь от понимания процессов протекающих в пласте и будет зависеть стратегия разработки. Дело в том, что поздней стадией разработки следует называть период после прохождения фронта вытеснения, который затрагивает только тот объем пласта, где это произошло. По мере распространения фронта вытесняющего агента в глубь продуктивного пласта будет происходить увеличение объема пласта, для которого наступает поздняя стадия разработки, а значит и все физические процессы, характерные для этой стадии разработки, которые будут рассмотрены ниже. Понимание смысла поздней стадии разработки именно в этом контексте позволяет нам обратиться к следующему ключевому моменту в разработке нефтяного месторождения.

Любая разрабатываемая нефтяная залежь – это динамическая система

[2], которая претерпевает необратимые изменения в процессе извлечения из нее пластовых флюидов. Однако после внедрения системы ППД, по сути, происходит одинаковое воздействие на залежь вне зависимости от состояния этой системы. Как результат на нетипичное воздействие происходит постепенное и неуклонное снижение эффективности системы ППД, однако вплоть до наступления нерентабельной добычи воздействие не меняется.

Отметим, что поздняя стадия разработки нефтяного месторождения принципиально отличается от предшествующих стадий разработки:

1. Энергетическое состояние залежи:

- наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, привнесенной искусственно через систему ППД);
- непосредственный контакт двух несродственных сред «остаточная нефть – вытесняющий агент»;
- появление гравитационного градиента давления на границе раздела фаз, обусловленного разницей в удельном весе между ними.

2. Состояние запасов нефти:

- остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, появление которых обусловлено проявлением хроматографических процессов на границе фаз;
- воздействие вытесняющего агента на остаточную нефть путем дальнейшей промывки порового пространства неэффективно (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной).

3. Свойства остаточной нефти:

- остаточная нефть обладает структурно-механическими свойствами;
- вязкость и плотность остаточной нефти значительно выше, чем у нативной нефти (полигетерофазные и полидисперсные системы, степень дисперсности которых определяется P-V-T –условиями), из которой она образована (рисунок 1).

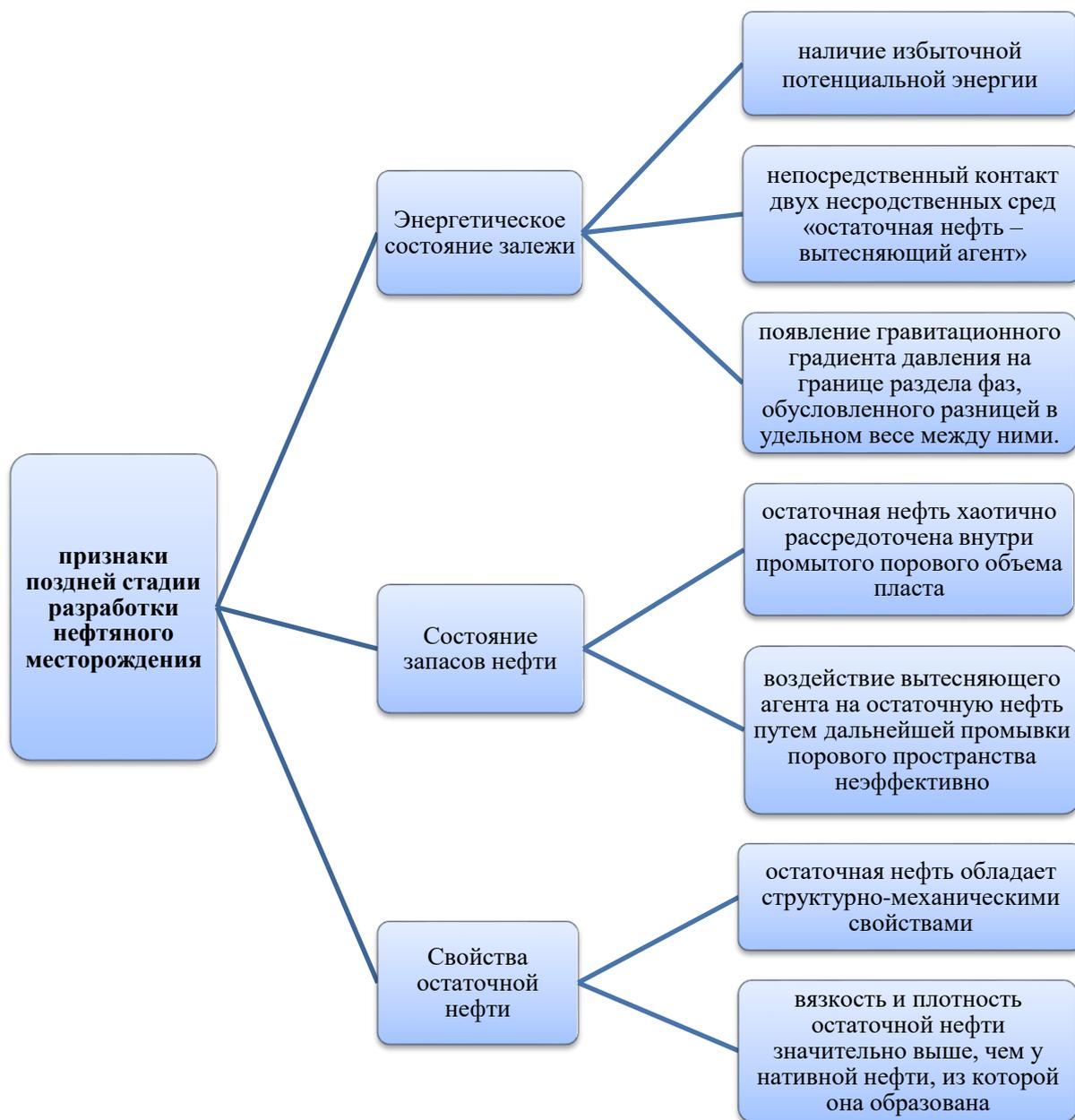


Рисунок 1 – Признаки поздней стадии разработки нефтяного месторождения

Таким образом, нефтяная залежь на заключительной стадии кардинально отличается от первоначального своего состояния, следовательно, необходимо адекватное воздействие на остаточную нефть.[3]

Меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов:

1. Очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин, доперфорация скважин: [5]

– в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ), коэффициент охвата перфорацией должен быть равен единице;

– в водо-нефтяной зоне (ВНЗ) перфорировать всю нефтенасыщенную толщину и частично водонасыщенную

2. Снижение энергетической нагрузки на пласт (снижение объемов попутно добываемой воды и ограничение закачки вытесняющего агента).

3. Проведение адресных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на простаивающем фонде скважин.

4. Проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока (кандидаты – скважины в микроантиклиналях кровли продуктивного пласта).

5. Организация отбора безводной нефти на скважинах при условии не превышения отбора над скоростью накопления остаточной нефти

6. Снижение обводненности на добывающем фонде скважин с применением технологии «хвостовик» (для скважин, где обводнение обусловлено послойной неоднородностью разреза по проницаемости).

7. Изменение местоположения нагнетательных скважин с учетом вариаций абсолютных отметок кровли продуктивного пласта (нагнетательные скважины должны находиться в микросинкиналях кровли продуктивного пласта).

8. Локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ) для микроантиклиналей кровли продуктивного пласта.

1.3 Геолого-технологические проблемы оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений

При проектировании месторождений необходимо учитывать все существенные параметры нефтяных пластов и действующие факторы и из возможных вариантов разработки выбирать наиболее рациональный.

По мере извлечения нефти из нефтеносных пластов возникают осложнения в стволах добывающих скважин, такие как потеря герметичности обсадных колонн, возникновение водопритоков. В

нефтеносном пласте и в зоне перфорации происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств и появление механических примесей в призабойных зонах. Кроме того, по мере опустошения нефтеносных пластов, уменьшается пластовое давление, что ведет к снижению дебитов и приводит к переходу с фонтанного способа добычи нефти на механизированный метод.

Энергия пласта проявляется в процессе снижения давления в создании депрессии. Изменения в разнице пластового и забойного давления. Наличие депрессии обуславливает фильтрацию жидкостей к забоям продвигающихся скважин. Пластовая энергия также зависит от упругости, объема флюидов и пласта, количества растворенного газа в нефти, данная энергия расходуется на преодоление капиллярных, гравитационных сил и сил вязкости.

Для достижения проектных показателей разработки, требуется устанавливать оптимальный диапазон изменения депрессии, при которой не будет происходить разрушение пласта коллектора и других осложнений, в том числе в ПЗП.

Скин-фактор, вносит свой вклад в процесс оптимизации разработки месторождения. Он представляет собой комплексный параметр, отражающий все виды механизмов и факторов, которые влияют на ухудшение проницаемости и пористости околоскважинного пространства продуктивного пласта, и является очередной проблемой снижения притока нефти в скважину. Причиной его возникновения служит кольматирование буровым раствором призабойной зоны пласта, несовершенство вскрытия пласта по степени и характеру, гидравлический разрыв пласта, разгазирование, турбулентное течение и т.д. Для оптимизации разработки требуется проводить определенные мероприятия по его уменьшению.

При разработке нефтяных месторождений снижение давлений в пластах и на забое добывающих скважин приводит к изменению условий фильтрации нефти из деформированных пластов. К примеру, для месторождений с высоким показателем газонасыщенности нефти, с высоким газовым фактором, встает вопрос о влиянии дегазации нефти на

коэффициент продуктивности в процессе разработке. Так, при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, коэффициент продуктивности претерпевает значительное снижение. Следовательно, одной из проблем является регулирование забойного давления в процессе разработки месторождений углеводородного сырья.

Параметрами управления разработкой также являются режимы работы скважин, время ввода и способы их эксплуатации. Изменение параметров скважин приводит к перераспределению давлений и потоков в залежи, поэтому при расчетах должно учитываться взаимовлияние (интерференция) скважин.

Другой проблемой встает вопрос обводненности скважин. Так как нефтяные пласты по своим свойствам неоднородны, а потенциальные возможности скважин отличаются друг от друга, то, на поздней стадии эксплуатации месторождений, скважины обводнены в различной степени.

Следовательно, эксплуатировать скважины с максимальной производительностью не целесообразно, так как это вероятно приведет к снижению темпов роста добычи нефти, и существенному увеличению количества добываемой воды и, следовательно, обводненности продукции.

В дополнении к падению пластового давления, влияние оказывает воздействие депрессии на пласт, при которой поровые каналы и трещины подвергаются более интенсивному сжатию и увеличивают остаточную водонасыщенность.

Такие особенности технологического процесса добычи нефти, как отсутствие данных о ряде параметров пласта, неоднозначность и нелинейность зависимостей между параметрами, неоднородность пласта из-за наличия участков с различными фильтрационными свойствами, недостаток информации о динамических характеристиках объектов, существенно усложняют постановку задачи оптимизации [1].

Для получения оптимального режима необходимо вести непрерывный контроль дебитов и обводненности скважинной продукции. С

учетом изменения этих характеристик требуется производить перерасчет и реализовать необходимые управляющие воздействия в процессе разработки месторождения. За последние 10-15 лет степень выработанности запасов значительно увеличилась, также значительно усугубилось состояние техники, а именно её износ. Месторождения, которые были открыты в 80-90е года, такие как Самотлорское нефтяное месторождение, Ромашкинское нефтяное месторождение, значительно исчерпали свои запасы из-за несовершенства технологических мероприятий, проводимых при разработке, в основном из-за недостаточного количества достоверных данных. Разработка велась по технологиям, которые не позволяли охватить все нефтенасыщенные пропластки. В связи с этим происходила неравномерная выкачка углеводородных запасов, что способствовало нарушению условий, при которых реализовывался, установленный проектом разработке требуемый коэффициент нефтеотдачи.

С выработкой запасов углеводородного сырья на преобладающем количестве месторождений все чаще стали сталкиваться со следующим перечнем проблем:

1) Замедление темпов прироста новых запасов из-за неоправданных ранее больших объемов эксплуатационного бурения и малого объема разведочного бурения.

2) Поздняя стадия разработки крупнейших месторождений и необходимость в новых технологиях для полной выработки углеводородов.

3) Необходимость повышения степени извлечения нефти на основе геологического, гидродинамического и геофизического изучения. Увеличение показателя нефтеотдачи пласта обеспечивается стимулированием притока к скважинам, за счет увеличением площадей дренирования с помощью гидроразрыва пласта или горизонтального заканчивания стволов скважин, использованием физико-химических методов воздействия на продуктивную толщу.

4) Необходимость проведения дополнительных исследований на всем

процессе разработке месторождений для получения недостающей нефтепромысловой информации и контроля процесса бурения.

5) Производить обобщение опыта разработки сложнопостроенных месторождений и создать системы комплексной разработки месторождений.

Из этого следует, что на данный момент основной задачей является обеспечение оптимального темпа снижения добычи, что требует выполнения следующих аспектов:

- постоянного проведения работ по оптимизации разработки;
- непрерывного контроля над состоянием разработки нефтяных месторождений.

Так на месторождении Каракудук, республики Казахстан, в связи с ростом обводненности и переходом месторождения в стадию падения добычи было принято решение по оптимизации с проведением опытно-промышленных работ. Основной задачей по оптимизации была трансформация сетки скважин. Работа включала в себя перевод наиболее обводненных эксплуатационных скважин в нагнетательные, а также бурение новых скважин в местах с высокими остаточными запасами углеводородов. После определенных технологических преобразований был получен дополнительный прирост в добычи нефти, но темп обводненности также значительно увеличился.

По причине ухудшения эффекта от оптимизации сетки скважин и высокого темпа обводнения было принято решение по более детальному изучению опытно промышленной разработки, для выравнивания профиля приемистости и равномерной выкачке запасов, которые позволят достичь КИН, прописанный в проекте разработки [2].

Анализируя представленную информацию, можно представить еще несколько наиболее актуальных проблем:

1) В случае неопределенности и неподтвержденной нефтегазоносности проблемы связаны в основном с проведением геологоразведочных работ. Задача заключается в том, что в случае отсутствия

запасов нефти свести к минимальному значению капиталовложения, а в случае наличия обеспечить достаточную для разработки степень изученности резервуаров нефти.

2) Бурение в условиях неопределенной геологической основы, представленной сложным неоднозначным строением, в связи с недостатком исходной информации об основных элементах неоднородности пластовых систем и их свойствах.

3) Проблема оценки энергетического состояния залежи на стадии падения добычи в условиях значительного снижения пластового давления при активном внедрении пластовой воды, разрушении призабойной зоны добывающих скважин, снижении дебитов, устьевых давлений.

4) Преждевременное обводнение скважин, связанное с некачественно зацементированным заколонным пространством, негерметичностью обсадных колонн, заколонными перетоками приводит к снижению темпа разработки и дополнительных финансовых затрат предприятий. Это требует определения причин и подбора технологий водоизоляции.

Существуют экономические проблемы, влияющие на показатели разработки месторождения. Первоначально с ними столкнулись еще в СССР, из-за действовавшей, в то время, системе регулирования, в целом ориентированной всех участников проекта на повышение экономической эффективности, малое внимание уделялось экологическим последствиям реализации проекта, на первом плане стояло увеличение добычи. По этой причине на месторождениях происходило все больше экологических проблем, и требовалось дополнительное финансирование по их устранению.

Эффективная выработка запасов нефти на стадии падения добычи и увеличения обводненности, предполагает наличие физико-геологической базы, позволяющей оценить добычные возможности продуктивных пластов, обоснованно подбирать системы разработки и технологии интенсификации добычи нефти и методы увеличения нефтеотдачи.

Технологические показатели разработки, прописанные в проектных

документах, не обладают требуемой достоверностью для месторождений, имеющих длительную историю разработки и находящихся в поздней стадии по ряду следующих причин:

1) Недооцененные показатели микро - и макронеоднородности пластовколлекторов.

2) Ошибки, которые допускались при написании проектных документов на стадии корреляции данных и подсчета запасов продуктивных пластов.

3) Взаимодействие продуктивных пластов в процессе разработки, в том числе из-за неучета вертикальной проницаемости коллекторов.

4) Человеческий фактор – отсутствие взаимоувязки проектных решений специалистами разных областей.

Расхождение фактических и проектных данных свидетельствует о не полном выполнении проектных решений или же о неправильно выбранной системе разработки месторождений. Что требует внесения корректировки проектных документов, геологической и гидродинамической моделей, и выбору мероприятий по регулированию и поддержанию темпа разработки эксплуатационного объекта.

1.4 Обзор современных подходов к решению задачи по оптимизации темпа разработки нефтяных месторождений

Под технологическими показателями разработки подразумевается набор промысловых и расчетных данных, определенных на конкретную дату эксплуатации объекта, которые характеризуют состояние разработки.

Основным параметром разработки нефтяных месторождений является темп разработки, усилия направляются на контроль данного показателя на всем процессе разработки месторождений. Именно данный показатель характеризует влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении.

Для прогноза темпа разработки и его оптимизации создаются

физические модели пластов с характеристиками вытеснения. В настоящее время используются геологические и гидродинамические модели.

Для построения достаточно точных моделей залежей, происходит нужда в уточнении геологического строения пластов-коллекторов и их свойств. При анализе месторождений в завершающих стадиях разработки, вполне вероятно отсутствие ряда исходных данных или недостаточность их количества для решения вопросов разработки. Технологические мероприятия по оптимизации разработки не могут проводиться без наличия определенного количества этих данных.

Несовершенство построенных моделей и расчетов обуславливается недостатками используемой недропользователями информационной базы. Чаще всего межскважинное пространство, остается без качественной достоверной информации. В пределах этого пространства происходит изменение характеристик фильтрационных параметров, которое не поддается строгоматематическому описанию, но знание этих параметров необходимо для управления процессами разработки.

В настоящее время геологические и фильтрационные модели построены на недостаточной информационной базе и пригодны для качественной относительной оценки возможных сценариев разработки на начальных этапах освоения месторождений. Объекты же, которые находятся в поздних стадиях разработки, нуждаются в фильтрационных моделях, что позволит рассчитать динамику показателей с большей точностью и выбрать наиболее предпочтительные технологии разработки среди технологий и способов воздействия на пласт.

По мнению Е. Б. Грунис и С.Л. Баркова, единственным способом повысить точность и достоверность моделей, является повышения качества и количества информации на основе использования связи между данными дистанционного зондирования среды с поверхности. Также прямого и косвенного определения физических и фильтрационных свойств в скважинах с привлечением геофизических методов исследования и промыслово-

гидродинамических методов исследования.

Так, например, на восточном блоке Геологического месторождения (Припятский прогиб) в 2009 году были проведены площадные сейсморазведочные работы с целью уточнения геологического строения месторождения, в дальнейшем были выявлены и подготовлены мероприятия к бурению новых нефтяных объектов.

Если при промышленной разработке параметры месторождения не соответствуют написанным параметрам в проектных технологических документах, то могут вводиться новые проектные технологические документы с уточненными данными, в случаях существенного изменения представлений о геологическом строении залежи или при необходимости технологии воздействия на продуктивный пласт.

Если говорить об оптимизации темпа разработки с точки зрения технического перевооружения месторождения, то стоит начать с того, что сам фонд скважин находится в постоянном движении, для его регистрации на конец квартала или года по эксплуатационному объекту (месторождению) составляется отчет «Фонд скважин».

Учет количества скважин происходит по причине их перехода из одной группы в другую, наиболее часто из добывающего фонда в нагнетательный или из резервного в основной. Количество нагнетательных скважин по мере развития возрастает, для ППД.

Например, при внедрении внутриконтурного заводнения, первое время часть нагнетательных скважин эксплуатируется в качестве добывающих. Так при разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины также осваивают под закачку воды, т. е. переводят в группу нагнетательных.

Состояние скважин изменяется по мере разработки, они в целом находятся в разработке, но могут простаивать или быть в ремонте по различным причинам. Это также влияет на темп разработки.

С проблемой технического перевооружения сталкиваются практически все нефтедобывающие компании. Так как крупные месторождения находятся на завершающей стадии разработки, которая, как говорилось ранее, характеризуется ухудшением геологических условий, падению добычи и высокой обводненностью. Восстановление бездействующих скважин, рациональное управления фондом встает на первый план в нефтяной индустрии. В период с 2015 по 2017 год, бездействующий фонд скважин снизился только у ПАО «Сургутнефтегаз», компании необходимо наращивать темп ввода новых скважин на зрелые месторождения, чтоб удерживать уровень добычи. Наибольшая доля увеличения бездействующего фонда скважин наблюдается у ПАО «НК «Роснефть» и ПАО АНК «Башнефть» на 16 % за альтернативный промежуток времени. Из-за негативной тенденции в среднем ПАО «НК «Роснефть», на 2017 год, по причине нахождения скважин в бездействии, в среднем за год теряет в приросте ориентировочно 41 млн. тон нефти. При рациональном выводе скважин из бездействия, после проведения геолого-технических мероприятий, возможно увеличение КИН на 7–8 % [3].

Одним из примеров технической оптимизации может служить технология использования гибких насосно-компрессорных труб на Медвежьем месторождении. В 2020 году было решено спустить концентрические лифтовые колонны на Юбилейном и на Ямсовейском месторождениях. Данная технология уменьшения диаметра лифтовых колонн исключает возможность скопления жидкости на забое скважины. Главным недостатком данной технологии служит резкое повышение депрессии на пласт, что может привести к разрушению призабойной зоны.

Для оптимизации технологических показателей разработки месторождений требуются применять различные геолого-технические

мероприятия.

Наиболее распространенными видами ГТМ, которые нацелены на повышение нефтеотдачи и достижения поставленного КИН, являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ), одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), зарезка боковых стволов (ЗБС), ремонтно-изоляционные работы (РИР), вывод скважин из консервации, дострел и оптимизация ГНО. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

Прогноз эффективности проведенных мероприятий и расчет производственных показателей в результате проведения ГТМ выполняется по каждому мероприятию отдельно друг от друга.

Основная задача планирования добычи – оценка будущей динамики производственных показателей по переходящему базовому фонду и дополнительной добычи в результате проведения ГТМ.

Часто, после проведения ГТМ, перфорационных работ, нагнетании различных жидкостей при ГРП и т.д. требуется контроль за динамикой обводненности.

По причине некачественного проведения ГТМ возможно образование заколонных перетоков. Нарушается герметичность обсадной колонны, скважинная продукция обводняется, вместо того чтобы получить дополнительный приток нефти и улучшить ФЭС пласта.

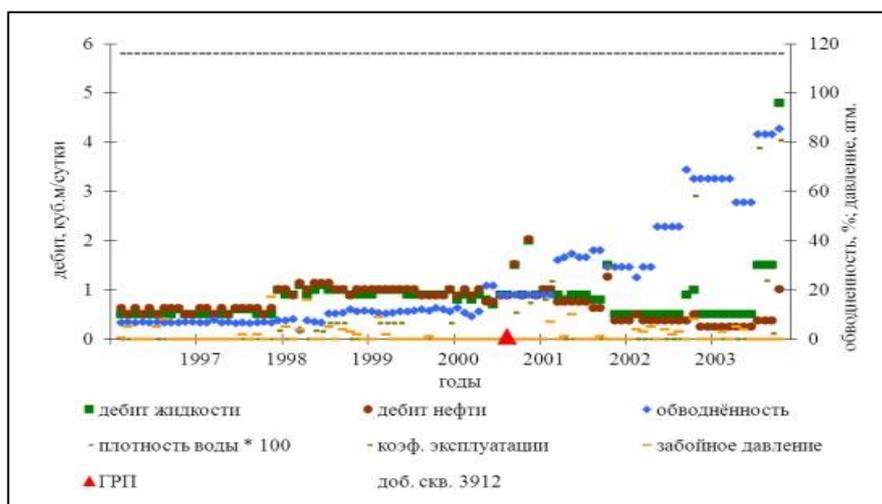


Рисунок 2 – Динамика технологических показателей эксплуатации скважины

На месторождении Татарстана, был проведен ГРП, и в одной из скважин (рисунок 2) прослеживается динамика увеличения обводнения нефти, в то время, когда дебиты нефти и жидкости остаются без изменения. Это характерно для всех мероприятий ГРП в скважинах, вскрывших пласты с высокой вязкостью нефти. Обводненность увеличилась сразу после проведения мероприятий. Произошел прорыв подошвенной воды через образовавшиеся трещины при ГРП[4].

Причины обводнения рассматривались многими иностранными и зарубежными исследователями, такими как Фаттахов И.Г.; Ибрагимов Л.Х.; Мищенко И.Т. В общем случае причиной обводнения служило поступление воды по продуктивному горизонту, заколонная циркуляция вследствие разрушения цементного камня или же нарушение герметичности ЭК или элементов скважины (цементных мостов, пакеров и т.п.).

Так, на Самотлорском нефтяном месторождении была обнаружена скважина 12253 куста 1203с негерметичностью ЭК и проведены мероприятия по восстановлению дебита. Исследуя динамику обводненности, операторами было выявлено увеличение за 7 суток показателя обводненности с 80 % до 99,9 %. Динамический уровень поднялся на 961 м с 1267 до 306 м, загрузка УЭЦН5-80- 1500 упала с 75 % до 50 %.

Подобные изменения характерны при появлении нового источника

обводнения, которое могло быть вызвано по следующим причинам:

1) Появление негерметичности в ЭК по причине большого срока службы.

2) Заколонная циркуляция воды по пласту АВ₄₋₅. Ухудшенные коллекторские свойства в определенном интервале и монолитная часть пласта не являются надежной гарантией от прорыва подошвенной воды в скважину по заколонному пространству.

Был составлен план работ бригады ПРС. Поднято ГНО и установлен пакер на глубину 1774 м. После были проведены ГИС по определению места негерметичности эксплуатационной колонны и записали профили притока. С помощью всего перечисленного был определен интервал нарушения целостности.

По результатам работы ГИС при ПРС по скважине решили применить следующие ГТМ: проработку забоя и ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны спусков дополнительной эксплуатационной колонной меньшего диаметра с установкой цементного моста и перестрелом существующих интервалов перфорации пласта.

Спустя два месяца скважина окончательно вышла на режим. Обводненность опустилась до уровня появления негерметичности, до 80 %. Долгий вывод на режим объясняется возникновением репрессии, обусловленный перепадом пластового давления интервала негерметичности над пластовым давлением вскрытого продуктивного объекта, а также репрессией, вызванной гидростатическим давлением столба жидкости [5].

Ниже приведены распространенные причины обводнения и методы их устранения:

– При обводнении, связанным с заколонными перетоками, ремонтно-изоляционные работы (РИР) проводят с помощью закачки в затрубное пространство скважин смолистых полимеров, высокопрочного цемента или жидкостей на гелиевой основе. Данные мероприятия являются основными для изоляции межколонных перетоков;

– Негерметичные интервалы обсадной колонны, из-за которых происходит попадание воды в скважину, определяют с помощью плотномера, термометра и вертушки, методом эксплуатационного каротажа. При нахождении мест разгерметизации устанавливаются цементационные мосты, пакеры и пробки, либо происходит закачивание изолирующих жидкостей в определенные с помощью каротажа интервалы. Производят тампонирующие;

Обводнение, связанное с трещиноватостью или разломом между добывающей и нагнетательной скважиной, в современное время прослеживают с помощью метода трассирования – фильтрации пластовых жидкостей с помощью индикаторов. Для устранения данной проблемы используют гели, чтобы уменьшить количество воды, попадающей в добывающую скважину;

Обводнение, связанное с конусо- и языкообразованием способно образовываться в местах возникновения вертикальных градиентов давлений, вследствие деформации ВНК. Параметры, влияющие на образование конусов и языков обводнения, связаны с фильтрационно-емкостными свойствами пласта, физико-химическими свойствами нефти и пластовой воды, степенью перфорации скважин, вертикального градиента давления и т.д. Чтобы устранить причину образования конусов обводнения чаще всего увеличивают долю перфорированной толщи пласта или закачивают различные гели.

2 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ

2.1 Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи

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 (далее ГТМ), за счет проведения которых, нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений [4].

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех стадиях разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

В своей научной работе Толстоногов А. А. представляет оценку эффективности ГТМ в области нефтедобычи, а также рассматривает подход к оценке достижения проектных показателей разработки месторождений. В работе оценивается достаточно высокая степень важности геолого-технических мероприятий и сочетание их с капитальным и текущим ремонтом.

Толстоногов рассматривает цель реализации геолого-технических мероприятий, выбор вида и метода, а также величина достигаемых эффектов. Вследствие неоднозначности существующих подходов к определению эффективности геолого-технических мероприятий рассматриваются преимущества и недостатки существующих способов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий. Разбор данных, полученных на практике, позволяет сделать автору вывод о том, что эффективность геолого-технических мероприятий сильно отличается от проектной эффективности, не только качественно, но и количественно. Автор предлагает более точно учитывать эффект от геолого-

технических мероприятий с позиции не только прироста добычи нефти в ходе их реализации, но и сокращения темпа её падения.

Для увеличения точности оценки Толстоногов рекомендует каждое мероприятие выделять в отдельный инвестиционный проект, и на начало периода моделирования все рассматриваемые проекты разнести по группам в зависимости от состояния скважин по фонду. При оценке геолого-технических мероприятий он предлагает применять следующий порядок действий: до их проведения определить базовый объем добычи нефти, а после – сравнить его с фактическим объемом добычи.

В научной работе Гейхмана М. Г. [5,22] анализируются основные составляющие организации производства нефтегазодобывающей отрасли. В работе показано, что для того чтобы было эффективное управление производством необходимо знать технологическую эффективность проводимых на скважинах геолого-технических мероприятий. От эффективности всех этих мероприятий во многом зависит организация производства на нефтегазодобывающем предприятии, которая позволяет снизить затраты на ремонтные работы и обеспечить проектные уровни добычи углеводородного сырья.

Так же Гейхман показывает, что при анализе эффективности геолого-технических мероприятий устанавливаются общие тенденции (закономерности) эффективности проведения ГТМ в газодобывающих организациях и на разрабатываемых горизонтах месторождений. Ещё выявляются эффективные и неэффективные виды геолого-технических мероприятий, определяются геолого-физические и эксплуатационные характеристики зон дренирования скважин, технические характеристики состояния скважины, влияющие на эффективность ГТМ.

В своей научной работе Гейхман описывает анализ эффективности ГТМ, который проводится в следующем порядке. Во-первых, готовятся исходные данные для ее определения. На основании этих данных проводится расчет эффективности ГТМ, в случае положительного эффекта

рассчитывается динамика общего эффекта ГТМ. Во-вторых, так же готовятся исходные данные для проведения самого анализа эффективности, которые основаны на величинах геолого-физических и эксплуатационных характеристиках зон дренирования скважин и технических характеристиках самих скважин, на которых проводились эти ГТМ. В-третьих, осуществляется анализ эффективности. И в последнюю очередь – определяются условия эффективного проведения ГТМ.

При анализе эффективности ГТМ в обязательном порядке рассматриваются следующие показатели:

- принадлежность ГТМ к определенной группе по типу воздействия на пласт или по целевому назначению;
- затраты на проведение ГТМ;
- исполнитель проведения ГТМ;
- общий, относительный и удельный эффекты ГТМ;
- успешность проведения ГТМ;
- продолжительность эффекта ГТМ.

Помимо всех этих показателей, в процессе анализа эффективности во внимание берутся ещё и дополнительные показатели – ожидаемый и фактический эффекты ГТМ, изменение коэффициентов эксплуатации скважины и падения дебита газа, газового конденсата и нефти.

Основным показателем технологической эффективности ГТМ является общий его эффект.

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.

По сути, к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин. Например, восстановление герметичности обсадной колонны и ликвидация ее деформации, ограничение притоков пластовых вод. А к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, к примеру обеспечение заданного технологического режима работы оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования.

Таким образом, в 70–80 % случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин, но бывают и ситуации, когда определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ, например увеличение производительности насоса, путем замены на более мощный. ГТМ проводятся на всех этапах разработки, но наиболее часто они применяются на зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью, что делает их применение наиболее актуальным.

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.

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 [19].

Логично предположить, что существует производственная необходимость в оценке методов и критериев эффективности ГТМ. Несмотря на публикацию нескольких руководящих документов, регламентирующих подходы к оценке эффективности ГТМ, не существует однозначного мнения о том, какие методы считать эффективными: те, которые имеют положительный общий эффект, или те, которые позволяют достичь эффекта за счет увеличения нефтеотдачи, либо за счет интенсификации добычи нефти [3].

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.

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.

Наиболее общим можно считать гиперболический метод Арпса, поскольку из него с помощью математических преобразований можно вывести многие другие зависимости. При анализе результатов зарубежных исследований и научных публикаций можно сделать вывод о том, что практическая реализация метода Арпса не всегда успешна, поскольку базируется на построении бидифференциальных весьма немонотонных зависимостей обводненности продукции или дебита нефти или требует использования трудоемких численных методов, не всегда дающих однозначные решения [8].

В связи с этим в методиках нефтяных компаний используются различные комбинации наиболее известных и наиболее простых двухпараметрических зависимостей. Многопараметрические зависимости, как правило, широко не используются, так как они более сложны в реализации, но, с другой стороны и более надежны, поскольку позволяют адаптироваться к условиям конкретных скважин.

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 [2, 8].

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.

В публикациях и существующих программных продуктах по оценке эффективности ГТМ, как правило, смешиваются понятия точность прогноза (базового варианта) с точностью аппроксимации, оцениваемой, в частности, коэффициентом корреляции. То есть высокие значения коэффициента корреляции, получаемые на информации предыстории работы скважины, далеко не всегда гарантируют точность прогнозных оценок базового варианта.

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.

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 [2].

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.

Для расчета остаточных извлекаемых запасов нефти, то есть долгосрочного прогнозирования, надежные оценки, как правило, имеют место при обводненности продукции скважины участка или залежи в целом более чем на 70–80 %. Для оценки эффективности ГТМ, проводимых на более ранней стадии эксплуатации, предполагается, что рассчитанный базовый уровень добычи нефти за период оценки эффекта, как правило, не превышающий 1–2 лет, не претерпит значительных изменений. Определению областей надежного применения методов характеристик вытеснения

посвящены и другие многочисленные публикации и методические руководства [7].

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин, здесь можно отметить такие виды работ, как очистка забоя скважины, обработка призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п. Эффект от ГТМ, проводимых на нагнетательных скважинах, как правило, рассчитывается не в целом по участку воздействия, а суммированием эффектов, рассчитанных по каждой реагирующей скважине. Независимо от вида все ГТМ, проведенные на месторождении, подлежат учету и оценке. По каждому ГТМ оценивается дополнительная добыча нефти и продолжительность достигнутого эффекта.

Основным критерием эффективности ГТМ являются достигнутый в ходе их проведения экономический эффект. Для повышения точности оценки каждый ГТМ целесообразно выделять в отдельный инвестиционный проект, это позволяет оценить экономическую эффективность каждого вида ГТМ в отдельности и позволяет провести сравнение с другими его видами. По результатам оценки возможно перераспределение средств между проектами с разной экономической эффективностью, то есть приостановка менее эффективных в пользу более эффективных. Экономическая оценка инвестиционных проектов производится с использованием следующих основных показателей эффективности инвестиций: дисконтированный поток наличности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений, внутренняя норма возврата капитальных вложений [6].

На начало отчетного периода, в зависимости от состояния скважин по фонду (на которых планируется ГТМ), все проекты делятся на три группы.

Первая группа – это инвестиционные проекты, направленные на поддержание базовой добычи нефти. Базовый уровень добычи нефти

обеспечивается следующими геолого-техническими мероприятиями на действующем фонде скважин и скважин текущего бездействия:

- ликвидация текущих аварий;
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн скважин;
- текущие ремонты, связанные с ремонтом скважин различного способа эксплуатации;
- инфраструктурные проекты.

Вторая группа – это инвестиционные проекты, направленные на прирост добычи нефти. К данным проектам относятся все остальные виды ГТМ, включая мероприятия на действующем фонде.

Третья группа – безальтернативные инвестиционные проекты, к которым можно отнести:

- обследование технического состояния эксплуатационных колонн;
- капитальные и текущие ремонты нагнетательных скважин;
- капитальные ремонты, связанные с консервацией и ликвидацией скважин;
- инфраструктурные проекты, не включенные в «Методику оценки и мониторинга инвестиций в производственную инфраструктуру Блока по добыче нефти и газа».

По данным проектам расчет доходной части (дополнительная добыча нефти и NPV) не производится [5].

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.

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.

2.2 Анализ методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях эксплуатации месторождений

От других работ ГТМ отличаются тем, что результатом, как правило, является прирост дебита нефти. Классификацию мероприятий, в части идентификации ГТМ, каждое добывающее общество проводит самостоятельно, на основе собственных ЛНД. ГТМ подразделяются на традиционные (хорошо изученные, отработанные на практике, и много лет применяемые в нефтяной отрасли) и инновационные (находящиеся на этапе ОПИ или недавно внедренные в производство). Традиционные ГТМ применяют на всех этапах разработки месторождения. На месторождениях, находящихся на 3–4 этапах эксплуатации проведение ГТМ позволяет минимизировать общее падение добычи. Поэтому одной из основных задач геологической и технологических служб предприятия является подбор наиболее эффективных ГТМ, отвечающих современным требованиям, позволяющих максимально увеличить нефтеотдачу пластов. В целом план по ГТМ закладывается в защиту бизнес-плана нефтедобывающего предприятия, однако, ежемесячно в него вводятся корректировки.

Одними из эффективных мероприятий по увеличению нефтеотдачи являются:

- гидроразрыв пласта (ГРП),
- бурение горизонтально направленных скважин,
- зарезка боковых стволов.

Подробно эти, и другие мероприятия описаны в работах Р. Р. Ибатуллина, В. М. Осадчего, В. М. Теленкова, В. В. Попова и др. Изучение и

анализ работ этих и других учёных позволили сделать вывод, что ГРП представляет собой практически неотъемлемую операцию, при разработке месторождений с низкими ФЕС, даже в 1 стадии эксплуатации месторождений, по сути, в настоящий момент ГРП проводится буквально «из-под станка». Кроме того, данный метод применяется для приобщения вышележащих пластов, для объединения объектов разработки.

Над методами повышения рентабельности и средней наработки на отказ работали Economides M. J., Oligney R., Valko P., которые сформулировали унифицированную методологию моделирования ГРП [4]. Практический подход к контролю разработки методом заводнения описан в работах Satter A., Thakur G. и др. Учёные доказали, что заводнение является одним из эффективнейших методов повышения нефтеотдачи [5]. Немало внимания ТРИЗам уделили и отечественные ученые. Так Р. Р. Ибатуллин, С. Ф. Мулявин и др. сформулировали научно-методическое обоснование разработки нефтяных месторождений.

Интенсификации добычи нефтяных месторождений с помощью ГТМ, посвящены работы А. Д. Савич, А. А. Семенцова, В. Ф. Сизова, А. А. Толстоногова. Анализ их работ позволил сделать выводы о том, что эффективность заводнения напрямую связано с качеством ГРП, как первичного, так и рефраков, таким образом, грамотное планирование и моделирование ГРП в первом этапе эксплуатации месторождения, позволит избежать многих проблем на более поздних этапах. Данные из статистики наблюдений за эффективностью довыработки нефти, на поздних этапах эксплуатации, подтверждают сделанные выводы. Мониторинг эффективности нефтеразработок был проведён и проанализирован А. Д. Савичем и другими учёными. Так, результатом их исследования являются статистические данные о том, что ГРП позволили в 2017 году дополнительно добывать нефти на 52 млн тонн, или 41% от всего довыработанной нефти по стране. Впрочем, в 2018 г. этот показатель несколько снизился, но все равно, остался на довольно высоком уровне [7].

Бурение горизонтально-направленных скважин является ещё одним эффективным методом повышения вовлеченности запасов в разработку. Анализ статистических данных показал:

- средний прирост по дебитам, при бурении по данной технологии, в 2018 г. составил 42,2 т/скв.опер.;
- количество пробуренных горизонтальных и наклонно-направленных скважин ежегодно растёт, несмотря на определенные трудности с их эксплуатацией (низкие притоки, рост фонда АПВ)

По сравнению с 2008 г. в 2018 году число горизонтальных скважин увеличилось почти вдвое. Как следствие – дополнительная добыча нефти за счет этого, увеличилась кратно (более чем в 2 раза) [9].

Проводимые традиционные ГТМ, особенно с проведением гидравлического разрыва пласта (ГРП), не решают проблему снижения продуктивности по скважинам. Поэтому эффективная довыработка нефти является актуальной темой на сегодняшний день. К основным причинам снижения показателей добычи нефти являются: отложение солей, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), вынос механических примесей (в том числе, залповые выносы проппанта), ухудшение состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), и как следствие – рост скин-фактора(S).

Обозначенная проблема может быть решена повышением продуктивности скважин за счёт применения инновационных ГТМ. Такие учёные, как Moritis G., в своих работах показали, что значительная часть современных нефтяных месторождений являются давно разрабатываемые (зрелые), поэтому скорость из замещения непрерывно сокращается. Чтобы удовлетворить растущую потребность в энергии, извлекаемые запасы нефти в разработанных скважинах можно разрабатывать с помощью передовых инновационных технологий IOR и EOR [10].

Ряд исследователей (Т. К. Апасов, К. П. Латышенко и др.) предложили для практического применения комплексный виброволновой метод воздействия на ПЗП, который применяются комплексно, с химическим и

депрессивными методами воздействия. Данный метод создаёт условия для увеличения степени очистки от загрязнений призабойной зоны пласта, путём подачи упругих колебаний волновым гидромонитором, радиально направленными потоками жидкости, с низкими частотами и с разной амплитудой. Промышленные испытания виброволнового метода показали, что разночастотные импульсы эффективно справляются с очисткой ПЗП, однако, для достижения максимального результата, не следует отходить и от классических методов ОПЗ. Виброволновой метод можно использовать комплексно при водоизоляционных работах, также этот метод эффективен в скважинах с низкими пластовыми давлениями, с низкопроницаемыми терригенными коллекторами, там, где были повторные кислотные обработки или ГРП.

Также ведутся работы над повышением эффективности ремонтно-изоляционных работ (РИР). Результаты работы по данному направлению представлены в публикации А. М. Киреева [13]. В работе, рассматриваются цели проведения изоляционных работ, а именно: восстановление герметичности цементного кольца для изоляции фильтра, от межпластовых перетоков; устранение в эксплуатационной колонне дефектов, которые могут привести к не герметичности, и как следствие – резкому росту обводненности; восстановление изоляции работающего фильтра скважины при возврате на вышележащие объекты разработки. На сегодняшний день наиболее актуальными инновациями в области РИР являются мостовые пробки: извлекаемая ПМ-И; электромеханическая ПМЭ; заливочная для открытого ствола ПМЗ-ОС.

Мостовые пробки были разработаны для проведения РИР с применением тампонажного материала, установки мостов, МГРП, ликвидации скважин или консервации залежи. Установка осуществляется с помощью гидравлической установочной компоновки ГУК, методом создания избыточного давления в НКТ.

Таким образом, изучение и анализ теоретического материала по

традиционным и инновационным ГТМ для довыработки остаточных запасов нефти, позволили сделать ряд выводов:

- ГТМ от других мероприятий на нефтяных разработках отличаются тем, что именно при их реализации получается существенный прирост нефти;

- ГТМ подразделяются на традиционные и инновационные в зависимости от условий и сроков их применения;

- к эффективным мероприятиям по довыработке остаточных запасов нефти относятся гидроразрыв пласт (ГРП), горизонтальные скважины, бурение боковых стволов;

- к инновационным ГТМ относятся, в частности, комплексный виброволновой метод и разработки в области РИР: извлекаемая ПМ-И, электромеханическая ПМЭ, заливочная для открытого ствола ПМЗ-ОС мостовые пробки.

Подытожив, можно подчеркнуть важность грамотного планирования ГТМ уже на первых этапах разработки, любое технологическое решение, принятое на ранних этапах, начиная с бурения, и заканчивая ГРП на стадии освоения, неминуемо отразится на дальнейшей эксплуатации. Зачастую, интенсификация добычи на ранних этапах разработки, в ущерб рациональному недропользованию, приводит к общему падению показателей нефтеотдачи и КИН, и как следствие, к снижению накопленной добычи.

2.3 Обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождения

Сегодня наиболее востребованным аналитическим методом анализа пластовых резервуаров является гидродинамическое моделирование, дорогостоящее мероприятие, но не всегда достоверный инструмент. К тому же, по мере уплотнения сетки скважин, появления новых очагов заводнения и формирования системы ППД, необходимо актуализировать текущую

гидродинамическую модель, что требует дополнительных затрат и, самое главное, времени, что в условиях необходимости принятия оперативного решения не позволяет использовать модель. Другим способом является построение различных трендовых зависимостей изменения показателей работы добывающих скважин от закачки. Однако часто вывести закономерность, которая позволяла бы однозначно дать прогноз, также не представляется возможным.

Задача подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) является актуальной, часто сводится к прогнозированию дополнительной добычи скважин от изменения закачки, ее решение не должно требовать больших временных и финансовых затрат. Для подбора скважин предлагается следующее методическое обоснование.

На первом этапе исследований решается задача анализа работы пар скважин: добывающих и нагнетательных. Исходной информацией для определения степени взаимодействия соседних скважин являются ежемесячные показатели закачки и добычи соответственно. Для оценки степени взаимодействия скважин исследуется уровень согласованности графиков добычи и обводненности в частотной области [5].

Эти данные, по сути, представляют собой числовые ряды которые можно анализировать, рассчитав функцию когерентности, используя современное программное обеспечение и вычислительные мощности электронно-вычислительных машин (ЭВМ).

Для наглядной иллюстрации результатов подобных расчетов строится карта взаимодействия скважин, по которой можно оценить распределение фильтрационных потоков по пласту и влияние нагнетательных скважин на соседние добывающие. Стоит отметить, что при расчете все пары взаимодействующих скважин условно можно разделить на три категории:

- пары, в которых в период их эксплуатации имеется период времени совместной работы;
- пары, в которых длина периода времени совместной работы

недостаточна для определения степени взаимодействия;

- пары, в которых отсутствует период времени совместной работы.

Исходя из этого, на карте связь между скважинами можно обозначить стрелками, направление которых будет соответствовать отрезку, соединяющему точки нагнетательной и добывающей скважины, а длина стрелки должна соответствовать величине КМК-оценки (рис. 3).



Рисунок 3 – Выбор первоочередных участков для назначения ГТМ. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ 2

Для определения последовательности ГТМ проводится картирование зон, оконтуривающих скважины с высоким и низким взаимодействием. При этом кластеризация, другими словами, объединение скважин в группы проводится по двум критериям – коэффициентам частотного взаимодействия и расстоянию между рассматриваемыми скважинами. Ранжирование участков проводится, исходя из предположения, что любой участок может быть охарактеризован одной из четырех комбинаций параметров:

- 1) участок с высокой плотностью запасов и высоким коэффициентом

взаимодействия скважин – на таких участках процесс вытеснения нефти из коллектора происходит максимально эффективно и для достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) дополнительных ГТМ не требуется;

2) участок с малой плотностью запасов и высоким коэффициентом взаимодействия скважин – на таких участках возможно планировать низкзатратные ГТМ, так как вопрос реализации ГТМ в большей степени зависит от его экономической эффективности;

3) участок с высокой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин представляет максимальный интерес в рамках данной работы. В пределах такого участка процесс выработки запасов неэффективен, и для достижения проектного КИН требуется проведение дополнительных мероприятий по регулированию системы разработки;

4) участок с малой плотностью запасов и низким коэффициентом взаимодействия скважин – такой участок считается выработанным, и для отбора остаточных запасов не требуется дополнительных мероприятий.

В качестве дополнительного обоснования правильности выбора первоочередных участков для проведения ГТМ предлагается обратиться к результатам расчетов на трехмерной гидродинамической модели [7].

На рисунках 4 и 5 показаны фрагменты карты текущей нефтенасыщенности по пласту ЮВ 2 Ново-Покурского месторождения, полученные по результатам расчета на модели. Выделенные участки характеризуются большим значением насыщенности, что свидетельствует о наличии целиков невыработанной нефти. Как видно из рис. 5, целики расположены между скважинами со степенью частотного взаимодействия на уровне 0,2–0,3 д.ед.

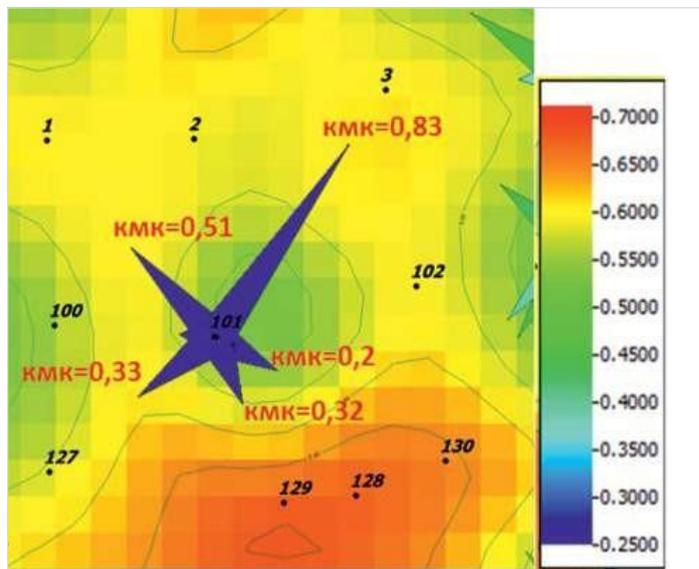


Рисунок 4 – Фрагмент карты нефтенасыщенности в районе скважины 101 по состоянию на 01.07.2016 г. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

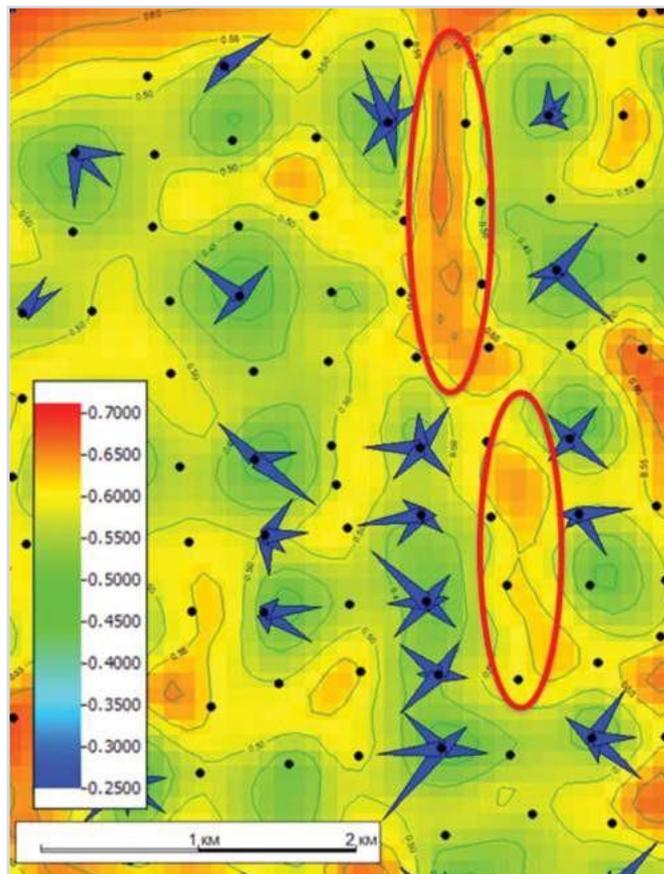


Рисунок 5 – Фрагмент карты текущей нефтенасыщенности по результатам гидродинамического моделирования. Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Высокая изменчивость показателя КМК по участкам скважин дает

возможность рассматривать их как претендентов на применение потокоотклоняющих технологий, направленных на выравнивание зональной неоднородности участка, повышение коэффициента охвата участка и формирование избирательных систем заводнения. Основными геолого-техническими мероприятиями на поздних стадиях разработки являются, как правило: зарезка боковых стволов, перевод скважин под закачку, остановка обводнившихся скважин, проведение гидроразрыва пласта.

По результатам анализа работы скважин, пробуренных на пласт ЮВ 2 Ново-Покурского месторождения, выдавалась рекомендация по переводу скв. 103 и 109 в нагнетательный фонд. В период добычи данные скважины характеризовались низкими показателями частотного взаимодействия с соседними нагнетательными скважинами. До перевода скв. 103 характеризовалась следующими параметрами – $Q_n=0,33$ т/сут, обводненность 97,2%; скв. 109 находилась в консервации.

Эффект от закачки воды в скв. 103 сопровождался увеличением добычи скв. 102 и 104 (рис. 6).

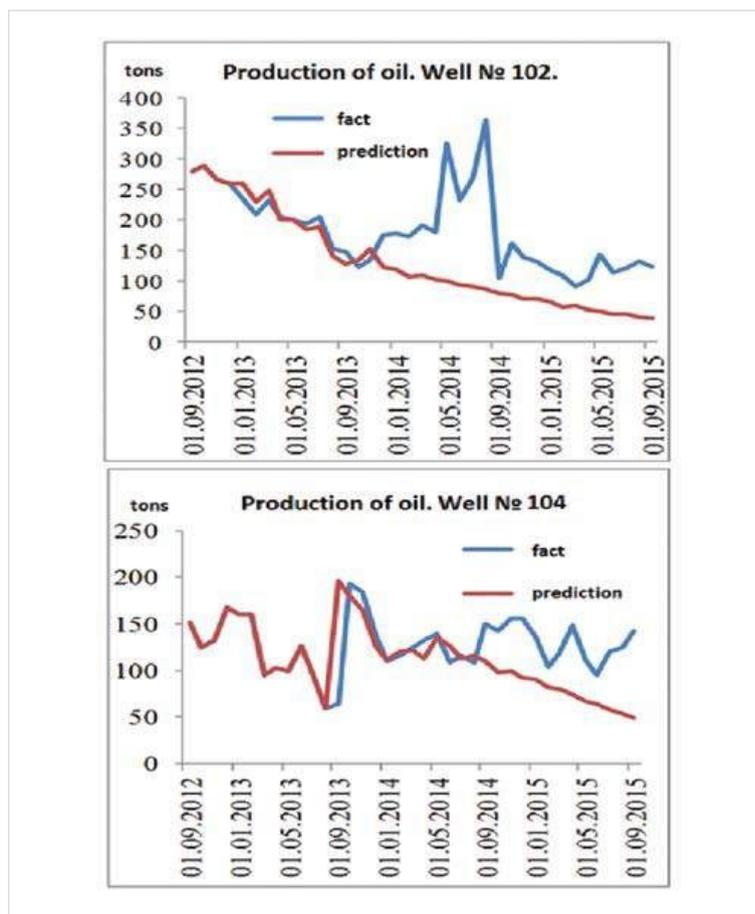


Рисунок 6 – Прирост добычи за счет перевода в нагнетание скв. 103.
Ново-Покурское месторождение, пласт ЮВ₁²

Практическая эффективность перевода в нагнетание скв. 103 подтверждена актом внедрения с технологическим эффектом 1,3 тыс. т дополнительно добытой нефти за период с 12.11.2013 г. по 31.12.2014 г.

2.4 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере Ново-Покурского месторождения

Нефтяное месторождение расположено на территории Сургутского и Нижневартовского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 100 км к юго-западу от г. Мегион и 80 км к юго-востоку от г. Сургут. Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленном освоении: Киняминское, Южно-Покамасовское, Кетовское.

Месторождение находится в зоне развитой инфраструктуры на площади двух лицензионных участков.

Месторождение открыто в 1981 году, введено в разработку в 1987 году на основании «Проекта пробной эксплуатации месторождения».

На 1.01.2023 г. промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях васюганской свиты (пласты ЮВ₁² и ЮВ₁¹) и ачимовской толщи (пласт Ач-БВ₈). Пласты содержат восемь залежей нефти.

За период, прошедший после утверждения запасов ГКЗ в 2009 г. и оперативных пересчетов 2011 г. и 2015 г., на месторождении пробурено более 40 эксплуатационных скважин, а также дополнительные стволы к ним и к ранее пробуренным скважинам, данные по которым позволили уточнить геологическое строение и начальные геологические запасы продуктивных пластов месторождения.

«Технологической схемой разработки Ново-Покурского месторождения» (протокол №4791 ЦКР Роснедр по УВС от 22.12.2009 г.) для обеспечения проектных уровней добычи нефти в 2009-2015 гг. предусматривалось проведение комплекса геолого-технических мероприятий, таких как (таблица 1):

Таблица 1 – Комплекс геолого-технических мероприятий, проводимых на Ново-Покурском месторождении (по плану)

№	Виды ГТМ Ново-Покурского месторождения	Кол-во скв. опер
1	Бурение горизонтальных скважин (ГС)	8
2	Бурение боковых стволов (БС и БГС)	8
3	Гидроразрыв пласта (ГРП)	82
4	Физико-химические методы на добывающих скважинах (ОПЗ)	42
5	Потокоотклоняющие технологии, ВПП	8
6	Перфорационные методы (дострелы, перестрелы, переводы с других объектов)	32
7	Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	24
8	Оптимизация режимов работы добывающих скважин	13

Основной объем дополнительной добычи (64,8%) планировалось получить за счет бурения горизонтальных скважин (109,0 тыс.т) и проведения ГРП (152,8 тыс.т). По другим мероприятиям суммарная дополнительная добыча ожидалась на уровне 142,5 тыс.т. Прогноз дополнительной добычи от ГТМ был выполнен без учета переходящего эффекта от мероприятий.

По факту все мероприятия проведены в большем количестве: ГРП – на 14 скв.-опер., БС и БГС – на 27 скв.-опер., ГС – на 19 скв., ОПЗ – на 114 скв.-опер., перфорационные методы – на 10 скв.-опер., РИР – на 5 скв.-опер., оптимизации – на 60 скв.-опер., ВПП – на 2 скв.-опер.

Таблица 2– Комплекс геолого-технических мероприятий, проводимых на Ново-Покурском месторождении (фактически)

№	Виды ГТМ Ново-Покурского месторождения	Кол-во скв.опер
1	Бурение горизонтальных скважин (ГС)	19
2	Бурение боковых стволов (БС и БГС)	27
3	Гидроразрыв пласта (ГРП)	14
4	Физико-химические методы на добывающих скважинах (ОПЗ)	114
5	Потокоотклоняющие технологии, ВПП	2
6	Перфорационные методы (дострелы, перестрелы, переводы с других объектов)	10
7	Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	5
8	Оптимизация режимов работы добывающих скважин	60

За счет проведения ГРП планировалось получить 152,8 тыс.т нефти (1,9 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2009-2015 гг. (без учета переходящего эффекта), получено 129,4 тыс.т (1,3 тыс.т/скв.-опер.). С учетом переходящего эффекта дополнительная добыча составила 350,7 тыс.т (3,7 тыс.т/скв.-опер.).

За счет бурения горизонтальных скважин планировалось получить 109,0 тыс.т нефти (13,6 тыс.т/скв.). В связи с кратным превышением объемов горизонтального бурения фактически получено 273,7 тыс.т. Прогнозная удельная эффективность ГС практически достигнута – 10,1 тыс.т/скв. (с

учетом переходящего эффекта). Основной объем буровых работ выполнен в 2015 г.

За счет бурения боковых стволов (БС) планировалось получить 29,8 тыс.т нефти. Средняя удельная эффективность одного мероприятия прогнозировалась на уровне 3,7 тыс.т/скв.-опер. По факту боковые стволы пробурены, в основном, с горизонтальным профилем. Дополнительная добыча нефти (с учетом переходящего эффекта) составила 429,9 тыс.т (12,3 тыс.т/скв.-опер.), что выше запланированной.

Прогнозная дополнительная добыча нефти за счет таких мероприятий как ОПЗ и оптимизации должна была составить 52,6 тыс.т, по факту получено 175,8 тыс.т (с учетом переходящего эффекта – 412,8 тыс.т). Фактическая удельная эффективность по данным мероприятиям (1,5 и 2,5 тыс.т/скв.-опер., соответственно) несколько выше прогнозной (0,9 и 1,1 тыс.т/скв.-опер.).

Удельная эффективность от перфорационных работ и РИР составила по факту 0,5 и 0,4 тыс.т/скв.-опер., с учетом переходящего эффекта – 2,1 и 0,9 тыс.т/скв.-опер., соответственно. Прогнозные значения удельной эффективности – 0,9 и 1,0 тыс.т/скв.-опер. За счет этих мероприятий планировалось дополнительно добыть 51,1 тыс.т, фактическая добыча составила – 34,2 тыс.т, с учетом переходящего эффекта – 101,3 тыс.т.

При запланированных восьми мероприятиях ВПП было проведено десять скважино-операций. Фактическая дополнительная добыча, как и фактический технологический эффект (6,6 тыс. т, 0,7 тыс.т/скв.-опер.), несколько ниже прогнозных показателей (9,0 тыс.т и 1,1 тыс.т/скв.-опер.).

В целом, фактическая дополнительная добыча нефти по мероприятиям 2009-2015 гг. выше прогнозной на 229,5 тыс.т, что, в основном, связано с большим количеством проведенных ГТМ и МУН. С учетом переходящего эффекта фактическая дополнительная добыча нефти составляет 1574,8 тыс.т. Удельная технологическая эффективность одного ГТМ – 1,4 тыс.т (при

прогнозом значения – 1,9 тыс.т). С учетом переходящего эффекта эффективность одной скв.-операции составляет 3,4 тыс.т.

На добывающем фонде скважин месторождения за период 2006-2015 гг. проведено 600 ГТМ, таких как: ГРП, ОПЗ, бурение вторых стволов и горизонтальных скважин, перфорационные методы, РИР, оптимизация режимов работы скважин.

Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГТМ – 3727,9 тыс.т (42% от добычи нефти в целом по месторождению за рассмотренный период). Средний удельный технологический эффект – 6,9 тыс. т на одну успешно проведенную скв.-операцию. Средняя продолжительность технологического эффекта составляет 617 суток (20 месяцев).

Динамика проведения мероприятий достаточно равномерная (в среднем 60 мероприятий в год). Наибольший объем ГТМ приходится на 2008 г. (83 мероприятия).

Динамика проведения ГТМ по годам представлена на рисунке 7.

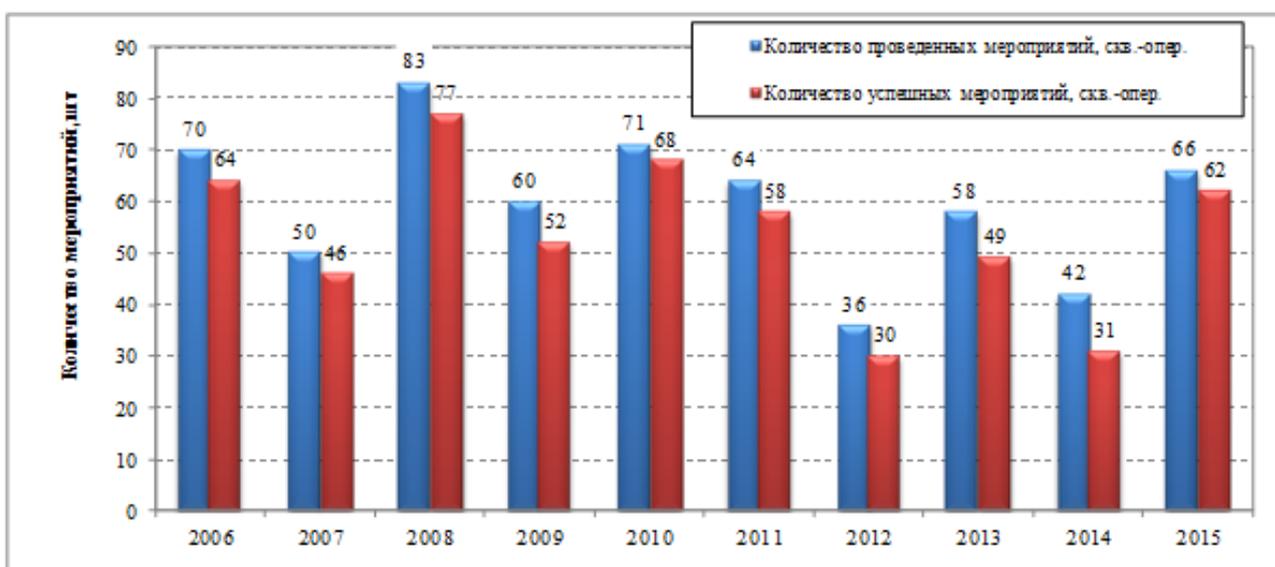


Рисунок 7 – Динамика проведения ГТМ по годам

Распределение дополнительной добычи нефти, полученной от проведения мероприятий, представлено на рисунке 8.

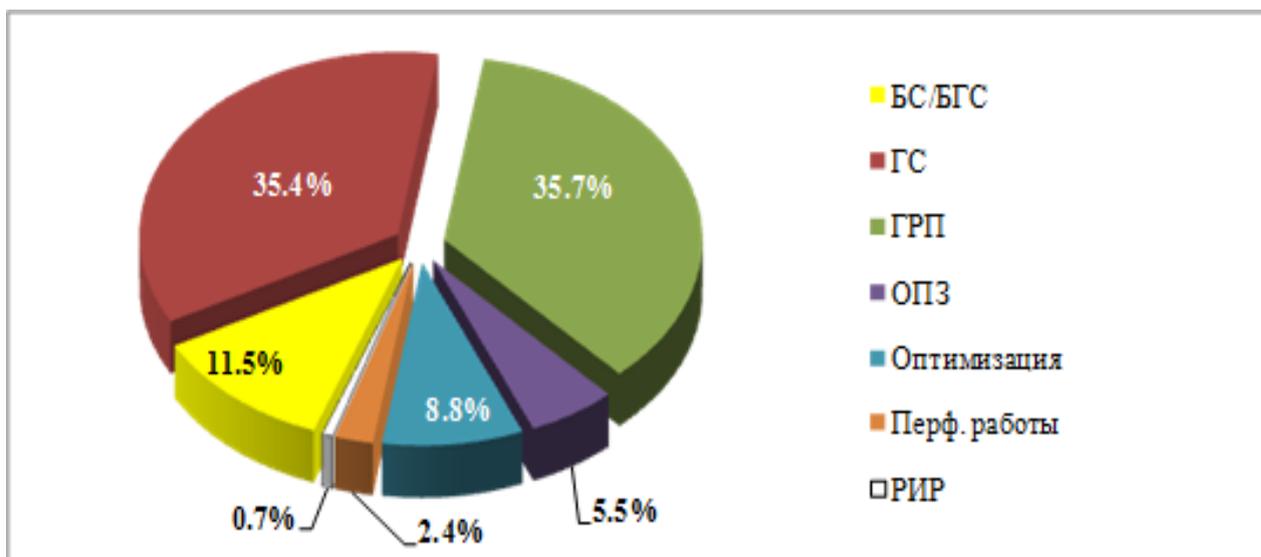


Рисунок 8 – Распределение дополнительной добычи от проведенных ГТМ

Основная часть дополнительной добыча нефти за период 2006-2015 гг. обеспечена за счет ввода горизонтальных скважин и ГРП. За счет проведения гидроразрыва пласта получено 1329,1 тыс.т, что составляет 35,7% от всей добычи нефти от ГТМ (рисунок 3). На мероприятия по бурению горизонтальных скважин приходится 1319,7тыс.т или 35,4%. Также высокими показателями характеризуются мероприятия по бурению боковых стволов (429,9 тыс.т или 11,5% от добычи за счет ГТМ), оптимизации (329,3 тыс.т. или 8,8%) и ОПЗ (206,2 тыс.т или 5,5%). На долю перфорационных методов и РИР в сумме приходится только 114,0 тыс.т (3,1%).

Максимальный удельный технологический эффект приходится на горизонтальные скважины (31,4 тыс.т/скв.-опер.). Вторым по эффективности мероприятием является бурение боковых стволов – 12,3 тыс.т/скв.-опер. Высокой эффективностью характеризуются мероприятия по гидроразрыву пласта – 6,8 тыс.т/скв.-опер. ОПЗ, перфорационные методы и оптимизация характеризуются схожими показателями – 2,0, 2,5 и 3,1 тыс.т/скв.-опер. Наименьший показатель эффективности получен при проведении РИР – 1,2 тыс.т/скв.-опер.

Распределение удельной дополнительной добычи от проведенных ГТМ приведено на рисунке 9.

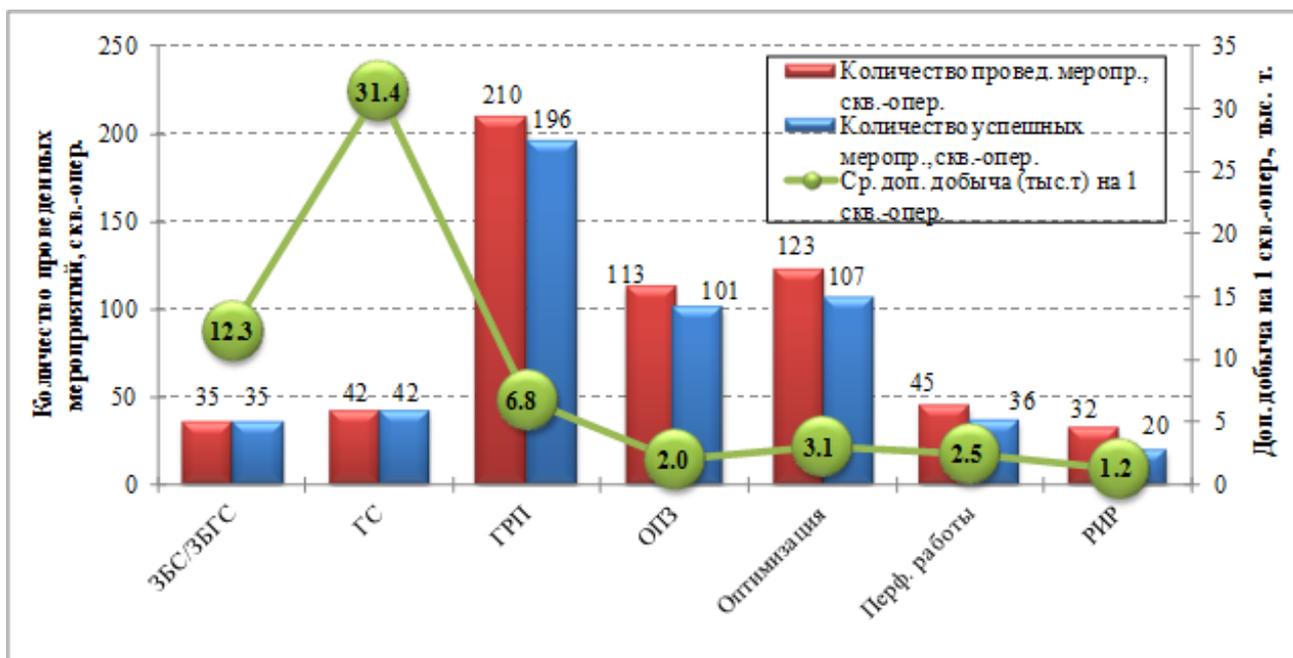


Рисунок 9 – Распределение удельной дополнительной добычи от проведенных ГТМ

К мероприятиям, проводимым на нагнетательном фонде, можно отнести ввод нагнетательной скважины из бурения, перевод добывающих скважин под закачку, ОПЗ, ВПП, РИР, перфорационные работы (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты проведения ГТМ на нагнетательном фонде (2006-2015 гг.) (Ново-Покурский Л.У.)

Мероприятие	Кол-во скв.-опер.	Доп. добыча нефти по реагирующим доб. скв., тыс. т	Удельн. технол. эффект, доп. доб. (тыс. т) на 1 скв.	Прод. эф. (сут.)	Ср. прод. эф. (сут.) на 1 доб. скв.
ОПЗ	55	30.6	0.8	10561	225
РИР	2	0.1	0.1	169	85
Перфорационные работы	5	2.4	0.8	943	157
ВПП	10	6.6	0.9	1283	117
Итого:	72	39.7	0.6	12956	146

ОПЗ. В период 2006-2015 г. на месторождении было проведено 55 мероприятий ОПЗ (четыре – на объекте ЮВ11, 48 – на объекте ЮВ12, три –

на скважинах, работающих одновременно на двух объектах). Дополнительная добыча по скважинам, эксплуатирующих одновременно оба объекта, отнесена на счет ЮВ12. В скважине №599 обработка призабойной зоны в 2015 году проведена совместно с ремонтно-изоляционными работами. Эффект от каждого мероприятия в отдельности в данном случае оценивался как половина от суммарного эффекта.

Успешность проведения ОПЗ на нагнетательном фонде составила 73% (40 из 55 скв.-опер.). Средний прирост приемистости в результате проведения ОПЗ составил 25,8 м³/сут – для объекта ЮВ11, и 30,4 м³/сут – для объекта ЮВ12. Дополнительная добыча нефти, полученная в соседних добывающих скважинах в результате проведения мероприятия, составила: по объекту ЮВ₁¹ – 1,2 тыс. т, по объекту ЮВ₁² – 29,4 тыс. т. Для объектов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² средний технологический эффект равен, соответственно, 0,4 и 0,8 тыс. т/скв.-опер., средняя продолжительность эффекта – 116 и 232 суток.

РИР. В двух скважинах объекта ЮВ₁² (№№599 и 1212) были проведены ремонтно-изоляционные работы. Дополнительная добыча нефти была получена от проведения мероприятия в скважине №1212 и составила 0,13 т/сут (скважины №№316 и 1213). Средняя продолжительность эффекта по реагирующим скважинам – 85 суток. Приемистость в результате проведения мероприятия увеличилась с 44,2 до 100,4 м³/сут.

Перфорационные работы были проведены в пяти скважинах №№ 594, 599, 708, 760, 932. В скважине №599, как было сказано ранее, совместно с перфорационными работами была проведена ОПЗ. Дополнительная добыча нефти в соседних добывающих скважинах получена в результате проведения трех мероприятий (60%) и составила 2,4 тыс. т. При этом удельный технологический эффект равен 0,8 тыс. т/скв.-опер., средняя продолжительность эффекта на одну добывающую скважину – 157 суток (пять месяцев).

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

Мероприятия по выравниванию профиля приемистости (ВПП) проведены в общей сложности за рассматриваемый период десять раз на девяти скважинах (2012, 2014 гг.), при этом семь мероприятий можно считать успешными (скв. №№206, 271, 297, 676, 678, 1325 (2 скв.-опер.)). Данные мероприятия позволили сформировать более равномерный фронт вытеснения, что в большинстве случаев привело к увеличению дебитов жидкости в окружающих добывающих скважинах, имеющих гидродинамическую связь с нагнетательной. Средняя продолжительность эффекта по положительно отреагировавшим добывающим скважинам составила 117 суток. В результате проведенных ГТМ на соседних добывающих скважинах дополнительная добыча нефти составила 6,6 тыс.т, что в среднем на одну скважино-операцию – 0,9 тыс.т.

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Таким образом, анализ проведенных ГТМ и МУН показал:

– мероприятия на месторождении проводятся на основании проектных решений 2009 года. В большом объеме проведены ГРП (на 14 скв.-опер.), ОПЗ (на 114 скв.-опер.), перфорационные методы (на десять скв.-опер.), РИР (на пять скв.-опер.), оптимизации (на 60 скв.-опер.), ВПП (на 2 скв.-опер.). В большом количестве пробурены горизонтальные скважины (на 19 скв.) и боковые стволы (на 27 скв.-опер.). По всем видам мероприятий фактическая дополнительная добыча нефти превышает проектный показатель, за исключением ВПП. Эффективность БГС и ГРП выше, чем планировалось (проект – 3,7 и 1,9 тыс.т/скв.-опер., факт – 12,3 и 3,7 тыс.т/скв.-опер.).

– максимальный объем ГТМ за период 2006-2015 гг. приходится на объект ЮВ₁² (505 скв.-опер.). Основная часть дополнительной добычи нефти обеспечена горизонтальными скважинами (1319,4 тыс.т);

– вторым и третьим по эффективности мероприятиями являются ГРП и бурение вторых стволов. За рассмотренный период проведено 210 скв.-опер. ГРП и 35 скв.-опер. по бурению БС и БГС с успешностью 93% и 100%, соответственно. Дополнительная добыча нефти составила 1329,1 и 429,9 тыс. т, средний удельный технологический эффект на одну скважино- операцию – 6,3 и 12,3 тыс. т.;

– удельная эффективность таких мероприятий как оптимизация режимов работы скважин, перфорационные работы, ОПЗ оценивается на уровне 2,0-3,1 тыс.т/скв.-опер., успешность проведения – 80-89%. За счет данных видов ГТМ получено 657,5 тыс. т.

– ремонтно-изоляционные работы и ВПП характеризуются невысокой удельной технологической эффективностью – 1,2 и 0,9 тыс.т/скв.-опер., прирост добычи нефти за счет мероприятий составил 69,2 тыс.т.

Предложенный метод определения уровня взаимодействия

добывающих и нагнетательных скважин позволяет оперативно оценивать эффективность системы поддержания пластового давления и принимать решения по корректировке сформированных систем заводнения в случае необходимости.

Анализ оценки взаимодействия скважин, с расчетом величины квадрата модуля когерентности (КМК-оценки), позволяет проводить оценку охвата залежи заводнением.

По результатам применения частотного анализа на фонде скважин Ново-Покурского месторождения, выявлены участки пластов, не охваченные вытеснением существующей системой ППД. Предложенные карты с нанесенными обозначениями взаимовлияния скважин использованы при оперативном планировании изменения режима работы скважин и проектировании ГТМ.

Рекомендации по проведению адресных геолого-технических мероприятий на Ново-Покурском месторождении позволяют увеличить добычу нефти на участках с низкой выработкой запасов и могут быть использованы на других месторождениях находящихся на поздней стадии разработки.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 2692,7 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4.05.2023
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		4.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич		4.05.2023

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы [3]. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной НИ (ВКР) – анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки с целью вовлечения в разработку остаточных запасов.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1. Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 1.

Таблица 1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности добывающих скважин
	Улучшение эффективности работы насосных установок

В таблице 2 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 2 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки с целью вовлечения в разработку остаточных запасов.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Улучшение производительности системы и улучшение эффективности работы насосных установок.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке. В качестве конкурентных решений примем:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пятибальной шкале. Результат анализа сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

4.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство;	Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;
С2. Доступность комплектующих при ремонте.	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Доступность комплектующих при ремонте.	Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
Возможности	Угрозы
В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;
В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;	У2. Ограничение на импорт технологии;
В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;	У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин
В4. Уменьшение продолжительности очистки.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 5 – 8.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности проекта	В1	+	+	+
	В2	-	-	-
	В3	+	-	-
	В4	+	+	-

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	+

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 9.

Таблица 9 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство; С2. Наличие квалифицированного персонала; С3. Доступность комплектующих при ремонте.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Быстрый износ оборудования. характеристик нефти; Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
Возможности В1. Наибольшая эффективность	Направления развития Главным преимуществом технологии является возможность	Сдерживающие факторы Изменение качественной характеристики нефти при

удаления отложений; В2. Уменьшение интенсивности образования отложений; В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины; В4. Уменьшение продолжительности очистки.	проведения эффективной очистки колонны НКТ. Увеличение МРП скважины и уменьшение продолжительности работ по очистке НКТ также относятся к достоинствам предлагаемой технологии.	ведении ингибитора в п ток нефти может изменить реологические свойства нефти, что потребует дополнительных затрат на подготовку нефти
Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Ограничение на импорт технологии; У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.	Угрозы развития Отсутствие спроса на новые технологии производства	Уязвимости: Необходимость длительных опытных испытаний существующих химических реагентов. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование	Инженер, научный

		выполнения работ	руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{мин}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{макс}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями.

Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой :

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожгi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 1). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках выпускной квалификационной работы с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени выполнения ВКР.



Рисунок 4.1 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Результаты расчета затрат представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Тара для нефтепродукта	340	4	1 200
Смола влагопрочного порядка	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 13 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	8	141	2692,7
Итого:					2692,7

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{он}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_о} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; $F_о$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_о} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_о) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_о) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_о$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р}, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8290	2692,7	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Накладные расходы по элементам:

Таблица 17 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 18. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 18 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	2692,7	3295,9	4345,3
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Разработки нефтегазового дела ("Роснефть");
- 2) Разработки нефтегазового дела (ООО "НПП Нефтехим").

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 19).

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 20).

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г2		ФИО Бояринцев Артем Игоревич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях находящихся на поздней стадии разработки с целью вовлечения в разработку остаточных запасов.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p><i>Объект исследования <u>насосное оборудование</u></i> <i>Область применения <u>кустовая площадка, нефтесодобывающие объекты;</u></i> <i>Рабочая зона: <u>полевые условия;</u></i> <i>Климатическая зона: <u>континентальная;</u></i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны <u>заводские, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат;</u></i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне <u>Ремонтно-изоляционные работы.</u></i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<p><i>«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</i> <i>ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</i></p>
2. Производственная безопасность при эксплуатации	<p>Вредные факторы: – производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень общей вибрации; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – монотонность труда, вызывающая монотонию; Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы; – работа с сосудами под давлением; – опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического</p>

	<p>воздействия на организм работающего человека;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства; – неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>химическое загрязнение, СЗЗ - 120 м</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения</u></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС: <u>природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;</u></p> <p>Техногенные: <u>выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;</u></p> <p>Биологические: <u>пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</u></p> <p>Экологические: <u>загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик</u></p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
	05.05.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			05.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Бояринцев Артем Игоревич		05.05.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время большая часть месторождений нефти и газа находится в эксплуатации более двадцати лет. Таким образом, основной фонд скважин - это скважины, срок службы которых давно преодолел десятилетний барьер. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. Скорейшее восстановление и ввод в строй бездействующих скважин - задача огромной важности, так как количество скважин, требующих капитального и текущего ремонтов, часто превышает число действующих. Особое значение при эксплуатации и освоении скважин имеют ремонтно-изоляционные работы. Нередко даже во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах, наблюдаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов, которые не позволяют эксплуатировать скважину на оптимальном режиме и получать качественную продукцию - безводную нефть. Ремонтно-изоляционные работы проводятся на открытых кустовых площадках. Западная Сибирь находится почти на одинаковом расстоянии, как от Атлантического океана, так и от центра континентальной Евразии, поэтому ее климат носит умеренно континентальный характер. Средняя температура января уменьшается от минус 15°С на юго-западе до минус 30°С на северо-востоке Западной Сибири. Средняя температура июля увеличивается от плюс 5°С на севере до плюс 20°С на юге. Водоизоляционные работы ведутся круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по исследованию проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [1]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Согласно ГОСТ 12.2.032-78. [2] Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования, рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труд. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

5.2 Производственная безопасность

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [3] по безопасному ведению работ, связанных с

пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием недрами:

– допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

– обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства;

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[4]	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Повышенный уровень шума и общей вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная

	безопасность. Общие требования
Отсутствие или недостаток необходимого или искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Монотонность труда, вызывающая монотонию	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы	ГОСТ Р 58436-2019 Экспертиза механических повреждений у непродуктивных животных. Общие требования
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Работа с сосудами под давлением	ПРИКАЗ от 25 марта 2014 г. N 116. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".
Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК)
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.3.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

5.3.2 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ПЖД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.3.3 Повышенный уровень шума и общей вибрации

Вибрация возникает в самых разнообразных технических устройствах вследствие несовершенства их конструкции, неправильной эксплуатации, внешних условий (например, рельеф дорожного полотна для автомобилей), а также специально генерируемая вибрация возникает в результате механических колебаний. Особенность действия вибрации состоит в том, что механические колебания распространяются по грунту (воде) и оказывают воздействие на основания сооружений, вызывая звуковые колебания в виде шума. Воздействие вибрации может привести к ощущениям сотрясения и изменениям нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системы.

Таблица 1.2 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
64	0,0072	2

На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат.

Согласно нормам, представленным в таблице 2.3, источник шума превышает максимальный уровень.

Таблица 1.3 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБА
	107	95	87	82	78	75	73	71	
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	80

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в лаборатории можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка агрегата, противозумные наушники, вкладыши.

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люкс (СП 52.13330.2011).

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

5.3.5 Монотонность труда, вызывающая монотонию

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом.

Монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижении тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными

последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену.

5.3.6 Жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы

Работы проводятся на открытом воздухе вследствие этого возникает риск укуса насекомыми и животными. Особую опасность представляют энцефалитные клещи. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

5.3.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о

проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливается противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора []. Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергаются опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны. Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов.

5.3.8 Работа с сосудами под давлением

Оснащение предохранительными клапанами всех аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, должно проводиться с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Опасность может возникнуть вследствие взрывной волны (за счет превышения избыточного давления), результатом которого может произойти распространение острых предметов и осколков, что в дальнейшем может привести к травмированию и летальному исходу [].

Разгерметизация сосудов, работающих под давлением, может произойти в результате коррозии, неправильной транспортировки и хранения. Для устранения причин и разгерметизации, ежегодно проводятся

целевые комиссии в лице механиков.

Для минимизации возникновения данного фактора для всех работников, обслуживающих оборудование под давлением. проводится обязательное обучение по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

5.3.9 Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа, конденсат, водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установки выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

– Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.

- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

- Для защиты глаз применяют защитные очки.

- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим противогазом закреплен индивидуально.

5.3.10 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кузовных площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

5.3.11 Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства

Статическое электричество представляет настоящую угрозу для организма человека. При длительном пребывании человека в электростатическом поле возникают головные боли, снижение аппетита, нарушается сон, наблюдаются боли в области сердца, брадикардия и артериальная гипотония, может наблюдаться артериальная гипертензия, возможно потемнение в глазах и головокружение. Статическое электричество приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы, увеличению числа психических заболеваний, приносит вред работе нервной системы.

Избыток статического электричества провоцирует искру при малейшем контакте с другими объектами. Это представляет серьезную угрозу для безопасности работ на взрывоопасном производстве, т.к. в результате искры возникает взрыв и пожар.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой

цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

5.3.12 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента – перед началом работы оператор обязан осматривать инструмент, оборудование, фланцевые соединения скважин. Неисправный инструмент отбраковывается и изымается. Работать неисправным инструментом запрещается

5.4 Экологическая безопасность

Операции по оптимизации системы поддержания пластового давления при разработке низкопроницаемых коллекторов на месторождениях сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами;
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. В процессе освоения скважины продукты освоения должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³

с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

Влияние на атмосферу

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельная электростанция (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементировочный агрегат (работает в период освоения и бурения скважин);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;

- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

Влияние на атмосферу

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

5.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые

подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;

- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности:

- **А — повышенная взрывопожароопасность.** Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 килопаскалей, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

- **Б — взрывопожароопасность.** Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С,

горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

- **В1 — В4 — пожароопасность.** Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б.

- **Г — умеренная пожароопасность.** Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

- **Д — пониженная пожароопасность.** Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

5.6 Средства пожаротушения

Отличительной чертой производственных объектов является постоянное наличие на их территории большого числа горючих и самовоспламеняющихся материалов и веществ, электрифицированного и газифицированного оборудования. Вследствие этого вероятность возникновения пожара возрастает в несколько раз.

На выбор установки пожаротушения влияют конструктивные особенности здания, тип пожарной нагрузки и пожелания заказчика. Для тушения пожаров в производственных цехах и складах применяются разные огнетушащие вещества и пожарное оборудование. Воздушно-механическая пена рекомендована для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, резины, резинотехнических изделий, каучука и смол порошков,

эмульсий и много другого. Из пожарного оборудования применяются генераторы пены низкой, средней и высокой кратности, а также дренчеры. Из пенообразователей в зависимости от выбранной технологии пожаротушения применяются различные типы: AFFF, AFFF/AR, S/AR, S. В производственных цехах и складах применяются тушение по площади пеной низкой и средней кратности и тушение по объему пеной высокой кратности.

Пенное пожаротушение применяется на объектах нефтяной, нефтегазовой и нефтехимической промышленности.

Первичные средства пожаротушения – это устройства, инструменты и материалы, предназначенные для локализации и (или) ликвидации загорания на начальной стадии (огнетушители, внутренний пожарный кран, вода, песок, кошма, асбестовое полотно, ведро, лопата и др.).

В список первичных средств пожаротушения на производстве включены:

- асбестовые покрывала;
- кошмы (изготовленное из брезента и стеклоткани огнеупорное полотно);
- наполненные водой бочки;
- наполненные песком ящики;
- огнетушители (ручные, передвижные);
- пожарные краны, расположенные внутри помещений;
- противопожарные щиты, укомплектованные баграми, баками с водой, ведрами, вилами, емкостями с песком, кошмами, ломami, лопатами (штыковыми, совковыми), огнетушителями, топорами. Передвижные модели дополнительно комплектуются ручными насосами, защитными экранами и стойками, тележками, пожарными рукавами.

Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

Норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люкс.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех стадиях разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

При анализе эффективности ГТМ в обязательном порядке рассматриваются следующие показатели:

- принадлежность ГТМ к определенной группе по типу воздействия на пласт или по целевому назначению;
- затраты на проведение ГТМ;
- исполнитель проведения ГТМ;
- общий, относительный и удельный эффекты ГТМ;
- успешность проведения ГТМ;
- продолжительность эффекта ГТМ.

Помимо всех этих показателей, в процессе анализа эффективности во внимание берутся ещё и дополнительные показатели – ожидаемый и фактический эффекты ГТМ, изменение коэффициентов эксплуатации скважины и падения дебита газа, газового конденсата и нефти.

Основным показателем технологической эффективности ГТМ является общий его эффект.

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.

Одними из эффективных мероприятий по увеличению нефтеотдачи являются:

- гидроразрыв пласта (ГРП),

- бурение горизонтально направленных скважин,
- забурка боковых стволов.

Таким образом, изучение и анализ теоретического материала по традиционным и инновационным ГТМ для довыработки остаточных запасов нефти, позволили сделать ряд выводов:

- ГТМ от других мероприятий на нефтяных разработках отличаются тем, что именно при их реализации получается существенный прирост нефти;

- ГТМ подразделяются на традиционные и инновационные в зависимости от условий и сроков их применения;

- к эффективным мероприятиям по довыработке остаточных запасов нефти относятся гидроразрыв пласт (ГРП), горизонтальные скважины, бурение боковых стволов;

- к инновационных ГТМ относятся, в частности, комплексный виброволновой метод и разработки в области РИР: извлекаемая ПМ-И, электромеханическая ПМЭ, заливочная для открытого ствола ПМЗ-ОС мостовые пробки.

Подытожив, можно подчеркнуть важность грамотного планирования ГТМ уже на первых этапах разработки, любое технологическое решение, принятое на ранних этапах, начиная с бурения, и заканчивая ГРП на стадии освоения, неминуемо отразится на дальнейшей эксплуатации. Зачастую, интенсификация добычи на ранних этапах разработки, в ущерб рациональному недропользованию, приводит к общему падению показателей нефтеотдачи и КИН, и как следствие, к снижению накопленной добычи.

Таким образом, анализ проведенных ГТМ и МУН показал:

- мероприятия на месторождении проводятся на основании проектных решений 2009 года. В большем объеме проведены ГРП (на 14 скв.-опер.), ОПЗ (на 114 скв.-опер.), перфорационные методы (на десять скв.-опер.), РИР (на пять скв.-опер.), оптимизации (на 60 скв.-опер.), ВПП (на 2 скв.-опер.). В большем количестве пробурены горизонтальные скважины (на 19 скв.) и

боковые стволы (на 27 скв.-опер.). По всем видам мероприятий фактическая дополнительная добыча нефти превышает проектный показатель, за исключением ВПП. Эффективность БГС и ГРП выше, чем планировалось (проект – 3,7 и 1,9 тыс.т/скв.-опер., факт – 12,3 и 3,7 тыс.т/скв.-опер).

– максимальный объем ГТМ за период 2006-2015 гг. приходится на объект ЮВ₁² (505 скв.-опер.). Основная часть дополнительной добычи нефти обеспечена горизонтальными скважинами (1319,4 тыс.т);

– вторым и третьим по эффективности мероприятиями являются ГРП и бурение вторых стволов. За рассмотренный период проведено 210 скв.-опер. ГРП и 35 скв.-опер. по бурению БС и БГС с успешностью 93% и 100%, соответственно. Дополнительная добыча нефти составила 1329,1 и 429,9 тыс. т, средний удельный технологический эффект на одну скважино- операцию – 6,3 и 12,3 тыс. т.;

– удельная эффективность таких мероприятий как оптимизация режимов работы скважин, перфорационные работы, ОПЗ оценивается на уровне 2,0-3,1 тыс.т/скв.-опер., успешность проведения – 80-89%. За счет данных видов ГТМ получено 657,5 тыс. т.

– ремонтно-изоляционные работы и ВПП характеризуются невысокой удельной технологической эффективностью – 1,2 и 0,9 тыс.т/скв.-опер., прирост добычи нефти за счет мероприятий составил 69,2 тыс.т.

Предложенный метод определения уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин позволяет оперативно оценивать эффективность системы поддержания пластового давления и принимать решения по корректировке сформированных систем заводнения в случае необходимости.

Анализ оценки взаимодействия скважин, с расчетом величины квадрата модуля когерентности (КМК-оценки), позволяет проводить оценку охвата залежи заводнением.

По результатам применения частотного анализа на фонде скважин Ново- Покурского месторождения, выявлены участки пластов, не охваченные

вытеснением существующей системой ППД. Предложенные карты с нанесенными обозначениями взаимовлияния скважин использованы при оперативном планировании изменения режима работы скважин и проектировании ГТМ.

Рекомендации по проведению адресных геолого-технических мероприятий на Ново-Покурском месторождении позволяют увеличить добычу нефти на участках с низкой выработкой запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
2. Алексеев П. Д., Гавура В. Е., Лapidус В. З., Лещенко В. Е., Семин Е. И. Оптимизация плотности сетки скважин. – М.: Светочъ, 1993.
3. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
4. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
5. Гейхман М. Г. Оценка технологической эффективности ремонтных работ в газовых скважинах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2008. № 6. - С. 31-34.
6. Дьячук И.А. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложненных контактными запасами (на примере пласта D1нж Белебеевского нефтяного месторождения) / И.А. Дьячук, Е.В. Князева, И.В. Костенко, Н.С. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4. С. 81–89.
7. Жуков А.А. Повышение эффективности разработки месторождения им. А. Титова путем трансформации проектной сетки скважин // XVIII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – 2018. – С.14.
8. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей / М.М. Иванова. М.: Недра, 1976.
9. Игошева А.А. Обзор динамики и структуры фонда нефтяных

скважин в России // Инновационная наука. – 2018.– №11.– С.71-74.

10. Ильясов Б.Г. Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения/Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, И.А. Дьячук // Нефтепромысловое дело. 2003. № 5. С. 16–22.

11. Ипапов А.И. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин/ А.И. Ипапов, М.И. Кременецкий, А.А. Пустовских, И.С. Каешков // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 4(14). – С. 38-47.

12. Ипапов А.И. Стационарный мониторинг геофизических параметров при контроле разработки месторождений. Возможности, проблемы и перспективы использования / А.И. Ипапов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков, А.В. Буянов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – С. 12.

13. Лисовский Н. Н., Гавура В. Е., Лещенко В. Е., Лapidус В. З. и др. Оптимизация плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи // В сб. Фундаментальные и поисковые исследования механизма вытеснения нефтей различными агентами и создание технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. — М.: ВНИИОЭНГ, 1992.

14. Лысенко В. Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений/ В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1991.– 296с.

15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В. И., Пороскуна В. И., Яценко Г. Г. — Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.

16. Никифоров Д. С. Анализ разработки и доработка сложнопостроенных объектов месторождений на поздней стадии эксплуатации/ Д. С. Никифоров. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2013. – № 11 (58). – С. 160-167. – URL: <https://moluch.ru/archive/58/8020/> (дата обращения: 10.06.2023).

17. Останков Н.А. Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на

примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз» / Н.А. Останков, С.А. Козлов, Д.В. Кашаев, А. С. Нечаев, Г. Г. Гиляев, И. А. Дьячук, Е. В. Князева // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». № 2/2016. С. 60–64.

18. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи [Текст] / А. А. Толстоногов // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11-1. – С. 150-154.

19. Пупченко И.Н. Опыт внедрения модуля «Мониторинг обводненности добываемой продукции» программного комплекса «Мониторинг разработки месторождений» ПК «МРМ» в ОАО «Самаранефтегаз» // Инженерная практика. – 2015.– № 970.– С.114-117.

20. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. / М.Л. Сургучев. – М.:Недра.– 1968.– 301с.

21. Технология и техника добычи нефти В. И. Щуров — М.: Недра, 1983.

22. Технологическая эффективность геолого-технологических мероприятий – одна из составляющих организации производства [Текст] / М. Г. Гейхман, [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Тюмень, 2011. – № 2. – С. 34-37.

23. Токарев М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. — М.: Недра, 1990.

24. Токарев М. А., Ахмерова Э. Р., Газизов А. А., Денисламов И. З. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки. Учебное пособие. — Уфа: УГНТУ, 2001.

25. Токарев М. А., Ахмерова Э. Р., Файзуллин М. Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений. — Уфа: Издательство УГНТУ, 2001.

26. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. 1968. January. P. 83–92.

27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
29. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
33. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
34. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
35. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
36. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
37. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий
38. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.
39. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
40. 1.Приказ Ростехнадзора №471 Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных

объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов.

41. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»

42. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

43. Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий