

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.432(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна

Тема работы:

ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 №118-11/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, технологические регламенты, государственные стандарты и графические материалы по исследуемым месторождениям.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением. Анализ проблемы особенностей геологического строения залежей, неоднородности, коллекторских свойств пород, а именно, анизотропии проницаемости пород коллекторов. Критерии

	эффективного применения технологий. Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости. Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия. Анализ текущего состояния разработки участка воздействия
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА	
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна		29.04.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 26927 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.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент города Томска -1,3</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	Д.Э. Н.		29.04.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна		29.04.22

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б7Г1		ФИО Петрович Дельфина Максимовна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи

Тема ВКР:

Восстановление и регулирование приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение	<p>Объект исследования: нагнетательная скважина; Область применения: кустовая площадка, нефтедобывающие объекты; Рабочая зона: полевые условия; Размеры рабочей зоны: 60*60 м; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура; Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: метод поддержания пластового давления</p>
-----------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001; 2. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; 3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 5. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание) 6. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; 7. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Аномальные климатические параметры воздушной среды; 2. Превышение уровня шума и вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повышенная запыленность рабочей зоны; 6. Работа с вредными веществами; 7. Укусы насекомых;

	<p>8. Монотонность труда. Опасные факторы: 1. Электрический ток; 2. Короткое замыкание; 3. Статическое электричество; 4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 5. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). 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, москитные сетки, репелленты</p>
<p>Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое загрязнение СЗЗ - 120 м Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт, утилизация отработавшего оборудования; Воздействие на гидросферу: загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</p>	<p>Возможные ЧС Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо; Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение; Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия; Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопроводов, находящихся под давлением.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		29.04.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Петрович Дельфина Максимовна		29.04.22

Обозначения, определения, сокращения

НС – нагнетательные скважины;
ММП - многолетнемерзлые породы;
ППД – поддержание пластового давления;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ОПЗ – очистка призабойной зоны;
БКНС – блочная кустовая насосная станция;
ВЗ – водозаборная скважина;
ШЗ – шурфовая закачка;
ГНУ – горизонтальная насосная установка;
УПСВ – установка предварительного сброса воды;
УПН – установка подготовки нефти;
ЦПС – центральный пункт сбора нефти;
ВНД – водоводы низкого давления;
ВВД – водоводы высокого давления;
БГ – блок напорной гребенки;
ТВЧ – твердые взвешенные частицы;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ГТМ – геолого-технические мероприятия.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 93 страниц, в том числе 12 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 45 источников.

Ключевые слова: нагнетательные скважины, разработка нефтяных месторождений, поддержание пластового давления, закачка воды, приемистость.

Объектом исследования являются нагнетательные скважины на месторождениях Западной Сибири.

Цель исследования – эффективность восстановления приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования был рассмотрен процесс восстановления и регулирования приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Область применения: представленные технологии целесообразно применять в условиях слабосцементированного коллектора в призабойной зоне продуктивного пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА	13
1.1 Анализ энергетического состояния.....	13
1.2 Влияние компенсации и приемистости на процесс регулирования заводнения пласта.....	14
1.3 Характер влияния трещиноватости на устойчивость приемистости.....	16
1.4 Фильтрация флюида в карбонатных и терригенных коллекторах.....	17
1.5 Выявление основных причин потери приемистости нагнетательных скважин	20
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	27
2.1 Выявление наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии выравнивания профиля приёмистости.....	27
2.2 Анализ особенностей процесса проведения работ по выравниванию профиля приёмистости	29
2.3 Анализ распространенных химических реагентов, применяемых для выравнивания профиля приёмистости.....	35
2.4 Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приёмистости нагнетательных скважин.....	41
3 РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	46
3.1 Критерии эффективного применения технологий	46
3.2 Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости.....	47

3.3 Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия.....	48
3.4 Анализ текущего состояния разработки участка воздействия	49
3.5 Оптимальное решение по выбору технологии выравнивания профиля приемистости скважин (выводы и рекомендации)	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

Нагнетание воды в пласт является одним из экономически эффективных методов добычи нефти. Одно из необходимых условий успешного проведения работ по поддержанию пластового давления заводнением заключается в постоянном контроле за ходом его реализации. Полнота охвата пластов заводнением равно, как и достижение плановых значений нефтедобычи определяется эффективностью работы нагнетательных скважин. Процесс эксплуатации последних характеризуется комплексом геологических и технологических факторов, среди которых особое влияние уделяется состоянию призабойной зоны пласта. Рабочий агент, используемый при заводнении, зачастую содержит взвешенные мелкие частицы, которые могут осаждаться на поверхности разрабатываемой залежи и, в частности, внутри призабойной зоны пласта. Ухудшение свойств околоскважинной области коллектора влечет за собой определенные последствия, главным образом сказывающиеся на падении приемистости, что предопределяет неполноту выработки запасов и снижение коэффициента нефтеизвлечения. В результате исследования выявлены критерии оптимального значения приемистости в процессе эксплуатации нагнетательных скважин, влияющие на эффективность вытеснения нефти водой.

Цель исследования – эффективность восстановления приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для достижения обозначенной цели были поставлены следующие задачи исследования:

1. Провести анализ причин ухудшения приемистости;
2. Выявить факторы, влияющие на снижение значения приемистости;
3. Обосновать применение технологических решений для восстановления и регулирования приемистости нагнетательных скважин.

1 КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

Метод заводнения пластов является одним из эффективных мер разработки скважин нефтяных месторождений. Данная технология чаще всего применяется для поддержания пластового давления. Необходимость применения данного метода вызвана для избежания разгара нефти. Дальнейший опыт эксплуатации данной технологии, позволил сделать вывод о том, что заводнение является эффективным звеном в решении других задач эксплуатации [1].

Одной из распространённых методов интенсификации разработки месторождения является законтурное заводнение. Путём применения данной технологии достигались высокие темпы добычи нефти на небольших площадях месторождений.

Законтурное заводнение является одним из популярных методов эксплуатации месторождения. В результате полученного опыта, было выяснено что применение законтурного заводнения создает и формирует технико-экономические показатели разрабатываемого месторождения. При дальнейшей эксплуатации месторождений, при переходе от законтурного к внутриконтурному, произошел ускоренный темп разработки месторождений и это явилось огромнейшим толчком в области эксплуатации многих месторождений [2].

1.1 Анализ энергетического состояния

Несомненно, для успешной реализации и разработки месторождений необходимо понимать сущность энергетического состояния залежи и принимать дальнейшие шаги по выбору того или иного метода извлечения нефти для успешной реализации нефти. Энергетическое состояние залежи играет огромную роль и дает полное представление о энергетических силах, режиме разработки залежи, оценки запасов как извлекаемых, так и геологических, дает

информацию о давлениях и температурах залежи, а также влияет на интенсивность применения нагнетания в законтурную область [3].

1.2 Влияние компенсации и приемистости на процесс регулирования заводнения пласта

Одной из основных целей систем поддержания пластового давления является вытеснение нефти с помощью закачки рабочего флюида и поддержание пластового давления до заданных значений. Поддержание пластового давления на необходимом уровне осуществляется путём применения показателя компенсации. При значении компенсации больше единицы или равно, необходимо понимать, что пластовое давление стабилизируется или же произойдёт его увеличение.

Для повышения значения компенсации необходимо увеличивать закачку нагнетаемого агента, что не всегда является целесообразным и в разных случаях является затруднительным. В данном случае термин «компенсация» заменяется приемистостью скважины, которое характеризует нагнетание рабочего агента в продуктивный пласт до достижения заданной величины объема нагнетаемой воды [4].

Для поддержания пластового давления на необходимом значении, необходимо соблюдать равенство объемов закачиваемой и добываемой жидкости углеводородов, которые должны быть приведены к пластовым условиям. Для реализации за соблюдением данных условий необходимо вводить такой показатель, как компенсация отбора жидкости закачкой.

Компенсация представляет собой отношение дебита рабочего агента, к дебиту добываемой жидкости, которые приведены к пластовым условиям за единицу времени.

Данный показатель является ключевым в процессе вытеснения нефти водой. Компенсация обуславливает эффективность системы поддержания пластового давления и предопределяет изменение значений пластового давления в процессе разработки, а также выражает характер участия закачиваемого

реагента в процессе добычи нефти [5].

Сущность данного показателя предопределяет изменение объемов закачки и слежения за значениями текущих пластовых давлений для поддержания на заданном уровне. Соответственно, данный показатель влияет не только на степень участия закачиваемого реагента в пласт, а также играет огромную роль в системе поддержания пластового давления.

Для компенсации необходимо знать такие характеристики, как суммарный объем закачиваемого агента и суммарный дебит, добываемый жидкости, который должен быть приведён к стандартным условиям. На объем закачиваемого реагента влияет геометрия залежи, геологические характеристики, а также температура, давление, объем и иные свойства продуктивных пластов.

В процессе реализации агента в пласт, жидкость претерпевает огромные изменения в результате повышения температуры и давления в земной коре. В лабораторных условиях, определяемые свойства залежи – давление, температура, объем переводятся на объемный коэффициент, которой показывает во сколько раз меняет свой объем флюид, при его добыче или нагнетание.

Объемный коэффициент дает возможность сформировать необходимый объём агента для успешной реализации добычи [6].

Как говорилось выше, для успешной закачки необходимо учитывать геометрию залежи, а именно характер влияния законтурной области. Несомненно, в процессе закачки рабочего агента в пласт, вода может уходить во внешнее пространство и соответственно никак не влиять на вытеснение нефти. Для разработки такого рода деятельности применяется дополнительная закачка воды.

Заводнение является важным звеном в процессе добычи нефти, а приемистость и дебит добывающей скважины предопределяют ключевую роль при применении технологии заводнения. Значение показателя примистости на необходимом уровне осуществляется путем нагнетания необходимого реагента в относительно не высоких значениях давления закачки и способствует созданию

непрерывного фронта вытеснения углеводородов водой [7].

Для успешной реализации добычи нефти необходимо контролировать приемистость нагнетательной скважины путём проведения технологии, регулирования показателей приемистости и выявления причин поглотительной способности призабойной зоны пласта.

Коэффициент приемистости играет важнейшую роль и измеряется в м³/сутки на МПа и показывает возможность закачки рабочего флюида в пласт продуктивной залежи.

Приемистость непосредственно зависит от репрессии, которая создается на забое нагнетательной скважины, а также дебита рабочего агента. Дебит определяется путём гидродинамических вычислений системы нагнетательных и добывающих скважин, либо по формулам радиального притока, которые преобразованы для репрессии. Приемистость зависит от геологических свойств пласта, физико-механических свойств, применяемой системы сетки скважин, свойств закачиваемого реагента, а также процесс в системе порода-флюид [8].

1.3 Характер влияния трещиноватости на устойчивость приемистости

Как известно, на месторождениях Западной Сибири характерно не устойчивая поглотительная способность скважин, которые характеризуется значениями высокой проницаемости и давлением свыше 20 МПа. Это связано с загрязнением призабойной зоны пласта в результате освоения скважины.

Поглотительная способность различна и объясняется трещиноватостью, которая характерна для горных пород. На процесс фильтрации огромную роль играет трещины тектонического происхождения, которую имеют наклонное или вертикальное расположение по напластованию пород. В результате анизотропии, а также различных свойств горных пород, в системе продуктивных пластов существует несколько типов трещин.

Для раскрытия трещин в зонах призабойных участках скважин необходимо выполнение следующих параметров, которые определяются по

формуле [9]:

$$P_{\text{заб.}} > P_{\text{б.гор.}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{заб.}}$ – забойное давление необсаженной скважины;

$P_{\text{б.гор.}}$ – боковое горное давление.

Если пласты не трещиноватые, для раскрытия трещин необходимо преодолеть сопротивление пород по формуле:

$$P_{\text{заб.}} > P_{\text{б.гор.}} + \sigma_p, \quad (2)$$

Боковое горное давление можно определить путем оценки коэффициента Пуассона по формуле:

$$P_{\text{б.гор.}} = \frac{\nu}{1-\nu} * P_{\text{гор.}}, \quad (3)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Таким образом коэффициент Пуассона претерпевает изменения по разрезу пород и выявляется с помощью акустического каротажа по скоростям продольных и поперечных волн.

Исследование по данной теме, ещё в 60-е годы показывали, что приемистость скважины достигает устойчивости в результате трещиноватости пластов. Путём разветвлённой системы трещин возможно достижение высоких объемов закачки воды в продуктивные пласты для добычи нефти.

Соответственно, при отсутствии глинистого пропластка, приемистость скважины достигается за счёт разветвлённой системы трещин. Устойчивость данного показателя зависит от размеров каналов, а также частиц, которые закачиваются с рабочим агентом в пласт.

1.4 Фильтрация флюида в карбонатных и терригенных коллекторах

Фильтрация флюида в карбонатных коллекторах происходит с участием вертикальных и горизонтальных трещин, раскрытие которых приводит во всех случаях к существенному росту средних коэффициентов приемистости.

В предыдущем разделе было выяснено, что для образования горизонтальных трещин необходимо создать в пласте давление, превышающее

вертикальное горное давление и пределы прочности пород на разрыв, однако технологически такие трещины образовать достаточно трудно.

Вертикальные трещины легче удерживаются в раскрытом состоянии так как для их раскрытия требуется преодолеть не вертикальное, а боковое горное давление, которое обычно значительно ниже вертикального – отношении горизонтальных составляющих напряжений (бокового горного давления) к вертикальным (вертикальному горному давлению) составляет 0,2-0,5 [10].

Глубинными исследованиями разреза Западного месторождения было установлено, что при достижении давления нагнетания, равного 0,4 от вертикального горного, пластовое давление оказывается выше бокового горного давления в десяти слоях из ста.

Естественные трещины в этих десяти слоях при указанном пластовом давлении могут удерживаться в раскрытом состоянии за счет превышения внутрипорового давления над боковым горным давлением (рисунок 1).

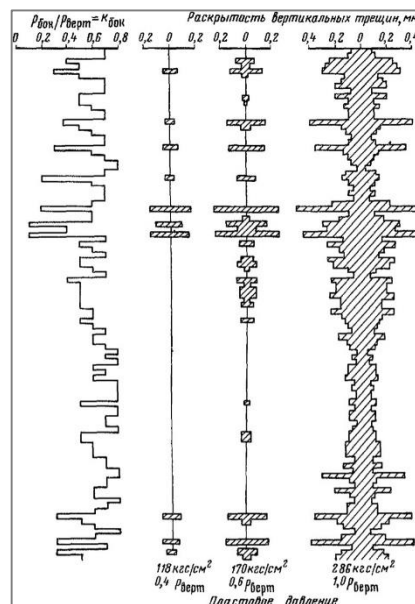


Рисунок 1 – Дифференциация карбонатного разреза Западного месторождения по боковому горному давлению и прогноз раскрытости вертикальных трещин

Если увеличить пластовое давление до 0,6 от вертикального горного, то условия для раскрытия естественных вертикальных трещин проявятся еще в 23

слоях, а при увеличении пластового давления до вертикального горного естественные вертикальные трещины должны раскрыться во всех 100 слоях разреза.

В последнем случае эффективная толщина разреза достигнет высоты вертикальных трещин и станет равной общей мощности всего разреза. Формирование искусственных трещин при прочих равных условиях в отсутствие трещин естественных будет осуществляться медленнее.

Согласно Е.М. Схемову, слагающие карбонатный коллектор известняки образуют сеть естественных микротрещин, которые условно относят к трещинам с раскрытостью менее 0,1 мм. Однако обладают низкой проницаемостью, которая колеблется от 1,5 до 30 мД для коллекторов всех типов, независимо от гранулярной проницаемости.

При нормальном пластовом давлении макротрещиноватость не оказывает существенного влияния на условия разработки высокопроницаемых коллекторов, но сказывается на условиях разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов [11].

Терригенные коллекторы не в меньшей степени, чем карбонатные, обладают естественной вертикальной трещиноватостью обусловленной их более низкими упругими свойствами. В низкопроницаемых коллекторах коэффициент Пуассона изменяется в диапазоне от 0,11 до 0,28, а в известняках – от 0,08 до 0,39, в соответствии с этим боковое горное давление в терригенных коллекторах ниже, чем в карбонатных.

Следовательно, влияние заводнения на вертикальные трещины терригенных и карбонатных пластов примерно одинаково, однако трещиноватость более ощутимо проявляется в карбонатных пластах.

Объясняется данное явление низкой поровой проницаемостью карбонатных пород и наличием в них кольцевых напряжений на стенках скважин, сжимающих вертикальные трещины.

Только в коллекторах с низкой поровой проницаемостью микротрещиноватость играет существенную роль в процессе фильтрации

жидкости по пласту. Однако в коллекторах с высокой и часто со средней поровой проницаемостью роль микротрещин очень мала.

Исследованиями глубинным оборудованием было выяснено, что повышение давления нагнетания с 0,5 до 0,8 от вертикального во всех случаях не приводит к выравниванию профиля приемистости. Таким образом, раскрытие трещин в интервалах начинается раньше, чем пластовое давление станет близко к вертикальному горному.

1.5 Выявление основных причин потери приемистости нагнетательных скважин

При эксплуатации скважин происходит постепенное снижение коэффициента приемистости. Причины отсутствия притока и приемистости коллекторов при заводнении многопластовых месторождений, безусловно, сложны и разнообразны. Это может быть закупорка пор глинистыми частицами и другими примесями в процессе бурения и фильтрации нагнетаемой воды, сжатие пород под действием горного давления на стенках скважины, выпадение парафина, асфальтенов и смол в цементированных коллекторах при фильтрации нефти и др.

Процесс снижения фильтрационно-емкостных свойств находится в тесной взаимосвязи с частицами и веществами, содержащимися в нагнетаемой воде. Взвешенные в рабочем агенте загрязнения принимаются фильтрующей поверхностью пласта и тем самым сокращают приемистость скважин, что негативно сказывается на конечном коэффициенте извлечения нефти [12].

Известно, чем чище пластовая сточная вода, закачиваемая в пласт, тем выше приемистость нагнетательных скважин и тем меньше, при всех прочих равных условиях, необходимое их количество, а, следовательно, и меньше расходы, связанные с поддержанием пластового давления.

Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению примесей продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные или

поглощающие пласты требуется их очистка. Нормы качества воды, закачиваемой в продуктивные пласты, определяются согласно ОСТ 39-225-88 в соответствии с фильтрационно-емкостными характеристиками залежи (таблица 1).

Таблица 1 – Нормы качества сточной воды для закачки в продуктивные пласты

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	- -	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде».

Основными источниками загрязнения воды, как отмечает В.П. Тронов, могут служить оставшиеся в результате бурения и заканчивания скважин механические включения бурового раствора; вещества органического происхождения, содержащиеся в поверхностных водах, которые используются в качестве рабочего агента; продукты жизнедеятельности железобактерий, нитробактерий и сульфатовосстанавливающих бактерий, содержащихся в речных водах; глобулы нефти и частицы матрицы горной породы, выносимые потоком добываемого флюида [13].

Для предупреждения снижения приемистости скважин с попаданием в ПЗП коагулирующего вещества необходимо строго соблюдать соответствующие предписания к требованиям подготовки воды. В настоящее время нормы содержания примесей устанавливают эмпирически в лабораторных

условиях для каждого конкретного случая, применительно к условиям разработки и эксплуатации нефтяного месторождения.

При закачке в продуктивные пласты воды, отличающейся по химической характеристике от пластовой воды, происходит сужение и кольтматация каналов фильтрации вследствие гидратационного набухания находящихся в породе глинистых минералов.

У минералов с жесткой кристаллической структурой (каолинит, хлорит) внутрикристаллическое набухание отсутствует, однако глины с раздвижной кристаллической структурой, характерной для минералов группы монтмориллонита, набухают при взаимодействии с нагнетаемой водой (рисунок 2).

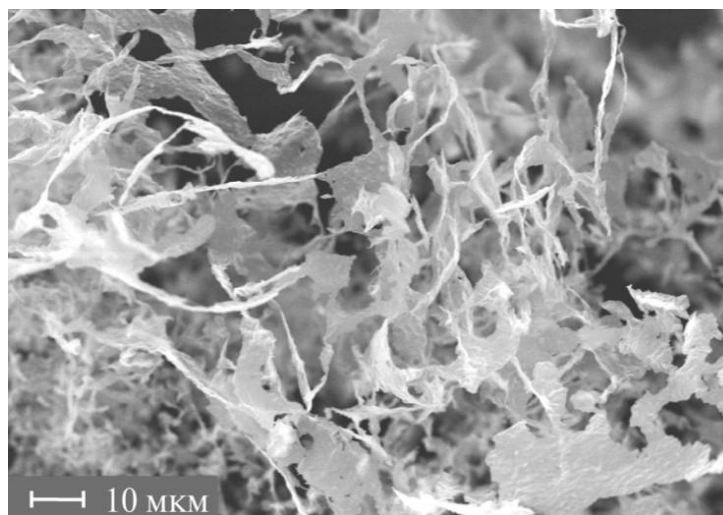


Рисунок 2 – Агрегаты частиц монтмориллонита Таганского месторождения в природном состоянии

Основным фактором, оказывающим непосредственное влияние на способность глин связывать и удерживать воду, является минерализация закачиваемого рабочего агента. Коллектор становится практически непроницаемым для пресной воды при содержании глин в общем объеме породы 15-20%. Однако наличие глинистых минералов при их доле менее 3% в общем объеме мало сказывается на эффективности заводнения [14]. По результатам исследования влияния минерализации закачиваемой воды на набухание пластовых глин видно (рисунок 3), что с увеличением концентрации соли

набухание глин и падение приемистости НС резко снижается.

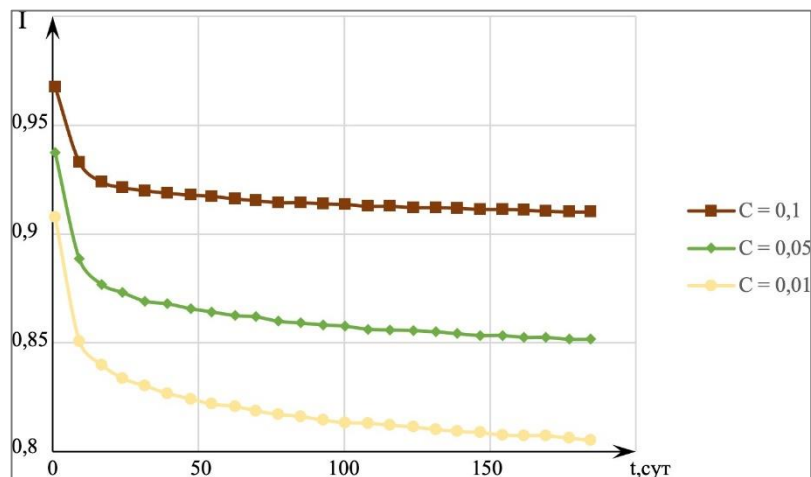


Рисунок 3 – Зависимости приемистости от концентрации соли в закачиваемой воде

Для глинистых коллекторов минерализация закачиваемой воды имеет определяющее значение. Применение пресных и слабоминерализованных вод может привести к резкому падению приемистости НС, в то время как закачка высокоминерализованных вод сопровождается более стабильной поглотительной способностью [15].

В случае закачки рабочего агента, содержание пресной воды в котором превышает максимальное, во избежание снижения фильтрационных свойств проводится обработка нагнетательных скважин реагентами – понизителями.

Перед выбором агента вытеснения для заводнения необходимо провести физико-химические исследования пластовой воды на предмет ее минерализации и совместимости.

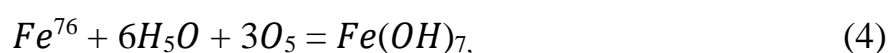
Большое значение имеет также содержание в закачиваемых водах кислорода, сульфата и бикарбоната ионов, способных образовывать при смешении с пластовыми водами, содержащимися в нефтенасыщенных коллекторах, труднорастворимые осадки.

Имеется ряд работ, в которых говорится, что при закачке в пласт воды, содержащей растворенный кислород, и в контакте в порах пласта этой воды с пластовой водой, содержащей двухвалентное железо, может происходить его

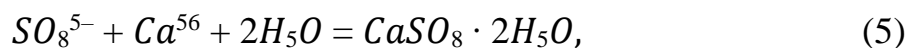
окисление с образованием осадка гидроокиси железа, который будет отлагаться в порах пласта и может уменьшать его проницаемость. Но при закачке пресной воды полного смешения её с пластовой водой происходить не будет, а взаимодействия этих вод будут только по фронтальной поверхности потока закачиваемых вод. Поэтому в результате взаимодействия этих вод и выпадения образовавшегося осадка гидрата окиси железа по фронту закачиваемой воды будет двигаться слой нейтральной воды, который в дальнейшем препятствует выпадению осадка гидроокиси железа [16].

По солевому составу пластовая и сточная воды относятся к водам хлоркальциевого типа, а пресная – к водам гидрокарбонатно-натриевого типа (по Сулину). Характерной особенностью пластовой и сточной вод являются содержание в них ионов двухвалентного железа (Fe^{56}), а пресной – содержание кислорода.

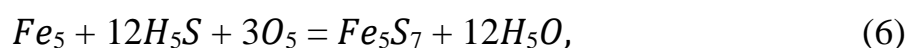
Следовательно, при смешении хлоркальциевой сточной воды с хлоркальциевой пластовой водой, благодаря их совместимости, исключена возможность нарушения ионного равновесия и выпадении осадков в пласте. Что касается кислородсодержащей пресной воды, то ее смешение с железосодержащей пластовой водой приведет к образованию гидроокиси железа в пласте из-за их несовместимости:



Например, закачка сульфатной воды в пласты, содержащие хлоркальциевые соли, приводит к образованию нерастворимого осадка гипса:



Наличие в пластовой воде сероводорода H_5S может привести к образованию сульфида железа, выпадающего в осадок, что является причиной снижения приемистости НС:



Для успешного осуществления процесса заводнения к качеству воды предъявляются определенные требования. Механические примеси и микроорганизмы, содержащиеся в нагнетаемой воде, колюматируют поверхность

фильтрации и заиливают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин [17].

Технологический режим нагнетания

Режим закачки – это необходимый темп и объем закачки воды, совокупность технологических показателей, непосредственно влияющих на приемистость скважины.

При повышенных давлениях начинают принимать воды пропластки и отдельные пласты с худшими коллекторскими свойствами. Создание высоких градиентов давления может в свою очередь привести к продвижению воды по более мелким поровым каналам. Высокое давление нагнетания вызывает дальнейшее расширение существующих и раскрытие новых трещин.

При выборе режима закачки важным моментом рациональной разработки месторождения является необходимость поддержания пластового давления.

Повышение приемистости объясняется наличием естественных трещин, которые раскрываются при достижении определенного критического давления нагнетания, ниже которого вода коллектором не принимается [18]. После превышения второго критического давления возможно отключение отдельных интервалов в разрезе вследствие резкого увеличения приемистости какой-то части разреза и «задавливания» других интервалов (рисунок 4).

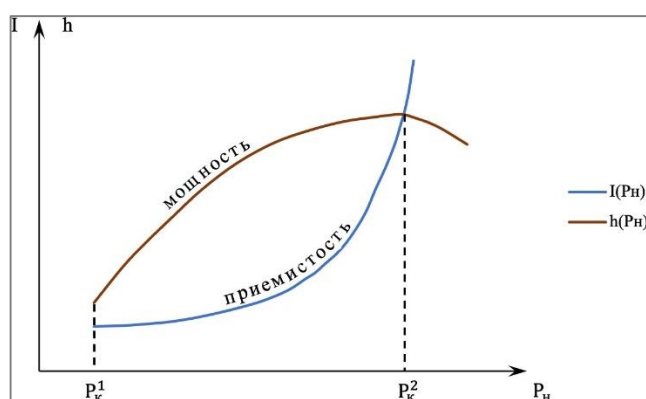


Рисунок 4 – Обобщенный график зависимости мощности интервалов, принимающих воду, и приемистости нагнетательной скважины от давления нагнетания

Можно утверждать, что если при низком давлении нагнетания прослой, отделенный от соседних непроницаемыми перемычками, воду не принимает, то без повышения давления нагнетания выше первого критического для этого прослоя разработка его возможна только на режиме естественного истощения и независимо от срока разработки и степени уплотнения скважин нефтеотдача будет очень низкой. Вовлечение таких прослоев в разработку за счет повышения давления нагнетания приведет к росту добычи нефти, более полному охвату запасов процессом вытеснения, а на участках, уже сильно обводненных по другим пластам, также и к снижению общей обводненности за счет дополнительного притока нефти из подключаемых в работу полностью нефтенасыщенных коллекторов [19].

Снижение пластовой температуры

При снижении пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином происходит образование кольматирующих кристаллов на зернах в пористой среде, что вызывает снижение фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины и продуктивного пласта в целом. Кристаллизация парафина осуществляется при постоянном поступлении капелек нефти, содержащихся во взвешенном состоянии в нагнетаемой воде. Возникающие кристаллы парафина сравнительно легко отрываются потоком и перемещаются в другие области пласта, где создают проблему снижения приёмистости.

С целью нейтрализации последствий, связанных с кристаллизацией парафина, рекомендуется применение подогретых промывочных растворов, а также освоение НС горячей водой в сочетании с закачкой растворителей парафиновых отложений.

Восстановление приёмистости не принимающих пластов и освоение их под закачку осуществляется с помощью создания в них искусственных трещин, прерывающих зоны кольматации (особенно при длительном нагнетании в скважины холодной воды и образовании значительных зон кольматации) [20].

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Выявление наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии выравнивания профиля приёмности

В идеальном варианте для оптимального подбора технологии и реагента, воздействующего на пласт, необходимо провести лабораторные исследования кернa. Но они являются достаточно дорогостоящими, поэтому на сегодняшний день выбор технологии осуществляется исходя из представления о геологическом строении месторождения, истории его разработки и изучении опыта применения подобного рода технологий на месторождениях с аналогичным строением пластов. Имея достаточно большой набор информации о физико-химическом воздействии на пласт можно определить область применения той или иной технологии ВПП [21].

В качестве общих рекомендаций по применению данных технологий можно отметить наличие терригенных и карбонатных, поровых и трещинно-поровых нефтегазоносных пластов-коллекторов с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, характеризующихся высоко и низкопроницаемыми, а также среднепроницаемыми интервалами. Обязательно наличие системы заводнения (площадная, рядная, очагово-избирательная, приконтурная) и начальной приемности не менее 150 м³/сут. Стадия разработки месторождения не регламентируется.

Одной из наиболее ёмких производственных характеристик, отражающих оптимальное сочетание факторов производства, применяемых для получения максимально возможного результата, является технологическая эффективность. Технологическая эффективность эмульсионных технологий ВПП, внедренных в Западной Сибири, лежит в пределах 350-1900 т дополнительно добытой нефти на 1 обработанную нагнетательную скважину и в наибольшей мере зависит от степени выработки объекта, а также таких геолого-физических параметров, как

расчлененность, степень неоднородности по проницаемости, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, пластовая температура.

Технологическая эффективность ВПП сшитыми полимерными системами в Западной Сибири лежит в пределах 400-3200 тонн на скважино-операцию дополнительно добытой нефти, при этом стоит отметить, что более эффективно обработки участков с невысоким обводнением, примерно 60 – 80 % и невысокой выработкой – 20-40 % от НИЗ. С увеличением выработки запасов эффективность существенно снижается [22].

Технологическая эффективность применения рассматриваемых водонабухающих полимеров определяется приемистостью обрабатываемых скважин, которая, в свою очередь, зависит от проницаемости пласта (предпочтительно 1000-5000 мД) и его природной или техногенной трещиноватости, и составляет 490-3300 тонн на скважино-операцию. Важную роль при этом играет расчлененность и степень неоднородности пласта по проницаемости слагающих пропластков: предпочтительное соотношение проницаемостей пропластков составляет $5 \leq K_{\max}/K_{\min} \leq 20$.

Полимер-дисперсно-волокнисто наполненные системы применяют на более поздних стадиях выработки объектов: при обводнённости 80-98 % и отборах от НИЗ 80 % и более. Технологическая эффективность рассматриваемых методов ВПП составляет 500-2600 тонн на скважино-операцию и, как у других технологий, снижается по мере увеличения выработки запасов.

Термотропные технологии нашли довольно широкое применение, в первую очередь на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами 85-110 °С и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. Их технологическая эффективность составляет 390-1450 тонн на скважино-операцию.

Осадкообразующие технологии также довольно широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах 400-2900 тонн на скважино-операцию.

Эффективность силикатов для ВПП в Западной Сибири является одной

изсамых больших и составляет 400-3700 тонн на скважино-операцию [23].

Эффективность применения данных технологий в условиях Западной Сибири колеблется на уровне 160-860 тонн на скважино-операцию и определяется в основном степенью выработки пласта (предпочтительно не более 40-50 % от НИЗ), песчаностью (до 60 %) и расчлененностью участков воздействия (не менее 6-8 пропластков).

В качестве общей рекомендации можно отметить, что на второй и третьей стадиях разработки при невысокой выработке (30-40 % НИЗ) и невысокой обводнённости участков (40-70 %) следует применять «мягкие» технологии: эмульсионные, сшитые полимерные системы. По мере увеличения выработки и обводнённости предпочтение следует отдавать более «жестким» технологиям: эмульсионно-суспензионным, полимер-дисперсным, осадкообразующим, силикатным. В конце третьей и на четвертой стадии разработки при выработке 70-90 % НИЗ и обводнении 80-98 % следует использовать максимально «жесткие» технологии: вязкие эмульсионно-дисперсионные, полимер-дисперсионно-волокнуто наполненные системы, водонабухающие полимеры. Данные технологии могут применяться на любой стадии разработки выработки пласта [24].

2.2 Анализ особенностей процесса проведения работ по выравниванию профиля приёмистости

Механизм ВПП направлен на увеличение коэффициента охвата за счет блокирования промытых пропластков, вовлечения в разработку ранее не дренируемых участков и перераспределения фильтрационных потоков в вертикальной и латеральной плоскостях.

Применение технологий возможно в том числе при наличии гидродинамической связи между пропластками. Растворы (гелеобразующие компоненты с применением различных сшивателей) заполняют пропластки и тем самым создают гидроизоляцию в пласте, что помогает направить потоки воды к добывающей скважине и тем самым увеличить дополнительный приток

нефти.

Создание водоизолирующего экрана решается с помощью химических реагентов, которые в течение определенного времени формируют в поровом (или трещинном) пространстве ПЗП водоизолирующую массу, которая образуется селективно лишь в пространстве, занятом водной или преимущественно водной фазой (рисунок 5).

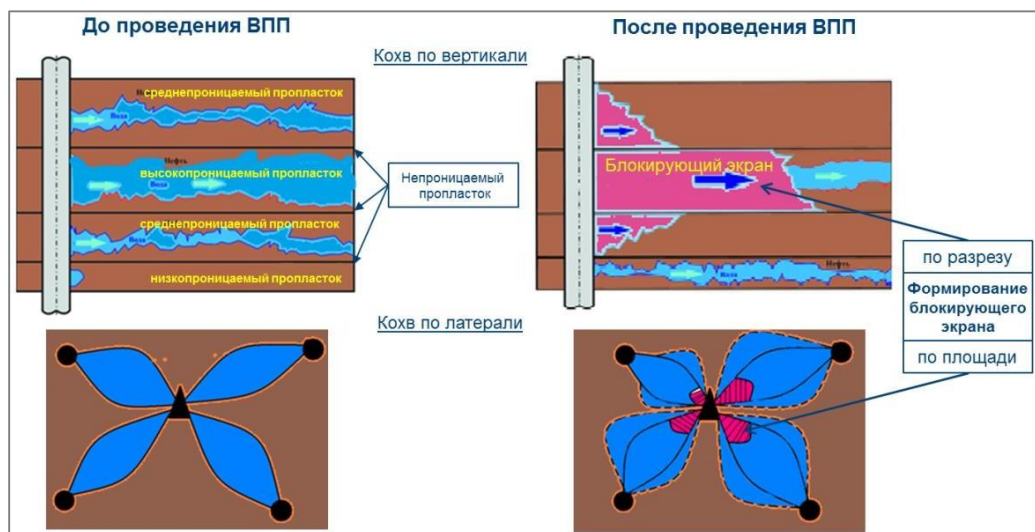


Рисунок 5 – Механизм технологии выравнивания профиля приемистости

Для образования изолирующего материала необходимо как минимум наличие двух компонентов: основного компонента, называемого водоизолирующим реагентом, и вспомогательного. Рассмотрено значительное число химических реагентов, для каждого из которых уточнена область наиболее эффективного применения, а также их преимущества и недостатки. В зависимости от химической природы реагента и способа приготовления процесс образования изолирующей массы может идти по следующим механизмам [25]:

- осадкообразование;
- гелеобразование;
- затвердевание;
- коагуляция и т.д.

Объем закачиваемой жидкости определяется структурой и особенностью

пород и составляет от 200 до 5000 м³.

Непосредственно работы по ВПП начинаются с составления геолого-технической характеристики скважины, на которой проводятся данные работы.

Затем начинается подготовительный этап, который включает в себя подготовку нагнетательной скважины к проведению работ по закачке химических реагентов [26]:

- проверить исправность задвижек и арматуры;
- обеспечить наличие рабочей площадки;
- определить начальную приемистость скважины;
- установить заглушки на низлежащие пласты;
- остановить скважину, определить и предоставить место забора воды для проведения работ;
- обеспечить проведение работ постоянным давлением на водоводе и необходимым количеством воды для приготовления химических композиций (в случае планируемого отключения подачи воды или снижения давления на водоводе поставить в известность мастера бригады не менее чем за сутки до отключения);
- завезти на куст химические реагенты в необходимом количестве (концентрация реагентов, технология и объем закачки может изменяться в зависимости от фактической приемистости);
- специальная техника должна быть установлена на расстоянии не менее 10 м от скважины.

Схема обвязки устья представлена на рисунке 6.

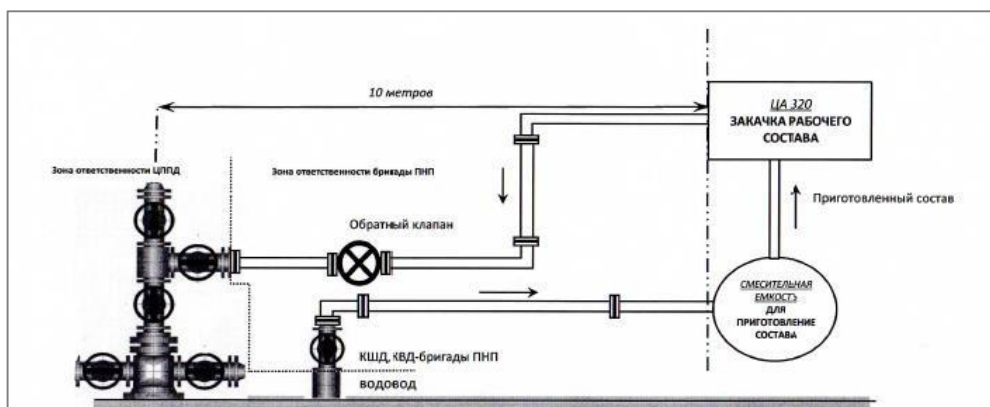


Рисунок 6 – Схема обвязки устья нагнетательной скважины при выполнении работ по выравниванию профиля приемистости

Закачка химического реагента в скважину производится при помощи передвижной установки по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32 (рисунок 7).

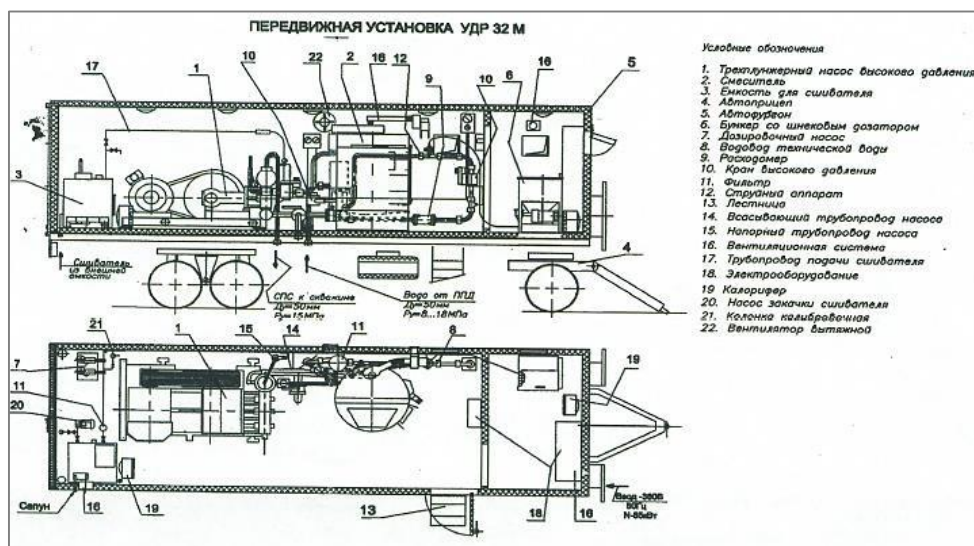


Рисунок 7 – Схема установки УДР-32М

Предназначена для приготовления и закачки в скважину полимерных и других растворов из сыпучих химических реагентов с заданным расходом в пределах возможной производительности с целью повышения нефтеотдачи пластов [27]. Включает в себя систему дозирования сухого реагента, систему приготовления полимерного раствора, систему загрузки и дозирования полимерного сшивателя, систему нагнетательного насоса высокого давления и систему управления и контроля. Технические характеристики установки представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики установки УДР-32М

Производительность насоса высокого давления		Максимальное давление закачки, атм.	Производительность дозирующих устройств		Обеспечиваемый диапазон концентраций реагента % от объема воды	
			Шнек дозатор порошка полимера, кг/час	Дозирующий насос подачи раствора сшивателя, м ³ /час	Полимер	Сшиватель
м ³ /час	м ³ /сут					
2-12,5	48-300	170	2-120	0,007-0,063	0,012-1	1,5*10 ⁻³ -0,1

Комплект оборудования для обвязки арматуры скважины и водовода с установкой представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект оборудования для обвязки с арматурой скважины

Наименование	Предназначение
Фланец с БРС	Обвязка буфера арматуры скважины с нагнетательной линией
Трубы с рукавом высокого давления сБРС	Компоновка нагнетательной линии илинии отбора воды
Шарнирное колено	Соединение труб нагнетательной линии с арматурой устья скважины, труб линии отбора воды, УДР-32М, насосным агрегатом
Обратный клапан	Предотвращение обратного движения закачиваемого состава при остановках в закачке
Кран высокого давления	Регулирование подачи воды из истемы ППД
Задвижка шиберная типа ЗМС1-65Х210	Включение, отключение подачи воды из системы ППД

Технологический процесс закачки состоит из последовательно сменяющих друг друга стадий [28]. Первым делом выполняются подготовительные работы на скважине и прилегающей территории, расставляется оборудование и производится выгрузка химических реагентов. Далее скважину запускают под насыщение до стабилизации давления закачки, и определяют начальную приемистость накладным расходомером. По результатам данного фактического замера при необходимости корректируют технологию и

объем закачки. Далее закачивают буферную жидкость и раствор соляной кислоты в необходимых объемах, закачивают продавочную жидкость – техническую воду в необходимом объеме и в течение некоторого времени происходит реагирование. Проводят повторное насыщение скважины от водовода до стабилизации давления закачки и определение приемистости накладным расходомером после кислотной обработки. С данного этапа начинаются основные работы, непосредственно связанные с технологией ВПП. Заранее подготовленный раствор композиции закачивается в скважину в необходимом объеме, продавливаясь технической водой, и скважина закрывается на структурное упрочнение в течение необходимого времени. Последним этапом проводят пуск скважины под закачку для насыщения пласта, определяют конечную приемистость, и сдают скважину после заключительных работ [29].

Требования к проведению технологического процесса:

- при проведении работ соблюдать требования инструкций по ОТ и ПБ при работах с химическими реагентами, присутствующими на скважине;
- выполнять экспресс-анализ, с отбором проб - после вывода на режим, изменения в работе оборудования для определения соответствия закачиваемых композиций;
- при резком повышении давления от рабочего давления закачки на 30 %, закачку прекратить и произвести продавку в объеме 20 м³ не превышая давление выше допустимого давления опрессовки скважины, а в случае наличия пакера, давления опрессовки пакера;
- установить защиту отключения установки по высокому давлению +10% от предельно допустимого давления закачки [30];

В случае непредвиденных остановок, произвести продавку композиции технической водой в объеме 20 м³:

- при отключении электроэнергии продавку произвести от водовода;
- при давлении закачки больше давления водовода продавку произвести аварийным цементирующим агрегатом.

По результатам анализа, продолжительность эффекта ВПП резко падает в течение года после проведения мероприятия. Это зависит от объемов закачки колюматизирующих материалов и, прежде всего, качества выполнения ремонта и правильного выбора вида ВПП. Часто из-за того, что не выдерживается технология проведения ВПП, составы в пласт закачиваются не полностью, а остаются в стволе скважины. Помимо этого, все технологии ВПП подвержены деструкции и требуется повторное проведение ВПП (рисунок 8).



Рисунок 8 – Деструкция блокирующего экрана

Как правило, выделяют три разновидности деструкции:

- механическая деструкция происходит в момент закачки при прохождении раствора через разно размерное оборудование и в меньшей степени в пласте после закачки;
- химическая деструкция происходит при взаимодействии полимерного экрана с Fe, Mn, H₂S, O₂ в момент закачки и в процессе закачки нагнетаемой воды [31];
- термическая деструкция полимерного экрана происходит при температуре выше или ниже оптимума для каждого вида полимера.

2.3 Анализ распространенных химических реагентов, применяемых для выравнивания профиля приёмистости

Один из подходов к решению проблемы неравномерной фильтрации – снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых и промытых зон пласта. На этом принципе основывается действие гелеобразующих,

осадкообразующих и эмульсионных составов, применяемых в технологиях ВПП.

Все эти реагенты должны соответствовать особым условиям их применения:

- должны быть легкими в приготовлении в промышленных условиях;
- легко фильтроваться в пласт, иметь вязкость, близкую к вязкости пластовой воды;
- иметь регулируемые в широком диапазоне сроки геле- или осадкообразования для возможности формирования изоляционной оторочки в глубине пласта.

Изоляционные оторочки, формируемые этими составами должны:

- обладать определенной водоизолирующей способностью;
- сохранять изоляционные свойства в условиях циклического воздействия жидкости заводнения, в том числе с высокой степенью минерализации [32];
- выдерживать высокие внутрислоевые температуры и разницу давлений в призабойной зоне пласта;
- обладать сдвиговой устойчивостью.

Наиболее распространенными методами для выравнивания профиля приемистости скважин и увеличения охвата пластов заводнением являются способы с использованием композиций, обладающих повышенной вязкостью, в основном, растворов полимеров. Достаточно широко в качестве полимера используют различные полиакриламиды.

Полиакриламид является полимером, который образуется из акриламидных субъединиц ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$). Существует в виде белых гранул или порошка. Полиакриламид не токсичен, хотя неполимерный акриламид является нейротоксином. Очень гигроскопичный, образует мягкий гель при гидратации, который применяется в электрофорезе в полиакриламидном геле и в производстве контактных линз. Неразветвленные формы также используются в качестве загустителя и суспендирующего агента.

Применение композиций на основе ПАА имеет ряд технологических преимуществ по сравнению с другими технологиями:

– технология, основанная на использовании порошкообразного ПАА, всесезонна, что является одним из наиболее важных преимуществ для сложных климатических условий большинства нефтеносных провинций России;

– технология не требует использования нестандартного, дорогостоящего оборудования, все процессы растворения и закачки реагента проводятся на серийном оборудовании. Применяемые ПАА экологически безопасны, биоразлагаемы, класс опасности IV. Класс опасности сшивателей III;

– реагенты на основе ПАА не влияют отрицательно на процессы сбора и подготовки нефти. Многолетняя отечественная практика полимерного заводнения позволяет сделать выводы, что полиакриламид может только способствовать улучшению разделения нефти и воды, содержащей механические примеси (рисунок 9).

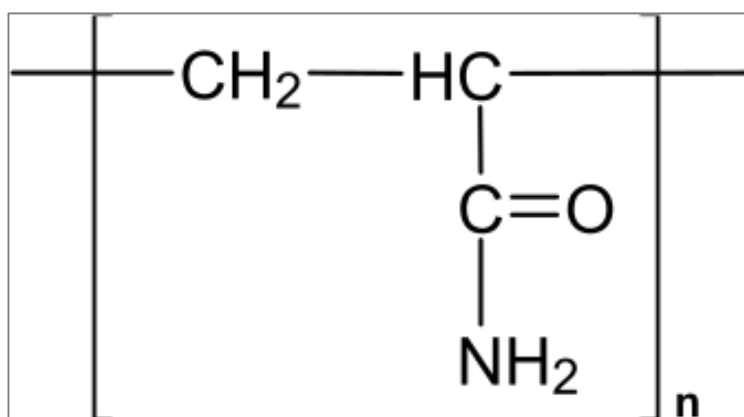


Рисунок 9 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

Основным недостатком применения растворов на основе ПАА является механическая и термическая деструкция полимера при повышенной температуре, а также незначительное время действия водоизоляции (2-3 месяца).

В качестве сшивателей широко применяются соли трехвалентных хрома и алюминия, как правило, ацетата хрома и цитрата алюминия. Пространственная сшивка макромолекул ПАА ионами переменной валентности происходит через ионную связь с карбоксильной группой: ионы алюминия (рисунок 10).

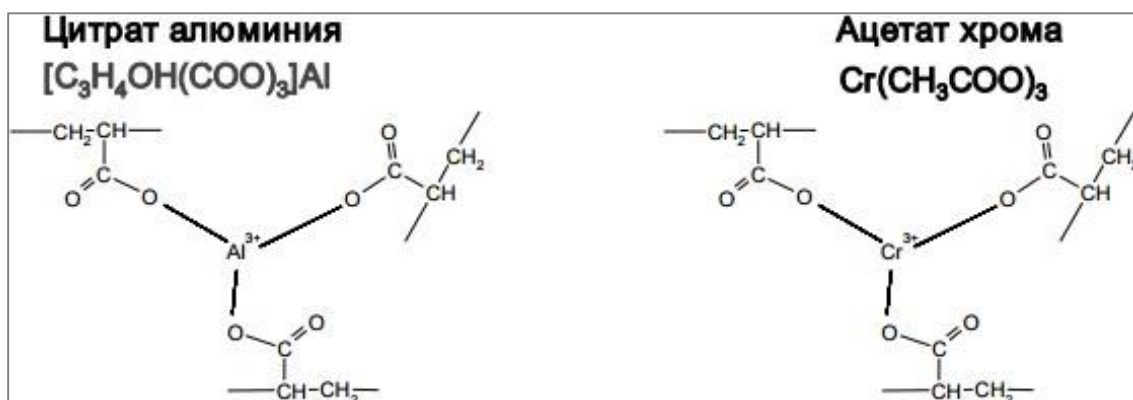


Рисунок 10 – Химизм сшивки полиакриламида ионами металлов переменной валентности

В качестве сшивающих агентов из ионных комплексообразователей наибольший интерес представляют соли Cr (III), проявляющие максимальную сшивающую активность и в меньшей степени катализирующие окислительную деструкцию полимера. Соли Cr (III) отлично зарекомендовали себя в технологиях увеличения нефтеотдачи благодаря получению композиций с регулируемым временем гелеобразования, что позволяет повысить селективность обработки наиболее проницаемых интервалов пласта.

Наиболее широко применяются ацетат хрома $Cr (CH_3COO)_3$, хромокалиевые квасцы $KCr(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$ или универсальный хромовый сшиватель. В качестве сшивателей также используются бихромат натрия, нитрат хрома, соли Al^{3+} . Используемые в качестве сшивателей ионы трехвалентного хрома образуют гели достаточно быстро за 4-24 ч в зависимости от концентрации реагентов. Однако из-за такой быстрой сшивки в условиях поровых не трещиноватых коллекторов обработке подвергается только ПЗП нагнетательной скважины.

Лабораторные исследования образцов ПАА для определения их пригодности к получению СПС для конкретных условий включают в себя определение следующих параметров:

- молекулярных характеристик – характеристической вязкости, молекулярной массы, степени гидролиза;

- времени растворения в закачиваемых водах;
- концентрационной и градиентной зависимости вязкости методом ротационной вискозиметрии;
- реологических параметров растворов ПАА.

Скорость сшивания ПАА зависит от концентрации сшивателя и температуры (рисунок 11). С увеличением температуры время гелеобразования уменьшается, т.е. процесс сшивки геля будет протекать быстрее.

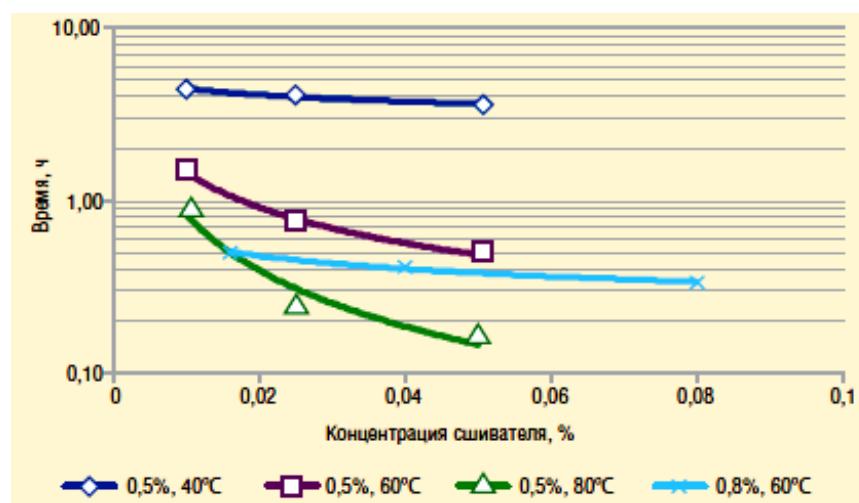


Рисунок 11 – Зависимость времени гелеобразования полиакриламида от концентрации сшивателя и температуры

В настоящее время для ВПП нагнетательных скважин широко применяется закачка обратных эмульсий (ОЭ). Перспективность и эффективность их использования обусловлена способностью фильтроваться в высокопроницаемые каналы пласта и трещины, структурироваться при перемешивании с пластовой водой, гидрофобизировать скелет коллектора с увеличением его фазовой проницаемости для нефти. Основным недостатком ОЭ является их термодинамическая нестабильность [33].

Силикатный гель применяется в нефтяной промышленности с 1935 года как добавка к цементным растворам, связывающим веществам, защитным покрытиям и др. Силикат натрия (Na_2SiO_3) является дешевым и экологически безопасным реагентом, поэтому идея его использования для изоляции пластов

высказывалась давно.

Основные свойства растворов на основе силиката натрия:

- гели на основе силикатов сохраняют технологические свойства при температуре выше 250 °С;
- растворы обладают небольшой динамической вязкостью (менее 10 сПз) и высокой селективностью фильтрации преимущественно в более проницаемые и промытые пропластки;
- высокая проникающая способность растворов позволяет проводить работы на низкопроницаемых объектах;
- в отличие от гелеобразующих растворов на основе полиакриламидов, растворы на основе силиката натрия не чувствительны к механической деструкции (способу приготовления и скорости закачки) и не подвержены биологической деструкции.

Была также предложена технология, основанная на последовательной закачке двух оторочек растворов (силиката натрия и кислого агента), которые при смешении в пласте образуют гель. Но эта технология имеет существенный недостаток: в пористой среде растворы плохо перемешиваются, в результате гель не образуется или образуется не во всем объеме [34].

Результаты проведенных лабораторных исследований фильтрационных и изолирующих свойств гелей на основе силиката натрия, промышленные испытания технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей позволяют сделать следующие выводы.

Применение композиций на основе силиката натрия является одним из наиболее эффективных методов выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличением охвата пласта заводнением за счет полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта.

Комплекс фильтрационных исследований на насыпных моделях пористой среды и на керновом материале различных нефтяных месторождений показал, что применение силикатно-полимерных гелей позволяет снизить

проницаемость промытых водой нефтяных пропластков до 10000 раз и практически не влияет на проницаемость нефтенасыщенных.

Результаты испытания технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин с применением силикатных гелей на нефтяных месторождениях с терригенным и карбонатным типом коллектора показали, что данная технология эффективна для любого типа коллектора.

2.4 Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приёмистости нагнетательных скважин

Объем закачиваемой химической композиции для каждой технологии ВПП является одним из главных параметров реализации технологии. Верно подобранному объему закачки соответствует максимально возможная эффективность применяемой технологии.

Существует несколько методик расчета объемов закачки химических композиций, рассмотрим две наиболее популярные: базирующуюся на зависимости объема закачки от размера и толщины кольцевой зоны осадка и базирующуюся на зависимости от условия сдвигового сопротивления величине депрессии [35].

Рассмотрим данные методики на примере конкретных технологий ЩПСК и AS CSE.

Первая методика расчета включает в себя определение объемов оторочек раствора и буфера, толщины кольцевой зоны осадка и водопроводящей толщины пласта.

Объемы оторочек буфера и раствора определяются по формуле:

$$V_{pi} = V_{bi} = 2 * \pi * \lambda^{0.5} * r^{1.5} * h_B * m * K_{\text{выт.}}, \quad (4)$$

где V_{pi} – необходимый объем раствора, м³;

V_{bi} – необходимый объем буфера, м³;

λ – коэффициент рассеивания, м;

$r^{1.5}$ – расстояние от нагнетательной скважины до i -той зоны осадка, м;

h_B – водонасыщенная (водопроводящая) толщина пласта, м;

m – пористость пласта, доли ед.;

$K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.

Толщина кольцевой зоны осадка Δr_i определяется по формуле:

$$\Delta r_i = 2 * \sqrt{\lambda * r_i}, \quad (5)$$

Водонасыщенная (водопроводящая) толщина пласта h_B определяется по формуле:

$$h = \frac{h}{K_{\text{ВЫТ}}} * N, \quad (6)$$

где h – текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;

N – вскрытая толщина пласта, м.

Расстояние r_i определяется по формуле:

$$r_i = r_{i-1} + \text{ш} * \Delta r_i, \quad (7)$$

где ш – шаг между соседними кольцевыми зонами осадка (выбирают от 2 до 8 в зависимости от степени снижения проницаемости).

Оптимальный интервал расстояний r_i должен быть больше радиуса призабойной зоны нагнетательных скважин, но меньше 80-120 м. Это обуславливается тем, что на расстоянии меньше радиуса ПЗП образование осадков нецелесообразно из-за резкого снижения приемистости нагнетательной скважины. А на расстоянии 80-120 м влияние образующихся зон осадка становится пренебрежимо малым по отношению к приемистости скважины, и резко возрастают объемы закачиваемых оторочек. Рассмотрим расчёт необходимого объема химических реагентов на примере щелочной полимерсуспензионной композиции (ЩПСК), в состав которой входят едкий натр, ПАА и жидкое стекло [36].

Объем товарного едкого натрия определяется по формуле:

$$V_{\text{NAOH}} = \frac{V_{\text{pi}} * \rho * C_{\text{NAOH}}}{C_{\text{TNAOH}} * \rho_{\text{NAOH}}}, \quad (8)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³;

C_{NAOH} – массовая концентрация гидроксида натрия в рабочем растворе, %;

C_{TNAOH} – массовая концентрация гидроксида натрия в товарном продукте;

ρ_{NaOH} – плотность гидроксида натрия, кг/м³.

Объем товарного жидкого стекла определяется аналогично предыдущей по формуле:

$$V_{\text{Na}_2\text{SiO}_3} = \frac{V_{\text{pi}} * \rho * C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}{C_{\text{TNa}_2\text{SiO}_3} * \rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}, \quad (9)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³;

$C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$ – массовая концентрация силиката натрия в рабочем растворе, %;

$C_{\text{TNa}_2\text{SiO}_3}$ – массовая концентрация силиката натрия в товарном продукте, %;

$\rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$ – плотность силиката натрия, кг/м³.

Масса необходимого ПАА определяется по формуле:

$$M_{\text{ПАА}} = \frac{V_{\text{pi}} * \rho * C_{\text{ПАА}}}{C_{\text{TПАА}}}, \quad (10)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³;

$C_{\text{ПАА}}$ – массовая концентрация ПАА в рабочем растворе, %;

$C_{\text{TПАА}}$ – массовая концентрация ПАА в товарном продукте, %.

Объем или массу других химических реагентов можно рассчитать аналогичным образом. Воду для образования буферных оторочек закачивают аналогично закачке раствора, но без добавки реагентов [37].

Во второй методике объем закачки основного реагента АС-CSE-1313 должен рассчитываться исходя из условия сдвигового сопротивления величине депрессии:

$$L \geq \left(\frac{\Delta P}{S}\right), \quad (5)$$

где L – глубина установки экрана, м;

S – градиент сдвига, атм/м;

ΔP – репрессия на пласт.

Состав АС-CSE после гелирования обладает высокой вязкостью (1000 и более мПа*с) и высоким градиентом сдвига 60-90 атм/м., таким образом прием градиент сдвига экрана S равным значению 60 атм/м.

Расчет репрессии нагнетательных скважин производится на основе

устьевого давления закачки, глубины перфорации, удлинения на кровлю продуктивного пласта и текущего пластового давления по формуле:

$$\Delta P_{\text{репрессия}} = P_{\text{устьевоe}} - g \cdot \rho \cdot (H_{\text{глуб. перф.}} - H_{\text{удлин}}) - P_{\text{пласт}}, \quad (11)$$

В таблице 4 представлены результаты вычислений значений репрессии на Приобском месторождении.

Таблица 4 – Репрессия на пласт

Скважина	$P_{\text{уст.}}$, атм	$H_{\text{перф.}}$, м	Удл., м	$P_{\text{пласт.}}$, атм	ΔP расчет, атм	$P_{\text{заб. факт.}}$, атм	ΔP факт., атм
15798	205	2818	371,85	345	100	469	124
15821	170	2638	192,78	342	68	412	70
15838	171	2600	151,3	332	79	411	79
15857	150	2534	89,67	338	52	416	78
15887	199	2892	455,02	360	78	444	84

Минимально необходимый объем закачки рабочего раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{min.}} = (\pi * L^2 * H_{\text{перф.нефт.}}) * m, \quad (12)$$

где L – глубина (радиус) проникновения раствора АС-CSE-1313, м;

$H_{\text{перф.нефт.}}$ – перфорированная нефтенасыщенная толщина, м;

m – пористость, %.

В таблице 5 представлен расчет минимального объема закачки.

Таблица 5 – Расчет минимального необходимого объема закачки

Скважина	$P_{\text{пласт.}}$, атм	$P_{\text{заб. факт.}}$, атм	ΔP факт., атм	L , м	$H_{\text{перф. нефт.}}$, м	m	$V_{\text{min.}}$, м ³
15798	345	469	124	2,1	12,6	0,174	29,5
15821	342	412	70	1,2	33	0,163	22,7
15838	332	411	79	1,3	21,4	0,173	20,3
15857	338	416	78	1,3	19,4	0,156	16,2
15887	360	444	84	1,4	14,2	0,164	14,3

Таким образом, для пласта со средней репрессией 87 атм и средней толщиной продуктивного перфорированного интервала 20,12 м – минимальный объем закачки в среднем составляет 20,6 м³ на скважину. Минимальный объем закачки не учитывает потерь при закачке, расчлененность пласта, текущую продуктивность скважин, и в связи с этим при расчете объема закачки немаловажную роль играет опыт проведения работ на объекте [38].

3 РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Критерии эффективного применения технологий

Анализ технологической эффективности применения любой технологии основывается на сравнении данных, в том или ином виде характеризующих процесс разработки участка пласта (месторождения), в период до организации работ по воздействию на пласт, либо призабойные зоны скважин, с данными, описывающими характер добычи нефти и жидкости после применения какой-то конкретной технологии воздействия.

Критерии применимости методов ВПП определены на основе анализа показателей их реализации, обобщения опыта внедрения технологий в различных геолого-физических условиях, использования теоретических и лабораторных исследований. Наиболее важными и определяющими являются геолого-физические критерии, в соответствии с которыми в свою очередь выбираются технологические критерии (размер оторочки ПАВ, концентрация реагентов, давление нагнетания). Оборудование для закачки принято относить к материально-техническим критериям, которые являются независимыми, но оказывают влияние на эффективное применение метода.

Результат обработки водонагнетательных скважин оценивается по результатам геофизических исследований в скважине и по изменению режимов работы близрасположенных нефтяных скважин (дебит нефти, обводненность, динамические уровни для насосных скважин, забойные давления в фонтанных и газлифтных скважинах) [39].

Общий результат обработок скважин на участке залежи оценивается по изменению на стандартных характеристиках вытеснения, применяемых при анализе разработки нефтяных месторождений. Учитывая, что в настоящее время в отрасли используется несколько методик оценки технологической эффективности работ по ВПП, допускается определять эффект от проведенных обработок нагнетательных скважин как среднеарифметическое эффектов,

рассчитанных по нескольким методикам.

На примере X месторождения рассмотрим основные этапы выбора участков и технологий с целью проведения технологически эффективных операций по ВПП. При выборе опытных участков необходимо выполнить анализ геолого-физической характеристики пласта, состояния разработки участка, результатов, ранее проведенных на участке и объекте разработки ВПП, обоснование конкретной технологии ВПП, дизайн скважино-операции и расчет прогнозных показателей технологической эффективности. Особенности каждого из этих этапов должны быть учтены в итоговом плане работ.

3.2 Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости

Данный этап является одним из наиболее важных, поскольку при выборе скважин-кандидатов, пригодных для применения технологии, остается только примерно 20 % от рассмотренного числа скважин. На это оказывают влияние такие факторы, как наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Одним из критериев применимости технологий ВПП является наличие на одну нагнетательную минимум трех реагирующих добывающих скважин. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований.

Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабностью охвата участков воздействием. Так, при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1-2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП), например, ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение. На стадии промышленного внедрения технологий участки расширяют до блоков, которые могут содержать от 5 до 10

нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или блоке является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП.

Наличие или отсутствие заколонных перетоков определяет техническую пригодность для применения технологии ВПП нагнетательной скважины. Несмотря на то, что в скважинах с наличием технических проблем проведение работ по ВПП теоретически возможно, однако увеличение объемов закачки составов, связанное с учетом потерь, существенно снижает рентабельность проекта.

Другим фактором, определяющим выбор участка, является проведение работ по ВПП в строго определенное время года. Доступ к некоторым скважинам возможен только в холодное время года по временным переправам. В другое время года необходимо создавать на скважине запас химических реагентов, а возникновение внештатных ситуаций может снизить эффективность работ до нуля.

3.3 Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия

По выбранным участкам необходимо проанализировать геологическую информацию. Наиболее полным является следующий набор данных: описание керна и его литологического состава, результаты геофизических исследований скважин, физико-химические свойства пластовых флюидов, фильтрационно-емкостные характеристики горной породы. Представленная геолого-физическая характеристика позволяет оценить возможность реализации различных технологий ВПП на данных объектах разработки.

Проведение работ по ВПП связано с изоляцией высокопроницаемых промытых водой прослоев и вовлечением в работу низкопроницаемых участков разреза нагнетательной скважины, что снижает ее приемистость на 10-20 %. Эффективность ВПП будет существенно выше в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев, с большим разбросом коэффициента проницаемости.

Анализ геофизических характеристик опытного участка позволяет приступить к выбору технологии ВПП и по аналогии с подобными объектами предварительно оценить объемы закачки реагентов [40].

3.4 Анализ текущего состояния разработки участка воздействия

Анализ показателей разработки участка выполняется для определения остаточных извлекаемых запасов участка и их локализации по площади. На начальных этапах геологические запасы нефти рассчитываются объемным способом на основе материалов геофизического каротажа. Далее для оценки остаточных извлекаемых запасов используют утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) для данного эксплуатационного объекта, что применимо для 1-3 стадий разработки. При величине остаточных извлекаемых запасов от 40 до 80 % от начальных, ошибка в расчетах незначительна. Для объектов, находящихся на 4 стадии разработки, КИН по участку определяют с использованием зависимости коэффициента вытеснения от пористости или проницаемости [41].

Зная коэффициент заводнения, коэффициент плотности сетки скважин и коэффициент охвата пласта вытеснением, утвержденный для данного объекта разработки в проектном документе, получают КИН для определенного участка. Далее оценивают (остаточные) извлекаемые запасы участка. На основе опыта работ, выполненных по ВПП, остаточные извлекаемые запасы на одну нагнетательную скважину участка должны составлять не менее 60 тыс. т.

Следовательно, анализ разработки опытного участка позволяет оценить потенциал очага воздействия по приросту дополнительной добычи нефти, а также определить реагирующие добывающие скважины, по которым ожидается эффект от применения технологии.

3.5 Оптимальное решение по выбору технологии выравнивания профиля приемистости скважин (выводы и рекомендации)

В связи с переходом большого числа месторождений на завершающую

стадию разработки, особое внимание уделяется методам регулирования процессов заводнения с целью повышения охвата пластов вытеснением, и, в конечном итоге, повышения их нефтеотдачи. К таким методам относятся комплексные обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин реагентами, вызывающими формирование потокоотклоняющего экрана. Цель обработки нагнетательных скважин заключается в выравнивании профиля приемистости, т.е. в направлении потоков воды в слабодренируемые нефтяные зоны и пропластки.

К настоящему времени разработаны десятки технологий ВПП, критерии применимости которых укладываются в довольно узкие интервалы геолого-физических и промысловых параметров. Из них наиболее значимыми при выборе участка воздействия считаются: пластовая температура 40-200°C, нефтенасыщенная толщина 5-30 м, степень выработки от НИЗ 30-90 %, обводненность продукции 40-100 %, проницаемость пласта 40-100 мД и приёмистость нагнетательной скважины 150-1500 м³/сут. Подбор технологии осуществляется с обязательным учетом данных показателей, оказывающих сильное влияние на эффективность воздействия [42].

Исследования так же показали, что эффективность воздействия зависит и от количества закаченного полимера на метр эффективной мощности пласта. Существует оптимальный объём оторочки, обеспечивающий максимальную, рентабельную добычу дополнительной нефти на участке воздействия. Но учитывая, что нестационарные воздействия повышают эффективность разработки залежей, можно и нужно делить оптимальную оторочку на несколько частей, или проводить повторные операции по ВПП через определенный промежуток времени.

Результат обработки водонагнетательных скважин оценивается по результатам геофизических исследований в скважине и по изменению режимов работы близрасположенных нефтяных скважин (дебит нефти, обводненность, динамические уровни для насосных скважин, забойные давления в фонтанных и газлифтных скважинах).

Таким образом, анализ наиболее популярных применяемых технологий ВПП подтверждает способность данных технологий:

- уменьшать обводненность добываемой продукции;
- изменять направление фильтрационных потоков жидкости;
- повышать нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии разработки;
- вводить в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- увеличивать коэффициент охвата пластов заводнением;
- выравнивать профиль приемистости нагнетательной скважины.

Перспектива повышения технологической эффективности применения технологий ВПП связана с увеличением количества их проведения, совершенствованием самих технологий применительно к условиям конкретных пластов, переходом на большие объемы закачиваемых композиций, и разработкой методов совершенствования их состава или способов закачки, которые обеспечат длительный эффект и возможно снизят затраты на проведение операций ВПП [43].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. 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) – восстановление и регулирование приёмымости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири, на примере компании АО «Томскнефть».

Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Снижение потерь нефтепродуктов
	Систематизация конструкции резервуара для безопасной эксплуатации

В таблице 7 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 7 –Цель и результаты проекта

Цель проекта:	Восстановление и регулирование приёмистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири, на примере компании АО «Томскнефть».
Ожидаемые результаты проекта:	Разработка по усовершенствованию скважин
Критерии приемки результата проекта:	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	Требование:
Требования к результату проекта:	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

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 8.

Таблица 8 – 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
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:

$$K = \sum B_i \cdot B_j \quad (13)$$

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.

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 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.	Сл1. Дорогой конструкционный материал.
С2. Малое количество отходов за счет их вторичного использования.	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Качество продукта.	Сл3. Большое количество аналогичных технологий.
С4. Экономия энергии.	
С5. Экономия конструкционного материала.	
С6. Безопасность персонала за счет автоматизации.	
С7. Простота в разработке, эксплуатации и ремонте.	
С8. Процесс восстановления приёмистости нагнетательных скважин хорошо изучен и описан в литературе	
Возможности	Угрозы
В1. Рост спроса на этилацетат.	У1. Рост импорта из других стран.
В2. Рост объемов получения нефтепродукта.	У2. Конкурентные разработки.
В3. Прекращение импорта нефтепродукта из других стран.	У3. Отсутствие финансирования.
В4. Рост цены на другие технологии.	У4. Рост цен на материалы.
В5. Финансирование проекта за счет государства.	У5. Поломка оборудования.
В6. Экспорт продукта.	У6. Производственная авария.

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 10-13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

		Сильные стороны проекта							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
Возможности проекта	B1	+	+	+	-	-	-	+	+
	B2	-	-	-	+	-	-	-	-
	B3	+	-	-	-	-	-	-	-
	B4	+	+	-	-	-	-	-	-
	B5	-	-	-	-	-	-	-	-
	B6	+	-	-	-	-	-	-	+

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта		
		Сл.1	Сл.2	Сл.3
Возможности проекта	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-
	B5	-	-	-
	B6	-	+	-

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

		Сильные стороны проекта							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
Угрозы проекта	У1	-	-	+	-	-	-	+	+
	У2	-	-	-	+	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-	+	-	-	-
	У4	-	+	-	-	-	-	+	-
	У5	-	-	-	+	-	-	-	-
	У6	-	-	-	-	-	-	-	+

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта		
		Сл.1	Сл.2	Сл.3
Угрозы проекта	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-
	B5	-	-	-
	B6	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 14.

Таблица 14 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса. С2. Малое количество отходов за счет их вторичного использования. С3. Качество продукта. С4. Экономия энергии. С5. Экономия конструкционного материала. С6. Безопасность персонала за счет автоматизации. С7. Простота в разработке, эксплуатации и ремонте. С8. Процесс восстановления приёмистости нагнетательных скважин хорошо изучен и описан в литературе.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Дорогой конструкционный материал. Сл2. Быстрый износ оборудования. Сл3. Большое количество аналогичных технологий.</p>
<p>Возможности В1. Рост спроса. В2. Рост объемов получения нефтепродукта. В3. Прекращение импорта из других стран. В4. Рост цены на другие технологии. В5. Финансирование проекта за счет государства. В6. Экспорт продукта.</p>	<p>Направления развития В1С3С1. Качество продукта ведет к росту спроса на нефтепродукт и эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса. В2С3В5В3В6. Качество продукта позволяет увеличивать рост объемов производства на предприятиях-потребителях, что влечет за собой финансирование проекта за счет государства, следовательно, прекращение импорта продукта из других стран, в следствие экспорта продукта зарубеж. С3С8. Качество продукта благодаря хорошо изученному и описанному в литературе.</p>	<p>Сдерживающие факторы Сл2В1У3. Рост спроса на нефтепродукт предполагает наращивание производственных мощностей. Это предвещает быстрый износ оборудования. Возможен недостаток финансов на дорогие материалы.</p>

Продолжение таблицы 14

<p>Угрозы У1. Рост импорта из других стран. У2. Конкурентные разработки. У3. Отсутствие финансирования. У4. Рост цен на реагенты и материалы. У5. Поломка оборудования. У6. Производственная авария.</p>	<p>Угрозы развития С1У3В5. Отсутствие финансирования, роста цен на сырье и материалы, в связи с этим преобладает эффективное использование сырья за счет замкнутого процесса.</p>	<p>Уязвимости: У3У2. Проекту угрожают альтернативные разработки отечественных и иностранных производителей. Существует угроза нехватки финансов на дорогие материалы, на ремонт оборудования.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Планирование научно-исследовательских работ

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 15.

Таблица 15 – 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 выполнения работ	Инженер, научный 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

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:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (14)$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – 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 по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (15)$$

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:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (16)$$

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:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (17)$$

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 16.

Таблица 16 – 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		$t_{ожі}$, 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 12). График строится для максимального

по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

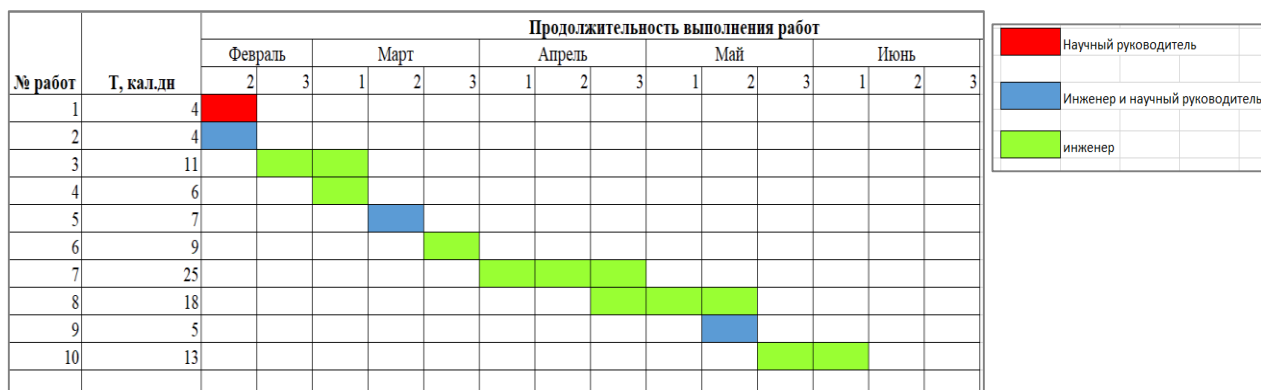


Рисунок 12 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

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

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.

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 17.

Таблица 17 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

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

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:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (18)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (19)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Таблица 18 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
Итого:					26927,1

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:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (20)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (21)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

F_d – 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) определяется по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}, \quad (22)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}, \quad (23)$$

– для инженера определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (24)$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3;

k_{∂} – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Баланс рабочего времени исполнителей

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

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	Z_{mc} , руб	k_{np}	k_{∂}	k_p	Z_m , руб	$Z_{\partial n}$, руб	T_p , раб.дн.	Z_{ocn} , 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:

$$Z_{\partial on} = k_{\partial on} \cdot Z_{ocn} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.} \quad (25)$$

– для инженера:

$$Z_{\partial on} = k_{\partial on} \cdot Z_{ocn} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.}, \quad (26)$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.}, \quad (27)$$

– для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.}, \quad (28)$$

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).

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 21.

Таблица 21 – 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	26927,1	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (29)$$

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

Накладные расходы по элементам представлены в таблице 22.

Таблица 22 – 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 23. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 23 – 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	26927,1	32959,8	43453
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

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (3)$$

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

Φ_{ri} – 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 24).

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии \ Объект	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:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}}, \quad (30)$$

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

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 25).

Таблица 25 – 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.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

В данной работе рассматривается восстановление и регулирование приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Следовательно, рабочие процессы происходят в полевых условиях. Рабочее место имеет размеры 60*60 м.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011.

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе

организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

Производственная безопасность

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием

недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) 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 пользованием 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 26).

Таблица 26 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Превышение уровня шума и 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

Продолжение таблицы 26

Недостаточная освещенность рабочей зоны	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;
Повышенная запыленность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
Укусы насекомых	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ
Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Короткое замыкание	ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)». Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока
Статическое электричество	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

Анализ опасных и вредных производственных факторов

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. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

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 27).

Таблица 27 – 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

Превышение уровня шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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 люксов (СП 52.13330.2011).

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

Повышенная запыленность рабочей зоны

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 ППД, что негативно

влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов. Для защиты слизистой оболочки глаза необходимо использовать защитные очки.

Работа с вредными веществами

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 персоналом закреплен индивидуально.

Укусы насекомых

Работы проводятся на открытом воздухе вследствие этого возникает риск укуса насекомыми. 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.

Монотонность труда

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.

Электрический ток и короткое замыкание

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.

Также для сотрудников проводят инструктаж каждый год.

Статическое электричество

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.).

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной

эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся:

- проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами, соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться), периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на

рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для выравнивания профиля приёмистости (ВПП), не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на месторождении, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

Экологическая безопасность

Операции ВПП сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое заражение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона;
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

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 (нефть, отработанная вода) 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 литосферу

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.

На этапе технологической подготовки газа наносится ущерб литосфере от утилизации отходов при выходе из строя компонентов устройства, утилизация люминесцентных ламп, микросхем. Для решения данной проблемы можно отправлять на переработку данные объекты.

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.

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

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов;
- категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;
- 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

В выпускной квалификационной работе проанализированы различные современные технологии по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин. Разобран подход к оценке технологической эффективности проведенных операций ВПП. Данная методика позволила оценить с эффект от ВПП на X нефтяном месторождении.

На всех рассматриваемых скважинах наблюдался положительный эффект от ВПП, который составил 1161 тысячу тонн дополнительно добытой нефти за период с 2012 по 2020 год.

Проведен анализ обработок по ВПП. Наибольшую удельную эффективность имеют следующие технологии: ПСК+ПАВ и ППС+ВУС+ПАВ, относящиеся к гелеобразующим. Средняя удельная эффективность по всем технологиям составляет 601,6 тонн на 1 обработку.

Составлена калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по проведению ВПП. Итоговая стоимость затрат составила 308474,04 рублей на 1 операцию.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булатов А.И. «Тампонажные материалы и технология цементирования скважин». Учебник. – М.: Недра, 1991. – 315 с.
2. Фролов, А.А. Практика цементирования скважин на месторождениях Крайнего Севера: учеб. пособие/ Фролов А.А., Белей И.И.; Изв. Вузов. Нефть и газ. 2000. – № 5. – С. 47 – 52.
3. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин / Вяхирев В.И., Овчинников В.П., Овчинников П.В. и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 134с.
4. Газгиреев, Ю.О. Исследование и разработка облегченных расширяющихся тампонажных растворов для цементирования скважин в криолитозоне: дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Газгиреев Юша Орснакиевич. – Тюмень, 2004. – 126с.
5. Морозов, Д.В. Повышение эффективности применения вязкоупругих подвижных пакеров при цементировании обсадных колонн: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Морозов Дмитрий Владимирович. – Уфа, 2005. – 24с.
6. Мищенко, С.В. Модернизация оборудования и совершенствование технологии приготовления тампонажных растворов: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.02.13 / Мищенко Сергей Владимирович. – Краснодар, 2015. – 22с.
7. Исаева, Ю.В. Облегченные растворы оптимальной структуры с полыми стеклянными микросферами: дис. канд. техн. наук: 05.23.05 / Исаева Юлия Викторовна. – Москва, 2015. – 141с.
8. Кузнецов, В. Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне (проблемы и решения): дис. д-ра техн. наук: 25.00.15 / Кузнецов Владимир Григорьевич. – Тюмень, 2004. – 329с.
9. Овчинников В.П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: Учебное пособие для вузов / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. – Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008. – 368с.

10. Тойб, Р.Р. Разработка тампонажных составов с низким содержанием дисперсионной среды для цементирования скважин в условиях низких температур: дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Тойб Роман Русланович. – СанктПетербург, 2005. – 123с.
11. Бекух И.И. Усилия и деформации в теплоизолированных трубах / И.И. Бекух, Г.Г. Гиладев, А.Т. Кошелев // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №1. – С. 66-67.
12. Березняков А.И. Геотехнический мониторинг нефтегазопромысловых объектов в зоне распространения многолетнемерзлых пород / А.И. Березняков // Газовая промышленность. – 2006. – № 11. – С. 52-56.
13. Быков И.Ю. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылева – М: ИРЦ Газпром. – 2005. – 199 с.
14. Быков И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах: учебное пособие / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылева. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.
15. Былков В.В. Эксплуатация скважин в условиях интенсивного образования АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть» / В.В. Былков // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 2. – С. 44-45
16. Бюнау Е.К. Методическое и инструментальное обеспечение измерений теплофизических характеристик теплоизолированных лифтовых и насоснокомпрессорных труб / Е.К. Бюнау, В.Б. Борисов, А.А. Плосков и др. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2012. – 48 с.
17. Волков В.Н. Разработка экологически безопасных технологий при сооружении и эксплуатации скважин в условиях Европейского Севера: дис. докт. техн. наук: 03.00.16, 25.00.17. – М., 2006. – 454 с.
18. Козлов В.Б. Теплоизолированные трубы с экранно-вакуумной теплоизоляцией / В.Б. Козлов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2003. – № 12. – С. 35-37.
19. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 720 с.

20. Кузнецов В.А. Развитие технологии проводки горизонтальных скважин и совершенствование теплоизолирующих экранов при термошахтной разработке месторождения тяжелой нефти: дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Ухта, 2003. – 160 с.

21. Курочкин Б.М. Применение материалов с адгезионными свойствами на нефтегазовых месторождениях Урало–Поволжья, Оренбуржья и специальных технологий крепления скважин в условиях Севера / Б.М. Курочкин, К.А. Полозков, П.И. Гафтуняк и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2015. – № 9. – С. 37-41.

22. Ланчаков Г.А. Опыт эксплуатации нефтяных оторочек Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков, В.С. Сорокин, В.М. Тугарев и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 4. – С. 31-33.

23. Макеев В.В. Результаты теплотехнических и прочностных испытаний лифтовых теплоизолированных труб модели ТЛТ–114х73 / В.В. Макеев, Н.Л. Аксель, В.С. Смирнов // Повышение эффективности разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 2001. – С. 217-221.

24. Абдуллин Ф.С. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1975. – 262 с.

25. Абдуллин И.Г. Техника эксперимента в химическом сопротивлении материалов / И.Г. Абдуллин, В.И. Агапчев, С.Н. Давыдов. – Уфа, 1985. – 96 с.

26. Абызбаев И.И. Эффективность систем разработки девонских отложений месторождений Башкирии / И.И. Абызбаев, В.Р. Еникеев, О.П. Лазаров // Нефтепромысловое дело /ВНИИОЭНГ. – 1984. – №10. – 43 с.

27. Абызбаев И.И. Особенности геологического строения и разработки дюртюлинской группы нефтяных месторождений / И.И. Абызбаев, Ф.М. Ефремов//Труды УФНИИ. – М., 1969. – Вып. 18. – 13 с.

28. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976. – 279 с.

29. Айлер Р. Химия кремнезема. – Мир, 1982. – Ч1. – 416 С.
30. Алмаев Р.Х. Промышленное внедрение технологий воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения производительности скважин на месторождениях АНК «Башнефть» / Р.Х. Алмаев, О.Г. Гафуров, Р.А. Мухтаров и др. // Труды БашНИПИнефть. – 2000. – 72 с.
31. Альвард А.А. Лабораторные исследования состава для обработки призабойной зоны с целью интенсификации добычи нефти в карбонатных породах/ А.А. Альвард, Р.И. Галлямов, А.Г. Вахитова // Тр. ДООО «БашНИПИнефть» ОАО «Башнефть». – 2002. - Вып. 110. – С. 107–109 с.
32. Альвард А.А. Лабораторные исследования гелеобразующего состава для регулирования профиля вытеснения при заводнении / А.А. Альвард, М.А. Токарев // Проблемы геологии и освоения недр: Междунар. науч. симпозиум студ., аспирантов и мол. ученых. – Омск, 2002. – 321 с.
33. И. Альвард А.А. Обобщение результатов применения осадкогелеобразующих технологий, применяемых на месторождениях Башкортостана для выбора и обоснования метода воздействия на пласт 4П месторождения Алеф Йеменской Республики/ А.А. Альвард, М.А. Токарев // Интервал. – 2002. – №12. – 43 с.
34. Альвард А.А. Системный подход к восстановлению и увеличению потенциальной приемистости и продуктивности скважин с учетом структурно-текстурных особенностей коллекторов объекта разработки/ А.А. Альвард, М.А. Токарев, В.Б. Смирнов, Р.Г. Исламов // Проблемы нефти и газа: Материалы III конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа, 2001. – 132 с.
35. Альвард А.А. Методология восстановления и увеличения приемистости нагнетательных скважин/ А.А. Альвард, М.А. Токарев // Интервал. – 2002. – 47 с.
36. Амиян В. А. Физико-химические методы повышения производительности скважин / В.А. Амиян, В.С. Уголев. – М.: Недра, 1970. – 280 с.

37. Андреев В.Е. Применение математических методов в нефтегазопромысловой геологии / В.Е. Андреев, Ю.К. Котенев, В.Г. Щербинин и др. – Уфа, 1998. – 177 с.
38. Великовский А.С. Нагнетание жирного газа в пласт для повышения нефтеотдачи / А.С. Великовский, В.П. Терзи // Нефтяное хозяйство. – 1956. – №11. – 35 с.
39. Бернад Д.Д. Влияние реакции пластовой и нагнетаемой воды на проницаемость пород // Нефтепромысловое дело: Реф. сб. – 1956. – 140 с.
40. Выгодский Е.М. К вопросу о проникновении глинистых частиц из бурового раствора в продуктивный пласт/ Е.М. Выгодский, В.А. Стрижнев // Физикохимия и разработка нефтяных месторождений: Науч. – темат. сб. – Уфа, 1975. – 33 с.
41. Габбасов Г.К. К вопросу анизотропии пласта в рифогенных залежах // Вопросы промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений/УНИ. – Уфа, 1968. – Вып.22. – 111 с.
42. Габдрахманов А.Г. Закачка загущенной воды в пласт / А.Г. Габдрахманов, В.С. Асмоловский, Ф.Я. Исламов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №2. – 26 с.
43. Гавура А.В. Статистическая модель оценки нефтеотдачи карбонатных пластов при заводнении // Труды Гипровостокнефть. – Куйбышев, 1981. – 73 с.
44. Газарян Г.С. Экспериментальное исследование движения жидкости в смежных горизонтах при наличии слабопроницаемой перемычки// Известия вузов. Нефть и газ. – 1958. – №4. – 78 с.
45. Газизов А.Ш. Полимердисперсная композиция для повышения охвата пластов заводнением // Сборник трудов/ ВНИПИнефтепром – хим.-Казань, 1987. – 93 с.