

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.58.013.364.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович		14.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			14.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н.		15.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			15.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			17.06.2022

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
1	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>
2	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>
3	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>
4	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>
5	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>
6	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>
7	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>
8	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>
9	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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович

Тема работы:

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 №118-11/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Статистический анализ значений обводненности месторождений Западной Сибири, а также опыта применения водоизоляционных работ; понятие обводненности; анализ и выявление причин преждевременного обводнения; обоснование применения технологических решений для определенных причин обводнения; обзор современных технологий регулирования процесса разработки, применяемых на поздней стадии разработки нефтяных месторождений;.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
СПЕЦИФИКА ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА В ЭКСПЛУАТИРУЮЩУЮ СКВАЖИНУ
КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В БОРЬБЕ С ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИЕЙ
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

Задание выдал руководитель:

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	Какабаев Хангельды Акмурадович		29.04.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации, выполнение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности проекта

Перечень графического материала:

1. Матрица SWOT	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович		29.04.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождений Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</p> <p>4. ПТУСП 01-63 Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтедобывающей промышленности</p>
2. Производственная безопасность:	<p>Рассмотрение источников опасных и вредных факторов:</p> <p>1. Отклонение от показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>5. Повышенная запыленность рабочей зоны.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Электрический ток;</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</p> <p>3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</p>

3. Экологическая безопасность	<p>Атмосфера: выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования.</p> <p>Гидросфера: загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами.</p> <p>Литосфера: изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Возможные ЧС: разрыв трубопроводов; разрушение корпуса элементов, находящихся под давлением; частичное или полное отключение электроэнергии.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопроводов, находящихся под давлением.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Какабаев Хангельды Акмурадович		29.04.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа представлена на 102 страницах, из которых графического материала – 29, таблиц – 22, используемых источников литературы – 28.

Ключевые слова: заводнение, обводнение, перетоки, прорыв нагнетаемый воды, ГДИС, водоприток, профиль приемистости, ограничение водопритоков, добывающие скважины, гелеобразующие составы, тампонажные материалы, АКОР.

Объект исследования – технологии по снижению обводнённости в нефтяных скважинах на территории Западной Сибири.

Цель работы – изучение мероприятий, направленных на снижение обводнённости продукции в нефтяных скважинах, находящихся на позднем этапе разработки месторождений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В ходе изучения вопроса обводнённости, были исследованы проблемы водопритоков в нефтяную скважину, которые играют важную роль в процессе разработки и приводят к преждевременному обводнению добываемого флюида; методы и способы их устранения, а также популярные мероприятия по регулированию процесса разработки.

Результатом работы являются рекомендации по применению того или иного метода ограничения водопритоков для эксплуатации месторождения с максимально высоким КИН.

Мероприятия, нацеленные на достижение наилучшего эффекта: гелеобразующие составы, отвердевающие жидкости, резки боковых стволов, механические изоляции, гидродинамические воздействия.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОКРАЩЕНИЯ

- ВИР – водоизоляционные работы;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВНФ – водонефтяной фактор;
- ВПП – выравнивание профиля приемистости;
- ВПП – выравнивание профиля приемистости;
- ВТС – водорастворимый тампонажный состав;
- ВУС – вязкоупругая система;
- ГМТ – геолого-технические мероприятия;
- ГОС – гелеобразующий состав;
- ЖС – жидкое стекло;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КОС – кремний органическое соединение;
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
- НВТС – неон-содержащий водорастворимый тампонажный состав;
- НЭК – негерметичность эксплуатационной колонны;
- ОВП – ограничение водопритока;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта;
- ПАА – полиакриламид;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- СШНУ – скважинная штанговая глубинная установка;
- УДР – установка дозирования реагента;
- ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ;
- ХОС – химическая обработка скважин;
- ЦППД – цех поддержания пластового давления;
- ЭК – эксплуатационная колонна.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 СПЕЦИФИКА ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	15
1.1 Важность проблемы обводнения эксплуатационных скважин и анализ статистических показателей по месторождениям Западной Сибири	15
1.2 Понятие и проявление обводненности	17
1.3 Методы изоляции и ограничений водопритоков.....	18
1.4 Причины возникновения преждевременного обводнения скважин.....	21
1.5 Скважинная диагностика водопритоков	26
1.5.1 Нахождение зависимости водонефтяного фактора.....	27
1.5.2 График истории добычи по скважине	28
1.5.3 Падение значений дебита	29
1.5.4 График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах	29
1.5.5 Влияние остановок скважин на водоприток	31
1.5.6 Анализа системы Nodal Analysis.....	32
1.5.7 Каротажные диаграммы профиля притока	33
2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА В ЭКСПЛУАТИРУЮЩУЮ СКВАЖИНУ	35
2.1 Обоснование внедрения мероприятий по снижению вопроса обводнения.....	35
2.1.1 Решение проблемы обводненности скважин, вызванных негерметичностью труб	35
2.1.2 Внедрение мероприятия, связанных с заколонными перетоками	37
2.1.3 Движение ВНК.....	40
2.1.4 Пути решения проблем обводненности, при наличии обводненной системы	41
2.1.5 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных системой трещин	42
2.1.7 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных образованием языков и конусов	45
2.1.8 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных значениями низкого охвата по площади	47
2.1.9 Внедрение мероприятий по устранению обводненности пластов при внутрислоевых перетоках	48
2.1.10 Применение изолирующих составов на месторождениях Западной Сибири	49
2.2 Анализ процесса разработки обводненных скважин	55
2.2.1 Увеличение давления закачки	57
2.2.2 Циклическое воздействие на пласт	58

2.2.3 Форсированный отбор жидкости	60
2.2.4 Изменение направления фильтрационных потоков.....	62
2.2.5 Обособление пластов по единым коллекторским свойствам.....	65
2.2.6 Уплотнение и выбор сетки скважин	65
3 КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В БОРЬБЕ С ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИЕЙ	67
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	70
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	70
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	70
4.1.2 SWOT-анализ	71
4.2 Расчет продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин.....	75
4.3 Бюджет научно-технического исследования	77
4.3.1 Расчет материальных затрат работ	77
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей	78
4.3.3 Страховые отчисления	79
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	80
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.2. Производственная безопасность	84
5.3 Экологическая безопасность	94
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

ВВЕДЕНИЕ

Нефть, добытая из вновь разработанного месторождения, как правило, содержит в себе незначительное количество воды. Однако, в процессе разработки нефтяного месторождения, количество воды, поднимаемой вместе с нефтью значительно увеличивается, что говорит об увеличении значения пластового давления. В Российской нефтяной отрасли для поддержания пластового давления на необходимом уровне используется метод заводнения.

Если рассматривать разработку нефтяных месторождений на территории Западной Сибири, то большая часть из них вступила в стадию поздней разработки. Это говорит о том, что на данных месторождениях высока вероятность обводненности и снижения уровня добычи. В настоящее время актуальность проблемы ограничения отбора воды стоит очень остро, так как вода, которая не задействована в вытеснении нефти не только приносит проблемы в добывающем процессе, но и увеличивает рост затрат компании на оборудование. Возникновение таких проблем связано в первую очередь с тем, что для многих месторождений характерны сложные залегания продуктивных пластов, что в свою очередь обусловлено фациальной неоднородностью пластов, разработка которых ведется согласно утвержденной сетке скважин. В результате многих геологических и физических факторов, наблюдается постепенное поступление воды в добывающую скважину. Данный процесс, как некогда актуален для большинства месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки. В ходе эксплуатации нефтяных месторождений в пластах перемещение вытесняющего агента происходит по высокопроницаемым пропласткам и трещинам, а низкопроницаемые участки остаются нетронутыми. Также возможны заколонные перетоки, которые происходят по причине негерметичности обсадных колонн и низкого качества цементирования.

В настоящее время для устранения причин водопритоков, а также ограничения их возникновения нефтедобывающие компании используют современные технологии, которые значительно позволяют снизить степень обводненности, что в свою очередь увеличивает размеры добычи нефти. Однако

важным условием для применения современных технологий по устранению причин водопритоков и их ограничения является прямое понимание возникающей проблемы. При возникновении проблемы водопритоков, необходимо провести диагностические мероприятия, которые позволят выявить тип проблемы. На основании проведенных диагностических мероприятий разрабатываются и применяются те мероприятия, которые непосредственно приводят к устранению источника возникновения избыточного обводнения.

Для устранения обводненности скважин, необходимо понимания возникновения причин. Данную причину, можно выяснить путем диагностических операций, которые способны показать имеющуюся проблему обводнения и сориентировать по способу его устранения.

Устранение возможных поступлений в скважину не является единственным методом по устранению воды, которая не участвует в добычи нефти. Еще одним методом снижения обводненности месторождения может выступать метод регулирования, который направлен на доизвлечение остаточных запасов.

Таким образом, применение различных методов по снижению обводненности месторождения позволяет не только снизить объем водопритоков, но и вовлекать в разработку те зоны, в которых находятся незатронутые извлекаемые запасы.

Резюмируя вышеизложенное можно говорить о том, что комплексный подход к решению проблемы обводненности месторождений не только позволяет снизить затраты нефтедобывающих компаний, но и значительно снизить уровень попутно добываемой воды, что в свою очередь приводит к увеличению добычи остаточных запасов нефти.

Цель – обоснование применения технологий, направленных на снижение обводненности продукции в нефтяных скважинах, находящихся на позднем этапе разработки месторождений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Для достижения поставленной цели в ходе проведения анализа необходимо решить ряд следующих задач:

1. Выявить причину обводнения скважин;
2. Провести анализ методов изоляций и ограничений водопритоков;
3. Обосновать применение сопутствующего мероприятия по ограничению водопритоков в зависимости от причин обводнения;
4. Разработать комплексное применение технологий в борьбе с высокой обводненностью скважин на Западно-Сибирской НГП;
5. Провести расчет сметной стоимости работ по проведению водоизоляционного мероприятия.

1 СПЕЦИФИКА ПРОЦЕССА ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Важность проблемы обводнения эксплуатационных скважин и анализ статистических показателей по месторождениям Западной Сибири

Западная Сибирь в настоящее время является одним из крупнейших регионов по добычи нефти. На данный регион приходится более 55% добытой нефти. При этом большинство крупнейших месторождений уже находятся на поздней стадии разработки. Основной проблемой данных крупных месторождений является то, что около 90% приходится на обводненность извлекаемого флюида.

Анализ месторождений, расположенных в ХМАО позволяет сделать вывод о том, что большинство этих месторождений являются уникальными и крупными. Процент добычи нефти в данных месторождениях составляет 67% от всей добычи по месторождениям Западной Сибири. При этом выработанность данных скважин в настоящее время составляет от 65 до 85%, при это процент средней обводненности добываемой скважинной продукции составляет от 72 до 92%.

Выработанность скважин и их обводненность напрямую связаны с повышением себестоимости добываемой нефти. Увеличение себестоимости объясняется тем, что возникают большие дополнительные расходы при добыче попутной воды, что в свою очередь объясняет применение механизированного способа при добыче флюида. Те нефтяные скважины, в которых процент добычи обводненной продукции становится высоким, теряет свою экономическую рентабельность и переводится в разряд бездействующего фонда.

На рисунке 1 предоставлены статистические данные по обводненности крупнейших месторождений Западной Сибири компании ПАО «Лукойл».

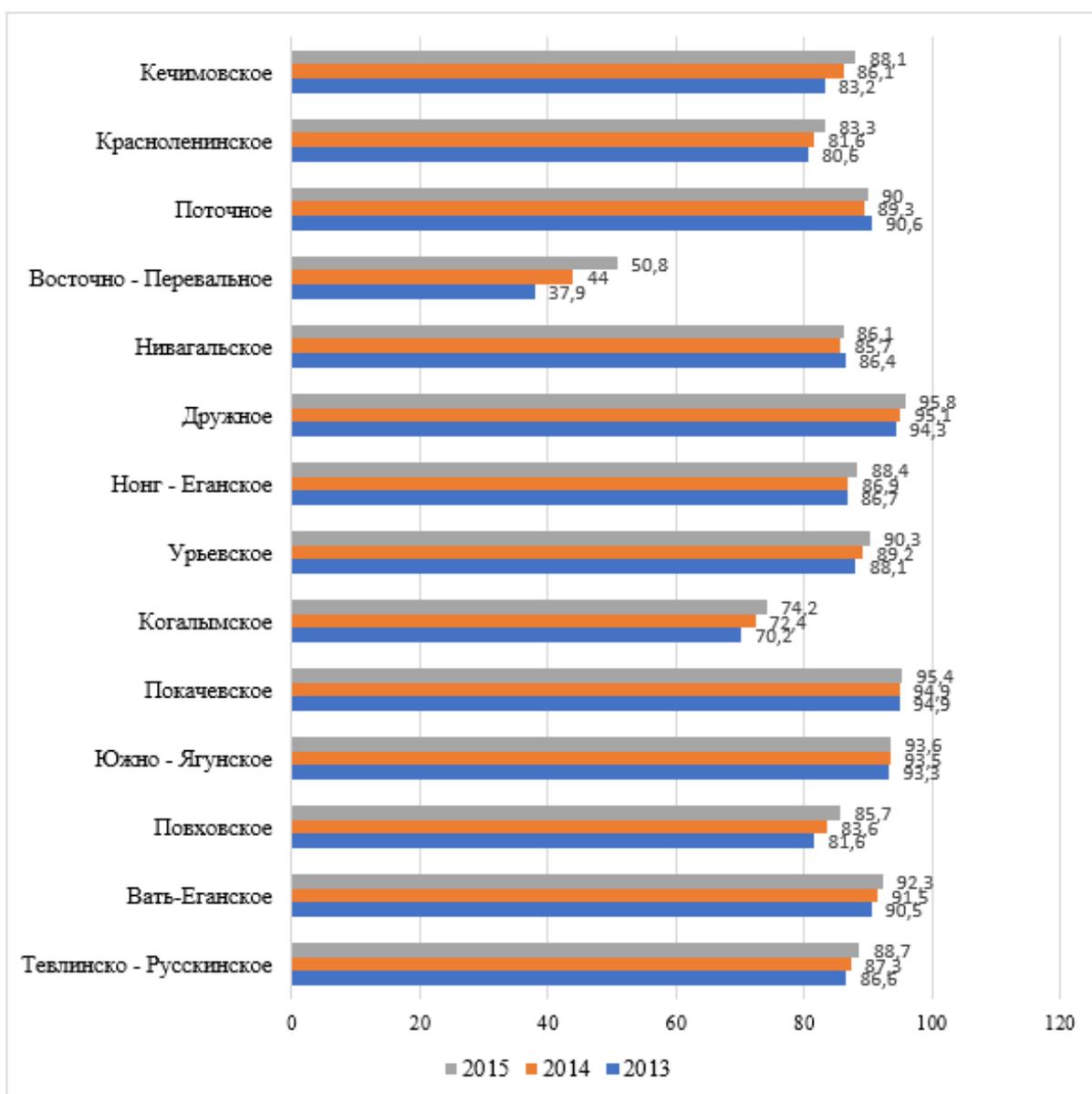


Рисунок 1 – Обводненность крупнейших месторождений группы «Лукойл» в Западной Сибири

Согласно рисунка, средняя обводненность нефтяных месторождений составляет более 85%. На рисунке 2 представлены данные по обводненности крупнейших месторождений Западной Сибири.

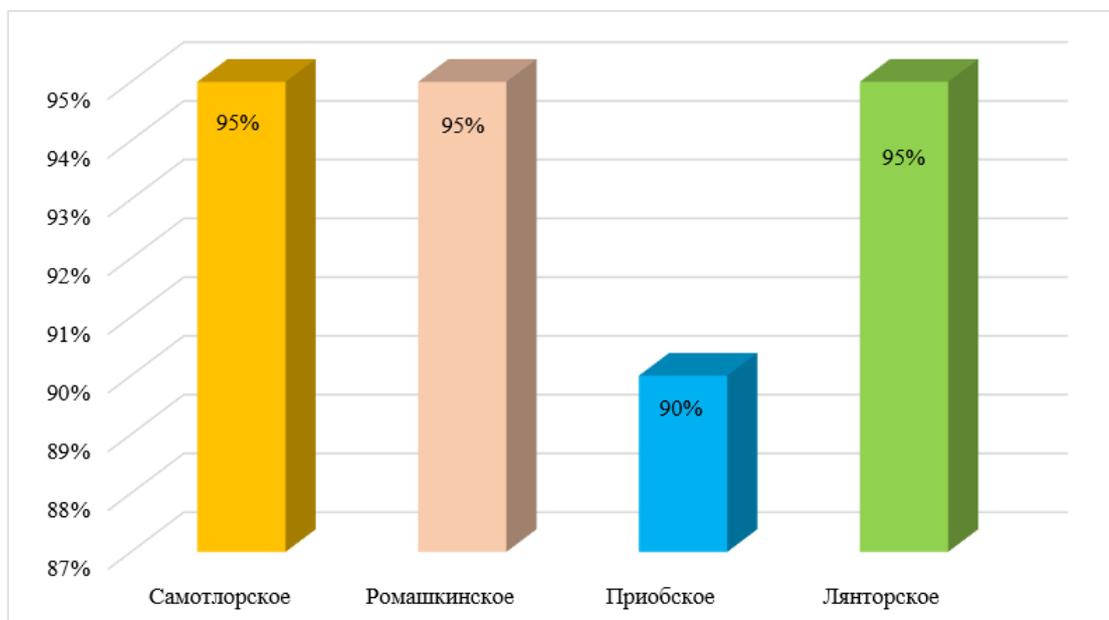


Рисунок 2 – Обводненность скважинной продукции в 2017 году, %

За последние 15 лет среднее значение КИН не превышает порогового значения – 0,3. Такое положение дел приводит к тому, что основной задачей нефтедобывающих компаний на поздней стадии разработки становится не увеличение добычи нефти, а сохранение установленного уровня. Для избегания снижения уровня добычи нефти на поздних стадиях разработки, а также для сохранения рентабельности продукции необходимо:

- 1) внедрять методы, направленные на регулирование самого процесса разработки;
- 2) применять технологии, направленные на ограничение избыточных водопритокков;
- 3) внедрять технологии, на основе отклонения потока.

1.2 Понятие и проявление обводненности

В настоящее время метод заводнения пластов является основным методом, с помощью которого происходит поддержка пластового давления.

Говоря об обводненности скважинной продукции, то ее можно представить, как отношение дебита воды к суммарному дебиту жидкости, извлекаемому из истощающегося пласта. Анализ данных по нефтяным

месторождениям позволяет говорить о том, что по России процент средней обводненности на настоящее время составляет более 86%. Возникновение системы воды обусловлено тем, что сами по себе пласты не являются однородными. Первоначально возникает преждевременное обводнение. Преждевременное обводнение – это когда при закачивании агента, он прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым каналам, а нефть остается в пропластках с низкой проницаемостью.

Возникновение обводнения приводит к снижению рентабельности продукции из-за возрастающих затрат на добычу, сепарацию и технического обслуживания оборудования. Важным моментом является и то, что при увеличении обводненности происходит и изменение реологических свойств нефти. Так, при росте содержания воды в нефти создается устойчивая эмульсия, вязкость которой значительно выше вязкости нефти. При повышении вязкости увеличивается техническая нагрузка на насосы за счет увеличения роста амплитудных нагрузок и гидравлического трения. Для получения максимальных значений вязкости нефти достаточно достижения обводненности в районе 55-65%.

В УЭЦН создается необходимость применения более высоконапорных насосов. При больших значениях обводненности есть вероятность образования отложений сульфида железа на оборудовании.

Таким образом, можно говорить о том, что возникновение обводненности нефтяной скважины приводит не только к экономическим потерям, но и оказывает негативное влияние на используемое оборудование.

1.3 Методы изоляции и ограничений водопритоков

В настоящее время существует несколько видов приемов ограничения водопритоков:

- барьеры и экраны;
- химические составы;
- технические средства;

– технологические приемы.

Технологии сокращения притока воды в скважину делятся на селективные и неселективные. Это зависит от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией [1].

Классификация методов ограничения и изоляции водопритоков в скважинах производится по состоянию ремонтно-изоляционных работ (РИР). Более наглядно данная классификация приведена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Классификация основных методов ограничения и изоляции водопритоков

Химических реагентов выделяют в пять групп (таблица 1). Данные реагенты используются для водоизоляции. При этом применение данных реагентов должно происходить с учетом механизма образования водоизолирующих масс и физико-химических правил воздействия на вмещающую среду.

Таблица 1 – Группы химических реагентов

Химические составы
Гелеобразующие
Гидрофобные
Отверждающиеся
На основе пенных реагентов и эмульсий
Осадкообразующие

Отвердевающие составы – химический реагент, который после затвердевания образует конденсированную и кристаллизованную твердую пространственную структуру во всем объеме материала. Он растворим в масле и нерастворим в воде (различные виды органических синтетических смол, неорганический цемент). Как известно, такой состав не является селективным без применения специальных технических средств и технологии процесса.

Гелеобразующие составы – стабильная форма, каркас которой состоит из высокомолекулярных полимерных соединений. Они могут удерживать в своем объеме определенное количество жидкости или газа. Гель обладает эластичными свойствами и длительное время сохраняет свою внешнюю форму [2].

Осадкообразующие – химические реагенты вызывают осаждение нерастворимых отложений во влажных помещениях при воздействии условий осаждения. Осадки образуются в результате взаимодействий друг с другом, либо при контакте с водой и растворенными в ней солями [3].

Гидрофобизаторы представляют собой химический реагент, придающий обработанной поверхности водоотталкивающие свойства. С их помощью поверхность горных пород нижней части кратера становится гидрофобной, что приводит к снижению водонасыщенности. Наиболее популярные гидрофобные химические реагенты, такие как азрированная жидкость и поверхностно-активные вещества.

Пенные системы – система из жидкости и воздуха. Они образуются под действием впрыска газа в жидкости или химические реагенты. Во время впрыска

в пенную систему путь движения воды в поровом пространстве блокируется из-за прикрепления пузырьков воздуха к поверхности канала подачи воды и образования мембраны из дисперсных коллоидных соединений.

Эмульсии – это термодинамические нестабильные дисперсионные системы, образованные жидкостями со слабой злокачественностью или взаимной нерастворимостью. Эмульсии обладают высокой вязкостью и представляют собой неньютоновские структурированные системы, т.е. их эффективная вязкость зависит от скорости сдвига или напряжения. Эти системы имеют предел напряжения сдвига, не равный нулю, и могут образовывать непроницаемую систему в пласте при низком градиенте давления, тем самым ограничивая проникновение воды в зону промывки пласта. При использовании эмульсий, в отличие от гелеобразующих и разделительных композиций, проницаемость собирающей жидкости ограничена во времени.

1.4 Причины возникновения преждевременного обводнения скважин

Обычно вода влияет на любую стадию разработки нефтяного месторождения. Это самая распространенная жидкость в любом диапазоне работ. От начала разведки до конца ликвидации месторождения. Когда нефть удаляется из резервуара, вода из водоносного горизонта или нагнетательной скважины в конечном итоге смешивается с нефтью и достигает поверхности. Эти воды делятся на два типа.

Первый тип – это вода из нагнетательных скважин или активных водоносных горизонтов. Эта вода помогает отталкивать нефть из резервуара. Скважина вводит объем ниже соответствующего предела решающих факторов нефти и воды, который определяется экономикой. Наиболее важной частью управления процессом разработки нефтяных месторождений является способность управлять такими потоками воды. Способность надлежащим образом управлять системой может стать решающим фактором, влияющим на производительность и восстановление запасов. Извлечение этой воды

осуществляется с помощью комбинированного потока нефти и воды в пористой среде (рисунок 4).

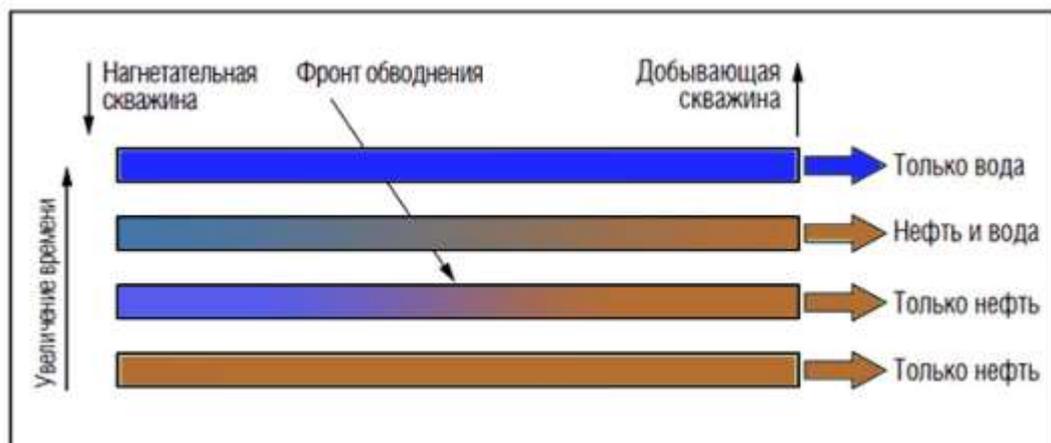


Рисунок 4 – Перемещения фронта обводнения в зависимости от времени

Из-за искажения поровых каналов естественное перемешивание жидкостей в пористой среде приводит к присутствию воды в общем потоке. Важным показателем при добыче этой воды является водонефтяной фактор.

Водонефтяной коэффициент – это отношение расхода воды к расходу углеводорода.

Экономический предел ВНФ – это такое значение ВНФ, при котором затраты на очистку и утилизацию сырой воды равны прибыли от продажи добытой нефти. Дальнейшее производство после достижения финансового предела приводит к убыткам.

Поток жидкости из нагнетательной скважины в добывающую скважину представлен большим количеством линий электропередачи (рисунок 5).

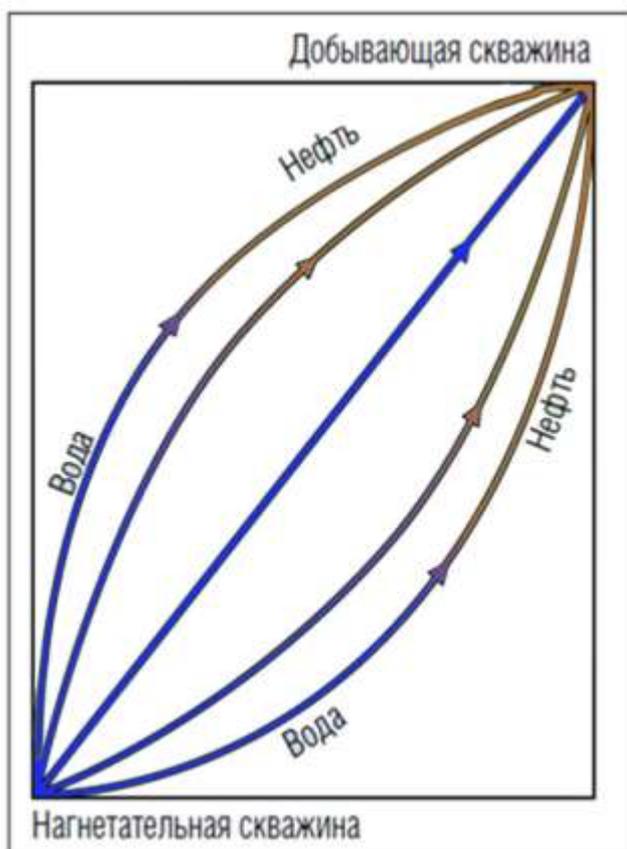


Рисунок 5 – Движение воды в пласте по линиям тока

Вода, закачиваемая в скважину по кратчайшей линии электропередачи, считается приемлемой. Соедините колодец по прямой линии. Когда нефть течет по длинной трубе вдоль симметричной линии между скважинами, воде удастся прорваться по более короткой трубе. Этот тип воды считается приемлемым, поскольку невозможно изолировать отдельные линии электропередач от других линий электропередач, которые продолжают работать в то же время. Другими словами, к первому типу относится вода, и чтобы не потерять запасы нефти, воду необходимо добывать.

Другой тип включает поступление воды в скважину, а в процессе добычи отсутствует нефть или объем нефти недостаточен для оплаты расходов, связанных с обработкой. Другими словами, при извлечении нефти из воды необходимо учитывать экономические ограничения, установленные ключевым ВНФ.

На рисунке 6 наглядным образом представлена зависимость основных показателей.

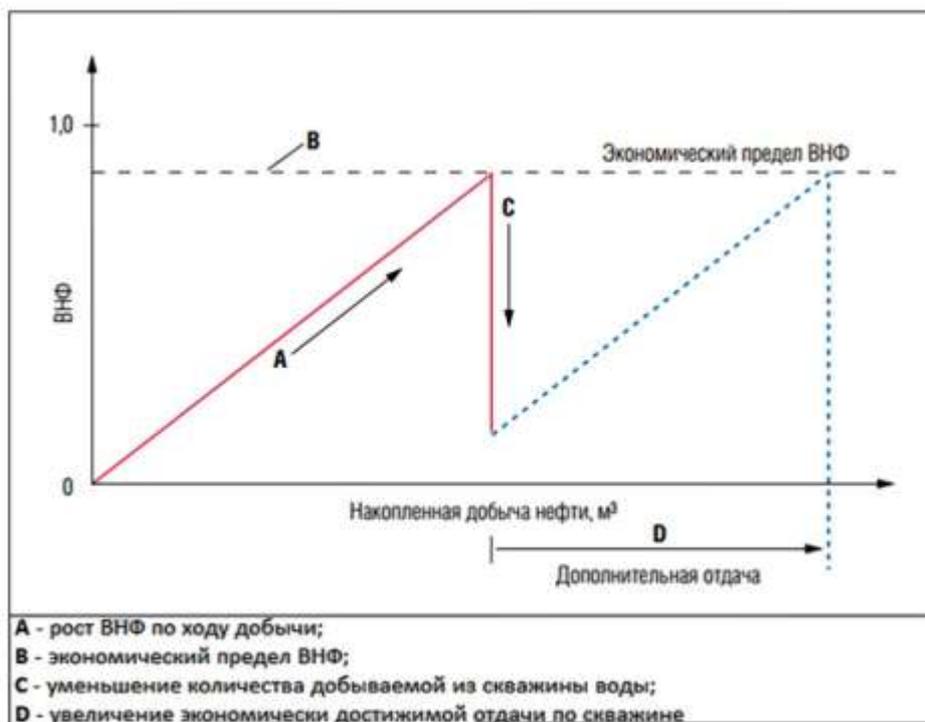


Рисунок 6 – Сущность контроля за обводнением

В процессе старения большинства скважин ВНФ увеличивается с увеличением совокупной добычи. В какой-то момент затраты на очистку, разделение и утилизацию воды превышают прибыль от продажи добытой нефти. Дальнейшее производство после достижения финансового предела приводит к убыткам. Технологии уменьшения расхода воды помогают уменьшить количество воды, образующейся на этом пути, и генерировать дополнительную нефть, продлевая экономически выгодный процесс.

Преждевременное поступление продуктов бурения может быть вызвано различными факторами. Существует проблема, которая приводит к чрезмерному потреблению воды. Эти проблемы связаны с утечкой вследствие негерметичности и резьбовых соединений, структурой и неоднородностью эксплуатируемых объектов, а также процессом разработки. На рисунке 7

показана проблема и ее причина. Все это сводится к 10 основным ситуациям. Эта классификация упрощена, и возможно больше их комбинаций.

Тип проблемы	Причины
Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	<ul style="list-style-type: none"> - старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.
Заколонные перегородки	<ul style="list-style-type: none"> - низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.
Движение водонефтяного контакта (ВНК)	<ul style="list-style-type: none"> - очень низкая вертикальная проницаемость
Обводненный пропласток без внутрипластовых перегородок	<ul style="list-style-type: none"> - наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами
Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами	<ul style="list-style-type: none"> - наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин
Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты	<ul style="list-style-type: none"> - наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт
Конусо- или языкообразование	<ul style="list-style-type: none"> - ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость
Низкий коэффициент охвата по площади	<ul style="list-style-type: none"> - неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды
Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов	<ul style="list-style-type: none"> - гравитационное разделение флюида

Рисунок 7 – Основные типы проблем, приводящие к преждевременному

Проанализировав статистику, мы можем говорить о том, что наиболее распространенной ситуацией является то, что вода течет через отверстия, которые образованы в результате плохой цементации колонны, что не препятствует движению жидкости из водоносных горизонтов. Вертикальная трещина и отсутствие постоянного надежного контакта между системой цемент и порода, обычно представляет собой дефект в цементном кольце.

Правильное определение причины источника поступления воды в скважину и правильный выбор водонепроницаемой технологии – является залогом ограничения притока воды в добывающую скважину.

1.5 Скважинная диагностика водопритоков

Понимание причины поступления воды является основной целью уменьшения ограничения водного флюида в скважину. Непонимание возникающих проблем является основной причиной постоянных сбоев, поэтому для борьбы с потоком воды необходимо внедрение новых технологий и изначально правильных решений. Данный вопрос, как никогда актуален и обсуждается в различных публикациях. Обсуждение данного вопроса в современных публикациях сводится к опыту применения водоизолирующих работ (ВИР). Также проводится анализ низкой эффективности проведения мероприятий, недостаточного крепления между системой породы и колонна, а также различных причин раннего обводнения. Решением для уменьшения поступления воды является своевременная диагностика, которая поможет определить детали возникшей проблемы и, основываясь на этих данных, найти наилучшее решение этой проблемы. В скважинной диагностике выделяют три основных направления (рисунок 8).



Рисунок 8 – Основные направления скважинной диагностики

Данные по истории и эксплуатации данных скважин, а также ряда скважин, расположенных на данной территории, могут дать весьма полезную информацию для диагностики проблем с водопротоком в скважину. Существует несколько методов определения причины и источника поступления воды. Эти методы используют информацию об изменениях ВНФ, динамике добычи и регистрационных данных.

1.5.1 Нахождение зависимости водонефтяного фактора

Рисунок 9 иллюстрирует отношение \log ВНФ к добыче нефти за все года разработки.

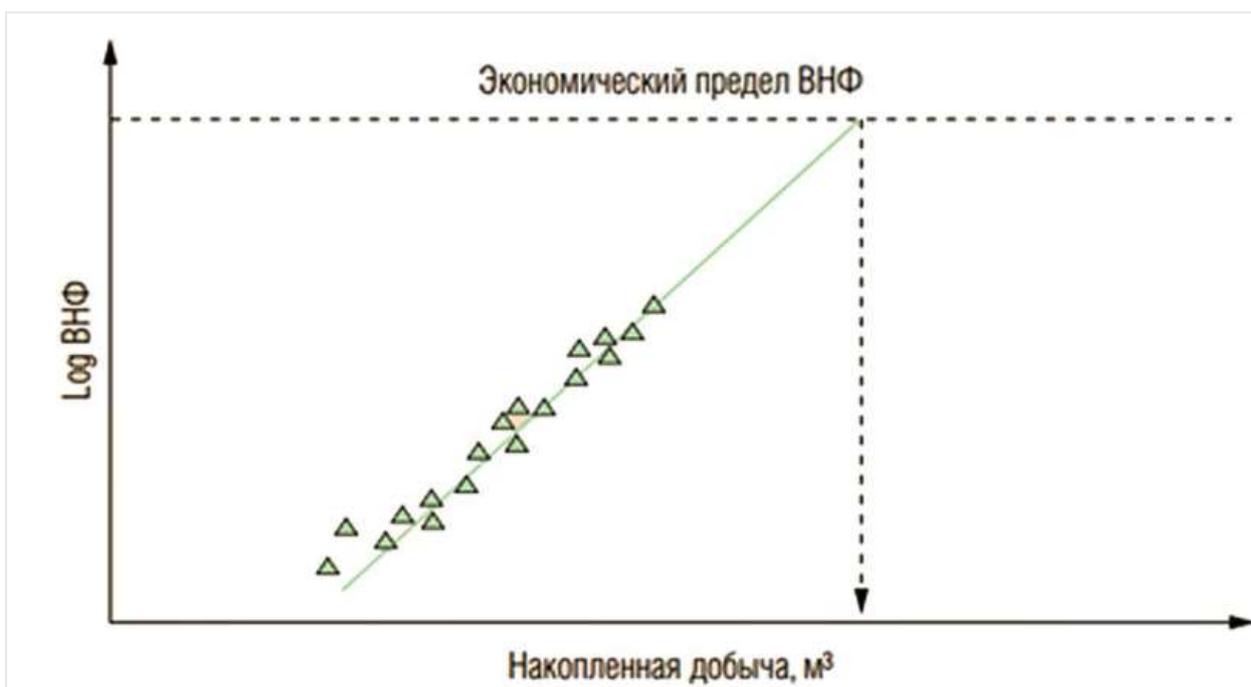


Рисунок 9 – Изменение значений \log ВНФ в зависимости от добычи УВ от времени разработки

В отсутствие мер по сокращению поступающей воды в скважину, накопленная добыча может быть определена путем экстраполяции значения на экономический предел ВНФ. Если найденное значение накопленной энергии приблизительно равно значению извлекаемых запасов конкретной скважины, то эта скважина добывает приемлемое количество воды. В противном случае в такой горной выработке будет образовываться избыток воды, поэтому следует

рассмотреть соответствующие варианты гидроизоляции, чтобы покрыть соответствующие затраты.

1.5.2 График истории добычи по скважине

На рисунке 10 представлена зависимость значений дебитов углеводородов и воды от дней разработки. В данном случае, по графику, наглядным образом, можно определить необходимость внедрения работ по устранению поступлений воды в скважину.

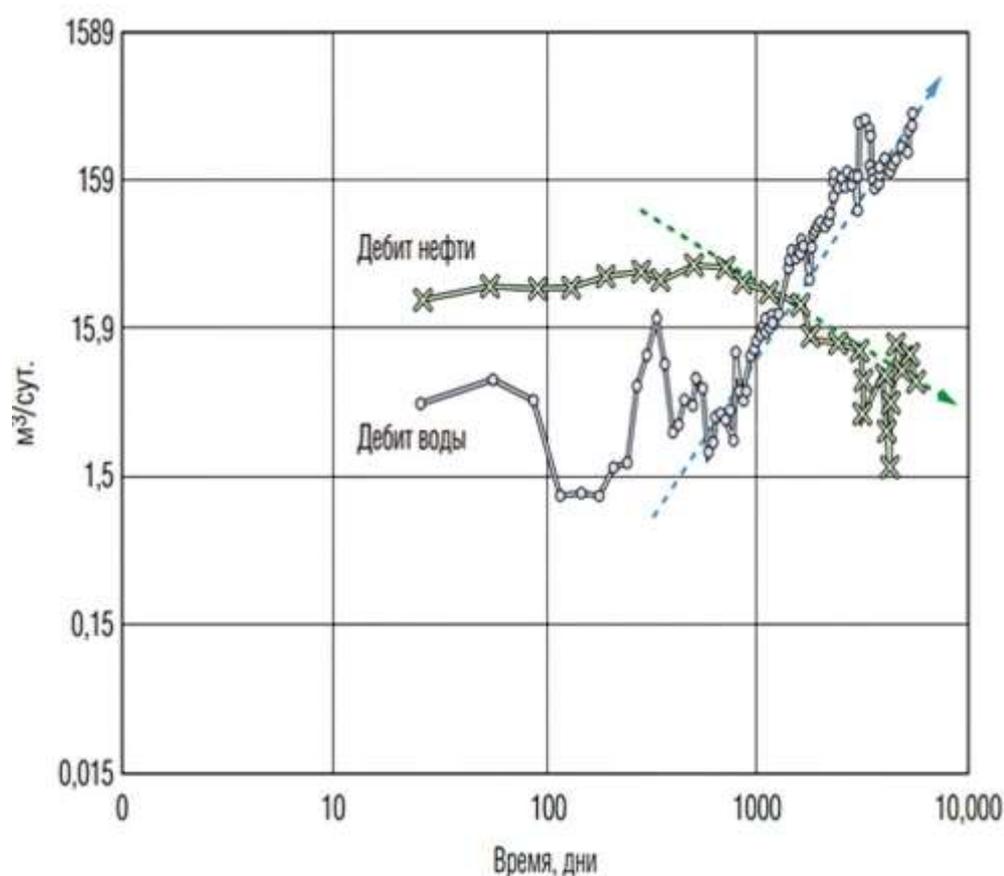


Рисунок 4 – График истории добычи по скважине

Для наглядности можно нарисовать линию тренда для дебита значения и нефти в области, отклоняющейся от ожидаемого положения. Такой выработка называется потенциальной скважиной кандидатом. В случае, наблюдения одновременного изменения угла наклона кривой, необходимо предпринять соответствующие меры.

1.5.3 Падение значений дебита

На рисунке 11 представлен график, построенный в полулогарифмических координатах. По оси ординат отложены значения дебитов углеводородов и воды, по оси абсцисс – значения накопленной добычи нефти.

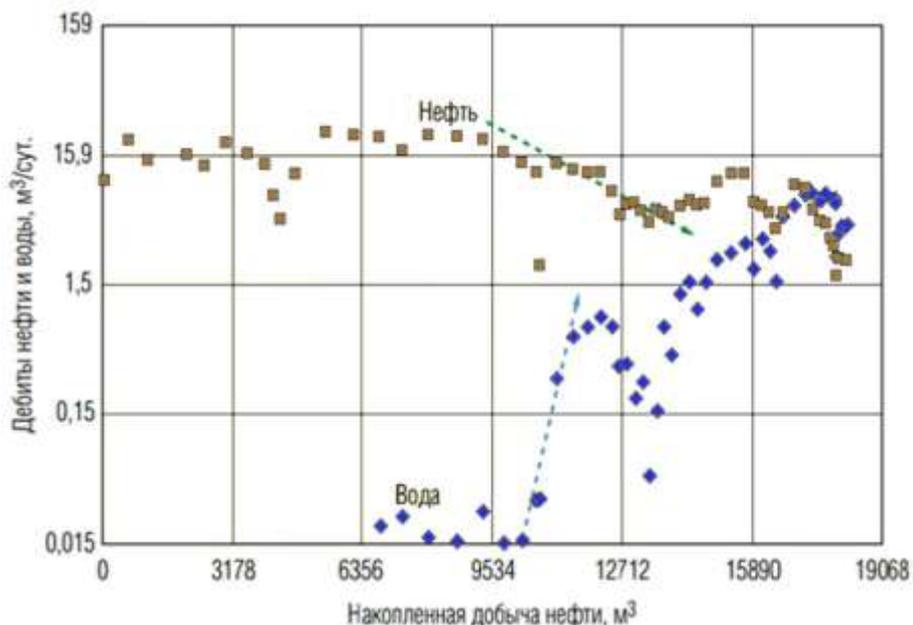


Рисунок 5 – График зависимости значений дебитов от накопленной добычи

В тот момент, когда работы по техническому обслуживанию не требуются, на графике появляется отрезок прямой линии. Если добыча нефти уменьшается ускоренными темпами, можно предположить, что произойдет следующее поступление воды в скважину. Уменьшение добычи также может произойти в результате уменьшения гидравлической проводимости в зонах призабойной участка, а также снижения давления из-за слива бака.

1.5.4 График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах

С помощью таких схем можно выявить типы проблем, которые приводят к несвоевременному поливу. Существует три основных типа кривых в сравнении с реальными данными, которые могут быть использованы для характеристики возникновения обнаружений воды. На рисунке 12-14 показаны типы кривых, соответствующих различным механизмам поступления воды.

Например, на диаграмме 12 кривая соответствует прорыву, вызванному проникновением воды в заколонную систему, а также системой разрушения порового пространства, представленными трещинами и системой разломов.

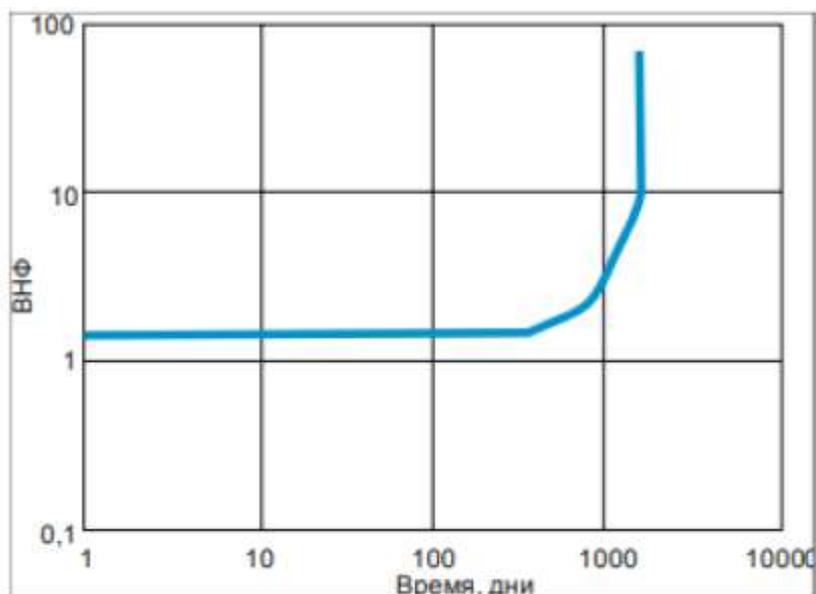


Рисунок 6 – Наличие перетоков в скважине, обусловленные системой трещин

Типичным для этого показателя является резкое увеличение ВНФ. На рисунке 13 сначала наблюдалось резкое увеличение ВНФ, затем зависимость стала линейной. Эта кривая указывает на прорыв воды, находящейся за контуром. Если имеется несколько пластов, кривая может развиваться согласно ступенчатой системы.

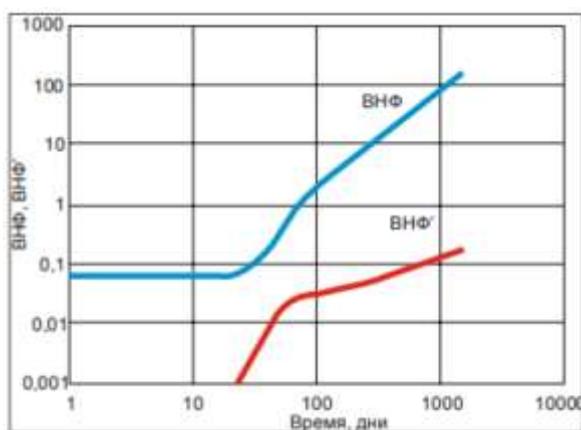


Рисунок 7 – Модель, соответствующая прорыву законтурной воды

Рисунок 14 иллюстрирует в системе добывающей скважины наличие конусообразования с начала разработки. Наблюдается увеличение значений водонефтяного фактора. На участке от 1 до 10 характерна линейная зависимость.

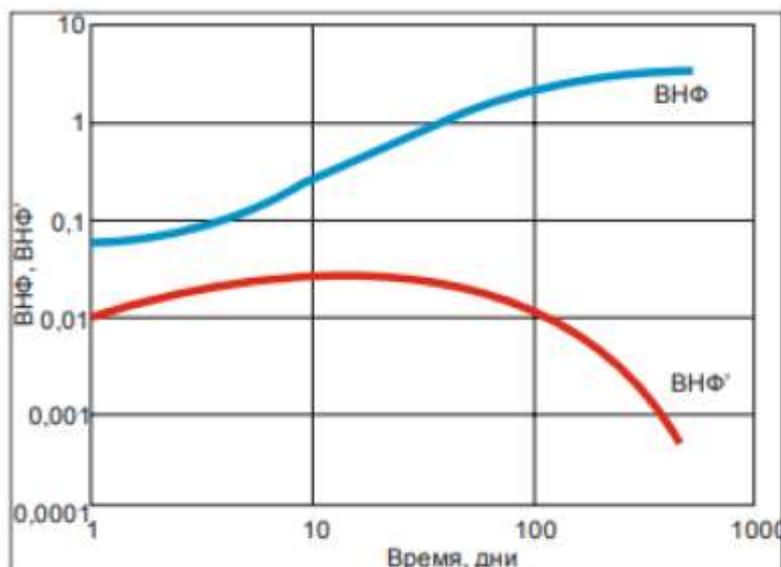


Рисунок 14 – Конусообразование в скважине

1.5.5 Влияние остановок скважин на водоприток

Проведем небольшой анализ ограничения водопритока при остановке скважины.

На рисунке 15 представлена модель зависимости дебитов жидкости от начала разработки. В истории скважин, сохраняются все данные, вплоть до остановок и их запусков. В результате остановки скважины будет меняться дебит, что несомненным образом повлияет на значения водонефтяного фактора.

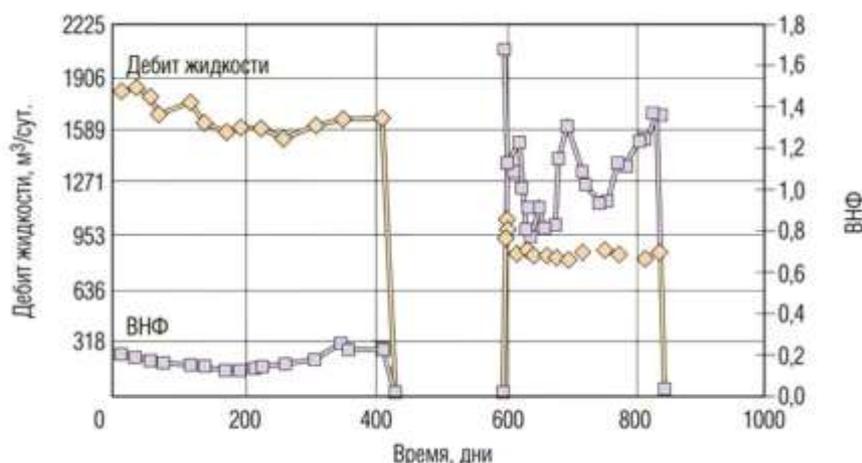


Рисунок 8 – Поведение ВНФ при остановке скважины

Проанализировав эти колебания в ВНФ, можно определить природу проблемы. Когда коэффициент углеводорода и воды увеличивается, источник воды имеет более высокое давление, чем давление насыщенного нефтью резервуара. Если при снижении дебита или после запуска скважины, сразу после остановки, водонефтяной коэффициент имеет низкое значение, это указывает на наличие конических образований или трещин, соединяющих нефтенасыщенный резервуар с источником воды. Если источник воды закрыт, значение коэффициента жидкости будет ниже. Этот вид исследования может быть проведен только при повышенном давлении, что дает возможность проводить тестирование по разным методикам.

1.5.6 Анализа системы Nodal Analysis

В зависимости от того, как варьируется значение давлений в трубопроводе, зависит объем нефти, газа и воды, поступающих в скважину из резервуара. Потеря давления, в свою очередь, будет зависеть от стоимости прохождения через каждую ступень трубопроводной системы. Путем расчета гидравлической системы расхода в скважине, через систему трубопроводов разрабатывается информация по данным по скважине. Данный метод включает в себя следующие этапы:

- визуализация модели;
- изучение геологического строения, формирование поведения пластовых давлений;
- осуществление расчетов движения флюида;
- поступление воды при остановках и в момент разработки скважин.

Этот анализ проводится для оценки эффективности мер по сокращению расхода воды. При определении особенностей подключения резервуара к насосному и компрессорному трубопроводам, к скважине создается производственная система. С помощью этого анализа, можно увидеть, как при изменении одних элементов системы, другие влияют на изменение добычи. Известно, что при использовании патрубка, содержание воды в скважинах

уменьшается. Но это возможно только в случае формирования воды у забоя, вследствие искусственно созданной депрессии. В данных случаях разрабатывается базовая модель различных вариантов гидроизоляции, затем откалибровываются и используются для определения ожидаемой добычи углеводорода.

1.5.7 Каротажные диаграммы профиля притока

В настоящее время профиль притока, полученный с помощью специального устройства, позволяет установить точку поступления воды в скважину. Данные прибора позволяют нам определять течение и объем каждой ступени в наклонных, вертикальных и горизонтальных скважинах. Для повышения качества диагностики используются различные оптические и электрические датчики, в функции которых входит локальное сканирование и измерение относительной фазовой скорости. Ультразвуковые сканеры также могут быть использованы для оценки качества цементных камней и наличия перетоков.

Данные с ультразвуковых сканнеров представлены на рисунке 16.

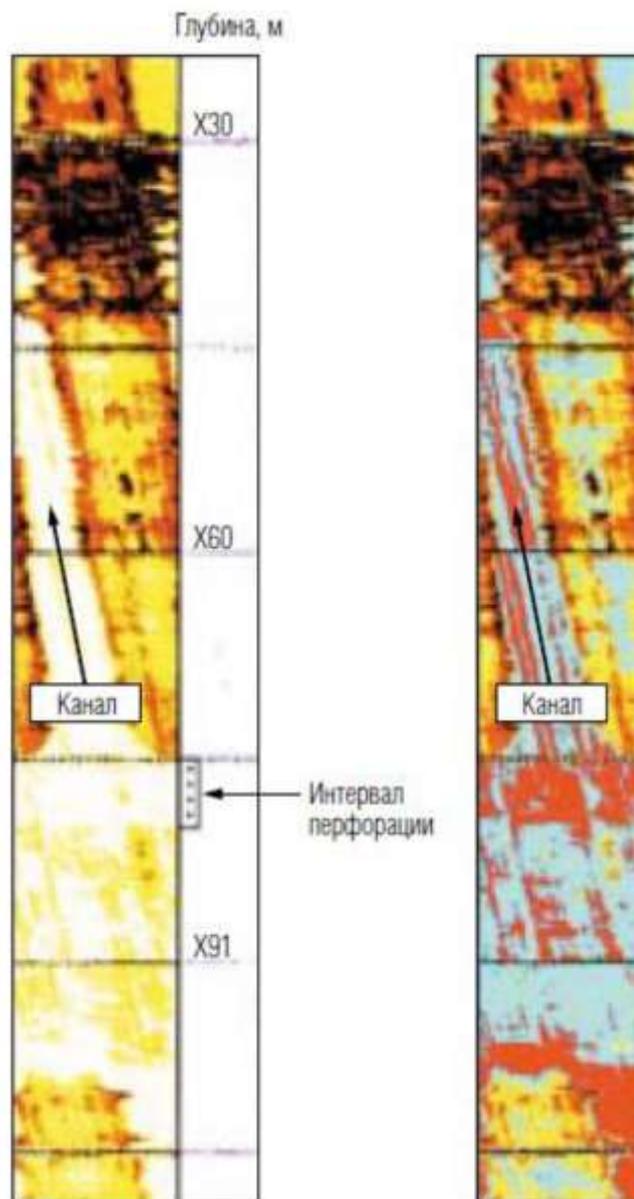


Рисунок 9 – Данные по прохождению сканера в заклонном пространстве

Первая дорожка показывает показания ультразвукового сканера по амплитуде (первая дорожка), а вторая – по времени. Значение сканера подтверждает наличие токопроводящего канала в пространстве ствола непосредственно над интервалом бурения. Если данные будут всесторонне объяснены, можно определить источник поступления воды.

2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА В ЭКСПЛУАТИРУЮЩУЮ СКВАЖИНУ

2.1 Обоснование внедрения мероприятий по снижению вопроса обводнения

Имеется несколько причин преждевременного поступления водной продукции в скважину. Чрезмерное поступление воды может быть связано с участками некачественной цементирования, негерметичной системой в заколонном пространстве и т.д. Добыча избыточной воды сказывается на снижении прибыльности компании, что в свою очередь является нецелесообразным решением. Следовательно, правильное определение причины поступления воды в добывающую скважину и выбор технологии гидроизоляции играют существенную роль и способны снизить затраты, что положительно сказывается на ограничении водопритока.

2.1.1 Решение проблемы обводненности скважин, вызванных негерметичностью труб

Как было выяснено ранее, одной из причин поступления воды в скважину является негерметичность системы обсадных труб (рисунок 17). Как известно, на выявление причины и решения огромную роль играет конструкция скважины.

Установить негерметичность скважины, можно путем применения плотномер, а также вертушки. При наблюдении в изучаемой скважине сложных условий, дополнительно применяются иные методы, для выявления профиля притока и значений отдельных фаз. Путем применения глубинных пробоотборников, можно получить информацию о процентном содержании воды в жидкости. В качестве распространённых методов применяется использование пробок, цеммостов и пакеров. В отечественной практике для устранения причины негерметичности НКТ используются два метода.

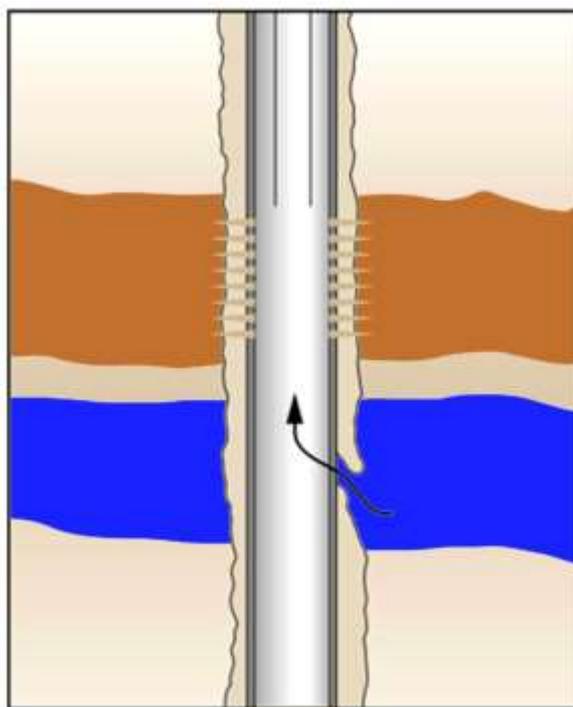


Рисунок 10 – Наличие негерметичности обсадной колонны и цементного кольца

Они основаны на использовании технических средств и систем тампонажа (наполнителей).

Несомненно, технические средства имеют невысокую степень полезности процесса. Например, пакер имеет короткий срок сохранения негерметичности. Колонна системы летучки имеют ряд ограничений в силу отсутствия невозврата к предыдущему диаметру рабочей колонны из-за сложности технологии. Поэтому для устранения негерметичности из эксплуатационных скважин на Самотлорском нефтяном месторождении были проведены следующие технические работы:

- тампонирувание под давлением на пакере, спуск дополнительной колонны;
- тампонирувание под давлением на пакере, спуск двухпакерной компоновки;
- спуск дополнительной колонны.

Основываясь на анализе вышеуказанных технических применений, можно сделать вывод, что техническая эксплуатация ЛНЭК за счет уменьшения дополнительной колонны является более эффективной, чем использование двойного пакерного устройства.

При использовании тампонажа следует помнить, что не все заполняющие растворы обладают достаточными фильтрующими свойствами и прочностью. Кроме того, для устранения двух или более нарушений ЭК требуется высокая продолжительность (стоимость). Часто многие нарушения вообще не могут быть устранены.

2.1.2 Внедрение мероприятия, связанных с заколонными перетоками

Поступление воды, в результате заколонных перетоков, является одной из основных аспектов заводнения в горных выработках – скважинах. В дополнение к эксплуатационным скважинам, поступление воды часто возникает в нагнетательных скважинах. Для качественного подбора методик ремонтных и изоляционных работ необходимо найти интервал и определить тип характера. Для того чтобы ремонтно-изоляционные работы прошли успешно, необходимо устранить поступление водного флюида в систему скважин, а для высокой оценки устранения причин необходимо внедрение результатов полевых и ГИС (геофизические исследования). Выбор технологии напрямую зависит от этих результатов. Причины заколонных перетоков весьма ограничены и могут возникнуть в результате:

- Выполнение геолого-технических мероприятий, к примеру работ, по созданию перфорационных прострелов, кислотных обработок;
- Закачка жидкости при гидроразрыве пласта;
- Высокого значения показаний давления закачки на забое скважины.

Качество первичного цемента, используемого для производственной колонны, оставляет желать лучшего.

Использование изолирующих агентов, например, для закачки высокопрочного цемента или полимеров, содержащих смолы, в пространство

затруба, чтобы предотвратить попадание в трубу менее стойких жидкостей на основе геля, является основным решением, используемым для изоляции перетока воды. Работа по устранению заколонной воды через цементное кольцо без давления (рисунок 18) была проведена с большим успехом, в то время как работа по гидроразрыву трещин для устранения потока была проведена менее успешно (рисунок 19).

Считается, что чем толще перемычка между системой коллектор и неколлектор, тем выше вероятность успешного устранения жидкости в затрубном пространстве. Проведенные РИР показывают анализ ликвидации жидких отходов в нефтяных скважинах, находящихся в ведении Публичного акционерного общества НК «Роснефть». Так, например, наибольшее количество работ в ООО «РН-Пурнефтегаз» показывает, что было проведено РИР в 45 добывающих скважинах. Средний показатель успеха и продолжительность технических результатов составили 60% и 5,7 месяца соответственно. Содержание воды в продукте было снижено с 93% до 80%, и было извлечено 28 тысяч 200 тонн нефти.



Рисунок 11 – Заколонный переток по негерметичному цементному камню

В зависимости от степени снижения содержания воды после РИР можно предположить, что процент воды, образующейся при переливе, составляет 10-15%, а оставшаяся вода протекает через самый верхний проницаемый слой природного резервуара. В этих условиях лучше выполнить два отдельных

одновременно отдельных ремонтных работ, чтобы удалить остаточную жидкость и отделить водонасыщенный слой.

В тот же период ликвидация воды проводилась на Барсуковском месторождении с использованием цементного раствора и смолы, при этом вероятность успеха составила 90%, а продолжительность результата составляет 6,7 месяцев. После РИР (ремонтно-изоляционных работ) добыча жидкости увеличилась в 1,6 раза, добыча нефти увеличилась с 1,7 до 6,5 т/сут, а содержание воды снизилось с 94 до 85%.

Среди оставшихся нефтяных скважин, находящихся в ведении акционерного общества «НК «Роснефть», с 2004 по 2006 год было исключено в результате заколонного цементирования 43 скважин, в том числе 39 скважин на 10 нефтяных месторождениях, находящихся в ведении ООО «РН-Юганскнефтегаз», 1 скважина в ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и 3 скважины ООО «РН-Удмуртнефтегаз». В течение указанного периода показатель успешности скважины на нефтяном месторождении «РН-Юганскнефтегаз» снизился до 69%, что можно объяснить тем фактом, что используемая технология не полностью соблюдается в сложных условиях эксплуатации, в частности, в большинстве случаев использование цементного раствора с ограниченным проникновением, прочностью и адгезией.

Анализ случая ликвидации заколонной циркуляции воды в нефтяных скважинах, находящихся на разработке Публичного акционерного общества «НК «Роснефть», показывает его неустойчивый успех во времени и на различных предприятиях, что требует проведения исследований, усовершенствований методик.

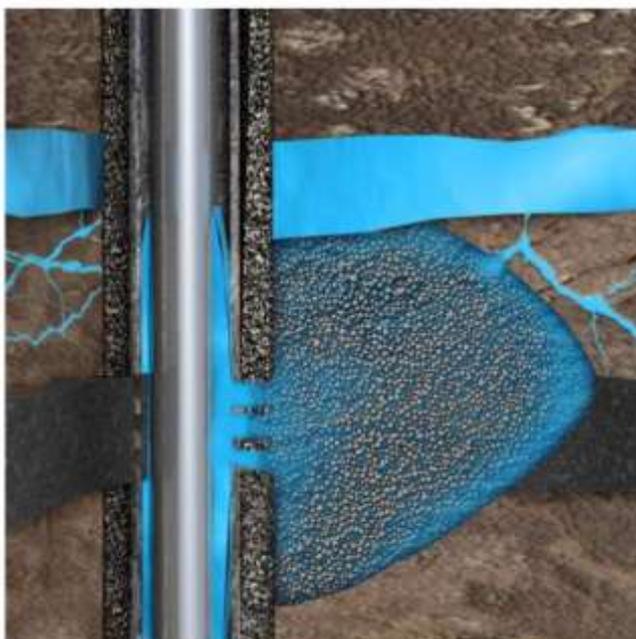


Рисунок 12 – Водоприток в процессе гидроразрыва пласта

2.1.3 Движение ВНК

Если водонефтяной контакт (ВНК) движется в зоне характерной на очень низкую вертикальную проницаемость во время работы, это приводит к нежелательному проникновению воды в зону отверстий – перфорации (рисунок 20). Из-за большой площади дренажа ВНК движется вверх с низкой скоростью, и проникновение воды может происходить даже при очень низкой естественной вертикальной проницаемости.

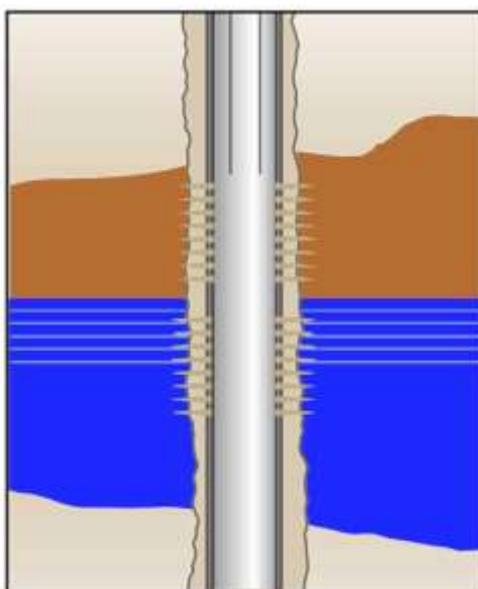


Рисунок 13 – Подъем водонефтяного контакта к отверстиям перфорации

Движение ВНК (водонефтяного контакта) считается частным случаем образования конусов, но вероятность образования конуса невелика. Следовательно, для предотвращения попадания воды в зону перфорационных отверстий достаточно ограничения зоны при скважине.

Этот тип проблемы не обязательно ограничивается областью ПСЗ, но может также распространяться и в зоне удаления. Чтобы предотвратить попадание воды в зону отверстий перфорации, следует использовать цементный или пакер мост для предотвращения нижних перфорационных отверстий. В горизонтальной скважине, когда значение экономического предела ВНФ превышено, используется метод ЗБС.

2.1.4 Пути решения проблем обводненности, при наличии обводненной системы

Высокие значения проницаемости продуктивных пластов характеризуются высокими фильтрационно-емкостными значениями. Тем не менее, данный факт является положительным моментом при поступлении воды в скважину. При ограничении продуктивных пластов сверху и снизу породами-покрышками, вода поступает по пласту с наибольшей проницаемостью (рисунок 21). В данном случае источником поступления воды является нагнетательная скважина, а также краевые воды.

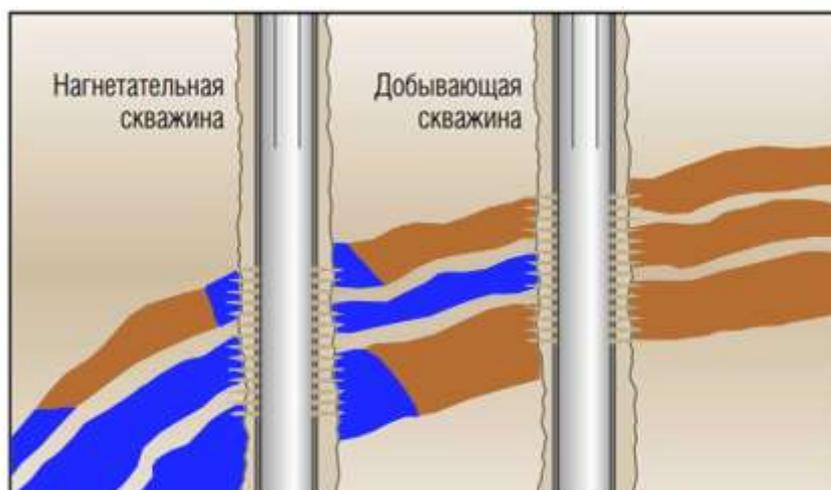


Рисунок 14 – Обводненный пропласток при отсутствии внутрипластовых перегородок

Ограничение системы пластов успешно решается путем применения селективной изоляции, которые избирательно изолируют пласты, и эти пласты гидродинамически связаны со скважиной. Особенно важно ограничить поток воды без потери производительности участка, насыщенного нефтью. С этой целью ПАО «НК «Роснефть» на практике использует закачку вязких соединений, которые могут образовывать гелевую решетку для снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Что касается жидкости, то эти вещества содержат различные агенты остаточного сопротивления. Другими словами, когда вводится вязкое соединение, обеспечивается селективность воздействующей композиции. Особенностью таких композиций является то, что производительность системы пластов может быть восстановлена путем удаления экранов гелеобразующих систем из материнской породы.

Необходимо распределить изолирующую массу таким образом, чтобы гель был как можно более стабильным в водонасыщенной области, а затем покидал зоны нефтенасыщенных участков.

Кроме того, селективная изоляция может быть осуществлена с помощью отверждающих агентов. Однако необходимо, чтобы радиусы ВЭ не были выше, чем толщина перфорационных отверстий.

Необходимо определить характеристики выбранного состава и оценить необходимый объем из расчета 3-15 м³ геля, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента на метр толщины слоя.

2.1.5 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных системой трещин

Если пласт имеет систему разветвленных трещин и представлен пористой средой, при закачке воды может произойти проникновение в эксплуатационную скважину, как показано на рисунке 22. Чаще всего это происходит при наличии обширной системы трещин. В современном мире требуется хорошая информативность, точность и достоверность полученных результатов. Итак, для того, чтобы контролировать движение закачиваемой воды, используется метод

фильтрации жидкости в резервуаре с использованием индикаторного мониторинга (обнаружения).

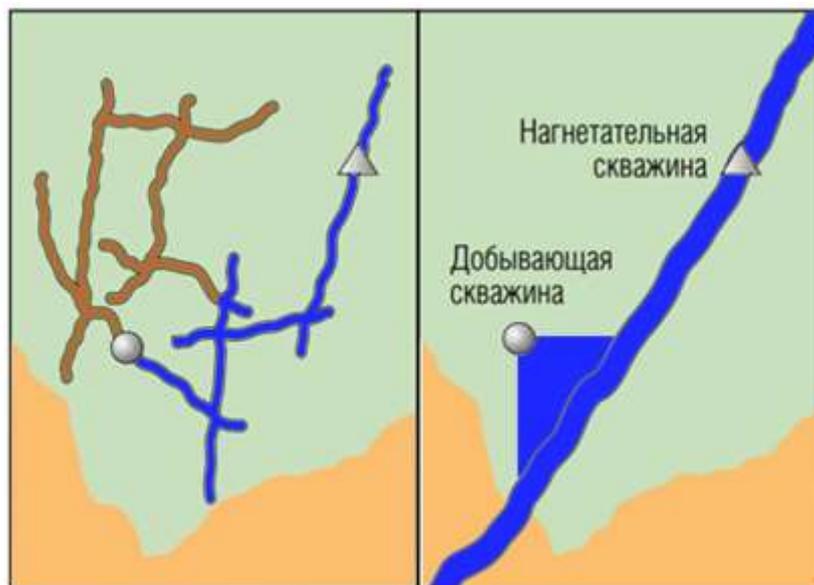


Рисунок 15 – Образование системы трещин в между нагнетательной и добывающей скважиной

Этот метод позволяет получать информацию о движении воды не только на поверхности скважины, но и в пространстве между скважинами. Полученная информация используется для планирования дальнейшей обработки. Применяемые индикаторы можно разделить на следующие типы:

- механические взвеси;
- растворы электролитов;
- растворы красителей;
- естественные и искусственные радиоактивные элементы;
- химические соединения.

При этой проблеме гель используется для уменьшения количества добываемой воды, не оказывая отрицательного влияния на добычу нефти. Гели на основе сшитых материалов не используются, так как для извлечения из кольцевого пространства в систему пласт необходимо создать репрессию давления. Все это происходит из-за их неспособности хорошо проникать в пористую массу и просачиваться через трещины.

Еще одной причиной прорыва воды может стать система трещин, пересекающие нижележащие горизонты (рисунок 23).

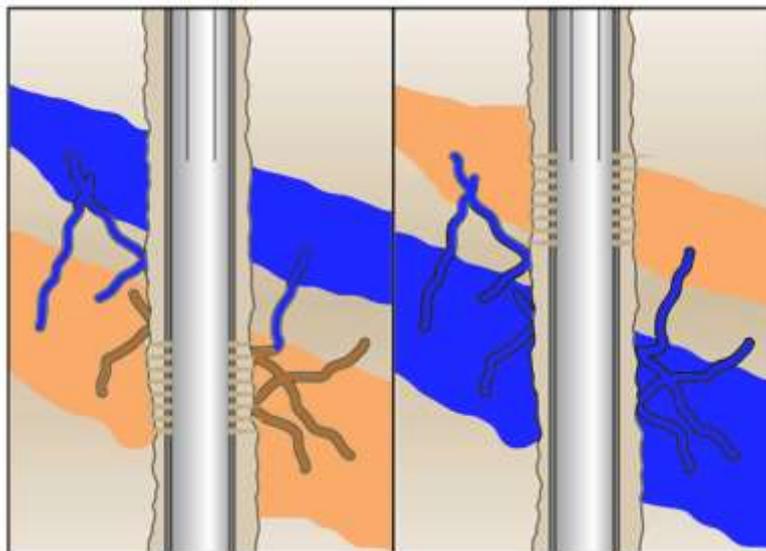


Рисунок 16 – Наличие трещин или разломов, соединяющих нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты в вертикальных скважинах

В карбонатных отложениях трещины обычно представлены крутопадающей разветвленной системой и наблюдается разделение зон разломов. Поэтому в вертикальной скважине такие трещины вряд ли пересекутся.

В горизонтальных скважинах, напротив, такие трещины встречаются часто, поэтому вода протекает через дефектные или токопроводящие трещины, как показано на рисунке 24, что негативно влияет на добычу нефти.

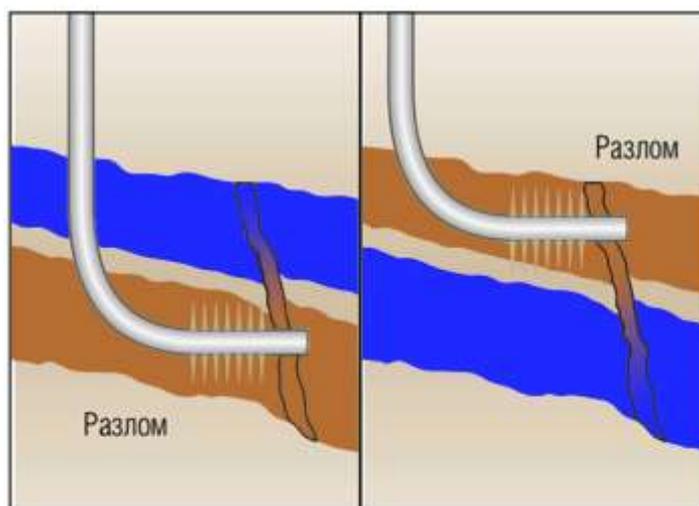


Рисунок 17 – Разлом между водоносным и нефтеносным пластом

Данную проблему можно устранить путем закачки гелевых составов. Успех данного процесса имеет наибольшую эффективность при отсутствии нефти в трещинах. Тем не менее, при закачке встречаются следующие вопросы:

- отсутствие данных о количестве трещин;
- образование пробки в системе трещин;
- движение геля, в результате неправильной модификации трещины.

Данную проблему можно устранить путем закачки текучих гелей.

2.1.7 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных образованием языков и конусов

Поскольку большинство месторождений России расположено в нефтеносных и водных зонах, их разработка намного хуже, чем на месторождениях без зоконтурных вод. Из-за градиента давления в вертикальном направлении могут образовываться водяные конусы. Конус образуется вследствие деформации ВНК (рисунок 25) [4].

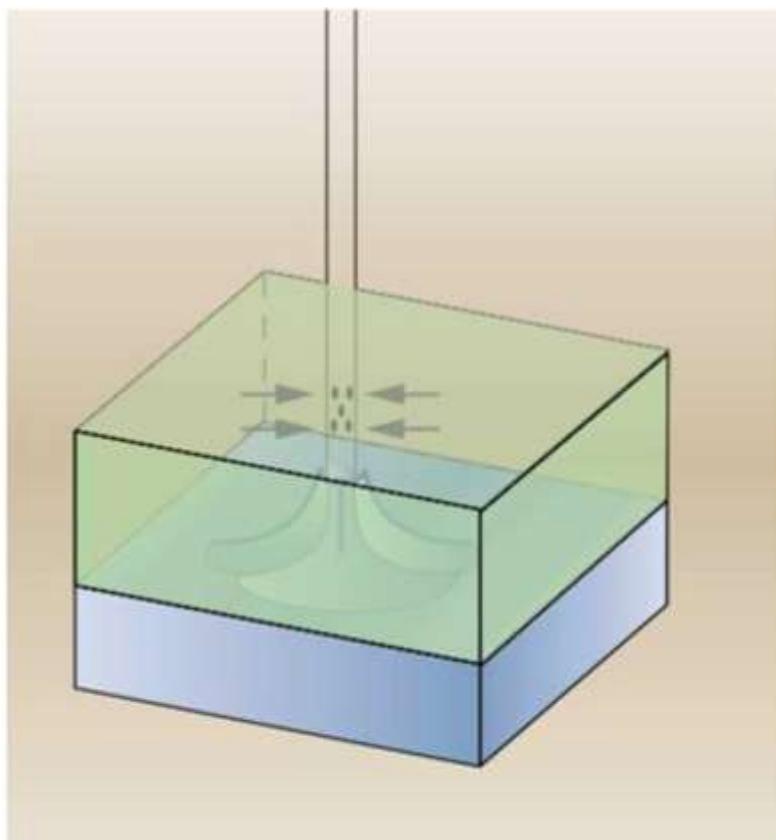


Рисунок 18 – Образование конусов воды

Причинами образования конусов являются следующие параметры:

- высота переходной зоны;
- текущее состояние уровня водонефтяного контакта;
- фильтрационно-емкостные свойства пласта;
- физико-химические свойства нефти и пластовой воды;
- вертикальный градиент давления;
- степень перфорации добывающей скважины;
- эксплуатационные характеристики скважины.

Данное неравенство характеризует условие образования конуса воды:

$$\frac{dP}{dZ} \geq \rho * g \quad (1)$$

где $\frac{dP}{dZ}$ - вертикальный градиент давления;

ρ – плотность воды;

g – ускорение свободного падения.

Когда водная фаза движется по вертикальной плоскости, ее траектория искривляется. Водяной конус будет подниматься выше там, где расстояние от ВНК до нижней точки отверстий перфорации больше. Поэтому, чтобы уменьшить высоту конуса и увеличить добычу нефти, необходимо увеличить процентную толщину перфорированного слоя. Кроме того, в вертикальных скважинах решением может быть бурение горизонтальной выработки у основания кровли или закачка большого количества гелевого слоя на расстоянии выше чем ВНК (водонефтяной контакт). Поскольку для уменьшения образования конусов необходимо применение в зоне эффективного радиуса введения геля не менее 15 метров, реализовать этот метод сложнее.

В горизонтальных скважинах это явление называется образованием языков (рисунок 26) и решается путем использования изоляционных материалов, а также путем бурения плоскости вблизи крыши.

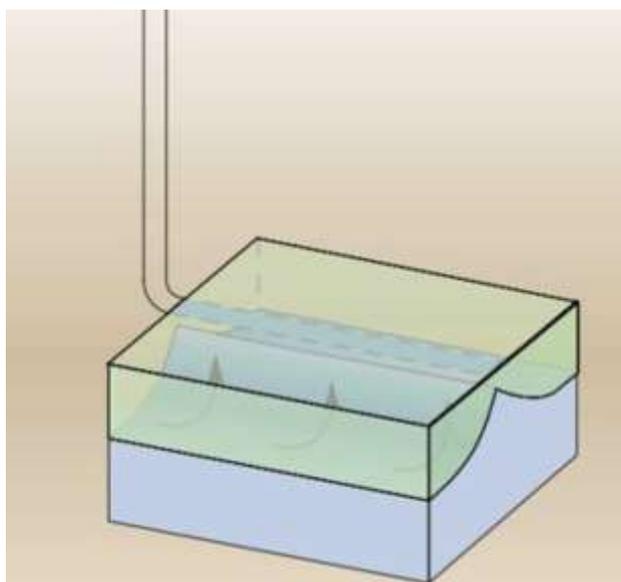


Рисунок 19 – Водоприток, обусловленный языкообразованием

2.1.8 Внедрение мероприятий по устранению обводненности, обусловленных значениями низкого охвата по площади

Так как наблюдается неоднородность значений проницаемости в зоне всей площади участка происходит перемещение воды из нагнетательной скважины, что приводит к снижению значения коэффициента охвата в этой области. Проблема продемонстрирована на рисунке 27.

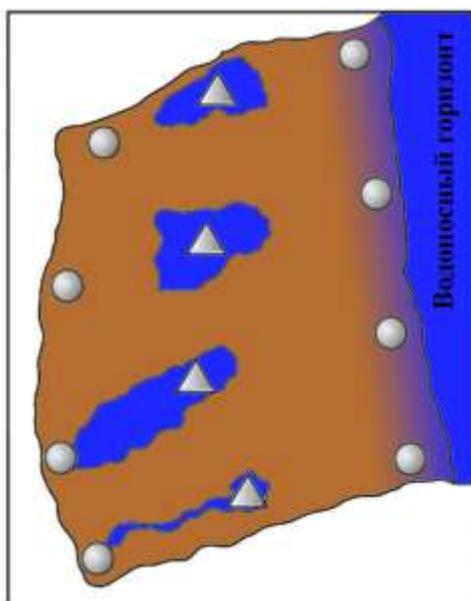


Рисунок 20 – Низкий коэффициент охвата по площади

Технология УОПЗ в пределах всей площади означает, что она предотвращает поступление жидкости по поровому пространству от скважины-

водянки к эксплуатационной скважине путем создания экрана с низкой проницаемостью. В результате применения этой технологии изменилось направление движения воды в зоне нефти, вытеснив нефть в добывающей скважине. В результате в зоне всей площади увеличивается охват заводнения.

Использование композиций на основе щелочного силикатного геля нашло использование на месторождениях Западно-Сибирской НГП. Эта работа проводилась в результате внедрения в 3 этапа. Благодаря внедрению технологии УОПЗ средняя добыча новой нефти на скважину превышает 1700 тонн. Использование уплотняющего бурения осуществляется довольно успешно, но горизонтальный ствол бурения позволяет заниматься разработкой непромытых зон. В горизонтальных скважинах, когда ствол открывает участки пласта с разной проницаемостью и давлением, также есть участки с низким охватом.

Кроме того, если участок расположен рядом с источником воды, может произойти поступление воды. Изолируя отдельные части, можно регулировать поток воды.

2.1.9 Внедрение мероприятий по устранению обводненности пластов при внутрислоевых перетоках

Поступление воды часто происходит в слоях с высокой проницаемостью, которые не разделены перемычками (рисунок 28). Такого рода проблемы аналогичны проблеме обводнившихся участков без существующих перетоков. Разница между ними заключается в том, что при этой проблеме, в силу отсутствия препятствия, происходит поступление водной фазы в соседние слои. В отдаленных районах пласта может произойти поступление воды в систему скважины. Поэтому важно установить существование такого рода перетоков, поскольку это определяет характер проблемы. Если такого потока нет, то эта проблема легко решаема.

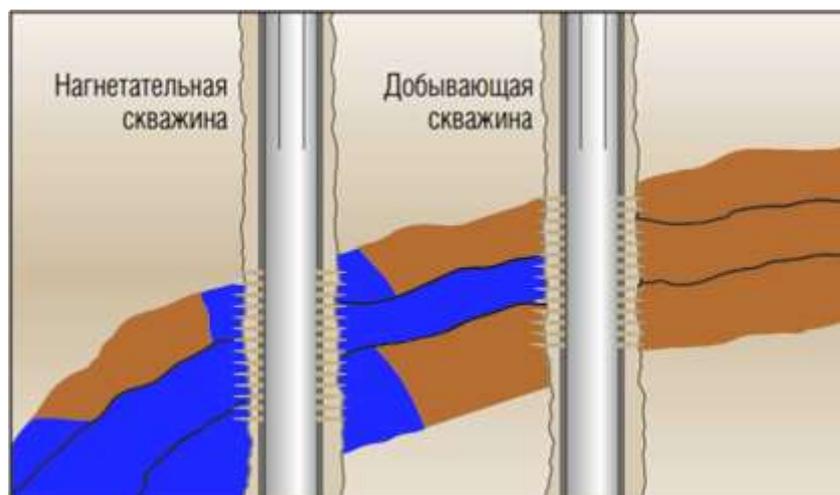


Рисунок 21 – Наличие обводненного пропластка с внутрипластовыми перетоками

В случае поступления воды в скважину в большом объеме успешная обработка маловероятна. Если промежуточный слой имеет более высокую проницаемость, чем нефтяная зона, гель может быть закачан глубоко в водный промежуточный слой без особых усилий. Но даже при таких идеальных условиях успех технических операций не может быть гарантирован.

Как правило, эту проблему лучше всего можно решить с помощью внедрения горизонтальных скважин.

Эта проблема не возникает, если горизонтальный ствол расположен в одном пропластке. Этот тип поступления воды также имеет популярность в горизонтально-наклонных скважинах.

2.1.10 Применение изолирующих составов на месторождениях Западной Сибири

Наиболее высоким научно-техническим уровнем из числа испытанных, промышленно освоенных и рекомендуемых к применению на месторождениях Западной Сибири являются технологии изоляции пластов и отдельных обводнившихся интервалов с применением:

- жидкого стекла, причем предпочтение следует отдать технологиям, основанным на образовании из него геля, а не осадка;

- реагентов на основе кремния (АКОР-Б100 и типа АКОР-БН);
- ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением созданного ими экрана на основе кремния или другими полимерными отверждающимися материалами.

Технология на основе силиката натрия (жидкое стекло)

Композиция на основе жидкого силикатного натриевого стекла (ЖС) относится к двухкомпонентному диэлектрическому реагенту, при этом необходимо различать две подгруппы технической схемы с использованием жидкого стекла:

1. Основанный на способе образования нерастворимых осадков, например, при взаимодействии с раствором неорганических солей, включая соли или щелочи;
2. Использование гелеобразующих соединений и соединения с различными свойствами: кислоты, соли или сложные эфиры органических кислот и неорганических соединений.

Многие авторы считают, что жидкое стекло не является универсальным, но тем не менее является наиболее подходящим заливочным материалом для решения множества задач ремонтных работ: изоляции отдельных интервалов пласта, разделения пропластков и устранения ЗКЦ.

Исследователи проблемы ремонтно-изоляционных работ в Западной Сибири также отметили возможность использования ЖС для адаптации метода для условий данной территории.

Испытание технологии селективной изоляции обводненных интервалов пласта с применением жидкого стекла произведены:

- на трех скважинах Ермаковского месторождения; обводненность продукции скважин снизилась с 98-99% до 45-90%, дебит нефти вырос с 0,5-2,0 до 2,0-8,4 т/сут.;
- на трех скважинах Лазаревского, Северо-Урьевского и Южно-Урьевского месторождений. Все ремонты успешны, приросты дебитов нефти

1,7-1,8 т/сут., при продолжительности эффектов от 7 до 16 месяцев дополнительная добыча нефти составила 373-899 т/скв.

Учитывая реально установленную возможность эффективного применения жидкого стекла на нефтепромыслах Западной Сибири, относительную дешевизну и технологичность работ на скважине с данным тампонажным материалом следует рекомендовать его дальнейшие более детальные исследования с целью адаптации к решению водоизоляционных задач в условиях месторождений данного региона. Предпочтение следует отдать композициям, образующим гели.

Технологии на основе кремний органических соединений предназначены для ограничения пропластков с обводненным участком. Широкий спектр разработок основан на использовании технологии кремний органических композитных материалов.

Эти реагенты являются селективными, поскольку при контакте с водой резервуара (нагнетания), расположенной в порах зоны промывки, они образуют вещества тампонажа. Учитывая этот механизм образования веществ тампонажа, его следует отнести к ограничивающим реагентам.

подавляющее большинство публикаций о практическом применении реагентов данного класса содержит сведения, по существу, о двух видах КОС: этоксипроизводных органо-хлорсиланов и составов на основе этилсиликатов различных марок.

В Западной Сибири нашли также применение кремнийорганические водоизолирующие композиции на основе смесей этилсиликата (или АКОРов) и Продукта 119-204 с различными добавками – составы ВТС и НВТС.

Продукт 119-204 – однокомпонентный реагент готовой к употреблению товарной формы. Впервые испытан на Самотлорском месторождении в 1978-1979 годах под торговыми наименованиями опытных партий «ТСМ», «ТСЭ», промышленно применялся в Западной Сибири с 1983-го по 2000 год.

Успешность РИР (ремонтно-изоляционных работ) в среднем 76%, средняя продолжительность эффекта – 9 месяцев.

Обводненность продукции скважин при изоляции пластовых и нагнетаемых вод в послойно неоднородных коллекторах снижается с 98-100% в среднем до 60%. На одну тонну реагента дополнительно добывается около 400 тонн нефти и сокращается отбор более 1000 м³ попутно извлекаемой воды.

Ряд публикаций свидетельствует, что продукт 119-204 может эффективно использоваться в качестве докрепляющего тампонажного материала, закачиваемого в небольших объемах (1-5 м. куб.) вслед большеобъемным оторочкам менее прочных, но более дешевых водоизолирующих реагентов.

Результаты применения АКОР

К настоящему времени накоплено много информации о практическом применении при водоизоляционных работах кремнийорганических реагентов на основе алкиловых эфиров ортокремниевой кислоты (этилсиликатов) – это АКОР различных марок.

Первым широкомасштабно внедрен в Западной Сибири состав АКОР-4.

На месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаза» в 1986 году этим реагентом выполнены РИР (ремонтно-изоляционные работы) в 41 скважине, в том числе в 29 – для изоляции отдельных обводненных интервалов пласта.

Успешностью работ составила 85%, обводненность продукции в среднем снизилась с 95% до 68%, дебиты нефти выросли в пределах от 1,2 до 13,5 т/сут., продолжительность эффекта – в среднем 10 месяцев.

При изоляции обводненных интервалов в монолитных нерасчлененных пластах эффективность ниже: успешность работ – 50%, снижение обводненности в среднем – с 97% до 86%, рост дебита нефти – 1,1-8,7 т/сут., продолжительность эффекта – до трех месяцев.

Было установлено, что в осложненных геологических условиях эффективность РИР возрастает при докреплении изолируемой зоны цементным раствором.

Результаты применения АКОР марки «Б»

В последующие годы были разработаны одноупаковочные водорастворимые композиции реагента с регулируемым временем отверждения

марок АКОР-Б100 и АКОР-Б300, предназначенные для применения при пластовых температурах, соответственно до 100 °С и 300 °С.

Отличительной особенностью АКОР-Б является способность образовывать достаточно прочный гель при кратном, в 4 и более раз, разбавлении водой.

АКОР марки «Б» получили самое широкое применение, в том числе АКОР-Б100 – в Западной Сибири. В докризисный период 1990-х годов реагентом АКОР-Б100 здесь было выполнено более 1000 РИР.

Успешность работ составила 75-80%, обводненность продукции скважин снижена в среднем с 97% до 75%, дополнительная добыча нефти – в среднем 2 тыс. т/скв., продолжительность эффекта – до 12 месяцев. На одну тонну реагента дополнительно добыто 600-700 тонн нефти, экономический эффект составил 4,5 рубля на 1 рубль затрат на РИР, затраты на ремонт окупаются за два-три месяца.

Результаты применения «АКОР-БН»

Следующая разработка АКОРа – это АКОР-БН. Данный реагент более технологичен в работе и образует эффективный для тампонажа порового пространства гель при более кратном разбавлении водой – до 7-9 раз. Это позволяет еще более снизить стоимость водоизоляционных работ без ущерба их эффективности. Реагент нашел применение на промыслах Уральской нефтяной компании, Татарии, Белоруссии и Казахстана.

В Татарии отработана технология РИР составами АКОР-БН 102 с использованием гибких труб (колтюбинга). Работы, выполненные в 2006-2008 годах на 13 скважинах, имеют успешность 70%. Обводненность скважин снизилась с 70-98% до 55-80%, дополнительная добыча нефти составила 13,3 тыс. тонн, или 1,03 тыс. т/скв.

Продолжительность ремонтов снижена в 2,2 раза, эксплуатационные затраты с учетом коэффициента успешности работ по сравнению с базовым методом снизились в 1,7 раза. Экономический эффект составил 267,6 тыс. руб./скв. «АКОР-БН 102» апробирован для докрепления гелеобразующих вязкоупругих составов (ВУС) на основе низкомолекулярных полиакриламидов.

Установлено: при селективной изоляции водопритока в пластах с мощностью более 10 метров оптимальным вариантом является комбинированная закачка ВУС + АКОР-БН в примерном соотношении 40-60 м. куб. ВУС и 4-6 м. куб. водонаполненного АКОР-БН 102. РИР по схеме ВУС + АКОР-БН осуществлены в 41 скважине, успешность – 80,5%, дополнительная добыча - 26,8 тыс. тонн, или 653 т/скв.

Результаты применения кремнийорганических составов ВТС, НВТС

Специалистами институтов «СургутНИПИнефть» и «СибНИИ НП» совместно были разработаны водорастворимые кремнийорганические тампонажные составы ВТС и НВТС: ВТС представляет собой смесь алкиловых и гликолевых эфиров этилсиликатов, содержит в качестве одного из компонентов Продукт 119-204; (2) НВТС является композицией, содержащей этилсиликат или АКОР, Продукт 119-204 и неонол.

Составы испытаны и внедрены на более чем 200 скважинах «Сургутнефтегаза». Успешность работ составила 78-86%, дополнительная добыча нефти – в среднем 1,6 тыс. т/скв., ограничение отборов попутной воды – в среднем 9,6 тыс. м. куб./скв., продолжительность эффекта – 7 месяцев.

Состав ВТС применялся без докрепления цементом, кроме того, прочностные характеристики полимера, образующегося из данного реагента, позволяют использовать сам ВТС в качестве закрепляющего тампонажного материала.

Наиболее перспективное, по мнению авторов, направление повышения эффективности работ по изоляции обводненных пластов и пропластков, в том числе в нерасчлененных или слабо расчлененных коллекторах, это закачка большеобъемной оторочки ГОС и докрепление созданного водоизолирующего экрана составом ВТС. По этой технологии были выполнены РИР на 50 добывающих скважинах, дополнительная добыча нефти составила от 0,7 до 3,6 тыс. т/скв.

Научно-технический уровень наиболее эффективных технологий

Технологии с применением жидкого стекла:

- технологическая успешность работ – 71-93%;
- приросты дебита нефти после ремонта – 1,7-7,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти – 0,4-0,9 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды – 1,1-3,0 тыс. м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта 6-16 месяцев.

Технологии с применением кремнийорганических реагентов АКОР-Б100, АКОР-БН, ВТС

- технологическая успешность работ – 75-87%;
- приросты дебита нефти после ремонта – 4,9-13,5 т/сут. (0,7-2,0 т/сут. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки объектов при обводненности скважин 98-100%);
- дополнительная добыча нефти – 1,0-3,9 тыс. т/скв. (0,4-1,7 тыс. т/скв. в условиях высокой выработки пластов на последних стадиях разработки);
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды – 3,8-9,6 тыс. м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта – 7-12 месяцев.

Технологии с применением ВУС или ГОС на основе сшивающихся ПАА с докреплением полимерными отверждающимися материалами

- технологическая успешность работ – 81,2-100%;
- приросты дебита нефти после ремонта – 4,5-13,5 т/сут.;
- дополнительная добыча нефти – 0,9-3,6 тыс. т/скв.;
- ограничение добычи попутно извлекаемой воды – 2,3-22,1 тыс. м. куб./скв.;
- продолжительность эффекта – 9-15 месяцев.

2.2 Анализ процесса разработки обводненных скважин

Важным моментом консолидации эксплуатации на нефтяных месторождениях, вступивших в завершающую стадию разработки, является добыча оставшихся запасов нефти. Тем не менее, регулирование этапов

разработки способно сократить скорость обводнения на месторождении в целом. В процессе адаптации и разработки используются технические методы для внесения частичных изменений в систему поступления воды и объединения их с методами проектирования. Другими словами, он намеренно контролирует движение жидкостей в составе, чтобы достичь запланированного уровня добычи нефти.

Считается, что в пласте, работающем в стационарном режиме, появляется система стационарных линий электропередачи, которая определяет охват пласта воздействием. Для фильтрации нефилтрованного осадка необходимо изменить гидродинамическое состояние, что приводит к изменению текущей конфигурации трубопровода.

Скорость перекрытия и скорость конечного перекрытия водохранилища значительно снизились по мере увеличения дисперсии состава и увеличения макроскопической и микроскопической неоднородности тела. Вода начала поступать в хорошую добычу через слой с высокой проницаемостью. В результате углеводород остается в системе с низкой проницаемостью и не вступает в систему заводнения. Известно, что чем больше неоднородность проницаемости и пропластков, тем ниже коэффициент извлечения нефти. В связи с этим необходимо следить за движением водоносного контура. На практике можно управлять продвижением смещения воды только лишь в пропластке представленным однородными породами. В обычных условиях резервуара невозможно обеспечить равномерное фронтацию движения контура нефтеносности.

Если геолого-технические мероприятия проводятся в коллекторе добывающей скважины, то есть в сформированной системе заводнения, организуется процесс разработки. Эти меры направлены на урегулирование процессов разработки (таблица 2).

Таблица 2 – Мероприятия, направленные на ведение рациональной разработки при возникновении обводненности в скважине

Название метода	Условие применимости метода при обводненности продукции, %	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Недостатки методов
Разукрупнение эксплуатационного объекта по коллекторским свойствам	Не ограничено	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Применяется только в литологически неоднородных пластах
Циклическая закачка и отбор	70-80	Изменение перепада пластового давления	Малоэффективен в пластах с высокой обводненностью на поздней стадии разработки
Изменение направления фильтрационных потоков	Не выше 75-85	Повышение охвата дренированием	Используется в локализованных участках месторождения
Форсированный отбор жидкостей из пласта	75-80	Увеличения перепада давления	Неопределенность условий применения
Уплотнение сетки скважин	Не выше 80-90%	Перенос фронта вытеснения, увеличение перепада давления, интенсификация отбора жидкости из пласта	Дороговизна работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к уменьшению периода эксплуатации скважин

Данные мероприятия осуществляются в совокупности. Далее рассмотрим каждый процесс по отдельности.

2.2.1 Увеличение давления закачки

Как показывают проведенные испытания под высоким давлением на месторождениях Западно-Сибирской НГП (нефтегазоносной провинции), при дальнейшем углублении пласта из-за ухудшения структуры и механических свойств нефти в низкой проницаемой среде, рабочая толщина и гидравлическая проводимость пласта увеличиваются. Применение этого метода имеет много особенностей. Если давление нагнетания увеличивается, недостаточно проницаемая область не включается в разработку. При повышении давления

могут образоваться трещины, что приведет к ухудшению условий дренажа. Неэффективность использования повышенного давления объясняется образованием высокопроницаемой зоны промывки, через которую фильтруется большая часть воды, не оказывая положительного влияния на выработку проницаемых нефтеносных пластов. Следовательно, недостаточно использовать только эту технику, поскольку из-за движения воды через высокопроницаемую часть комплекса невозможно покрыть все неоднородные слои системы.

2.2.2 Циклическое воздействие на пласт

На сегодняшний день наиболее популярным и комплексным гидродинамическим методом повышения нефтеотдачи пластов является метод циклического воздействия. Основываясь на анализе разработки месторождений в Куйбышевской области, М. Л. Сургучев впервые выдвинул гипотезу об эффективности циклических воздействий в конце 1950-х годов.

Расчеты показывают, что при изменении режима работы нагнетательной скважины, нестационарное состояние приводит к увеличению добычи нефти [5]. Процедура включает в себя попеременное изменение типа закачки воды в систему путем закачки воды группами. Следовательно, происходит периодическое снижение нестабильного давления между проницаемостью коллекторов, что приводит к увеличению охвата. Предполагается, что технология может быть использована на территории Западно-Сибирской НГП (нефтегазоносной провинции), если приемистость больше чем $200 \text{ м}^3/\text{сут}$. В противном случае зимой водопроводные трубы могут замерзнуть.

С точки зрения физики этот способ предполагает тот факт, что за счет остановки скважины достигается перепад давления. Из-за этого перепада давления определенный объем нефти перетекает из низкопроницаемой части системы в высокопроницаемую часть, так что углеводороды могут скапливаться в поток [6].

Рисунок 29 иллюстрирует суть заводнения.

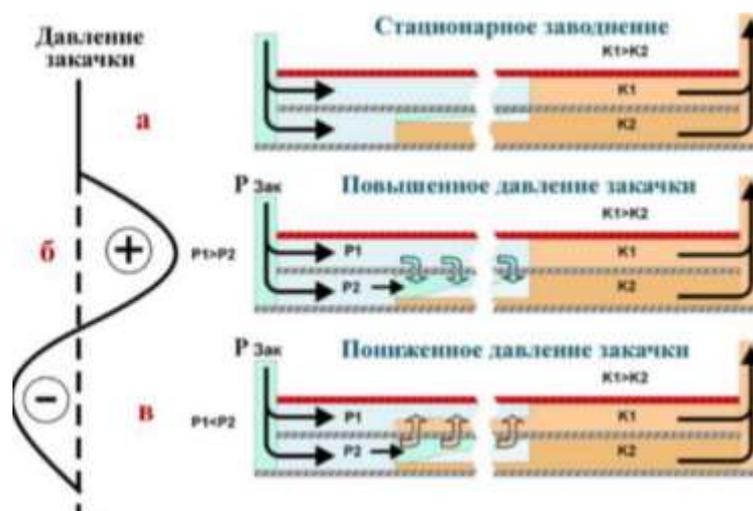


Рисунок 22 – Процессы, происходящие в пласте при циклическом воздействии

В первом случае (рисунок 29, а) показан процесс вытеснения при постоянном поступлении воды. Высокопроницаемые пласты образуются быстрее и приводят к преждевременному внедрению воды. В то же время субстрат характеризуется низкой проницаемостью, поэтому он вырабатывается в меньшей степени. Это позволяет сохранить оставшийся запас нефти в нижнем слое, который не подвергался дренажу.

Во втором случае (рисунок 29, Б) вытеснение происходит во время цикла повышенного давления нагнетаемой воды. Из-за увеличения градиента давления вода из верхнего пласта поступает в нижний. В результате процесс вытеснения влияет на дополнительный объем нефти, который находится в системе непроницаемого пласта в подошвенной части и не подвергается воздействию при стационарном виде заводнения.

В третьем случае (рисунок 29, в) происходит цикл снижения давления нагнетания. Поскольку верхний слой обладает высокой пьезопроводностью, давление в нем снижается быстрее, чем в нижнем слое с низкой проницаемостью. В результате создается воронка от нижнего к верхнему слою, и жидкость движется снизу-вверх. В том случае, если соединение гидрофильное, то из-за влажности вода остается в порах, а нефть фильтруется в верхнем слое. Если коллектор является гидрофобным, то происходит движение жидкостей, причем соотношение масла и воды пропорционально движению. На основе

представленного механизма периодического действия вытесняется дополнительный объем нефти, который не участвует в активном росте при постоянном поступлении воды [7].

На Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклических заводнений в течение 4 лет позволило добыть дополнительно 136 тыс. тонн нефти, то есть 2520 тонн на скважину.

Обязательным условием нестационарного заводнения является систематический мониторинг пластового давления над выработанной зоной или осадконакоплением в целом, мониторинг перераспределения давления в пласте с периодическим построением изобарных карт, измерение давления забоя скважины и полный цикл гидродинамических исследований в системе опорных и эксплуатационных скважинах.

Важными преимуществами этого метода являются простота его применения, возможность применения в широком диапазоне условий и достаточно высокая экономическая и технологическая эффективность.

К недостаткам метода данного воздействия относятся возможность использования метода только в определенных областях сферы и снижение эффективности при длительном использовании.

Критериями для применения технологии являются следующие:

- наличие углеводородов с низкой вязкостью (менее 5 МПа*с).
- возможность создания высокого перепада давления емкостью до 30-40 МПа.
- наличие сильных неоднородных или нарушенных пористых слоев пластов (более 3,5 м);
- содержание воды в продукте составляет 70-80%.

2.2.3 Форсированный отбор жидкости

Из-за неоднородности пласта вытеснение флюида происходит в основном из области с высокой проницаемостью, за исключением части с низкой

проницаемостью, которая содержит остаточные запасы нефти. Следовательно, стандартный метод наводнения недействителен.

Суть форсированного метода возникает путем увеличения градиента давления на участке выкачивания пробы, и нефть вытекает из части пласта имеющего низкую проницаемость. Технология предполагает увеличение количества жидкости, извлекаемой из системы пласта. В связи с этим возникает перепад давления между высокопроницаемыми слоями, и нефть начинает поступать в высокопроницаемую часть и поднимается на поверхность. В. П. Сонич и Н.П. Черемисин [8] экспериментально изучили увеличение коэффициента заводнения, вызванного ФОЖ. Согласно результатам их исследований, увеличение коэффициента вытеснения проявляется как в гидрофильных, так и в гидрофобных системах. В первом случае углеводород, захваченное капилляром, участвует в росте, а во втором случае углеводород вымывается. С.Т. Овнатанов также сообщил, что из-за увеличенного распределения движущихся капель нефти увеличение градиента давления благоприятно для движения нефти через пласт [9].

Положительное влияние ФОЖ на увеличение нефтеотдачи пластов с увеличением коэффициента заводнения объясняется следующими факторами.

С увеличением скорости потока в гидрофильном пласте захваченная нефть извлекается из капилляра, за счет увеличения удаления жидкости в гидрофобном резервуаре.

Этот метод применяется на месторождениях Самотлорк, Усть-Балык, Мегионское, Мамонтовское, Приразломное. Проводить промывку необходимо постепенно, увеличивая дебит скважины на 35-55%, а затем увеличивая его в 2-3 раза. Но в то же время необходимо соблюдать необходимые условия для применения этого метода:

1. Содержание воды в продукте составляет не менее 90-95% (начало заключительной стадии разработки);
2. Высокий коэффициент производительности в начале эксплуатации;

3. Когда давление в забое скважины уменьшается, коллектор приходит в стабильную форму;

4. Колонна в обсаженном стволе находится в хорошем состоянии, и вода не просачивается из других горизонтов;

5. Пропускная способность системы сбора и обработки продукта достаточна для использования ФОЖ.

Этот метод используется с помощью электронасоса с большим расходом, а штанговый насос работает при полной нагрузке. До ФОЖ, чтобы увеличить входные и входные профили, была проделана работа по отдельному подключению входных и входных профилей. Кислотная обработка также рекомендуется для устранения перетоков воды из вышележащего слоя.

Эффективность зависит от расположения скважины в резервуаре, протяженности линии нагнетания, типа перетоков и т.д. Этот метод наиболее эффективен в скважинах, в которых наблюдаются обводнения пропластков с низкой скоростью.

2.2.4 Изменение направления фильтрационных потоков

В процессе заводнения в пространстве между скважинами для нефтяных резервуаров создаются поля постоянного давления, и формируется устойчивая сеть фильтрационных потоков [10]. Образовавшиеся каналы не обеспечивают полного охвата площади. В результате отдельные части системы пласта не образуются.

Рассматривая физическую сторону, изменение направления движения потоков фильтрации объясняется тем фактом, что при изменении движения воды внутри резервуара перепад давления изменяется в направлении и объеме, что приводит к поступлению закачиваемой воды в областях с низкой проницаемостью, где есть остаточная нефть.

Объем закачиваемой воды распределяется вдоль фронта движения.

Следующие факторы способствуют изменению направлений фильтрационных потоков:

- регулирование очагового воздействия;
- разделение месторождения на зоны;
- регулирование циклического воздействия.

Для реализации этого способа требуются резервы определенных мощностей насосной станции, а также комбинация системы заводнения в контуре и в контуре и т.д. Эта технология помогает уменьшить забор воды из системы скважин, восстановить значения добычи нефти и усовершенствовать объем резервуара вытеснением. Из-за перераспределения линий тока в пласте при изменении направления дренажа образуются новые линии тока на участках с низкой проницаемостью, что позволяет извлекать оставшиеся запасы нефти. В дополнение к перемещению границы нагнетания между группами скважин остановка отдельных эксплуатационных скважин помогает уменьшить поступление воды и увеличить добычу нефти.

Рекомендуется использовать метод циклического наводнения с методом ИНФП. Существует два различных способа реализации метода разделения. В первом случае высокочастотные колебания для закачки и отбора проб перекрываются, изменяя фазы в соответствии с участками или группами скважин для длительного процесса ИНФП. Особенность заключается в том, что большое количество циклов перепада давления может быть применено в одном направлении от линий тока. Общий эффект достигается путем сложения эффектов от каждого метода. Иной подход осуществляется с использованием различных систем скважин. В этом случае ИНФП может комбинировать колебания давления. Таким образом, ИНФП становится нестатическим процессом. Особенностью способа является то, что вы можете установить свой собственный нестатический режим работы для определенной эксплуатационной группы скважин, имеющих гидродинамический контакт с нагнетательной скважиной. В этой методике агент периодически закачивают в нагнетательные скважины и вводят в эксплуатацию несколько добывающих скважин, которые периодически останавливаются на некоторое время в результате гидродинамических исследований.

Порядок работы скважин и их декомпозиция в течение одного цикла показаны в таблице 3, где «+» – скважины работают, «-» – скважины остановлены [11]. В первую группу входят скважины, содержание воды в которых превышает фактическое среднее содержание воды во всех скважинах. Вторая группа включает скважины, содержание воды в которых ниже среднего значения для всех скважин на участке, но выше среднего значения накопленного содержания воды за весь период эксплуатации. К третьей группе относятся эксплуатационные скважины, фактическая обводненность которых меньше среднего значения накопленной обводненности за период эксплуатации месторождения (таблица 3).

Таблица 3 – Порядок работы скважин за один цикл

Скважины		Этапы			
		1	2	3	4
Нагнетательные		+	+	-	+
Добывающие	1 группа	-	-	-	+
	2 группа	+	-	+	+
	3 группа	+	+	+	+

В первом случае добывающие скважины первой группы закрывают с учетом того, что остальные добывающие скважины работают, и агент закачивают в нагнетательную скважину. На втором этапе также разделяются эксплуатационные скважины второй группы. На третьем этапе начинается вторая группа эксплуатационных скважин, но в то же время закачка воды в нагнетательную скважину прекращается. На заключительном этапе активируются все группы эксплуатационных скважин, и рабочий агент постоянно закачивается в эксплуатационную скважину. Кроме того, цикл повторяется до тех пор, пока пласт не будет полностью заводнен.

2.2.5 Обособление пластов по единым коллекторским свойствам

Специфика этого способа заключается в избирательной изоляции слоев, обладающих примерно одинаковыми свойствами по всей толщине природного резервуара, и их дальнейшем формировании в виде отдельных тел, функционирующих независимо. Суть этого метода заключается в изменении неоднородности объектов процесса. Слой также может быть отделен пропластками, которые обладают высокими свойствами фильтрации воды. Благодаря этому методу можно охватить плохо дренированные участки. Однако сходство характеристик пластов на одном эксплуатационном объекте не является достаточным условием для равномерной добычи запасов нефти неоднородными слоистыми пластами. Специфические характеристики метода определения состава тела объясняются присущими поступлению воды недостатками – неравномерной фильтрацией воды в неравномерном коллекторе [12].

2.2.6 Уплотнение и выбор сетки скважин

Эффективность этого метода зависит от фрагментации объекта разработки, характера коллектора в разрабатываемом слое и стадии разработки нефтяного месторождения.

В области добычи скважин, которые не подключены к нагнетательному трубопроводу, необходимо разработать систему ППД. В этом случае разрабатывается система выборочного внедрения жидкости и проводится новая система разреза.

Также возможно создание зон поступления воды в радиусе большой удаленности эксплуатационной скважины, которая находится на большом расстоянии от существующей линии нагнетания. Для того чтобы охватить весь пласт заводнением, необходимо перевести добывающую скважину в нагнетательную скважину и пробурить новую нагнетательную скважину.

Увеличение и расширение зоны подачи затем корректируется для повышения эффективности фильтрации и нефтеотдачи резервуара для хранения

с уменьшенной емкостью или повышенным содержанием нефти и вязкостью. Это связано с образованием дополнительных линий разреза в образовавшейся нефтяной среде. В некоторых случаях эти линии разреза могут оказаться эффективным средством регулирования роста.

В зависимости от принятой стратегии разработки, существующего нагнетания и с учетом выравнивания корпуса коллектора выбирается направление линии разреза при ее горизонтальном расширении [13].

Обычно важно бурить дополнительные нагнетательные скважины на готовых линиях. Скважины этого типа размещаются в ряду между скважинами существующих фондов и скважинами, добытыми в прошлом. На участках, открытых нагнетательными скважинами, но не засоренными добывающими скважинами, пробуриваются дополнительные добывающие скважины.

В зависимости от размера площади пласта необходимо определить количество скважин и их расположение.

Исходя из вышеизложенной ситуации, мы можем сказать, что конечная добыча нефти и полное покрытие пласта за счет заводнения пропорциональны неоднородности разрабатываемого объекта.

В пластах с высокой неоднородностью вода поступает в добывающую скважину через нагнетательную скважину верхнего проницаемого слоя, в то время как нижний проницаемый слой остается незатронутым.

Поэтому наиболее важным условием улучшения качества заводнения нефтью является ограничение потока воды по высокопроницаемым каналам, что позволит рационально использовать энергию для добычи нефти в районах, которые трудно извлекать.

3 КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В БОРЬБЕ С ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ ПРОДУКЦИЕЙ

Средние значения содержания воды в нефти российского производства составляет около 85%. За все время, было принято огромное количество способов уменьшения количества воды на месторождения территории Западной Сибири, тем самым снижая содержание воды в продукции скважин. Почти все методы используются с помощью химических средств и технологий. Использование изоляционных материалов и технологических процессов было связано с давних пор. Все это связано со сложностью геологических и физических условий залежей, а также с достижением наилучших технических характеристик при использовании материалов, используемых для изоляции пластов.

Решая следующие проблемы, можно снизить значение обводненности скважинной продукции:

1. Решение проблем, в результате негерметичности насосно-компрессорных труб, пакеров и т.д.;
2. Решение проблем, в результате плохого качества цементажа, что приводит к образованию заколонных перетоков;
3. Решение проблемы, связанные с процессом разработки;
4. Решение проблемы, связанные с основным объемом фильтруемой воды через слои и трещины с высокой проницаемостью.
5. Решение проблемы, связанные с остаточными запасами, на которые не влияет процесс разработки.

Проблема не качественного цементажа, а вследствие и негерметичности труб решается путем нагнетания отверждающейся жидкости в участки прорыва воды или внедрения вспомогательной колонны. Обычно это более эффективно, поскольку не все материалы тампонажа обладают достаточной фильтрацией и прочностью для борьбы с потоком воды. Для решения проблемы перетоков, в затрубное пространство вводится цемент или полимерная смола, а также

используются менее стабильные жидкости на основе геля для предотвращения утечки.

Проблема формирования конуса в вертикальных и горизонтальных скважинах решается путем бурения горизонтального ствола у основания кровли. Альтернативой является бурение по всей толщине нефтенасыщенности для увеличения конечного коэффициента извлечения нефти. Пакер-мости используются чтобы предотвратить прорывы с более низких отверстий. Кроме того, увеличению ВНК противодействуют путем внедрения геля выше значения ВНК.

Четвертая группа проблем решается путем регулирования процесса разработки с помощью гидродинамических методов. Однако вероятность использования этих методов для увеличения добычи нефти составляет около 15%.

Малая эффективность обусловлена рядом вступления крупнейших месторождений в последний этап разработки, и при их длительной эксплуатации образовалась зона высокой проницаемости, через которую перемещается и истощается фактор дренирования.

Гидродинамические методы позволяют извлекать оставшиеся запасы нефти, но большая часть закачиваемых агентов фильтруется из зоны с высокой проницаемостью и не влияет на зону с низкой проницаемостью, где расположены оставшиеся запасы нефти. Для того чтобы закачиваемый агент попал в зону низкой проницаемости, необходимо закачать гелеобразующий состав в скважину, а затем применить динамику жидкости.

Гелеобразующая композиция проникает в слой с высокой проницаемостью, трещины и цемент при контакте. Благодаря гелю каналы частично или полностью перекрываются, и в будущем, при использовании гидродинамических методов увеличения нефти, их эффективность возрастет. Кроме того, для решения этих проблем применяются методы забурки боковых стволов.

Для извлечения оставшихся запасов используются методы ограничения поступлений воды. Однако их использование в комплексе значительно повысит эффективность замены оставшегося запаса продукции. Однако использование технологий, используемых для ограничения потока воды, и методы, используемые для регулирования потока воды в системе, накладывают некоторые ограничения друг на друга. Следовательно, наряду с увеличением давления закачки и внедрения гелеобразующих соединений, если нагнетаемый агент замещает изолирующий барьер и окажет воздействие на высокопроницаемый слой, ожидаемые результаты не будут достигнуты.

При планировании работ необходимо учитывать эти функции.

Комбинируя использование технологии ограничения поступления воды и методов ГДИС, поступление избыточной воды может быть максимально эффективно ограничено, тем самым положительно снизив содержание воды в добываемом флюиде. Кроме того, комплексное применение способа позволяет задействовать остаточные извлекаемые запасы нефти в процессе дренирования, увеличивая охват пласта и увеличивая коэффициент извлечения нефти.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблема ограничения поступления воды в скважину при разработке месторождения с каждым годом становится все более актуальной. Если скважина будет простаивать, предприятие понесет большие убытки.

Большинство месторождений в Западной Сибири имеют очень высокое содержание воды в своей продукции. Кроме того, скорость поступления воды в скважины увеличивается с каждым годом.

Эксплуатация большого количества скважин, добыча которых связана с поступлением воды нерентабельной и экономически нецелесообразной, поскольку затраты на переработку излишков превышают прибыль от продажи нефти. В связи с этим обводненность должна быть сведена к минимуму. В этом разделе рассчитываются предполагаемые затраты и оцениваются бизнес-возможности для решения проблемы обводненности.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки.

Детальный анализ необходим, т.к. каждый тип покрытия имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4 показано сравнение разработок конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Трещиностойкость	0,14	5	2	3	0,7	0,28	0,42
3. Ударопрочность	0,18	4	3	3	0,72	0,54	0,54
4. Стабильность соединения с подложкой	0,14	4	4	3	0,56	0,56	0,42
5. Простота изготовления	0,05	3	5	4	0,15	0,25	0,2
6. Эффективность работы	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
7. Безопасность	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	4	5	3	0,48	0,6	0,36
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
Итого	1	43	38	37	4,32	3,6	3,47

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

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 4,32$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT-анализ

Для оценки коммерческого потенциала воспользуемся методом SWOT – анализа. Применение данного метода позволяет выявить сильные и слабые стороны проекта, а также оценить его возможности и провести анализ

существующих угроз. При этом с помощью данного анализа можно исследовать внешнюю и внутреннюю среду проекта.

К внутренней среде проекта согласно методике данного анализа относят сильные и слабые стороны проекта, к внешней среде относят возможности и угрозы. При этом важно учитывать тот момент, что анализируемые возможности и угрозы являются не относительным показателем и их происхождение напрямую зависит от производимых действий при реализации проекта и принятых решений.

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5 ниже.

Таблица 5 – Матрица SWOT

Сильные стороны технологииВПП (С)	Слабые стороны технологииВПП (Сл)
1. Метод подходит для методов разработки месторождений Западной Сибири. 2. Высокий эффект при низких затратах. 3. Высокий эффект при низких затратах. 4. Огромная история применения метода 5. Высокая рентабельность	1. Необходимость в точном подборе реагента в зависимости от геолого-физических условий. 2. Невозможность полного регулирования процесса гелеобразования. 3. Технологии имеют узкий промежуток параметров наибольшей эффективности.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование системы заводнения месторождения. Повышение КИН. 3. Совершенствования технологий для снижения обводнённости продукции.	Неправильный выбор метода воздействия Аварии и выход из строя оборудования.

На основании построенной SWOT – матрицы реализуем матрицу проекта в интерактивной форме. Построение интерактивной матрицы дает возможность выявление связанных между собой комбинаций областей матрицы SWOT.

При построении интерактивной матрицы во внимание принимаются следующие обозначения:

Знаками «+» и «+» при построении интерактивной матрицы обозначаются сильные или слабые стороны возможностей;

При возникновении сомнений в выбранном поле ставится ноль.

На основании имеющихся данных построенная интерактивная модель сильных сторон проекта представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	V1	+	0	+	+
	V2	+	+	+	-
	V3	+	-	+	-

Исходя из таблицы 6 выделим следующие комбинации взаимосвязей:

- V1C1C3C4,
- V2C1C2C3C4,
- V3C1C3C4.

Далее построим интерактивную модель слабых сторон проекта (таблица 7).

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	V1	+	-	+
	V2	-	+	-
	V3	-	+	-

Исходя из таблицы 7 выделим следующие комбинации взаимосвязей:

- V1Сл1Сл3,
- V2Сл2,
- V3Сл2.

Далее построим интерактивную модель сильных сторон и угроз проекта (таблица 8).

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	-	+	+
	У2	+	-	+	-
	У3	+	-	+	-

Исходя из таблицы 8 выделим следующие комбинации взаимосвязей:

- У1С1С3С4,
- У2С2С3,
- У3С1С3.

Далее построим интерактивную модель слабых сторон и угроз проекта (таблица 9).

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	+	+	+
	У3	+	+	+

Исходя из таблицы 9 выделим следующие комбинации взаимосвязей:

- У1Сл1Сл3,
- У2Сл1,
- У3Сл2.

Итоговая таблица SWOT-анализа представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Высокая рентабельность</p> <p>С2. Огромная история применения метода.</p> <p>С3. Высокий эффект при низких затратах.</p> <p>С4. Метод подходит для методов разработки месторождений Западной Сибири</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Необходимость в точном подборе реагента в зависимости от геолого-физических условий.</p> <p>Сл2. Невозможность полного регулирования процесса гелеобразования.</p> <p>Сл3. Технологии имеют узкий промежуток параметров наибольшей эффективности.</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Совершенствование системы заводнения месторождения.</p> <p>В2. Повышение КИН.</p> <p>В3. Совершенствование</p>	<p>Направления развития</p> <p>В2С2С3. Совершенствование системы продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>В1Сл3Сл4Сл5. Использование новых усовершенствованных технологий для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и</p>

технологий для снижения обводненности продукции	ВЗС2С4. Повышение КИН и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в нефтегазовой отрасли. В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.	предотвратить появление брака.
Угрозы У1. Неправильный выбор метода воздействия У2. Остановка процесса закачки У3. Аварии и выход из строя оборудования.	Угрозы развития У1С2. Несмотря на снижение стоимости разработок конкурентов, наши продукты имеют лучшие механические свойства, больше перспектив развития. У2С2. Проект обладает лучшими механическими свойствами, являются более привлекательными мировом рынке.	Уязвимости: У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.

Резюмируя полученные данные, можно говорить о том, что предлагаемый проект имеет высокую эффективность в условиях реального применения. Реализация данного проекта позволит создать новые высокотехнологичные реагенты, при этом риск будет сведен к минимальному значению.

Анализ существующих угроз позволяет говорить о том, что высокорискованным для данного проекта является неправильный подбор метода воздействия. Возникновение данного риска при реализации проекта будет высокочрезвычайно затратным.

4.2 Расчет продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин

В соответствии с техническими и технологическими возможностями, характеристиками скважины, в которую производится закачка, подрядчик определяет сроки проведения производственных работ. Весь процесс выравнивания профиля нагнетательной скважины осуществляется в три этапа:

- Подготовка;
- Выполнение запланированных работ;
- Окончание.

Дизайн-проект определяет геологические и технические характеристики площадки, необходимое оборудование и специальное оборудование, порядок подготовки работ и подробное описание технологического процесса закачки. Исходя из этого, определим продолжительность работы. В таблице 11 показаны временные рамки для надлежащей обработки.

Таблица 11 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		4 человека
3	Определение приёмистости скважины (до проведения работ)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов Композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемистости скважины (после проведения работ)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ		122	

В течение одного месяца бригада проводит работы в среднем на 6 скважинах, в зависимости от объема закачки реагентов. Получается, что для

выравнивания профиля приёмности необходимо 5 дней на обработку одной скважины.

В таблице 12 представлен календарный график проведения работ.

Таблица 12 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни				
	1	2	3	4	5
Подготовительный					
Выполнение работ по ВПП					
Заключительный					

4.3 Бюджет научно-технического исследования

4.3.1 Расчет материальных затрат работ

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

Для надежного соединения профиля приема используются различные технологии. Для каждого метода необходимо несколько химических реагентов. В дополнение к химическим реагентам в скважину также заливаются жидкости, то есть вода для очистки.

После закачки химических реагентов и очистной воды скважину закрывают для затвердевания. Сырьем для процесса являются химические реагенты, очищенная вода и электричество, необходимые для работы.

Стоимость необходимого сырья представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет стоимости материалов на проведение работ.

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент (готовый раствор)	650м ³	400	260000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
ИТОГО			285229,6

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей

Затраты на оплату труда включают стоимость, рассчитанную на основе таможенных пошлин, официальной заработной платы, количества единиц или процента от выручки от реализации продукции в виде нормативных актов и вознаграждений, утвержденных предприятием. К тарифной ставке добавляются надбавки за производственные результаты и надбавки за профессиональные навыки. Также выплачиваются надбавки – дополнительные расходы на дальние поездки (отдаленные районы) к месту работы, ночную работу, выходные и праздничные дни. За работу на Крайнем Севере также выплачиваются страховые взносы, которые определяются региональным коэффициентом и суммой взносов работодателя по договорам обязательного страхования и договорам добровольного страхования.

Работа ведется в дневную и ночную смены. Продолжительность смены составляет 11 часов, включая обеденный перерыв. Месячная производительность составляет 330 часов. Многие месторождения Западной Сибири расположены в Ханты-Мансийском автономном округе, а коэффициент заработной платы в этом регионе составляет 70% от региона. Кроме того, каждый месяц выплачивается премия в размере 40%.

Расчет заработной платы представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	16120	50,1	60	20,04	35,07	8,016	13587,12
Оператор ХОС	4	19437	60	60	24	42	9,6	32544
Мастер ЦППД	1	25740	80	60	32	56	12,8	10848
ИТОГО								56979,12

4.3.3 Страховые отчисления

Согласно установленного Налогового кодекса РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. При расчёте затрат на страхование от несчастных случаев на производстве профессиональных заболеваний, выбирается класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа. Расчеты затрат на страховые взносы при проведении работ по ВПП представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	56979,12	1652,4	2905,9	12535,4	227,9	17321,6

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Вся установка организована программой, которая может записывать, архивировать и генерировать отчеты о параметрах загрузки. Благодаря этой системе технический процесс может быть полностью автоматизирован и может контролироваться работа установки, может быть сокращено участие обслуживающего персонала в техническом процессе, может быть улучшено

качество раствора и можно избежать чрезмерных затрат на химические реагенты. Для определения траектории приемного бурения до и после используется насосная установка типа ЦА-320.

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов затрат, определим общую сумму затрат на проведение мероприятия по ВПП по одной скважине. Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты НИР	285229,6
Затраты на специальное оборудование	-
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	56979,12
Страховые взносы	17321,6
Итого	359 530,32

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

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

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

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 359530,32$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 379800$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 405700$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{359530,32}{405700} = 0,89;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{379800}{405700} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{405700}{405700} = 1.$$

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 17).

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	4
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	4	5
ИТОГО	1	4,65	3,8	4,05

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

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

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,80;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 4,05.$$

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

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

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,89} = 5,22 \quad I_{исп.2} = \frac{3,8}{0,93} = 4,1, \quad I_{исп.3} = \frac{4,05}{1} = 4,05.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 18).

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,8	4,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,22	4,1	4,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,78	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Заводнение пластов является одним из эффективных методов поддержания пластового давления. Неоднородность продуктивных пластов, заколонные перетоки, прорывы воды в добывающие скважины, влекут за собой снижение добычи нефти, соответственно падение пластового давления. В результате необходимо поддерживать пластовое давление, путём регулирования и закачки воды в нагнетательные скважины.

Разработку и эксплуатацию нагнетательных скважин ведёт оператор по поддержанию пластового давления. В обязанности оператора ППД входит закачка химических реагентов, устранение негерметичности в фонтанной арматуре, обход и наблюдение за нагнетательными скважинами, подготовка к дальнейшим операциям. Все данные процессы, происходят на опасном производственном объекте – на кустовых площадках.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по выравниванию профили приемистости выполняются работниками, которые работают на территории месторождения вахтовым методом.

К работам вахтовым методом привлекаются лица старше 18 лет, прошедшие психиатрическое и медицинское освидетельствование и обладающие необходимыми знаниями с присуждением соответствующей квалификации работ.

В связи с пандемией, вахтовый метод работ установлен двухнедельным. Рабочее время и время отдыха установлены трудовым кодексом, а также коллективным договором общества.

Лицам, выполняющим работы по вахтовому методу, устанавливаются надбавки, социальные пакеты, северные коэффициенты [14].

5.2. Производственная безопасность

Поддержание пластового давления на кустовой площадке осуществляется путём проведения операций, нагнетания воды в добывающие скважины оператором ППД. Его рабочей зоной является кустовая площадка, на которой оборудуются фонтанные арматуры, кабеля, станция управления, блок местной автоматики и т.д.

По должностной инструкции, в обязанности оператора по поддержанию пластового давления входит обслуживание и эксплуатация нагнетательных скважин; осуществление слива влаги из конструкции скважины; обслуживание за устьем арматуры; визуальный осмотр и обход трубопроводов, нагнетательных скважин; осуществления работ повышенной опасности; наблюдение и снятие показаний приборов; участие по монтажу/демонтажу; установление лубрикаторных площадок на нагнетательные скважины.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [15], на кустовой площадке оператор по поддержанию пластового давления подвергается ряду факторов (таблица 19).

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы

Факторы	Нормативные документы
1. Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2. Превышение уровня вибрации и шума	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования 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.
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

4. Повышенная запыленность рабочей зоны;	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
5. 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; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [7];
6. Укусы насекомых	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
7. Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
8. Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
9. 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.
10. Статическое электричество	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
11. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
12. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Аномальные климатические параметры воздушной среды

Так как, работы осуществляются на кустовых площадках, которые характеризуются работами на открытой местности, соответственно возникает необходимость наблюдать за состоянием микроклимата в рабочей зоне.

Необходимо пользоваться правилами безопасности и носить специальную одежду, предназначенную для данных видов работ. К примеру, для защиты головы необходимо ношение касок, для глаз необходимо ношение маски с откидным экраном. При воздействии холодной температуры на организм человека необходимо ношение тёплой одежды, при дождях и ливнях необходимо ношение дождевых площадей, при тёплой погоде необходимо ношение материалов из хлопчатобумажной ткани.

Коллективная защита достигается путём осуществления и контроля нормированного рабочего дня, в соответствии с разделением на режим труда и режим отдыха, дистанционного управления автоматикой, рациональным выставлением кустовых оборудований.

Согласно таблицы необходимо понимать, что при определённой скорости ветра осуществления работ недопустимо (таблица 20).

Таблица 20 – Показатели температуры и скорости ветра, при котором работы на открытом воздухе не допустимы [16]

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 вибрации и шума

Шум и вибрация достаточно сильно ухудшают условия труда и оказывают вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума на организм приводит к потере или ухудшению слуха, снижению остроты зрения, ухудшается внимание, повышается давление крови. Сильное шумовое

воздействие может вызвать серьезные заболевания сердечно-сосудистой и нервной систем.

Уровень шума источника на территории проведения исследования: агрегат – 80 дБ.

Согласно [17] предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 21.

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

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

Нормативные значения, приведенные в таблице 22, применяются, если производится высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности [9].

Вибрация (от трансформатора электрогидравлической установки) относится к числу факторов, обладающих высокой биологической активностью. Длительное воздействие вибрации на рабочего может привести к возникновению у него головокружения, расстройству координации движений, вестибулярной неустойчивости, укачиванию, нарушению зрения.

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работы в ночное время суток запрещены. В исключительных случаях, при возможности возникновения пожаро-, аварийно-взрывоопасности работы.

Недостаток освещенности рабочей зоны может привести к возникновению травматизма, в нередких случаях вплоть до летального исхода. В качестве дополнительных мер необходимо применение прожекторов, мачт освещения, фонарей на объекте работ. Согласно [18], установлено что норма освещенности на объекте работ не должна быть менее 10 лк.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Производственной пылью называют взвешенные в воздухе, медленно оседающие твердые частицы размерами от нескольких десятков до долей мкм. Многие, виды производственной пыли представляют собой аэрозоль.

В текущей работе источниками выделения производственной пыли являются пылегазовоздушные выбросы, которые оседают в легких человека и носят негативный эффект.

Для очистки пылегазовоздушных выбросов от содержащихся в них вредных паров, газов и токсичных веществ используют абсорбционный, адсорбционный, химический, биохимический и термический способы.

Работа с вредными веществами

При закачке воды с химическими веществами, на оператора по ППД поступают сероводород, пары, газ или пыль, а также метан, которые могут обладать ядовитыми или раздражающими свойствами. При накоплении в воздухе таких веществ могут возникнуть острые отравления (таблица 22).

Таблица 22 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³
Сероводород (в смеси с УВ)	3
Метанол	300

Для снижения риска данных воздействий применяются индивидуальные и коллективные средства защиты для персонала (противогазы, защитные очки, маски, дегазирующие, дезинфекционные средства).

Также для всех сотрудников, работающих с вредными веществами обязателен инструктаж по технике безопасности.

Укусы насекомых

Так как работы в рамках ВКР, осуществлялись в полевых условиях на открытом воздухе, возникает риск пострадать от укусов насекомых. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки. Помимо этого, 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

Монотонность – это однообразное повторение рабочих операций. Опасность монотонности заключается в быстрой утомляемости, снижении внимания к процессу производства и снижении интереса к трудовому процессу, что влияет на безопасность труда. Одной из форм, предрасполагающей к формированию монотонности, является автоматизм. Он может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности. При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и

интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [19].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

При обслуживании нагнетательных скважин на кустовой площадке, оператор по ППД неоднократно прибегает к установке автоматизированных систем, блоков местной автоматики, кабелей, станции управлений.

Все они представляют опасность, поскольку могут быть плохо изолированными, соответственно быть под напряжением.

Дабы избежать негативного эффекта, возникает необходимость все элементы, которые находятся под напряжением заземлить, занулить согласно работам, приведённым в ГОСТ 12.1.030-81 [20].

В целях защиты от поражения электрическим током необходимо соблюдать и прибегать к соблюдению и ношению средств индивидуальной и коллективной защиты.

Так как множество элементов на кустовых площадках находится под электрическим током, они должны быть оборудованы защитными отключениями. Устройства защитного направления подразумевают под собой сведение к минимуму напряжения до 12 В в момент проведения работы.

Индивидуальные средства защиты при работе с токоведущими частями включают в себя диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, изолирующие рукоятки. Коллективные средства включают в себя установки

защитного отключения, предупредительные сигнализации, плакаты, заземление, зануление, изоляция токопроводящих частей.

Все сотрудники при работах с электрическим током должны проходить инструктажи по технике безопасности (вводный, первичный, внеплановые, целевой, а также повторный).

Короткое замыкание

Короткое замыкание – искажение маршрута тока в сети, вызванное неисправностью или недопустимым вмешательством в цепь, в результате которого резко падает электрическое сопротивление. В работе данный фактор проявляется в следствие непрерывной работы нефтегазовых установок.

Причины возникновения короткого замыкания:

- Повреждение изоляции проводников.
- Из-за изношенности или механического воздействия изоляция повреждается, а жилы кабеля замыкаются напрямую или через корпус оборудования.
- Некорректное подключение электроприборов к сети. В данном случае короткое замыкание возникает из-за ошибки монтера или владельца электрооборудования.
- Попадание в электрический прибор воды.

Для предотвращения такого опасного фактора выполняют следующие мероприятия:

- проверяют состояние проводников;
- используют подходящие автоматические предохранители;
- не эксплуатируют электросети без заземления или зануления.

Статическое электричество

Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования, перерабатываемых веществ и материалов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенности

производства, обеспечивающие стекание возникающего заряда: снижение интенсивности генерации заряда статического электричества [21]. Это достигается регламентированием параметров производственных процессов (влажность, давление и температуры и др.); отвод заряда путем заземления оборудования и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта с заземлением тела человека. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом; отвод заряда путем уменьшения удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления. Для уменьшения удельного поверхностного сопротивления диэлектриков рекомендуется повышать относительную влажность воздуха до 55-80 %; нейтрализация заряда путем использования средств защиты от статического электричества. 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

При работе на кустовой площадке немаловажным фактором являются движущиеся машины и их части. Данный вид транспорта может привести к механическим травмам, которые могут возникнуть в результате спускоподъемных работ, работ повышенной опасности, монтажно-демонтажных операций. Необходимо быть предусмотрительным и внимательным во время проведения работ, поскольку кустовая площадка является открытой местностью

и опасным производственным объектом, на которой проводятся различные операции.

Для обеспечения безопасности работ от повреждений необходимо пользоваться коллективными и индивидуальными средствами защиты, которые включает в себя защитные экраны, сетки, козуха, сказки, спец одежда, таблички в зоне опасной территории при выполнении работ повышенной опасности.

Во время проведения работ на кустовой площадке необходимо быть предусмотрительным, поскольку фонтанная арматура имеет множество задвижек, которые находятся под высоким давлением. При соприкосновении с и организмом человека, может открыться задвижка и нанести непоправимый вред организму. Необходимо работать на территории при котором соблюдены все требования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [22].

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Сосудом, работающим под давлением, является ёмкость в котором давление углеводородов намного превышает атмосферное. Сосуды, работающие под давлением, всегда несут в себе опасность, при эксплуатации которых могут произойти тяжелые последствия. Во избежание данных происшествий необходимо придерживаться Федеральных норм и правил, которые направлены на рациональную и разумную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением.

При разгерметизации сосудов выявляются две группы опасности, которые связаны с установкой сепаратора и химическими реагентами, находящимися в данной ёмкости. Как известно, взрыв может привести к нарушению всего технологического процесса, оборудования, а также травмированию персонала вплоть до летального исхода

Химические реагенты, которые находятся в данном сосуде не так опасны, поскольку содержится современные ПАА.

Разгерметизация сосудов может произойти путём возникновения дефектов, вмятин, трещин, а также коррозионных процессов при эксплуатации.

Во избежание данных дефектов необходимо применять плановый наружный осмотр аппаратов, гидравлические испытания, своевременное выполнение механических испытаний.

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

5.3 Экологическая безопасность

Все антропогенные воздействия на окружающую среду влияют негативным образом. Тем не менее, для минимизации данных рисков и негативных последствий необходимо выполнять ряд мероприятий по защите окружающей среды. Во избежание процессов утечек нефти и газа, а также других веществ в окружающую среду, необходимо предусматривать работы согласно Федеральным нормам и правил, приказов, осуществляемых на опасном производственном объекте.

Влияние на селитебную зону

Эксплуатация и разработка нефтяных месторождений, которые представляют собой опасные производственные объекты всегда влияют на окружающую среду. К факторам загрязнения относятся:

1. Разлив нагнетаемой воды (с химией) на кустовых площадках вблизи устья и эстакад добывающих скважин;
2. Загрязнение бытовыми отходами и промышленным мусором;
3. Оставление бесхозным материалов на территории и вблизи кустовой площадки.

Все факторы имеют непосредственное отношение к селитебной зоне.

Основными мерами является увеличение численности объектов с герметичным резьбовым соединением, надежности узлов нефтепромысловых объектов, снижения сокращений выбросов за счет установления более современных и экологичных систем и зеленые насаждения, способные защитить территорию от вредного влияния.

Влияние на гидросферу

Вскрытия пластов при водоизоляционных работах главным образом влияют на гидросферу.

В результате загрязнения гидросферы происходит загрязнение грунтовых, подземных вод, пластовых флюидов. Загрязнение может произойти в результате утечек скважинной продукции, реагентов, химических растворов, жидких хозяйственно-бытовых отходов, горюче-смазочных материалов.

Организационные мероприятия

В целях избежания данного негативного последствия необходимо проводить работы согласно Приказ Ростехнадзора №471 [23].

Во время освоения скважины, необходимо отобранную жидкость помещать в ёмкости объемом не более 25 м³ с закачкой их в общий коллектор. Сброс промывочной жидкости, а также жидкости в момент освоения должна осуществляться в дренажную ёмкость, в сборный коллектор. Остатки химических реагентов должны быть утилизированы в дренажную ёмкость, в которой должны отбираться проба для оценки.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На кустовой площадке может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, которые связаны с выравниванием профиля приемистости, а именно: отключение электроснабжения в нагнетательные скважины, разрушение трубопровода, образование негерметичности или коррозионных воздействий на оборудование, находящиеся под высоким давлением

Не стоит забывать, что сосуды, находящиеся под высоким давлением, представляет собой реальную угрозу жизни персонала.

Согласно утверждённых правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, работы по выравниваю приемистости должны содержать в себе следующие аспекты:

- план проведения работ, схемы, технологии проведения процесса, существующие риски, ответственных исполнителей работ и предложенные меры безопасности;

- нагнетательные работы должны быть утверждены планом нефтегазодобывающей организаций;

- гидравлические испытания должны происходить за пределами опасной зоны не менее 40 м с установленными табличками безопасности;

- при проведении закачки горячего пара или воды в систему нагнетательных скважин, обратный клапан должен быть установлен и установлены таблички безопасности;

- в зимнее время при закачке реагентов необходимо убедиться в отсутствии пробок в системе нагнетательных скважин.

Наиболее значимыми мероприятиями по предотвращению чрезвычайных ситуаций на кустовой площадке в нагнетательных скважинах являются визуальный и наружный осмотр оборудования, гидравлические испытания, внедрение систем блокировок, автоматизацию процессов и тотальный контроль газа воздушной среды.

При возникновении чрезвычайных ситуаций требуется немедленно сообщить своему непосредственному руководителю, либо оператору пульта, обеспечить безопасность людей в опасной зоне, если есть возможность, оказать первую помощь.

Если на данном участке работ произошёл порыв, следует незамедлительно закрыть задвижки на нагнетательных и добывающих скважинах, устранить накопившиеся давление и передать о произошедшем оператору пульта.

Установки на кустовой площадке относятся к категории АН [24]. Если на кустовой площадке произошёл пожар, следует незамедлительно отключить автоматизированную установку и вызвать пожарную бригаду.

Заключение по разделу «Социальная ответственность»

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током [25].

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) [26].

Установки на кустовой площадке относятся к категориям повышенной взрывопожароопасности – АН [27].

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории [28].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство нефтяных месторождений РФ находятся на поздней стадии разработки, что характеризуется ростом обводненности и снижением уровня добычи извлекаемого флюида. Обводненность скважинной продукции является серьезной и распространенной проблемой в нефтяной промышленности, с которой необходимо бороться. Для того, чтобы максимально эффективно и правильно бороться с данным типом проблем, необходимо правильно понимать причины избыточного поступления воды. Тип проблемы определяется при помощи современных диагностик, что позволяет устранить источник избыточного обводнения. Необходим рациональный контроль за процессом обводненности продукции, чтобы повышать рентабельность разработки месторождения и снижать затраты на переработку и утилизацию добываемой воды.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены проблемы, приводящие к преждевременному обводнению скважинной продукции, а также анализ технологических решений по их устранению.

Снизить значение обводненности в целом по эксплуатационному объекту можно при помощи гидродинамических воздействий на пласт, что позволит увеличить охват заводнением невовлеченных в разработку участков, однако такой метод эффективен лишь в определенных геолого-физических условиях. Комплексное применение технологий ограничения водопритоков и методов регулирования процесса разработки повысит эффективность снижения обводненности и вытеснения остаточных запасов нефти.

Рассмотрены меры производственной безопасности при работе на кустовой площадке и проанализированы вредные и опасные факторы, а также рекомендованы мероприятия по их устранению. Также произведен расчет сметной стоимости на проведение одной скважино-операции по выравниванию профиля притока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Салимов М. Х. Особенности водоизоляции скважин на поздней стадии разработки. Обзорная статья / М. Х. Салимов. Издательство: Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет, 2002. – 19 с.
2. Казанфаров Ф. Я. Составы для получения изоляции пластовых вод / Ф. Я. Казанфаров. –1991. – 22 с.
3. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. – Изд-во: ГОС УНЦ «Колледж», 2003 г. – 167 с.
4. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 145 с.
5. Сургучев М.Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / Труды ВНИИ. – М: Гостоптехиздат, 1959 – 8 с.
6. Грачев С.И., Коротенко В.А., Ягафаров А.К. Решение одной задачи нестационарного заводнения. – Изд-во: «Вектор-Бук», 2009. – 245 с.
7. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Р. Х. Муслимов. – Изд-во КФУ, 2003. – 596 с.
8. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Климов А.А., Афанасьев В.А. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения. // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №8. – С. 31-33.
9. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. М.: Недра, 1967. – 132 с.
10. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
11. Ваганов Л.А. Повышение эффективности применения нестационарного заводнения в условиях залежей нефти верхнеюрских отложений. – Изд-во: Тюмень, 2012. – 124 с.

12. Минюк А.С., Шаймарданов А.Ф. Обзор применяемых технологий ОВП на Самотлорском месторождении / Инженерная практика. 2011. – 48 с.
13. Ю.В. Земцов, А.С. Тимчук, Д.В. Акинин Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2014. – 22 с.
14. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
19. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
23. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
25. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

26. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.