

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
(ФГБОУ ВО УГНТУ)**

На правах рукописи



ХУСНУТДИНОВА РЕГИНА РАФАЭЛЕВНА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ
С ВЫСОКОЙ ПРИЕМИСТОСТЬЮ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Фаттахов И.Г.

Уфа – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ПРИНЦИПОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ДИЗАЙНА РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ.....	9
1.1 Рассмотрение методик расчета объема водоизоляционной композиции для прогноза оценки эффективности работ.....	9
1.2 Варианты проведения расчетов для прогнозирования технологической эффективности.....	23
1.3 Выводы по главе 1.....	29
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ДИЗАЙНА РИР.....	31
2.1 Дизайн изоляции заколонного перетока с учетом профиля давления в водоносном пласте.....	31
2.2 Оценка эффективности работ при использовании тампонажных материалов с различными изолирующими свойствами.....	44
2.3 Апробация разработанной методики построения дизайна РИР при планировании проведения работ в скважине.....	50
2.4 Выводы по главе 2.....	54
ГЛАВА 3 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПЛАСТОВ НА ОЖИДАЕМОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ И НЕФТИ.....	56
3.1 Выводы по главе 3.....	64
ГЛАВА 4 ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	65
4.1 Выводы по главе 4.....	80
ГЛАВА 5 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	

В СКВАЖИНАХ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫСОКОЙ ПРИЁМИСТОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОЗИЦИЙ АНГИДРИТА.....	82
5.1 Рассмотрение базовой технологии снижения приёмистости изолируемых интервалов.....	83
5.2 Лабораторные исследования тампонажных материалов на основе ангидрита для изыскания путей повышения эффективности их применения.....	89
5.3 Разработка технических требований и условий.....	99
5.4 Разработка технологии и проведение промысловых работ.....	101
5.4.1 Технология проведения работ.....	101
5.4.2 Пример проведения работ на скважине по герметизации нарушения.....	101
5.5 Совершенствование способа применения тампонажной композиции на основе ангидрита для снижения поглощений.....	105
5.6 Выводы по главе 5.....	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	116
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В последние годы разработка многих нефтяных месторождений требует создания методов, ориентированных на ограничение притока воды в нефтяные скважины из-за их высокой обводнённости. Одним из основных способов снижения обводнённости являются ремонтно-изоляционные работы. Данный вид работы направлен на оптимизацию условий работы продуктивных пластов с высокой долей обводнения. Для прогноза эффективности проводимых работ разрабатывают дизайн ремонтно-изоляционных работ, в основе которого лежат расчеты основных параметров используемого изоляционного материала. На сегодняшний день проведено много исследований, посвященных вопросам ремонтно-изоляционных работ. Однако, существующие задачи необходимости повышения технологической эффективности работ обосновывают потребность в разработке новых методов планирования и способов проведения ремонтно-изоляционных работ. С учетом этого, вопросы в исследуемой работе являются актуальными и своевременными.

Степень разработанности темы исследования

Большой вклад в изучении этого направления внесли такие ученые, как Аветисов А. Г., Агзамов Ф. А., Андреев В. Е., Блажевич В. А., Волочкив Н. С., Григорьев А. В., Зозуля Г. П., Ибрагимов Г. З., Ивакин Р. А., Ибатуллин Р.Р., Исмаков Р. А., Кадыров Р. Р., Клещенко И. И., Кошелев А. Т., Котенев Ю. А., Крылов В. И., Мерзляков В. Ф., Никишов В. И., Овчинников В. П., Рогачев М. К., Стрижнев К. В., Стрижнев В. А., Телков А. П., Уметбаев В. Г., Умрихина Е. Н., Федоров К. М., Wang Y., Seright R. S., Artun E. и многие другие ученые, которые занимались вопросами ограничения водопритока в скважину. Но, тем не менее, появляются все более новые возможности, усовершенствованные технологии, материалы, благодаря чему эта тема не теряет своей актуальности и значимости.

Цель работы

Повышение эффективности изоляционных работ в нефтепромысловых скважинах с обеспечением технологической эффективности тампонажных работ в условиях высокой приёмистости.

Основные задачи исследования

1. Исследование вопросов разработки дизайна изоляции заколонного перетока с учетом профиля давления в водоносном пласте.
2. Исследование влияния коэффициента изоляции тампонажного материала на прогнозную обводненность и дебит нефти при изоляции заколонного перетока.
3. Исследование на гипотетической гидродинамической модели влияния отключения интервалов пластов на ожидаемое изменение дебита жидкости и нефти.
4. Исследование влияния факторов, характеризующих геолого-технические условия и эксплуатационные характеристики скважин Бобриковского, Радаевского, Протвинского, Башкирского, Турнейского ярусов и горизонтов, на прогноз эффективности изоляционных работ.
5. Разработка композиций на основе ангидрита и способов изоляции для снижения приёмистости поглощающих пластов.

Научная новизна

1. Установлена полиномиальная зависимость второй степени необходимого объема реагента от радиуса обработки изоляции заколонного перетока.
2. Выявлено, что при превышении объема закачки водоизоляционной композиции в пределах $12\text{--}15 \text{ м}^3/\text{м}$ происходит выполаживание кривых зависимости скин-фактора от объема закачки при любом коэффициенте изоляции и эффективность от дальнейшего приращения объема закачки уменьшается.
3. Установлена зависимость растекаемости тампонажного раствора на основе полуводного гипса и дизельного топлива (ДТ), показывающая монотонное увеличение растекаемости раствора с ростом отношения ДТ/гипс до диапазона этого отношения $1 - 1,1$, в котором имеет место скачкообразное увеличение растекаемости, причем при дальнейшем увеличении концентрации ДТ в растворе,

зависимость растекаемости тампонажного раствора от отношения ДТ/гипс выполняется.

4. Разработана методика расчета требуемого объема водоизоляционного состава при разработке дизайна ремонтно-изоляционных работ с учетом подбора условий выбора тампонажного материала, применительно к рассматриваемым объектам, в зависимости от геолого-технических условий с применением программного продукта.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана методика проектирования дизайна работ по изоляции заколонного перетока с построением гидродинамической модели терригенных пластов Пашийского, Кыновского горизонта.

2. Установлены оптимальные параметры для планирования изоляционных работ путем проведения многофакторного анализа параметров, влияющих на успешность работ по технологиям для ограничения водопритока.

3. Установлены коэффициент изоляции и давление прорыва воды изоляционных материалов проведением исследований на фильтрационной установке.

4. Разработан и испытан новый способ применения тампонажной композиции на основе ангидрита для снижения поглощений.

Методы решения поставленных задач

1. Аналитические исследования и обработка промысловых данных методами статистического анализа с использованием программного продукта.

2. Экспериментальные лабораторные исследования свойств изоляционных композиций на основе ангидрита.

3. Промысловые испытания способа снижения приёмистости поглощающих пластов композицией на основе ангидрита для оценки эффективности.

Основные защищаемые положения

1. Установленное влияние коэффициента изоляции тампонажного материала на прогнозную обводненность и дебит нефти при изоляции

заколонного перетока, позволяющее оптимизировать выбор изоляционного материала при планировании работ.

2. Разработка композиции на основе ангидрита обеспечивает технологичность и простоту реализации процесса проведения изоляционных работ.

3. Разработка способа изоляции для снижения приёмистости поглощающих пластов обеспечивает интенсификацию снижения приёмистости изолируемого пласта композицией на основе ангидрита.

4. Разработанная методика расчета объема водоизоляционного состава обеспечивает минимизацию затрат при выполнении водоизоляционных работ в скважине.

Степень достоверности результатов

Достоверность полученных результатов подтверждается лабораторными и опытно-промышленными работами, проведенными в соответствии с утвержденными нормами и стандартами.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы представлены на международном научном форуме «Наука и инновации – современные концепции», г. Москва, 25 марта 2022 г., Форуме молодёжной науки, 2022; Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения» (31 марта 2022 г.), VII Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», АГНИ, 2022, Международной научно-практической конференции для студентов, молодых ученых, преподавателей, аспирантов и специалистов нефтегазовой отрасли, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 2023.

Личный вклад автора состоит в подборе и анализе литературных источников, постановке цели и основных задач исследования, в выборе и разработке методов решения поставленных задач, в проведении лабораторных исследований и планировании промысловых испытаний. Автором организованы

подбор и тестирование усовершенствованного водоизоляционного состава. В соавторстве с коллегами подготовлены научные публикации.

Публикации

Основные положения диссертации изложены в 16 опубликованных научных трудах, в том числе – 1 монографии, 8 статьях в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 111 наименований, и содержит 134 страницы машинописного текста, 55 рисунков, 26 таблиц.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю – доктору технических наук, доценту Фаттахову Ирику Галихановичу, заведующему лабораторией ПЗПиВИР Жиркееву Александру Сергеевичу и всем, кто оказал помощь и поддержку при выполнении работы.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ПРИНЦИПОВ ВЫЧИСЛЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ДИЗАЙНА РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

1.1 Рассмотрение методик расчета объема водоизоляционной композиции для прогноза оценки эффективности работ

На сегодняшний день разработаны и опубликованы принципы построения дизайна РИР для борьбы с различными причинами обводнения. В большинстве случаев расчёты при разработке дизайна ремонтно-изоляционных работ проводят для определения оптимального объёма закачиваемой водоизоляционной композиции, глубины её проникновения в прискважинную зону пласта – для этого используют различные методики. Изучение публикаций показало, что для расчетов при построении дизайна водоизоляционных работ используют во многом отличающиеся друг от друга методики [7, 82, 83, 86, 94, 104].

Одним из ученых, Никишовым В. И., проведено исследование [37], которое позволяет судить об объёмах изоляционных композиций, закачиваемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока. В зарубежной практике Никишовым В. И. рассмотрены различные варианты проведения водоизоляционных работ. Для отключения обводнённых интервалов пласта, в основном, закачивают гелеобразующие композиции в объёме 50-160 м³ в терригенных и 480-640 м³ – в карбонатных пластах. В отдельных случаях объём гелеобразующей композиции рассчитывается с учетом обеспечения радиуса обработки от 3 м до 6 м. Иногда закачивание около 4 м³ гелеобразующей композиции приводило к полному прекращению притока воды, что возможно объяснить обводнением в результате заколонного перетока. Известны случаи, когда закачивание в предположительно обводнённую часть горизонтального ствола скважины с терригенным коллектором 136 м³ гелеобразующей композиции приводило к частичному эффекту, а закачивание в 50-ти метровую вертикальную трещину, проходящую через горизонтальный ствол и обводненный пласт 1900 м³

гелеобразующей композиции, привело к кратковременному результату. Во многих случаях для изоляции заколонного перетока закачивают тампонажные составы в объёме не более 2 м^3 . В работах зарубежных ученых содержатся сведения о практическом использовании для ограничения притока воды от 136 м^3 до 1000 м^3 гелеобразующей композиции [92, 98].

Так же Никишовым В. И. в отечественной практике рассмотрены следующие варианты проведения водоизоляционных работ. В большинстве случаев объём закачиваемых тампонажных композиций для изоляции заколонного перетока составляет $2\text{-}4 \text{ м}^3$, для отключения обводнённых пропластков – до 6 м^3 , но иногда $10\text{-}20 \text{ м}^3$, для изоляции подошвенной воды путем создания водоизоляционного экрана – $50\text{-}100 \text{ м}^3$ [37].

В соответствие с работами И. А. Чарного и соавторов, максимальный предельный безводный дебит нефти при изоляции подошвенных вод обеспечивается созданием водоизоляционного экрана радиусом $\geq 2h_h$, где h_h – мощность нефтенасыщенной части пласта, использование такого принципа расчёта рекомендуется для практики водоизоляционных работ некоторыми специалистами [46, 48]. Многие другие специалисты считают это не совсем обоснованным. Более правильно обосновать радиус водоизоляционного экрана по схеме минимальных дебитов воды в период формирования стационарного конуса обводнения, т.е. необходимы экраны размером более $2h_b$, где h_b – мощность водонасыщенной части пласта. Оптимальный радиус обработки можно получить сравнительным анализом изменения притока в зависимости от глубины воздействия и распределения депрессии по пласту, полученных на основании формулы Дюпюи [48]. Применимость данного метода показана на рисунке 1.1.

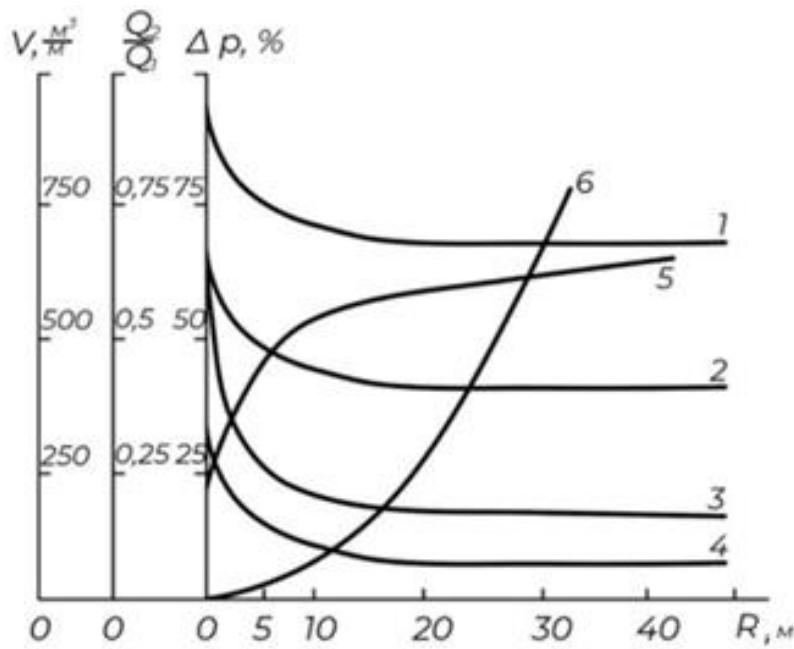
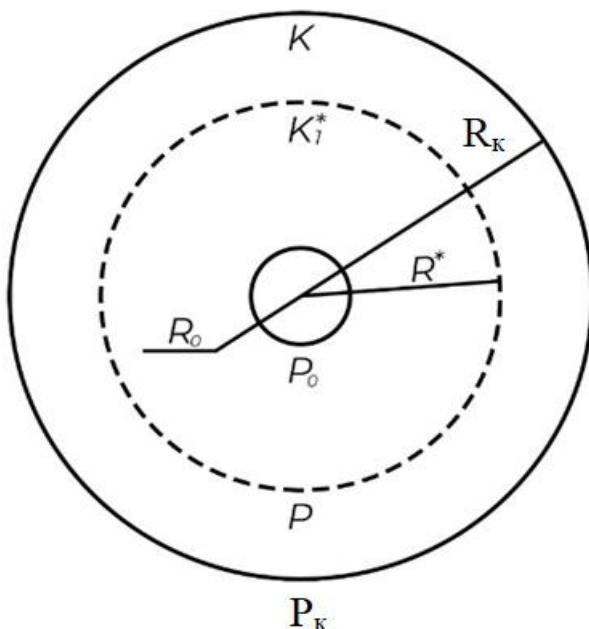


Рисунок 1.1 – Снижение притока при различных радиусах воздействия и снижении начальной проницаемости в 2 (1); 4 (2); 10 (3); 20 (4) раз; 5 – распределение рабочей депрессии на пласт по радиусу; 6 – требуемый объём изолирующего материала на 1 м толщины пласта [48]

На основе этого подхода и исходя из возможно меньшего расхода водоизолирующего материала оптимальный радиус обработки водонасыщенной части пласта составляет 5-10 м. При этом приток воды снижается на 25-30 %, если снизить начальную проницаемость пласта в 2 раза. Поэтому величину снижения проницаемости в 2-3 раза можно считать минимально необходимой для оценки применимости водоизолирующего материала. В радиусе от 2 до 5-10 м действует 40-50 % общей депрессии на пласт. Учитывая, что депрессия на пласт в скважинах не превышает 10-15 МПа, достаточно, чтобы созданный водоизоляционный экран выдерживал градиент давления 0,5-1 МПа/м.

В диссертационной работе Ивакина Р. А. [19] приводится описание варианта расчета объема изоляционной композиции и прогнозной оценки

эффективности водоизоляционных работ с использованием формулы Дюпюи. На рисунке 1.2 представлена схема, используемая для решения данной задачи.



R_k – радиус контура питания; R_0 – радиус скважины; P_k – давление контура питания; P_0 – давление в скважине; P – давление на границе изолирующего раствора и водяного контакта ($r = R^*$); R^* – радиус границы контакта пластовой воды и изоляционной композиции; K – проницаемость на контуре питания; K_1^* – проницаемость на границе изоляционной композиции и водяного контакта [19]

Рисунок 1.2 – Схема для расчета объема изоляционной композиции и прогнозной оценки эффективности водоизоляционных работ [19]

В приствольной зоне скважины ($R_0 \leq r \leq R^*$) при проведении работ создается экран из изоляционной композиции, расход которой возможно найти по формуле Дюпюи (1.1):

$$Q_1 = \frac{2\pi h k_1}{\mu \ln(\frac{R^*}{R_0})} \cdot (P_0 - P), \quad (1.1)$$

где h – толщина продуктивного пласта;
 μ – вязкость изоляционного раствора;
 k_1 – проницаемость приствольной зоне скважины.

В окружающей изолирующую зону ($R^* \leq r \leq R_k$) области продуктивного пласта расход жидкости (пластовой воды) возможно также найти по формуле Дюпюи (1.2):

$$Q = \frac{2\pi h k}{\mu \ln(\frac{R_k}{R^*})} \cdot (P - P_k). \quad (1.2)$$

Для относительной оценки эффективности изоляционных композиций в работе [19] на основе уравнений (1.1) и (1.2) получено следующее соотношение (1.3):

$$n = \frac{Q_1}{Q} = \frac{\ln(\frac{R_k}{R_0})}{\frac{k}{k_1} \ln(\frac{R^*}{R_0}) + \ln \frac{R_k}{R^*}}, \quad (1.3)$$

где n – коэффициент, определяющий относительное снижение расхода жидкости до и после проведения изоляционных работ.

При $n \leq 1$ выполненные водоизоляционные работы не являются [19] успешными, эффективными возможно считать работы, при которых получено значение $n > 1$.

Из уравнения (1.3) в работе [19] для относительного радиуса зоны изоляции получена формула:

$$\frac{R^*}{R_0} = \left(\frac{R_k}{R_0} \right)^{\frac{n-1}{\frac{k}{k_1}-1}}, \quad (1.4)$$

или:

$$R^* = R_0 \cdot \left(\frac{R_k}{R_0} \right)^{\frac{1}{\frac{k}{k_1}-1}}. \quad (1.5)$$

Важными критериями при подборе технологии водоизоляционных работ являются стабильность и прочность создаваемого изоляционного экрана, которые будут определять минимально необходимый радиус установки экрана в пласте, позволяющего исключить влияние депрессии при дальнейшей эксплуатации

скважины. Допустимую депрессию на водоизоляционный экран автор одной работы [14] в общем случае предлагает определить по формуле (1.6):

$$\Delta P_d \leq P_h - (P_b - \alpha_{цем} \cdot h_{цем} - \alpha_{из.э.} \cdot R_{из.э.}), \quad (1.6)$$

где P_h – давление в нефтяном пласте, МПа;

P_b – давление в водоносном пласте, МПа;

$\alpha_{цем}$ – максимально допустимая удельная депрессия на цементное кольцо, МПа/м (для качественного цементного кольца принята не менее 2,5 МПа/м);

$h_{цем}$ – расстояние между ВНК и ближайшим перфорационным отверстием, м;

$\alpha_{из.э.}$ – максимально допустимая удельная депрессия на изоляционный экран, МПа/м;

$R_{из.э.}$ – радиус изоляционного экрана.

Авторами работы [24] для обеспечения эффективности изоляционных работ требуемая протяженность водоизоляционного экрана, установленного на плоскости водонефтяного контакта, определяется из условия, что частная производная депрессии по радиусу депрессионной воронки при фильтрации нефти и отсутствии движения воды на внешнем контуре экрана, как это следует из гравитационного разделения флюидов, не должна превышать величины плотности пластовой воды ρ_b [50]:

$$\rho_b \geq \frac{dp}{dr}. \quad (1.7)$$

В данной публикации приводится подробная методика расчета частной производной по формуле (1.7) с использованием формулы Дюпюи и результатов гидродинамических исследований скважины. Интерполяционным путем подбирают такую протяженность радиуса, на внешней границе которого будет выполняться условие (1.7), что и отвечает требуемой протяженности радиуса создаваемого водоизоляционного экрана. Примеры расчета показывают, что для скважины [27] с радиусом контура питания 329 м, максимальным дебитом 10 м³/сут и плотностью пластовой воды 1020 кг/м³ протяженность создаваемого водоизоляционного экрана, способного предупредить подтягивание и прорыв

подошвенной воды в нефтенасыщенную часть пласта [24], должна составлять 206 см. Если же в подобных геолого-технических условиях дебит скважины составит $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, то для водоизоляции необходим экран протяженностью 412 см.

В работе еще одного ученого [78] предлагается объем изоляционной композиции планировать исходя из текущих значений приёмистости скважины, ее конструкции и следующих параметров:

- радиуса условного контура питания – R_K , м (определяют по сетке скважин и принимают, как среднее расстояние между скважинами);
- радиуса скважины по долоту – r_c , м;
- толщины водонасыщенной части пласта [45] по данным интерпретации геофизических исследований – h_{BH} , м;
- пористости пласта – m , доли ед.

Порядок расчета объема изоляционного материала основан на представлении о геометрической форме изоляционного экрана в виде коаксиального цилиндра, габаритные размеры которого определяют такие параметры, как высота цилиндра h_{H3} , м, наружный радиус R_H , м, и внутренний радиус R_B , м.

Объем изоляционного материала V_{uz} , м^3 , вычисляют по формуле (1.8):

$$V_{uz} = \pi m(R_H^2 - R_B^2)h_{H3}, \quad (1.8)$$

где $\pi = 3,14$;

m – пористость, доли ед.

Изоляционный материал размещают в кольцевой зоне с наружным радиусом $R_H = R_{1/3} \div R_{1/2}$ и внутренним радиусом $R_B = r_c$, где $R_\alpha = R_{1/2}$ и $R_\alpha = R_{1/3}$ – расстояния в радиальном направлении от оси скважины, где происходит половина и одна треть потерь перепада давления на преодоление фильтрационных сопротивлений при движении подошвенной воды в пористой среде.

Расчет радиуса R_α , определяющего размер зоны заданных потерь полного перепада давления, определяют по преобразованной формуле (1.9) Лейбензона [45]:

$$R_\alpha = R_k^\alpha * r_c^{1-\alpha}, \quad (1.9)$$

где α – доля полного перепада давления.

Значение параметра h_{H3} определяют из соблюдения равенства (1.10):

$$h_{H3} = h_{BH}. \quad (1.10)$$

При $h_{BH} \geq 3,0\text{м}$ высоту изоляционного экрана h_{H3} определяют из соблюдения требования, предъявляемого к надежности состояния заколонного пространства – обеспечения герметичности заколонного пространства после цементирования при максимально возможной депрессии на пласт во время эксплуатации скважины (не менее 1,5 МПа на 1 метр заколонного пространства).

Далее по ранее приведенным формулам (1.11, 1.12) вычисляют:

– минимальный объем изоляционной композиции:

$$V_{H3}^{\min} = \pi n (R_{1/3}^2 - r_c^2) h_{H3}, \quad (1.11)$$

– максимальный объем изоляционной композиции:

$$V_{H3}^{\max} = \pi n (R_{1/2}^2 - r_c^2) h_{H3}. \quad (1.12)$$

В зависимости от ожидаемой приемистости скважины и от инвестиционной обстановки объем изоляционной композиции планируют согласно условия (1.13):

$$V_{H3}^{\min} \leq V_{H3}^{\text{план}} \leq V_{H3}^{\max}. \quad (1.13)$$

Зарубежным автором работ [99, 100] проанализировано влияние объема гелеобразующей композиции на эффективность обработки для обводнившихся скважин, в которых не проводился гидроразрыв пласта и не осложненных заколонным перетоком. Зависимость, полученная автором с использованием уравнения Дарси для радиального потока, представлена на рисунке 1.3.

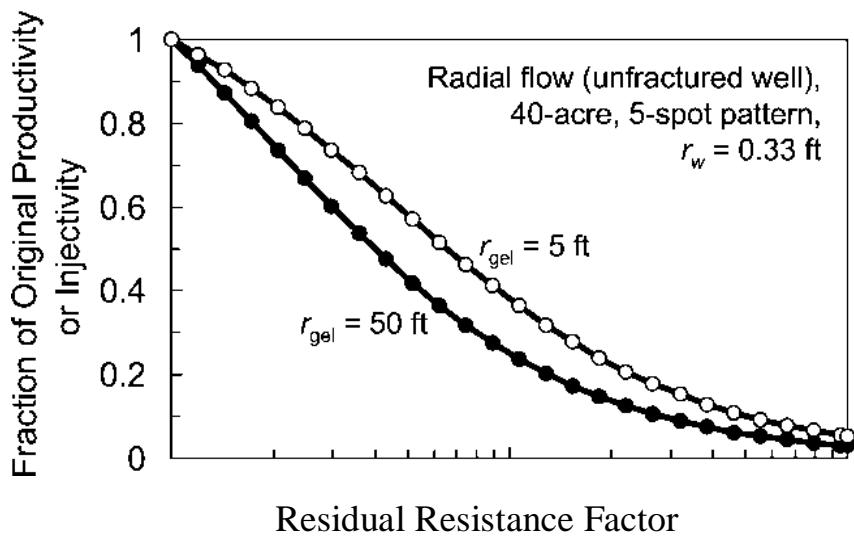


Рисунок 1.3 – Доля от начальной продуктивности пласта в зависимости от остаточного фактора сопротивления, обеспечивающегося изоляционной композицией

На рисунке 1.3 представлена зависимость доли продуктивности, оставшейся от начальной продуктивности после закачки изоляционной гелеобразующей композиции в зависимости от остаточного фактора сопротивления. Зависимость рассчитана для пласта площадью 40 акров, разрабатываемому при пятиточечной системе заводнения. Радиус ствола скважины составлял 0,33 фута. На рисунке 1.3 представлены две кривые для радиуса проникновения гелеобразующей композиции (r_{gel}) 5 и 50 футов. Сравнение этих двух кривых показывает, что для заданного значения остаточного фактора сопротивления потери продуктивности не сильно зависят от радиуса проникновения гелеобразующей композиции. Следовательно, возможно считать, что эффективность обработки не зависит от объема закачки гелеобразующей композиции. Во многих случаях для получения эффекта от водоизоляционных работ достаточно радиуса проникновения 5 футов при условии, что гель может выдерживать высокие перепады давления в околоскважинном пространстве. Для типичной глубины проникновения гелеобразующей композиции в водонасыщенные интервалы остаточные факторы сопротивления 20, 50 и 100 обеспечат потери продуктивности скважины по воде,

равные 80, 90 и 95 %, соответственно. Это приемлемые значения при устраниении большинства проблем обводнения скважин в случае радиальной фильтрации пластовой жидкости.

К. М. Федоровым, В. А. Стрижневым и другими авторами публикации [59], с использованием принципов, изложенных в работах [5, 31, 47, 97] предложен способ оценки нижней границы прочностных характеристик гелей, используемых для ограничения водопритока. Способ основан на применении формул, используемых для условий линейной фильтрации вязкой нефти. «Зависимость скорости течения пластической жидкости в пористой среде от градиента давления подобна традиционной реологической зависимости скорости от напряжения сдвига [5]. Связь между начальным статическим напряжением сдвига пластической жидкости τ и критическим градиентом давления в пористой среде $\text{grad } p_{cr}$ определена в работах [31, 47]. Для вязких нефтей, проявляющих пластические свойства, получены следующие соотношения (1.14, 1.15):

$$\text{grad } p_{cr} = G, \quad (1.14)$$

$$G = \frac{0,02\tau}{\sqrt{k}}, \text{ или } = \frac{0,052\tau}{k^{0,62}}, \quad (1.15)$$

где k – проницаемость пористой среды.

Указанные соотношения определены для условий линейной фильтрации и могут использоваться для оценки нижней границы прочностных характеристик пластических гелей в пористой среде при радиальном потоке флюида [59].

Авторами работы [57] была проведена оценка продолжительности эффекта после проведения изоляционных работ в пластах без глинистых перемычек, обводненных подошвенной водой. Время прорыва воды в скважину после селективной изоляции определяли с использованием теорией Баклея-Лаверетта [19]. Для определения времени прорыва воды t_p в данной работе использовали формулу (1.16):

$$t_p = \frac{\pi m h (H-h) r_i^2}{HQF'(p_\phi)}, \quad (1.16)$$

где m – пористость;

h – мощность водонасыщенной зоны пласта;

H – общая мощность пласта;

r_i – радиус изоляции;

Q – расход жидкости;

F' – производная функции Леверетта;

p_ϕ – водонасыщенность на фронте вытеснения в интервале h .

Проведенные авторами расчеты показали, что время безводной эксплуатации скважин после проведения изоляционных работ существенно зависит от радиуса изолированной зоны. Так, если при радиусе изоляции 15 м безводный период эксплуатации длится 12-50 сут, а при 25 м – от 28 до 100 сут, то при увеличении радиуса изоляции от 50 до 100 м безводная эксплуатация может длиться годами. При радиусах изоляции, меньших мощности изолируемого пласта, обводненная продукция, по-видимому, должна поступать в скважину уже в период ее освоения после проведения изоляционных работ. Полученные результаты показывают, что недостаточная эффективность селективной изоляции, по-видимому, прежде всего объясняется тем, что реагенты закачиваются в малых объемах, при этом скважины, в лучшем случае, эксплуатируются лишь с относительно меньшим процентом воды. По оценочным данным, для обеспечения продолжительного периода безводной эксплуатации изоляцию следует осуществлять в радиусе 50 м и более. Для этого следует закачивать до 1000 м^3 изоляционного материала.

Подобной точки зрения придерживаются другие авторы работ [20, 21]. Проведенные ими расчеты показывают, что в подобных условиях с увеличением радиуса изоляционного экрана непрерывно и существенно возрастает период безводной эксплуатации. При этом изменение толщины водоносного пропластка при постоянной величине толщины нефтеносного пласта не оказывает заметного влияния на темпы обводнения продукции скважины. Но увеличение толщины нефтеносного пласта при неизменной толщине водоносного пропластка приводит к значительному росту периода безводной эксплуатации скважины после проведения изоляционных работ.

Авторы публикации [6] считают, что при прорыве закачиваемой воды по пласту необходимо создать протяженный фронтальный заслон на пути продвижения закачиваемой воды, тогда как при подтягивании конуса подошвенной воды создавать фронтальный заслон нежелательно, так как это может привести к полному отключению пласта из работы.

Авторы работы [29] предлагают проводить определение радиуса проникновения изоляционного состава в пласт на основе формулы (1.17). В основе расчетов принята плоско-радиальная модель фильтрации изоляционного состава в коллектор для условий горизонтальной скважины. Требуемый градиент давления закачки изоляционного состава в пласт может определяться по формуле (1.18):

$$R_{зак} = \frac{P_n - P_{пл}}{\text{grad } P_{треб}} + r_c, \quad (1.17)$$

$$\text{grad } P_{треб} = \frac{\Delta P_{треб}}{\ln \frac{R_k}{R_c}} \cdot \frac{1}{r} = | \text{при } r = 1 | = \frac{Q_{задан}}{K_{композ} \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (1.18)$$

где P_n – давление закачки изоляционного состава в пласт, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

$\text{grad } P_{треб}$ – требуемый градиент давления на пласт при закачке изоляционного состава с расходом $Q_{задан}$, МПа/м;

$R_{зак}$ – радиус закачки состава, м [29].

Затем, с учетом радиуса проникновения изоляционного состава возможно определить объём закачки по формуле (1.19):

$$V_{уд} = \pi \cdot (R_{зак}^2 - r_c^2) \cdot m, \quad (1.19)$$

где $V_{уд}$ – удельный объём закачки, $\text{м}^3/\text{м}$;

m – пористость, д.ед.

В одной из опубликованных работ [101] приведена методика расчёта планируемого к закачиванию объёма гелеобразующей композиции в скважину, обводнившуюся после стимуляции притока, методом гидроразрыва. Анализ,

проведенный авторами работы показал, что эффективность обработки с применением гелеобразующих композиций в значительной степени зависит от способности геля снижать проницаемость по воде гораздо больше, чем проницаемость по нефти, а увеличение остаточного фактора сопротивления для воды в десять раз позволяет снизить требуемый объем гелеобразующей композиции во столько же раз. Таким образом, применительно к добывающим скважинам, подвергшимся гидроразрыву, необходимо выявлять прочные гели, способные снижать проницаемость по воде гораздо больше, чем проницаемость по нефти.

В проведенной работе [91] предлагается использовать для блокирования трещин, являющихся путями продвижения воды в горизонтальную скважину, заранее сшитые гели. Это целесообразно, так как продвижение сшитого геля ограничено трещинами, он не может войти и снизить проницаемость пористой нефтеносной породы. Для сшитых гелей гравитационное расслоение намного менее важно, чем для несшитых. Перепады давления, требуемые для вытеснения сшитого геля из трещины, больше, чем несшитого. Для гелей на основе полиакриламида, заранее сшитых ацетатом хрома, перепад давления, требуемый для вытеснения, обратно пропорционален квадрату ширины трещины. Авторы работы утверждают, что если обводнение вызвано продвижением воды по единственной трещине, пересекающей ствол горизонтальной скважины, то для снижения обводненности гель не обязательно должен проникнуть глубоко в трещину. В этом случае снижение обводненности изменяется приблизительно логарифмически с глубиной проникновения геля. Это демонстрируется приведенным в работе [91] графиком (рисунок 1.4).

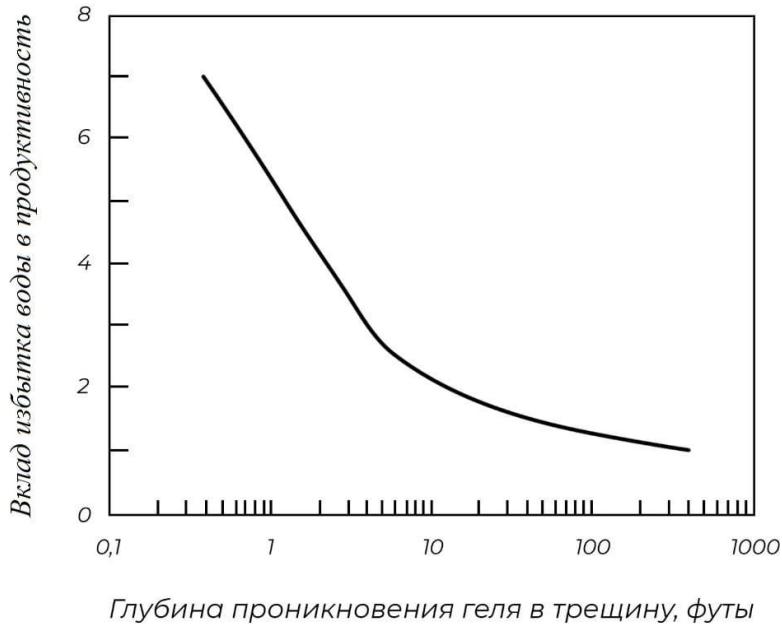


Рисунок 1.4 – Эффективность изоляции от глубины проникновения геля

Авторы указывают, что данное заключение, возможно, недействительно для вертикальных скважин, или если имеются многочисленные трещины, пересекающие горизонтальную скважину, или если существует система естественных трещин. Кроме того, даже для случая единственной трещины, увеличение объема закачиваемого геля может смягчить возможность размывания геля пластовыми флюидами после того, как скважина введена в работу.

Касаемо проведения водоизоляционных работ в трещиноватых коллекторах в опубликованных материалах [15, 108] содержится информация, что градиент давления, необходимый для продавливания геля через трещину, прямо пропорционален концентрации закачиваемого гелевого состава и снижается с ростом раскрытия трещины.

Авторы публикации [15] при проведении водоизоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах со стороны нагнетательной скважины проводят планирование обработки с учетом изоляции максимальной протяженности трещины, за верхний предел которой принято межскважинное

расстояние. Задавая расстояние, на которое требуется разместить гелевый экран в трещине, необходимый объем закачиваемой композиции рассчитывали по формуле (1.20):

$$\frac{dL}{dt} = \frac{q_f - 4h_f \cdot L \cdot 0,01524 \cdot t^{-0,55}}{0,002 \cdot h_f \cdot w_f}, \quad (1.20)$$

где dL/dt – скорость продвижения геля;

q_f – скорость закачки геля;

$4 \cdot h_f \cdot L \cdot 0,01524 \cdot t^{-0,55}$ – объемный расход воды на утечки (инфилтрацию) через стенки трещины;

$0,01524 \cdot t^{-0,55}$ – скорость утечки воды из объема геля в процессе продавливания;

t – продолжительность обработки скважины.

1.2 Варианты проведения расчетов для прогнозирования технологической эффективности

Авторы работы [22] представили основу для построения дизайна РИР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны [41]. Для моделирования процесса закачки тампонажного раствора в водоносный пласт авторами используется расчетная схема последовательной смены стационарных состояний применительно к плоскорадиальной фильтрации несжимаемой жидкости в пористой среде с недеформируемым скелетом. В каждый момент времени t используется формула Дюпюи с учетом скин-фактора для зонально-неоднородного пласта, насыщенного тампонажным раствором и водой. С учетом этого изменение забойного давления во времени в водонасыщенном пласте определяется по [22] формуле (1.21):

$$p_w(t) = p_k + \frac{Q\mu_{tm}(t)}{2\pi hk} \left[\ln \frac{r(t)}{R_w} + s \right] + \frac{Q\mu}{2\pi hk} \ln \frac{R_k}{r(t)}, \quad (1.21)$$

где p_k – среднепластовое давление в водонасыщенном пласте;

Q – постоянная скорость закачки;

$\mu_{tm}(t)$ – переменная вязкость тампонажного материала;

h – толщина водонасыщенного пласта;

k – проницаемость пласта;

$r(t)$ – радиус фронта тампонажного состава в момент времени t ;

R_w – радиус скважины;

s – скин-фактор;

m – вязкость пластовой воды;

R_k – радиус контура питания.

Радиус проникновения водоизолирующего раствора в пласт в каждый момент времени определяется из уравнения сохранения его объема (1.22):

$$r(t) = \sqrt{R_w^2 + \frac{Qt}{\pi hm}}, \quad (1.22)$$

где m – пористость водонасыщенного пласта.

Расчет основных параметров закачки тампонажных материалов полностью определяется [22] двумя приведенными уравнениями.

Устойчивость экранов из гелеобразующих вязкопластических составов достигается при выполнении неравенства (1.23)

$$\frac{p_k - p_w}{R} \geq \frac{\alpha \tau}{\sqrt{k}}, \quad (1.23)$$

где R – конечный радиус гелевого экрана;

τ – предельное статическое напряжение сдвига данного геля;

α – эмпирический коэффициент пропорциональности, индивидуальный для каждого геля, для вязких нефтей $\alpha=10^{-2}$.

Если в качестве тампонажного состава используются цементные растворы или смолы, то устойчивость экрана обеспечивается при одновременном выполнении неравенств (1.24)

$$\begin{cases} p_k - p_{wp} < A \\ p_k - p_{wp} < \sigma' \end{cases} \quad (1.24)$$

где P_{wp} – забойное давление в интервале негерметичности при работе скважины после РИР;

А и σ – соответственно адгезия цементного камня или отверженной смолы с металлом обсадной трубы и прочность этих материалов [41].

Ещё один вариант проведения расчетов для построения дизайна РИР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны приведен в публикации [49]. С учетом анализа кривой восстановления давления (для анализа был выбран участок кривой падения давления с 10 МПа и его стабилизации на уровне 2 МПа за 10 мин) [50] определяют следующие параметры:

– гидропроводность объекта изоляции по формуле (1.25):

$$\sigma = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3q}{4\pi i} = \frac{2,3 \cdot 0,0025}{4\pi \cdot 4,4 \cdot 10^6} = 1,04 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}, \quad (1.25)$$

где $q = 0,0025 \text{ м}^3/\text{с}$ – приемистость объекта изоляции до РИР;

– пластовое давление по формуле (1.26):

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{гидр}} + \Delta p(t_{\text{кон}}) = 12,98 + 2 = 14,98 \text{ МПа}, \quad (1.26)$$

где $p_{\text{гидр}}$ – гидростатическое давление столба жидкости на глубине дефекта колонны, МПа;

$\Delta p(t_{\text{кон}})$ – избыточное буферное давление в момент стабилизации, МПа,

– репрессия на объект изоляции по формуле (1.27):

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_{\text{пл}} - p_3 = p_{\text{пл}} - (p_{\text{гидр}} + p_{\text{буф}}) = \\ &= 14,98 - (12,98 + 10) = 8 \text{ МПа}, [50] \end{aligned} \quad (1.27)$$

где $p_3 = p_{\text{гидр}} + p_{\text{буф}}$ – забойное давление, МПа;

$p_{\text{буф}} = 10 \text{ МПа}$ – максимальное давление приемистости объекта изоляции, МПа;

– параметр $\ln \frac{R_k}{r_{c,\text{пр}}}$ по формуле (1.28):

$$\ln \frac{R_k}{r_{c,\text{пр}}} = \frac{1,15 \Delta p}{i} = \frac{1,15 \cdot 80 \cdot 10^5}{4,4 \cdot 10^6} = 2,11, \quad (1.28)$$

где R_k – радиус контура питания;

$r_{c,\text{пр}}$ – радиус скважины приведенный.

По преобразованной формуле Дюпюи (1.29) определяют приемистость объекта изоляции при закачке тампонажного состава за каждый цикл продолжительностью 1 мин и изменении давления от $p_1=2$ МПа до $p_2=10$ МПа [50].

$$q_{\text{т.с}} = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu_{\text{т.с}} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{\text{с.пр}}}} = \frac{2\pi\sigma\mu_{\text{в}}\Delta p}{\mu_{\text{т.с}} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{\text{с.пр}}}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 1,04 \cdot 10^{-10} \cdot 10^{-3} \cdot 80 \cdot 10^5}{4,3 \cdot 10^{-3} \cdot 2,11} = 5,8 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (1.29)$$

где $\mu_{\text{т.с}}$, $\mu_{\text{в}}$ – динамическая вязкость соответственно тампонажного состава, определенная в лабораторных условиях с учетом перемешивания тампонажного состава с продавочной жидкостью, и воды, Па·с.

Результаты расчета проверяют следующим образом. Фактически, при проведении РИР в интервал негерметичности, было закачано $0,3 \text{ м}^3$ тампонажного состава за 1 ч 40 мин (100 мин). При этом продолжительность одного цикла роста и падения давления составила 11 мин, число циклов – 9. Теоретический объем тампонажного состава, который мог бы быть закачан с учетом расчетной приемистости объекта изоляции [50] и времени закачки состава рассчитывают следующим образом:

$$V_{\text{т.с}}^{\text{теор}} = q_{\text{тс}} \cdot T_{\text{общ}} = 5,8 \cdot 10^{-4} \cdot 60 \cdot 9 = 0,31 \text{ м}^3, \quad (1.30)$$

где $T_{\text{общ}}$ – время закачки тампонажного состава за 9 циклов, продолжительность каждого из которых равна 1 мин (60 с).

Таким образом, фактический и расчетный объемы закачанного в объект изоляции тампонажного состава [50] совпадают.

Для прогнозирования технологической эффективности РИР известно использование различных принципов и методик. В работе [29] приведена методика расчетов, позволяющая прогнозировать эффективность водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах, вскрывших слоисто-неоднородные пласты. На первом этапе определяется прогнозное снижение обводненности продукции после работ по ограничению водопритока по формуле (1.31):

$$\Delta n = n_{\text{до}} - \frac{\frac{\mu_B}{f_{H_1(S)} + f_{B_1(S)}}}{\frac{\mu_H}{f_{H_1(S)}} + \frac{\mu_B}{f_{B_1(S)}}}, \quad (1.31)$$

где Δn – снижение обводненности, д.ед.;

$n_{\text{до}}$ – обводненность продукции скважины до водоизоляционных работ, д.ед.;

μ_H – динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;

μ_B – динамическая вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с;

$f_{H_1}(S)$ – относительная проницаемость пропластка для нефти, д.ед.;

$f_{B_1}(S)$ – относительная проницаемость пропластка для воды, д.ед.

На втором этапе оценивается динамика основных показателей скважины после водоизоляционных работ. Обводнение скважины в рассматриваемой задаче определяется нестационарной фильтрацией жидкости в пласте, поэтому динамику основных рассчитывают с помощью метода последовательной смены стационарных состояний [29].

Типовой алгоритм прогнозирования эффективности работ приведен в диссертационной работе Никишова В. И. [37]. Первый этап включает построение зависимостей изменения обводнённости и водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти – кривых вытеснения. Подробная информация о принципах построения кривых вытеснения представлена в ряде публикаций [25, 26, 32, 85, 96]. По кривым вытеснения фиксируют дату аномального роста обводнённости, а также величины дебита жидкости и нефти, предшествующие появлению признаков обводнения [37]. Вычисляются прогнозные потенциальные значения обводнённости и дебита жидкости после водоизоляционных работ путём экстраполяции (построения линии тренда) кривой вытеснения. По планируемому значению водонефтяного фактора после проведения водоизоляционных работ вычисляется обводнённость, с учетом которой, исходя из потенциального дебита нефти, находится потенциальный дебит жидкости скважины.

В обзоре Ибрагимова Г. З. [21] приведен вариант расчета параметров работы скважины после водоизоляционных работ для условий коллектора,

включающего несколько пропластков с разными свойствами, в частности, расчет обводненности скважины после ВИР может быть проведен по формулам (1.32, 1.33):

$$B = \frac{H_1 \cdot B_1 \cdot n_1 \cdot p_1 + H_2 \cdot B_2 \cdot n_2 \cdot p_2 + H_3 \cdot B_3 \cdot n_3 \cdot p_3}{H_1 \cdot n_1 \cdot p_1 + H_2 \cdot n_2 \cdot p_2 + H_3 \cdot n_3 \cdot p_3}, \quad (1.32)$$

где B_1, B_2, B_3 – обводненность продукции соответственно верхнего среднего и нижнего пропластков;

n_1, n_2, n_3 – проницаемость соответствующих пропластков;

H_1, H_2, H_3 – толщина соответствующих пропластков;

$$\rho_1 = \rho_m + (\rho_v - \rho_n) \cdot B, \quad (1.33)$$

где ρ_n и ρ_v – плотность соответственно нефти и воды, $\text{кг}/\text{м}^3$;

B – исходная обводненность в долях единиц.

Прогноз успешности и эффективности РИР, определения граничных приростов дебитов нефти возможен на основе анализа ранее проведенных работ. Авторы публикации [51] использовали для прогноза эффективности РИР дисперсионный анализ. Анализируемые скважины были разделены на эффективные и неэффективные исходя из дополнительной добычи нефти, были составлены таблицы диагностических коэффициентов для анализируемых параметров, построены распределения скважин в зависимости от полученных значений. В результате выполненного анализа РИР на месторождениях Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» разработана методика прогноза успешности и эффективности РИР, определения граничных приростов дебитов нефти с учетом степени риска.

Авторами публикации [16] было предложено использовать для сравнения результатов работ по степени изменений в нефтенасыщенных и обводненных интервалах пласта коэффициент избирательной изоляции S :

$$S = \frac{\kappa_h}{K_h} - \frac{\kappa_b}{K_b}, \quad (1.34)$$

где K_h , K_v – интегрально осредненные коэффициенты продуктивности скважины после проведения изоляционных работ соответственно по нефти и воде, а K_n , K_v – то же после проведения работ.

Коэффициент избирательности может принимать три интервала значений. Первый – область отрицательных значений, когда после работ произошло снижение продуктивности нефтенасыщенных интервалов в большей степени, чем обводненных. Второй – изменение коэффициента избирательности от нуля до единицы. В этом случае снизилась продуктивность водоносных интервалов и достигнуто незначительное увеличение продуктивности скважины по нефти или её снижение, но в меньшей степени, чем по воде. Так как при изоляционных работах целью является снижение продуктивности по воде, коэффициент избирательности для большинства видов изоляционных работ находится в области от нуля до единицы. Третий – область значений коэффициента больше единицы, отражает повышение продуктивности нефтенасыщенных интервалов.

Выбор оптимального дизайна работ должен осуществляться специалистами, имеющими практический опыт водоизоляционных работ. Результаты расчётов, несомненно, стоит принимать во внимание, но только в плане оптимизации уже имеющегося опыта решения подобных проблем в сходных геолого-технических условиях. Наибольшую ценность представляет анализ успешных и неуспешных обработок на конкретном объекте, который может указать на оптимальные тип и объём водоизоляционной композиции. Если расчетные данные и данные, полученные от анализа практических обработок носят противоречивый характер, предпочтение необходимо отдавать последним [17, 70, 80, 102, 103, 105-107, 109].

1.3 Выводы по главе 1

Проведен обзор опубликованных материалов по различным подходам при планировании (разработке дизайна) изоляционных работ в скважинах, использовании и исследованиях различных изоляционных материалов для работ в условиях высокой приёмистости. Опубликованные материалы показывают, что

большую ценность представляет анализ успешных и неуспешных обработок на конкретном объекте, который может указать на оптимальный тип и объём водоизоляционной композиции. Если расчетные данные и данные, полученные от анализа практических обработок носят противоречивый характер, предпочтение необходимо отдавать последним. Вопросы проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах в условиях высокой приёмистости пластов отражены в ряде публикаций. Известны различные блокирующие составы для снижения поглощающей способности в процессе строительства и ремонта скважин. Основным направлением применения составов для изоляции является повышение технологической эффективности и снижение стоимости работ. Исходя из анализа изученного материала, по первой главе возможно сформулировать следующие выводы:

1. Многие из методик, используемых в расчётах, содержат допущения, расчеты зачастую не учитывает влияния тех или иных важных факторов, а используемая при планировании РИР геолого-техническая информация может отсутствовать в требуемом объёме и надлежащем качестве. С учётом изложенного, результаты расчётов не следует воспринимать, как единственное возможное руководство к действию.
2. Планирование изоляционных работ, выбор объектов для проведения ГТМ с использованием средств автоматизации и гидродинамического моделирования являются актуальным развивающимся направлением. Новые разработки и исследования в этом направлении, особенно по разработке дизайна изоляционных работ, являются востребованными и требующими новых решений.
3. Тампонажные составы для ремонтно-изоляционных работ должны обеспечивать простоту их применения и обладать высокой изолирующей способностью – в этих направлениях необходимо изыскивать перспективы совершенствования. Тампонажные составы и способы ведения работ в условиях высокой поглотительной способности работают в области наиболее сложных задач – разработка новых и совершенствование имеющихся решений являются актуальными востребованными задачами.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ДИЗАЙНА РИР

2.1 Дизайн изоляции заколонного перетока с учетом профиля давления в водоносном пласте

В данной главе рассмотрены разработанные алгоритмы аналитических методов расчетов для построения дизайна РИР. Методика позволяет на основе расчета объема тампонажного состава, необходимого для применения выбранной технологии с учетом стоимости необходимых реагентов, заранее оценивать затраты, связанные с проведением работ. Ожидаемый положительный или отрицательный технологический результат РИР определяется устойчивостью водоизоляционного экрана, рассчитанной исходя из сравнения расчётной допустимой депрессии с прогнозируемой целевой депрессией после РИР. Сопоставление нескольких технологий для конкретных геолого-технических условий позволяет подобрать наиболее оптимальные из них с учетом, как технологической эффективности, так и стоимости планируемых работ [13, 82, 94]. Также методика позволяет оценить потенциальный дебит нефти после РИР.

Проведенный анализ работ, который был посвящен изучению вопроса поступления воды в скважину, дал возможность систематизировать причины притока воды на три основные категории:

1 категория – причины, относящиеся к сложностям залежей по геологическому строению;

2 категория – причины, относящиеся к процессу разработки. В данную категорию входят как подъем подошвенных вод (конусообразование, газоводяной контакт (ГВК), водонефтяной контакт (ВНК), так и движение контурных вод;

3 категория – технические причины обводнения. Сюда относятся: негерметичность цементного кольца, нарушения как по телу, так и по резьбовым соединениям труб колонн (возникает поступление чужой воды – сверху, снизу и собственной подошвенной, заколонные перетоки и пр.) [7, 27].

Самые встречающиеся типы водопритока в скважинах.

Негерметичности обсадных колонн, НКТ или пакера.

Установление причины и ее решение в значительной мере обусловлено конструкцией скважины (рисунок 2.1, а).

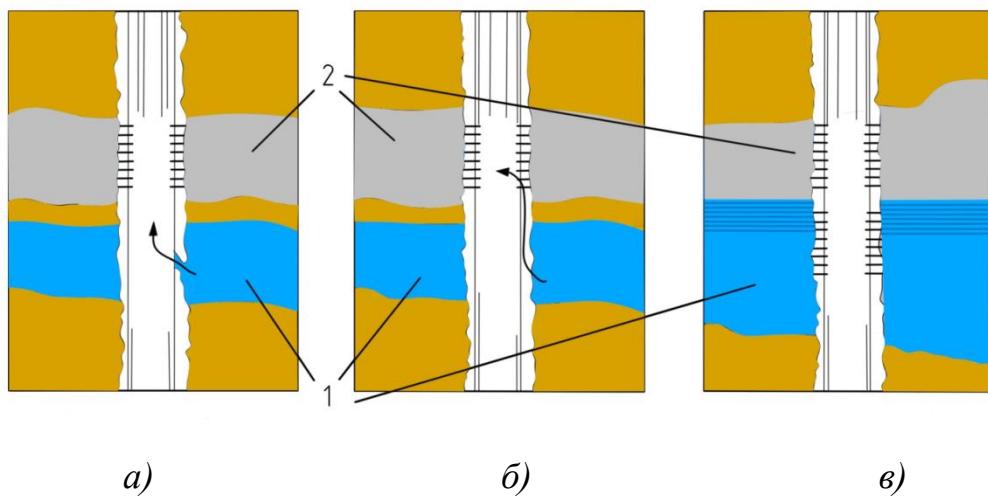
Методом изоляции подобного типа притока воды является осуществление закачки водоизолирующей жидкости или механическая изоляция с применением пробок, цементного моста, пакера или металлического пластиря.

Заколонные перетоки, как правило, обуславливаются цементированием низкого качества, в ряде случаев из-за образования пустот в прискважинной зоне по причине выноса песка (рисунок 2.1, б). Установить подобный вид притока воды возможно при применении термометрии либо изотопного каротажа.

В подобной ситуации главным решением считается использование высокопрочных тампонажных композиций, в частности, это может быть цементный раствор, закачиваемый в затрубье, или жидкости на гелевой основе меньшей по прочности, которые закачиваются в пласт для перекрытия водопритока. Особенno значимым вопросов становится правильное расположение состава в необходимом пропластке.

Водонефтяной контакт, движение по высокопроницаемым слоям, связанное с прорывом воды.

Скважины, эксплуатируемые при водонапорном режиме, подвержены неконтролируемому порыву воды в вышележащие перфорационные зоны в связи с наименьшими сопротивлениями породы из-за периодического движения ВНК в верхний интервал (рисунок 2.1, в). В основном данное движение жидкости характерно при слабой вертикальной проницаемости породы. При проницаемости коллекторов менее $0,01 \text{ мД}$ (низкая вертикальная проницаемость коллектора) и большой площади зоны дренирования в связи с низкой скоростью движения водонефтяного контакта, перемещение вверх происходит очень медленно. Также возможно явление конусообразования на скважинах с большей проницаемостью при $K_v > 0,01 \text{ Кг}$.



a – негерметичность обсадной колонны; б – заколонные перетоки; в – подъем ВНК; 1 – водоносный пласт; 2 – нефтеносный пласт

Рисунок 1 – Типы водопритоков в скважину

Так или иначе, вопрос проведения водоизоляционных работ сводится к решению задачи ограничения притока из водоносного пропластика, либо к изоляции канала связи с водоносным пластом [56, 81].

Для проектирования проведения ремонтно-изоляционных работ необходимо решить ряд задач:

- выбрать тип изоляционной композиции;
- рассчитать необходимый объём изоляционной композиции;
- спрогнозировать ожидаемый эффект от проведения работ.

Методика планирования и проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине, проработанная и усовершенствованная автором, представлена на рисунке 2.2.

Планирование начинается со сбора геолого-технических данных, информации о конструкции скважины и других сведений.

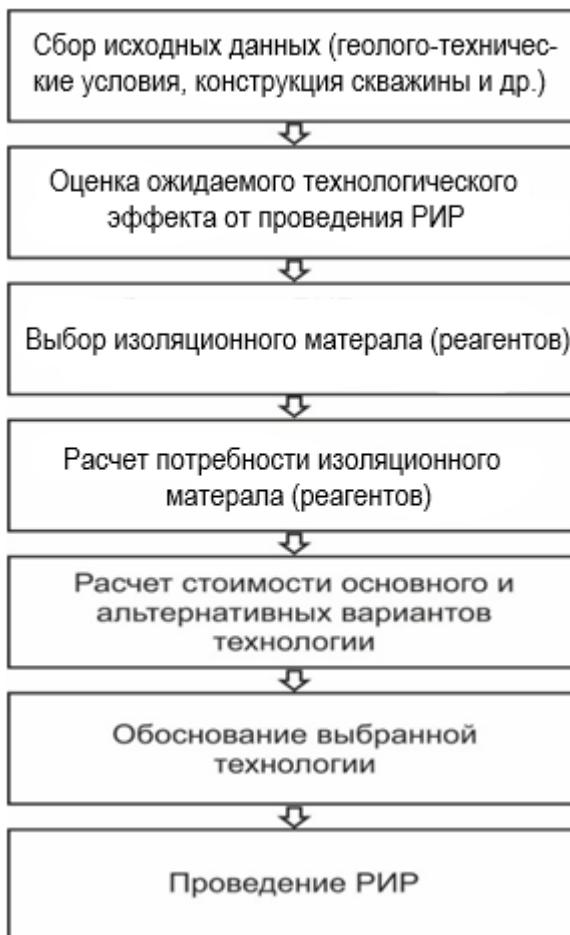


Рисунок 2.2 – Методика расчетов

Далее определяют потенциально возможный эффект от проведения работ по изоляции заколонного перетока. Это делают с использованием специального программного обеспечения, либо путем оценки динамики работы скважины до момента обводнения. За ожидаемый дебит нефти после РИР, при наличии достаточного количества извлекаемых запасов, возможно принять усредненные показатели дебита нефти за 6 месяцев стабильной работы до момента обводнения. Далее, в зависимости от исходных данных, в частности, на основе имеющихся данных о приёмистости изолируемого интервала, проводится предварительный выбор изоляционного материала [20, 23, 24].

При использовании других технологий могут создаваться дополнительные критерии. Учет допустимых отклонений и критически важных «стоп-факторов» обеспечивает наиболее точный выбор технологии для каждой скважины.

Основные условия выбора тампонажного материала, проработанные и усовершенствованные автором, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Условия применения реагентов

Тип РИР	Область применения	Стоп-факторы
<i>Синтетическая смола</i>		
Герметизация колонны	Приёмистость меньше $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$	Приемистость больше или равна $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$
<i>Микроцемент</i>		
Герметизация колонны, отключение пласта, заколонные перетоки	Приемистость $0,2-0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ включая 0,2 и 0,5	Приемистость менее 0,2 или более $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$
<i>Цемент ПЦТ-I-G-CC-1</i>		
Герметизация колонны, отключение пласта, заколонные перетоки	Приемистость $0,5-1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ включая 0,5 и 1,0	При ликвидации ЗКЦ давление на зацементированное затрубное пространство между пластами более $2,0 \text{ МПа}/\text{м}$. Приемистость менее 0,5 или более $1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$
<i>Композиция на основе силиката натрия и цемент ПЦТ-I-G-CC-1</i>		
Герметизация колонны, отключение пласта, заколонные перетоки	Приёмистость более $1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$, включая 1,0. При ликвидации ЗКЦ давление на зацементированное затрубное пространство между пластами не более $2,0 \text{ МПа}/\text{м}$	Приемистость менее $1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$
<i>Гелеобразующая композиция на основе силиката</i>		
Внутрипластовый переток	Приёмистость более $1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$, включая 1,0	Приемистость менее $1,0 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$

Далее рассчитывается необходимый объём изоляционных материалов (реагентов). Для расчета потребного количества изоляционного материала при РИР по изоляции заколонного перетока использовали гидродинамическое

моделирование. При моделировании заколонного перетока предполагается, что модель будет являться двухслойной: первый слой – продуктивный пласт, второй слой – водоносный пласт (рисунок 2.3).

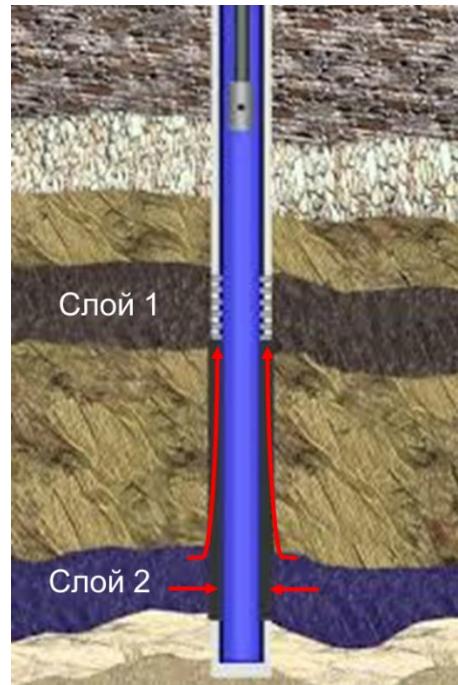


Рисунок 2.3 – Схема пластов для модели

Модель предполагает, что в вертикальной скважине после нарушения целостности цементного кольца происходит поступление воды по заколонному пространству из нижнего водоносного пласта.

Пусть скважина работает с дебитом жидкости $q_{ж}$ при забойном давление P_3 . Обводненность продукции составляет $f(w)$ и контролируется поступлением воды по заколонному перетоку.

В таком случае на первом этапе определяется объем воды, поступающий из водоносного пласта по формуле (2.1):

$$q_v = k * q_{ж} * (\text{обв}) , \quad (2.1)$$

где q_v – дебита воды по водоносному прослою, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

обв – объемная обводненность скважины, д.ед.;

k – коэффициент, учитывающий естественную обводненность целевого пласта (при условии принятия нефтенасыщенного целевого пласта равным 1 доли ед., т.е. вся вода поступает из водоносного слоя).

На основании вычисленного дебита воды и зная забойное давление, можно рассчитать профиль давления в водоносном слое, используя формулу 2.2. Необходимость расчета профиля давления обусловлена ограничениями прочностных характеристик водоизоляционных составов:

$$P(r) = P_{заб} + \frac{q_B * B_B * \mu_B}{k * h} * \ln \frac{r}{r_c}. \quad (2.2)$$

Для решения требуется величина следующих фильтрационно-емкостных параметров водоносного пласта:

q_B – дебита воды по водоносному прослою, м³/сут;

k – проницаемость водоносного слоя, м²;

h – толщина водоносного слоя, м;

r_c – радиус скважины, м;

B_B – объемный коэффициент, д.ед.;

μ_B – вязкость воды, Па·с.

Результаты расчета представляют собой профиль давления на удалении от скважины.

Вычисленные по указанным формулам градиент dP/dr и суммарное изменение давления позволяют определить на каком расстоянии от интервала обработки необходимо закачать композицию для обеспечения условия прочностных характеристик реагентов, по представленной формуле (2.3):

$$dP/dr(r) < dP/dr_{прорыва}. \quad (2.3)$$

Следующим этапом после выбора радиуса обработки является расчет потребного объема реагента для проведения обработки по формуле (2.4):

$$V_{pear} = \pi * r^2 * h * m, \quad (2.4)$$

где r – принятый радиус обработки, м;

h – толщина водоносного слоя, м;

m – пористость пласта, д.ед.

Ожидаемый эффект от проведения работ рассчитывается, исходя из дополнительного фактора сопротивления, который обеспечивается закачкой водоизолирующего состава. Тогда снижение дебита воды определяется через добавление дополнительных фильтрационных сопротивлений за счет скин-эффекта [104]. Расчет осуществляется по формуле Хокинса (2.5):

$$s = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) * \ln \frac{R_s}{r_{скв}}, \quad (2.5)$$

где $r_{скв}$ – радиус скважины;

R_s – радиус зоны обработки;

k – проницаемость водоносного слоя, м²;

K_s – проницаемость скин-зоны, определяется исходя из коэффициента изоляции водонасыщенной модели по формуле (2.6):

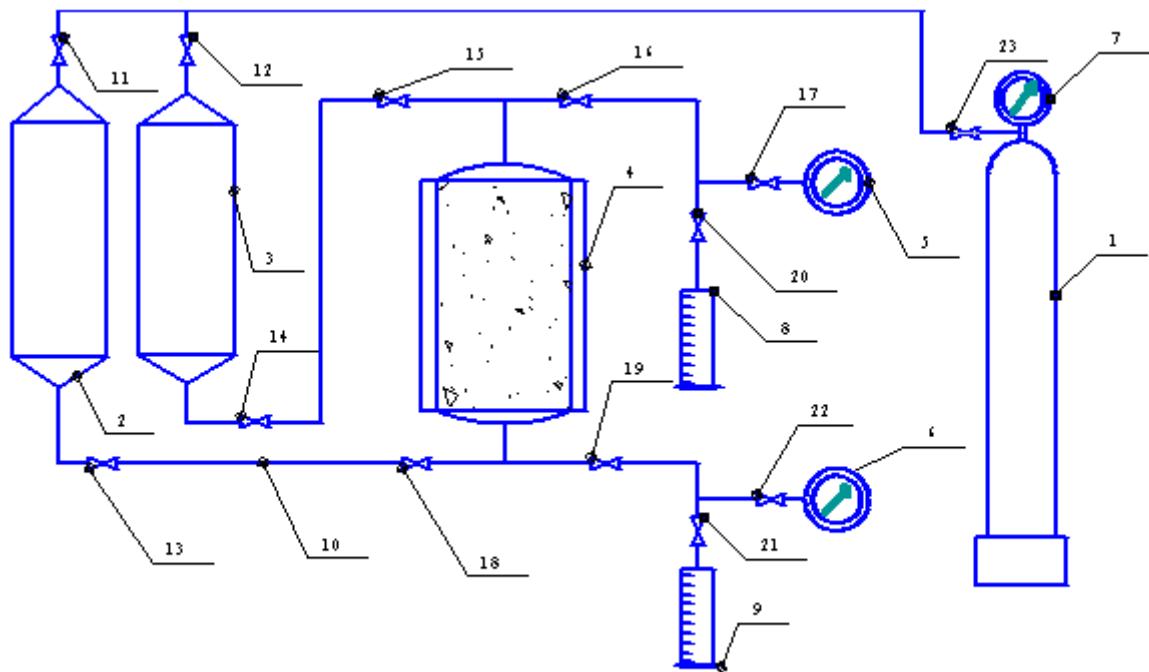
$$K_s = k - k * \left(\frac{K_{изоляции}}{100} \right). \quad (2.6)$$

Расчет скин-фактора позволяет рассчитать объем воды, поступающей из водоносного пласта после проведения обработки, по формуле Дюпюи (2.7):

$$q = \frac{2\pi * k * h * (P_{пл} - P_{заб})}{\mu * B * \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + s \right)}. \quad (2.7)$$

Сделав эти вычисления, возможно оценить дебит скважины и сокращение добычи воды после обработки.

Для обеспечения возможности проведения расчётов, необходимо знать изоляционные характеристики используемых водоизоляционных композиций [86]. Определение в лабораторных условиях необходимых для расчета численных величин характеристик проводится на насыпной модели пласта с использованием фильтрационной установки, схема которой представлена на рисунке 2.4 [61]. Моделировался девонский пласт с терригенными коллекторами, основной характеристикой которого является проницаемость равная 1061 мД. Исследования планировались и проводились в лаборатории обработки призабойной зоны пласта и водоизоляционных работ Института «ТатНИПИнефть» исследователями Хуснутдиновой Р.Р. и Жиркеевым А.С.



1 – баллон с газом; 2, 3 – сосуды с рабочей жидкостью; 4 – модель пласта;
 5, 6, 7 – манометры; 8, 9 – мерные емкости; 10 – трубопроводы;
 11-22 – вентили; 23 – редуктор давления

Рисунок 2.4 – Схема фильтрационной установки

Фильтрационная установка состоит из баллона со сжатым газом 1, сосудов с рабочими жидкостями 2 и 3, модели пласта 4, манометров 5-7, мерных емкостей 8 и 9, трубопроводов 10, вентилей 11-22, редуктора давления 23. Монтаж гидравлической схемы осуществлен трубками из меди и стали при помощи нормализованных и конусных соединений. Основной деталью фильтрационной установки является модель пласта, представляющая собой патрубок цилиндрической формы длиной 48,2 см и площадью внутреннего сечения 6,15 см², имеющий внутреннюю резьбу глубиной 1 мм и заполненную кварцевым песком. Подача рабочих жидкостей в модель пласта осуществляется за счет давления газа через сосуды 2 и 3. Объемный расход жидкостей может изменяться за счет регулирования давления газа в гидравлической системе редуктором

давления 23. Контроль давления газа осуществляется с помощью образцового манометра 7.

Порядок проведения экспериментов на фильтрационной установке состоит из трех этапов:

- подготовки модели пласта и фильтрационной установки;
- фильтрации насыщающей пористую среду жидкости и исследуемого тампонажного состава по схеме «скважина-пласт» и «пласт-скважина» через модель пласта для установления параметров фильтрации и водоизолирующих свойств;
- обработки результатов исследований.

Подготовка модели пласта к проведению исследований начинается с обработки кварцевого песка. Песок засыпается в эксикатор, заливается 30 % - ным раствором соляной кислоты и, при периодическом перемешивании фарфоровой ложкой, выдерживается в кислотном растворе 72 ч. Затем, после слива кислотного раствора песок промывают дистиллированной водой до полной нейтрализации раствора ($\text{pH}=7$). В последующем, песок просушивается в сушильном шкафу при температуре 105-120 °C до постоянного веса.

Затем кварцевый песок неопределенной фракции перемалывается на шаровой мельнице в течение 3,0-3,5 ч. Молотый песок промывается дистиллированной водой. Качество промывания контролировали по окончанию появления на поверхности воды налета серого цвета (пыли). Промытый песок просушивается при температуре 105 - 120 °C до постоянного веса.

Требуемые значения коэффициента проницаемости модели пласта обеспечивается за счет подбора фракций кварцевого песка. Для этого перемолотый песок после просушки рассеивается по фракциям в течение одного часа. Рассеивание производится на специальных ситах. Перед набиванием детали модели пласта промываются в керосине и в воде. Затем производится их сушка, сборка и проверка герметичности резьбовых соединений путем нагнетания воздуха.

Заполнение модели пласта производится следующим образом. Модель пласта (цилиндрический патрубок) ставится в вертикальное положение. Во внутреннюю полость ее засыпают песок. Предварительно песок подогревают до 40-50 °С, что способствует более плотной его упаковке. Песок засыпается порциями с перерывами для постукивания в течение 15 минут с интенсивностью 3 удара в секунду. Контроль нормальной засыпки осуществлялся по прекращению осаждения песка в модели при постукивании.

На торцах модели пласта устанавливают фильтры Шотта, препятствующие выносу в трубопроводы мелких фракций песка при фильтрации, улучшающие объемное распределение подаваемой в модель жидкости и уменьшающие языкообразование. Для устранения эффекта пристенного распространения жидкости, стенки модели пласта смазывают kleem, обеспечивающим создание жестко прикрепленного монослоя песка. При этом используется клей, химически нейтральный по отношению к химреагентам, используемым в испытаниях.

При подготовке модели пласта к испытаниям, для создания подобия водонасыщенного пласта используют пресную воду. Для создания водонасыщенности модели пласта используют способ насыщения образца под вакуумом. Предварительно модель пласта вакуумируют в течение 2-6 ч. Последовательность операций, при этом следующая. Шланг от вакуумного насоса подсоединяется к вентилю 21 на конце модели пласта. Вакуумный манометр устанавливается на противоположный конец модели пласта вместо манометра 5. Затем при закрытых вентилях 15, 18, 22, 20 и открытых вентилях 16, 17, 19, 21 включается вакуумный насос. Вакуумный насос выключается после получения постоянных показаний вакуумного манометра. После этого вакуумированный пласт отсекается закрытием вентилей 15, 16, 18, 19. Также закрываются вентили 11, 14, 18, 22, 20. Сосуд 3 заполняется водой и в нем создается избыточное давление 4-5 кг/см² открытием вентиля 12 и редуктора давления 23. Затем вентили 14, 15, 16, 17, 19, 21 открывают, и вода начинает фильтроваться через пористую среду. Конец насыщения определяется по резкому скачку давления на манометре 5, установленном до модели пласта.

Модель пласта взвешивали перед и после насыщения водой с точностью + 0,5 г. Зная плотность воды, с которой проводилось насыщение, определялся поровый объем по формуле (2.8):

$$V_{\text{пор}} = \frac{M_2 - M_1}{\rho_{\text{воды}}}, \quad (2.8)$$

где $V_{\text{пор}}$ – поровый объем, м³;

M_1 и M_2 соответственно вес модели пласта до насыщения и после насыщения;

$\rho_{\text{воды}}$ – удельный вес воды, кг/м³.

В формуле не учитывается вес воздуха, который занимал поровый объем до насыщения модели пласта водой, но так как плотность воздуха по сравнению с плотностью воды значительно меньше, то этим весом можно пренебречь.

Знание порового объема позволяет определить пористость. Для определения пористости используют выражение (2.9)

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{L \cdot F} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

где m – пористость, %;

L – длина модели, м;

F – площадь внутреннего сечения модели, м².

Пористость, определенная методом насыщения и взвешивания, является неполной, так как часть пор (замкнутых) не заполняется жидкостью, это так называемая пористость насыщения, которая, как правило, характерна в реальных условиях [9].

После насыщения модели пласта водой определяют ее проницаемость по воде. Для этого открытием соответствующих вентилей при постоянном расходе прокачивают воду через модель пласта и, после прокачки трех объемов пор, определяют установившийся перепад давления. Далее вычисляют проницаемость по воде с использованием известной формулы Дарси (2.10):

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{3600 \cdot P \cdot S}, \quad (2.10)$$

где K – проницаемость по воде, мкм²;

μ – вязкость воды, мПа·с;

P – установившийся перепад давления, $\times 10^5$ Па;

S – площадь сечения модели пласта, м²;

Q – расход прокачиваемой жидкости, м³/сек;

l – длина модели, м.

Изолирующие свойства исследуемых тампонажных составов определяются в следующей последовательности. В подготовленную модель пласта закачивают исследуемый тампонажный состав (моделирование закачки «скважина-пласт»). При этом фиксируют объем вытесненной жидкости к моменту появления закачиваемого состава. Далее фильтрацию тампонажного состава продолжают до стабилизации объемной скорости и давления. Ориентировочное количество прокачиваемой жидкости не менее трех объемов пор пласта. В процессе фильтрации фиксируют давление нагнетания тампонажного состава и объем жидкости, профильтрованной за единицу времени. После этого модель пласта оставляют в покое на время структурирования тампонажного состава (обычно в течение 24 ч). Далее осуществляют процесс обратного вытеснения закачанного в модель пласта тампонажного состава замещающей водой (моделирование закачки «пласт-скважина»). При этом фиксируют давление и количество жидкости за единицу времени. Обратное вытеснение тампонажного состава также производят до стабилизации параметров фильтрации при постоянной объемной скорости закачки [64, 67, 69].

Для проведения опытов применялась фильтрационная установка, с помощью которой в лабораторных условиях были определены характеристики величин, необходимых для расчетов при построении дизайна РИР. Определяющим вычислением является определение коэффициента изоляции, который говорит об оценке изолирующей способности материала и успешности проводимого мероприятия. Коэффициент изоляции представляет собой отношение проницаемости до и после закачки тампонажного состава и определяется по формуле (2.11):

$$K_{из} = \frac{K_0 - K_1}{K_0} \cdot 100\%, \quad (2.11)$$

где $K_{из}$ – коэффициент изоляции, %;

K_0 – проницаемость модели пласта до тампонирования, мкм²;

K_1 – проницаемость модели пласта после тампонирования, мкм².

Проницаемости K_0 и K_1 определяют на основе данных, полученных в процессе ранее проведенных исследований в лабораторных условиях. $K_{из}$ равный 100 %, показывает, что произошло полное закупоривание пор модели пласта.

В таблице 2.2 приведены результаты исследования на модели пласта некоторых изоляционных материалов [64, 67].

Таблица 2.2 – Характеристики изоляционных материалов

Изоляционный материал	Коэффициент изоляции модели, %	Давление прорыва, МПа/м
Тампонажный раствор на основе микроцемента	97	2,8
Тампонажный раствор на основе эпоксидной смолы	99	3,9
Композиция на основе силиката натрия	89	0,9

2.2 Оценка эффективности работ при использовании тампонажных материалов с различными изолирующими свойствами

Важной задачей на этапе проектирования ремонтно-изоляционных работ, является моделирование процесса, в частности, гидродинамическое моделирование. Оно дает возможность спрогнозировать параметры нефтеотдачи от применения технологии в процессе проектирования, тем самым снизить стоимость выполненных работ и определить рентабельность и процент успешности планируемых мероприятий.

С целью определения эффективности мероприятий, направленных на изоляцию заколонного перетока, была создана двухфазная гидродинамическая

модель, позволяющая оценить восстановление дебита нефти после изоляционных работ. Двухфазная гидродинамическая модель позволяет инициировать переток в водоносный пласт путем перфорации, что уже на начальном этапе показывает, как меняются токи при работе целевого пласта и заколонном перетоке. По результатам численных расчетов прослеживается тенденция изменения скин-фактора в зависимости от увеличения коэффициента изоляции, что, в свою очередь, дает возможность спрогнозировать увеличение дебита нефти и снижение водопритока на стадии проектирования. Применяемая модель за счет расчета ожидаемого дебита нефти позволяет определить экономическую эффективность от мероприятий в процессе проектирования работ, не применяя сложных расчетов и формул, что также намного облегчит и упростит работу инженерного состава на этапе проектирования [1, 4, 27, 97].

Гипотетическая гидродинамическая модель представляет собой объект из двух пластов, разделенных перемычкой, где верхний слой полностью нефтенасыщенный, нижний слой – водоносный (рисунок 2.5). Оба пласта эксплуатируются скважиной, находящейся в центре залежи, с постоянными граничными условиями (давление, насыщение). Гидродинамическая модель создавалась с использованием программного комплекса tNavigator. Значение вязкости нефти составляет 0,0016 Па·с. Значения проницаемости и толщин пластиов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Фильтрационные показатели пластов в модели

Пропласток	Толщина, м	Проницаемость, мД
1 пласт	3,5	305,7
2 пласт	4	1061

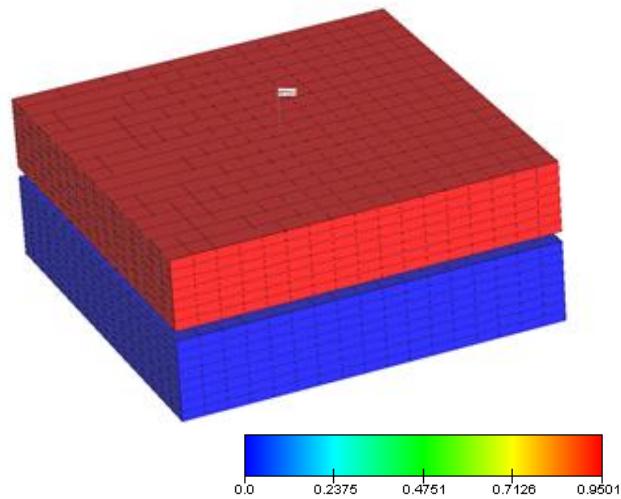


Рисунок 2.5 – Модель для проведения расчетов (насыщенность)

Прогнозные расчеты проводились в течении 20 лет. На 8 год имитация возникновения заколонной циркуляции моделировалась путем открытия перфорации на верхнюю ячейку водоносного слоя (рисунок 2.6).

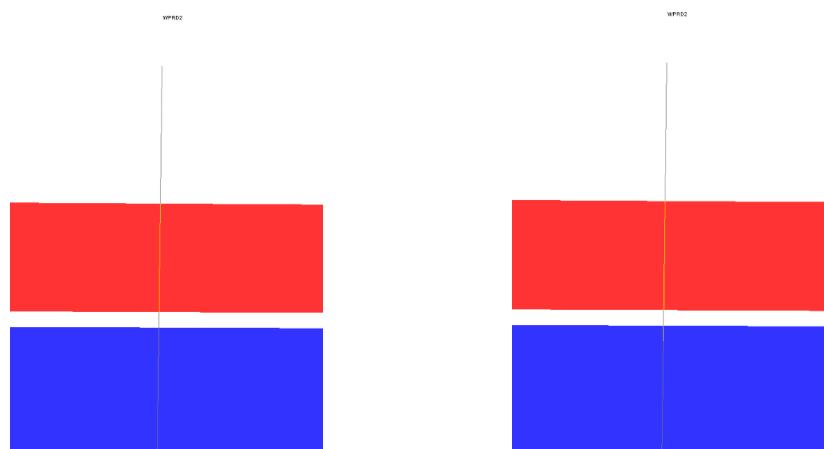


Рисунок 2.6 – Расположение перфорации модели в верхнем нефтенасыщенном пласте (а), частично в водоносном пласте (моделирование заколонного перетока (б))

Дебит жидкости на расчете задавался постоянным. Воздействие состава будет происходить через перфорированный водоносный пласт. Проведение

водоизоляции моделировалось путем добавления расчётных скин-факторов для удельного объема закачки изоляционной композиции от 1 до 15 м³/м для коэффициентов изоляции 85, 90, 95, 98, 99 (таблица 2.4) по формуле (2.12):

$$s(K_{\text{изоляции}}, V_{\text{пeар}}) = \left(\frac{K_{\text{изоляции}}}{100 - K_{\text{изоляции}}} \right) * \ln \frac{\sqrt{\frac{V_{\text{пeар}}}{\pi * h * m}}}{r_{\text{скв}}} \quad (2.12)$$

Для нефтяной и водоносной частей пласта скин-фактор, принятый за обработку, будет разным.

Таблица 2.4 – Рассчитанный скин - фактор для различных коэффициентов изоляции

Удельный объем на 1 м толщины пласта	$K_{\text{из}} = 85 \%$	$K_{\text{из}} = 90 \%$	$K_{\text{из}} = 95 \%$	$K_{\text{из}} = 98 \%$	$K_{\text{из}} = 99 \%$
1	15	23	49	126	255
2	19	29	62	160	323
10	28	44	93	239	483
15	30	48	100	259	523

Линии тока при работе целевого пласта и при возникновении заколонной циркуляции представлены на рисунке 2.7 и 2.8.

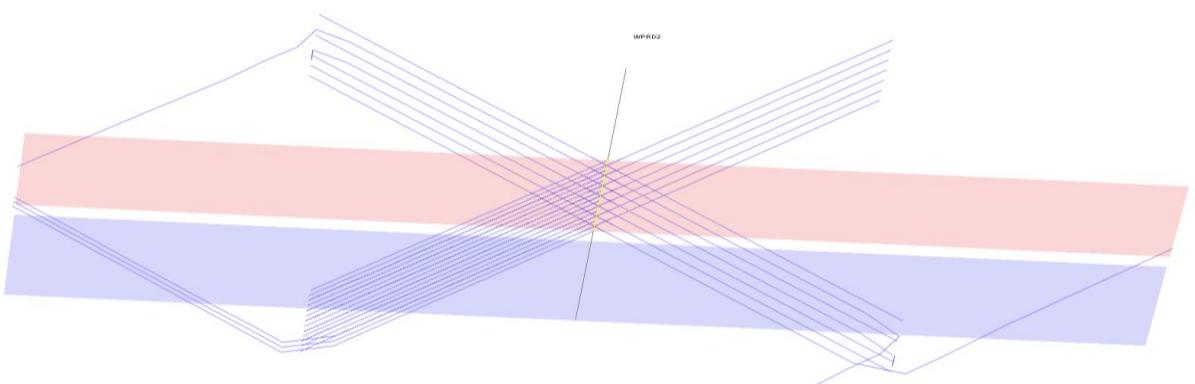


Рисунок 2.7 – Линии тока при работе целевого пласта

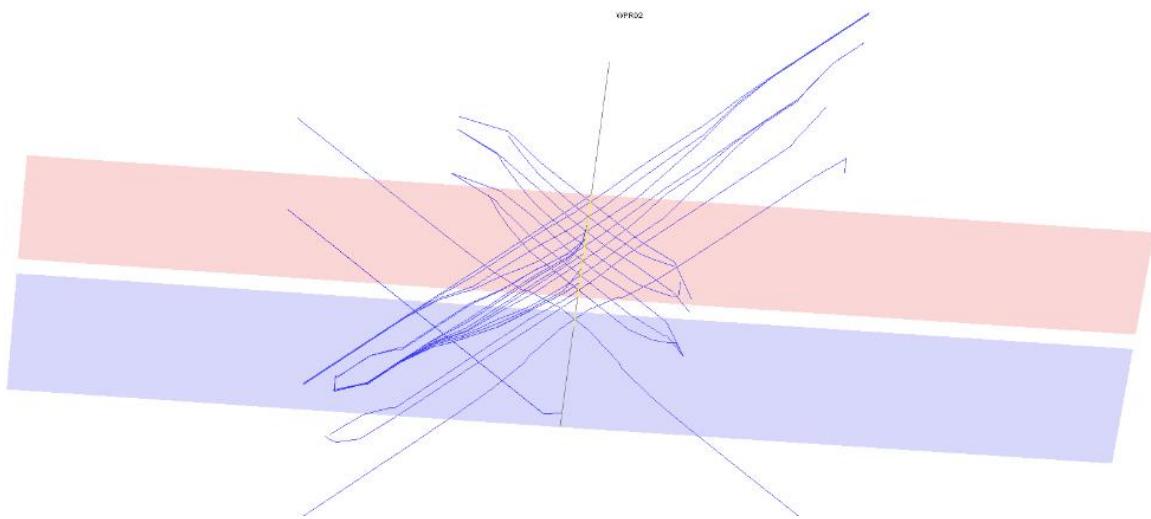


Рисунок 2.8 – Линии тока при возникновении заколонной циркуляции

Результаты проведенных расчетов представлены на рисунках 2.9, 2.10.

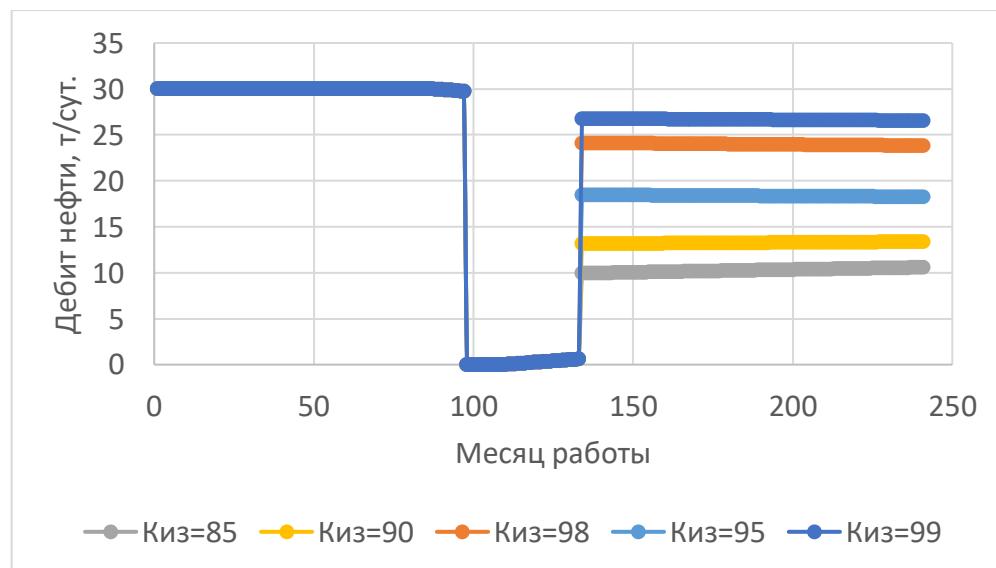


Рисунок 2.9 – Динамика изменения дебита нефти
для различных коэффициентов изоляции

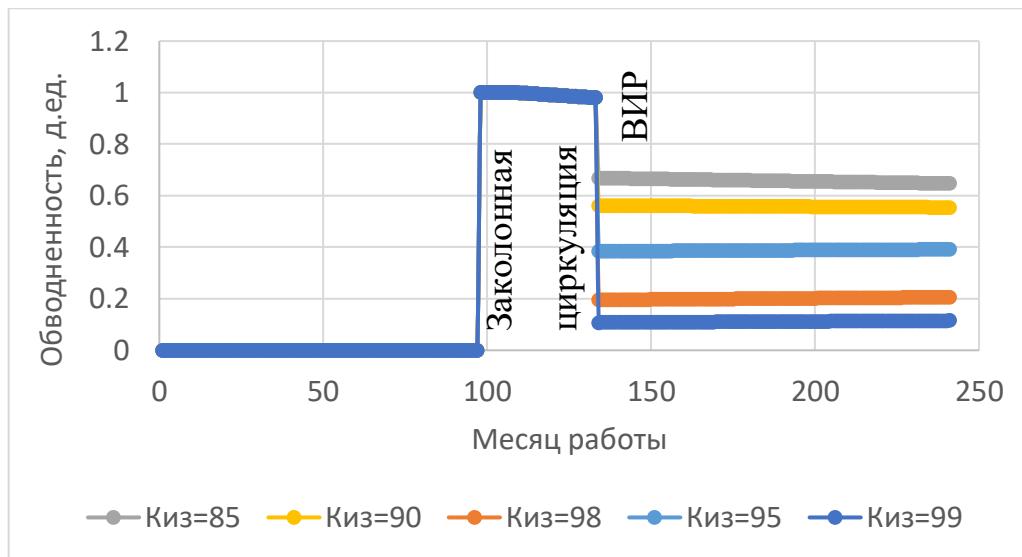


Рисунок 2.10 – Динамика изменения обводненности для различных коэффициентов изоляции

Отношение дебита нефти после обработки к дебиту до возникновения заколонной циркуляции приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Восстановление дебита нефти после обработки

Коэффициент изоляции	85	90	95	98	99
Восстановление базового дебита нефти, %	33 %	44 %	62 %	81 %	90 %

На рисунке 2.9 и в таблице 2.5 видно, что ни в одном из расчетных вариантов не удалось достичь дебита нефти после обработки больше дебита нефти, чем до возникновения заколонной циркуляции.

С учетом изложенного возможно сделать выводы, что технологический эффект от проведения мероприятий по изоляции притока из водоносного пласта направлен на восстановление базовой добычи, а при заданном диапазоне коэффициента изоляции от 85 % до 99 % восстановление базовой добычи нефти составляет от 33 % до 90 % [75, 95].

2.3 Апробация разработанной методики построения дизайна РИР при планировании проведения работ в скважине

Разработанная методика планирования проведения РИР была испытана для расчетов в скважине с характеристиками, представленными в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные по скважине для расчета

Показатель	Значение	Ед. изм.
Дебит жидкости	100	м ³ /сут
Дебит воды	90	м ³ /сут
Обводненность	90	%
Забойное давление	5	МПа
Проницаемость водоносного слоя	120	мД
Пористость водоносного слоя	0,2	д.ед.
Толщина водоносного слоя	7,6	м
Радиус скважины	0,073	м
Объемный коэффициент	1,0	д.ед.
Вязкость воды	0,0016	Пас

Были получены результаты, представленные в таблице 2.7 и на рисунке 2.11.

Таблица 2.7 – Результаты расчета профиля давления на различном удалении от скважины

Радиус от скважины	Давление на радиусе	Градиент dP/dr	Суммарное изменение давления	Относительное изменение давления
м	МПа	МПа/м	МПа	%
0,076	5,0			
0,50	5,46	1,28	1,28	64 %
2,0	5,94	0,26	1,55	77 %
3,0	6,06	0,11	1,67	83 %
4,0	6,14	0,083	1,75	87 %
5,0	6,21	0,065	1,82	90 %
6,0	6,26	0,053	1,87	93 %
8,0	6,35	0,083	1,95	97 %
9,0	6,38	0,034	1,99	98 %
10,0	6,41	0,031	2,02	100 %

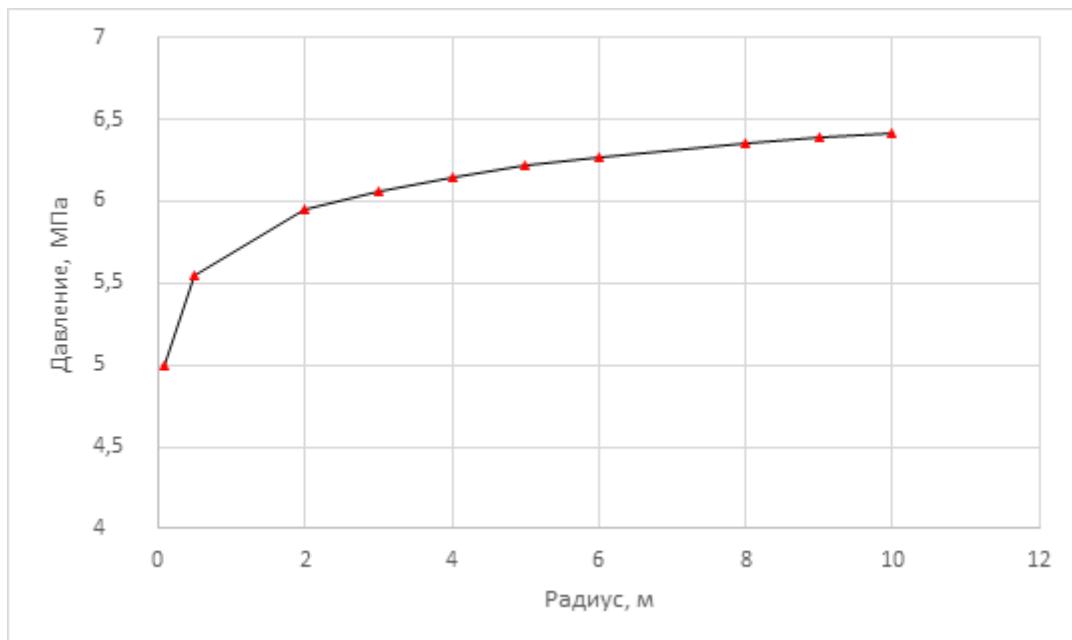


Рисунок 2.11 – Результаты расчета профиля давления
на различном удалении от скважины

Потребный объём водоизоляционной композиции в зависимости от радиуса обработки, находим по формуле (2.4).

Результаты расчета необходимого объема реагента от радиуса обработки представлены на рисунке 2.12.

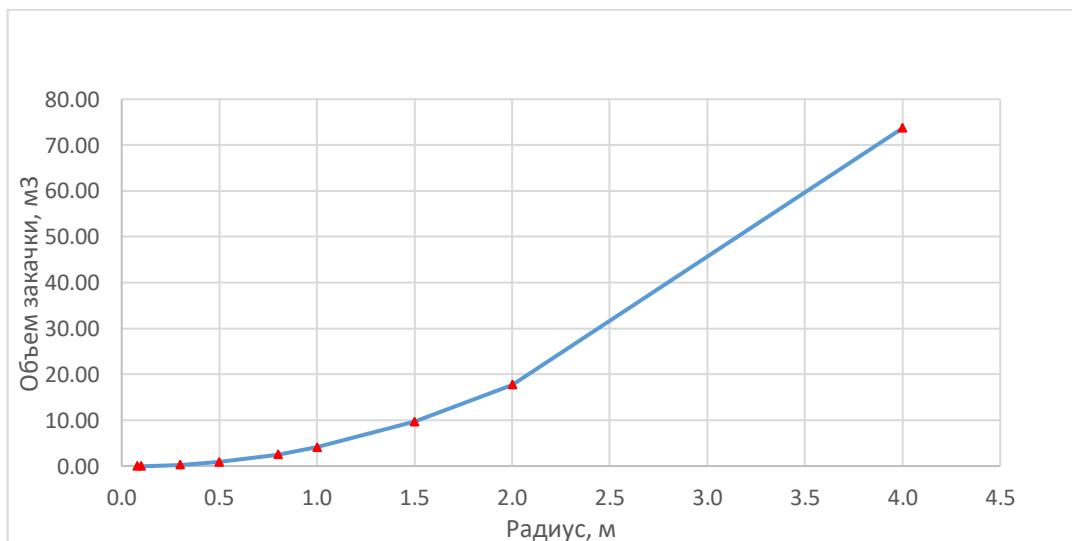


Рисунок 2.12 – Результаты расчета потребного объема реагента
от радиуса обработки

В данном случае необходимый объем реагента от радиуса обработки определяется полиномиальной зависимостью второй степени $y = 4,7864x^2 - 0,7247x + 0,0264$.

С использованием формулы (2.5) и (2.6) был проведен расчёт и определена зависимость скин-фактора от коэффициента изоляции, результаты представлены на рисунке 2.13.



Рисунок 2.13 – Зависимость скин-фактора от коэффициента изоляции

Сделав вычисления по формуле (2.7) стало возможно оценить дебит скважины и сокращение добычи воды после обработки (рисунок 2.14).

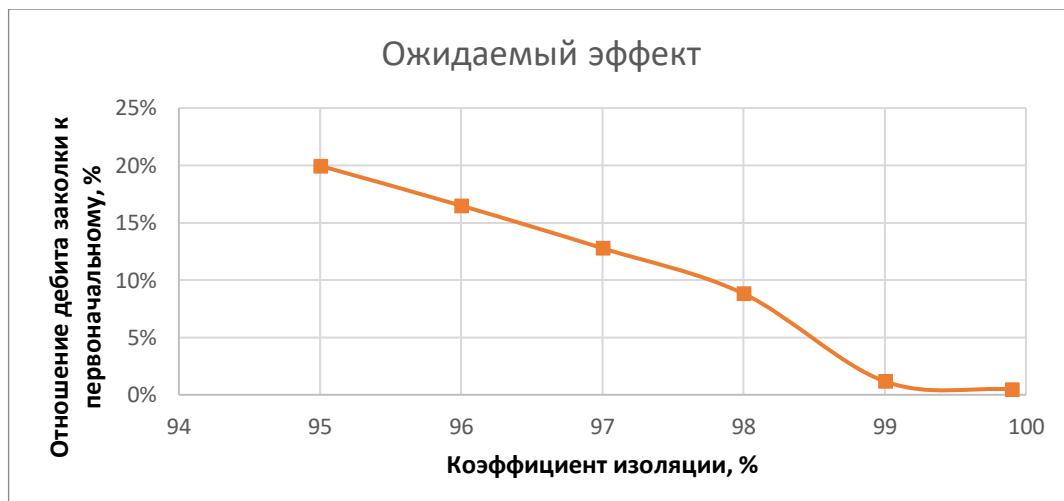


Рисунок 2.14 – Отношение дебита воды к первоначальному в зависимости от коэффициента изоляции состава

Для анализа влияния коэффициента изоляции и удельного объема обработки на метр изолируемой толщины были проведены аналитические расчеты по предлагаемой методике. Для расчетов был принят диапазон величины коэффициента изоляции от 80 % до 99 %.

Расчет проводился согласно формулам 2.13, 2.14, 2.15, где скин-фактор является функцией коэффициента изоляции и объема реагента, формула (2.12).

При этом объем поступающей из неперфорированного интервала воды контролируется именно достигаемым дополнительным фильтрационным сопротивлением [85, 89, 97]. Расчет притока воды осуществляется по формуле (2.7).

Результаты расчетов представлены на рисунке 2.15. Расчетные значения скин-фактора для различных коэффициентов изоляции представлены штрихпунктирными линиями, расчётная зависимость дебита от скин-фактора представлена красной линией.

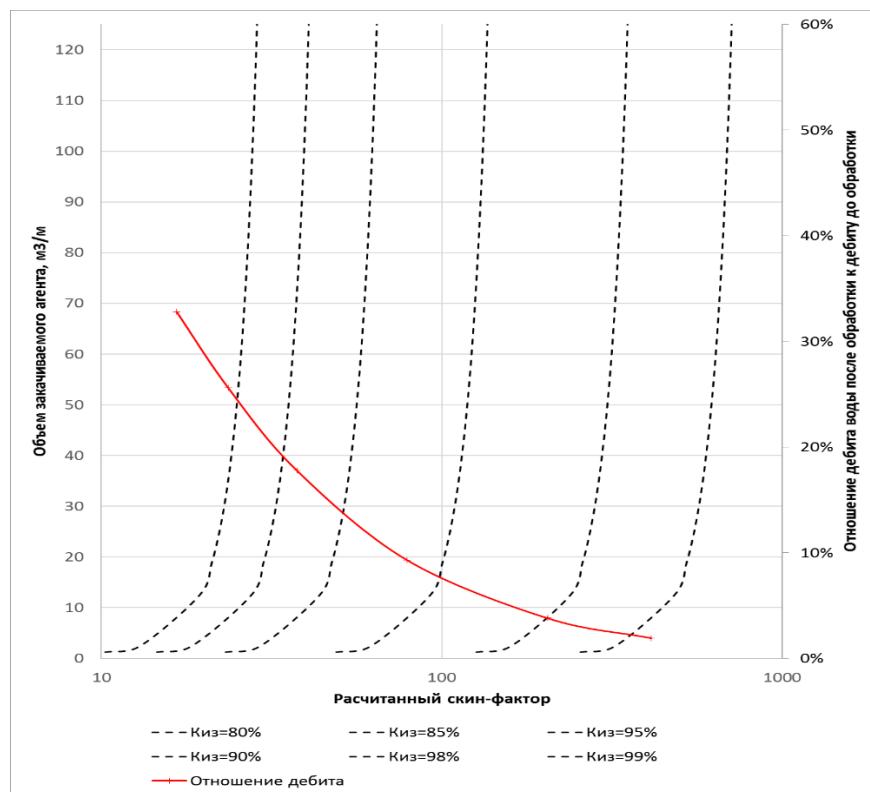


Рисунок 2.15 – Зависимость отношения дебита воды от объема состава

Из результатов расчетов, представленных на рисунке 7, видно, что с увеличением коэффициента изоляции, на результат работ преобладающее влияние начинает оказывать коэффициент изоляции, а не объем закачки [75, 95].

По результатам теоретических расчетов установлено, что на потребный объем закачки водоизоляционной композиции оказывают основное влияния два фактора – прочностная характеристика состава и потребное дополнительное сопротивление в призабойной зоне водоносного горизонта [64, 83, 86]. При этом очевидно, что с повышением объема закачки увеличивается радиус зоны обработки и эффект от водоизоляционных мероприятий увеличивается [61, 66, 98, 110].

2.4 Выводы по главе 2

1. По результатам анализа проведенных лабораторных исследований на фильтрационной установке определены коэффициент изоляции и давление прорыва воды для некоторых типов изоляционных материалов.

2. Для повышения эффективности РИР целесообразно использовать алгоритмы аналитических методов расчетов для построения дизайна РИР. Для этих целей была разработана методика проектирования дизайна изоляционных работ для ликвидации заколонного перетока в скважине, учитывая профиль давления в водоносном пласте и изоляционные характеристики тампонажных материалов.

Разработанная методология расчетов позволяет разрешить ряд задач, связанных с проведением изоляционных работ:

- подобрать тип тампонирующей композиции;
- оценить необходимый объем тампонирующей композиции;
- оптимизировать и сократить затраты на этапе проектирования.

3. Технологический эффект от проведения мероприятий по изоляции притока из водоносного пласта направлен на восстановление базовой добычи, а

при заданном диапазоне коэффициента изоляции от 85 % до 99 % восстановление базовой добычи нефти составляет от 33 % до 90 %.

4. При закачке более 12-15 м³/м изоляционного материала динамика изменения скин-фактора замедляется не зависимо от коэффициента изоляции тампонажного материала.

ГЛАВА 3 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПЛАСТОВ НА ОЖИДАЕМОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ И НЕФТИ

Заводнение является одним из основных методов, обеспечивающих увеличение нефтеотдачи продуктивных пластов и поддержание пластового давления. В связи с этим завершающая стадия разработки большинства нефтяных месторождений, как правило, сопровождается высокой обводненностью. Рост добываемой воды сопряжен с дополнительными затратами на транспортировку и подготовку добываемой жидкости, повышенной нагрузкой на наземную инфраструктуру, увеличением работ по текущему и капитальному ремонту скважин. В связи с этим, при оптимизации разработки месторождений все большую популярность набирают методы, направленные на ограничение водопритока к скважине, основной задачей которых является снижение объема добываемой воды [3, 26, 52]. Данные методы подразделяются на технические и физико-химические. Первые включают в себя установку дополнительной колонны, применение пластирея. Физико-химические методы, в свою очередь, подразделяются на селективные и неселективные. В первом случае проводится избирательное снижение проницаемости высокообводненных участков, во втором – применение пакерующих устройств для изоляции обводненного участка, применение изоляционных мостов [17, 53]. В данном разделе с использованием гидродинамической модели проведена оценка влияния отключения интервалов пластов на ожидаемое изменение дебита жидкости и нефти [72]. В качестве объекта исследования рассматривались терригенные отложения пашийского и кыновского горизонтов. В отложениях кыновского горизонта выделяются два гидродинамически изолированных между собой пласта-коллектора, сложенных песчаниками и алевролитами. В пашийском горизонте выделяется пять пластов-коллекторов, представленных песчаниками мелкозернистыми и крупнозернистыми алевролитами. Объект находится на четвертой стадии разработки.

В качестве первого примера рассмотрена скважина, эксплуатирующая однородный пласт толщиной 6,5 м с текущей обводненностью более 98 %. По результатам проведенных исследований нижняя часть пласта промыта закачиваемой водой, в кровле пласта остались извлекаемые запасы. На рисунке 3.1 представлен профиль притока скважины с гидродинамической модели. Согласно представленной диаграммы, в интервале 1459-1462 м поступление нефти из пласта не наблюдается. С помощью РИР на данной скважине отсечен обводнившийся интервал. На рисунке 3.2 представлен график показателей разработки по скважине с проведением РИР и без.

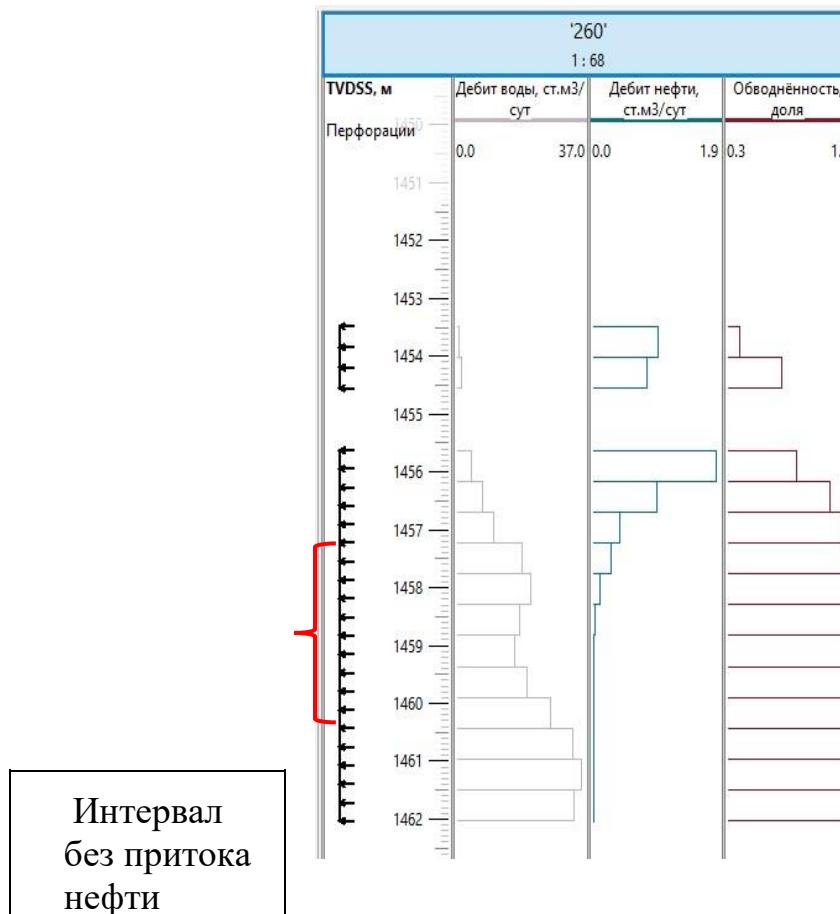


Рисунок 3.1 – Профиль притока скважины до РИР

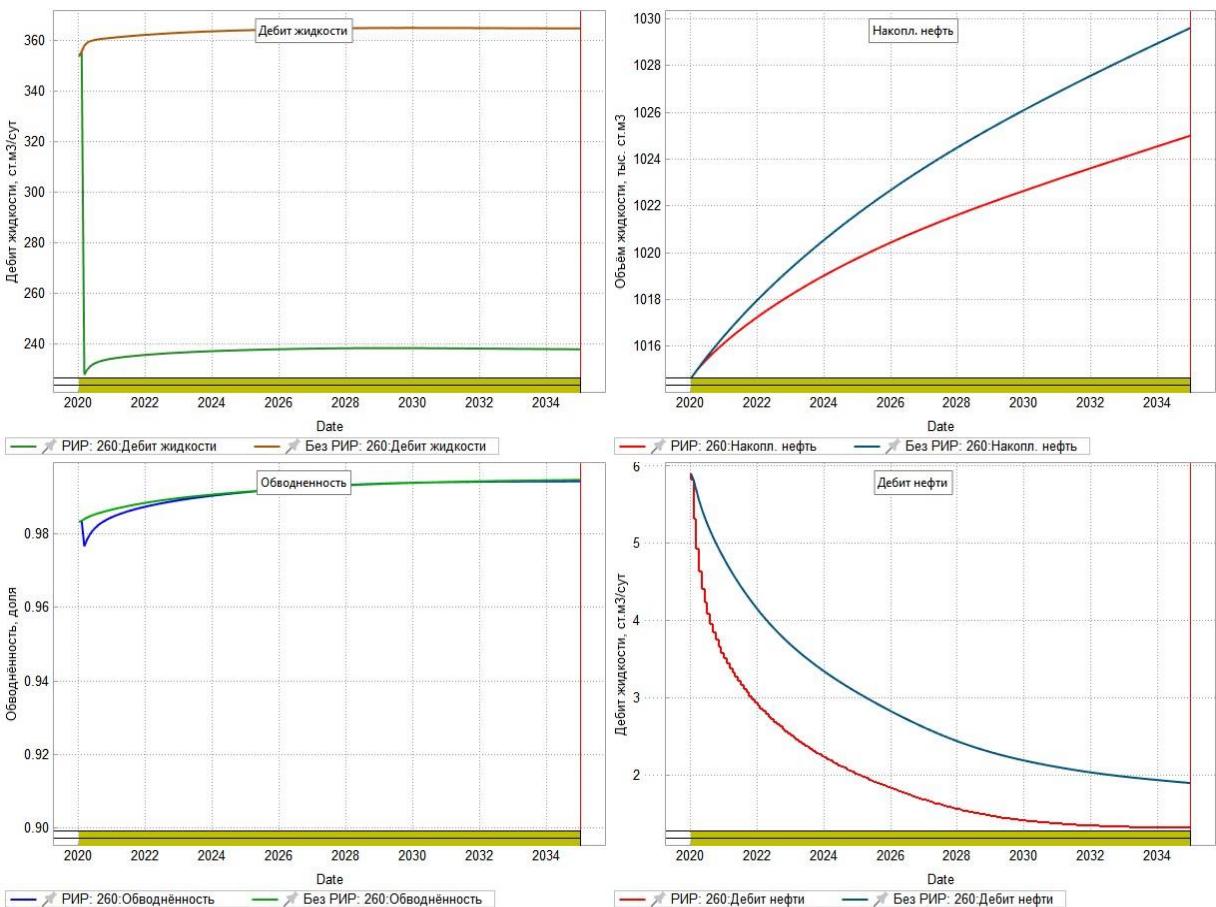


Рисунок 3.2 – Динамика показателей разработки

Как видно из графика, на скважине значительно снизился дебит жидкости, что объясняется сокращением интервала перфорации, при этом долгосрочного снижения обводненности не наблюдается. Накопленная добыча нефти при этом снизилась [12]. Для анализа причин незначительного снижения обводненности после отключения обводнившегося интервала рассмотрены профили притока при базовом расчете (без РИР) и расчете с РИР (рисунок 3.3).

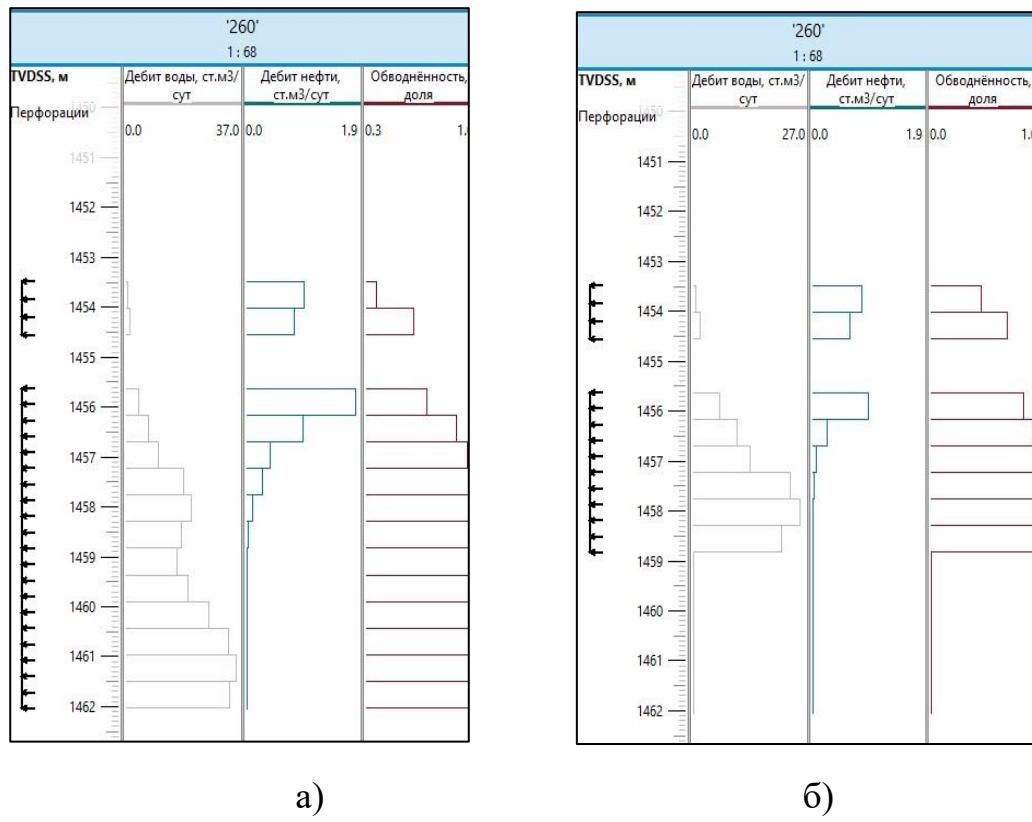


Рисунок 3.3 – Профиль притока скважин с проведением РИР (б) и без (а)

После отключения обводнившего участка перфорации, в интервале 1456-1459 м выросла обводненность, что связано с подтягиванием воды с нижней части однородного пласта. При этом из-за сокращения мощности вскрытого интервала снизилась продуктивность скважины [18]. Возможно предположить, что в однородных пластах, подошвенная часть которых промыта закачиваемой водой отключение нижних обводнившихся интервалов не дает значимого эффекта в связи с быстрым подтягиванием конуса воды к верхней части интервала перфорации. При движении водяной фазы в части пласта, не вскрытой перфорацией, происходит изменение потоков и направление их вверх. Чем больше расстояние от нижних дыр перфорации до воды, тем выше происходит поднятие конуса. Данный эффект может снизить конечную нефтеотдачу [8]. При моделировании объектов с подошвенной водой оценивали влияние размера ячеек на время подтягивание конуса воды к верхней части интервала перфорации.

Серия расчётов с измельчением сетки в районе скважины в 5 - 25 раз показали, что размер ячеек не оказывает существенного влияния время подтягивание конуса воды к верхней части интервала перфорации. Для более полной выработки подобных участков возможно рассмотреть бурение горизонтальных скважин в кровлю пласта, либо зарезку бокового горизонтального ствола.

На рисунках 3.4 и 3.5 представлено сечение с отключением части обводнившегося пласта.

Расчеты проводились с использованием программного комплекса tNavigator компании Rock Flow Dynamics.

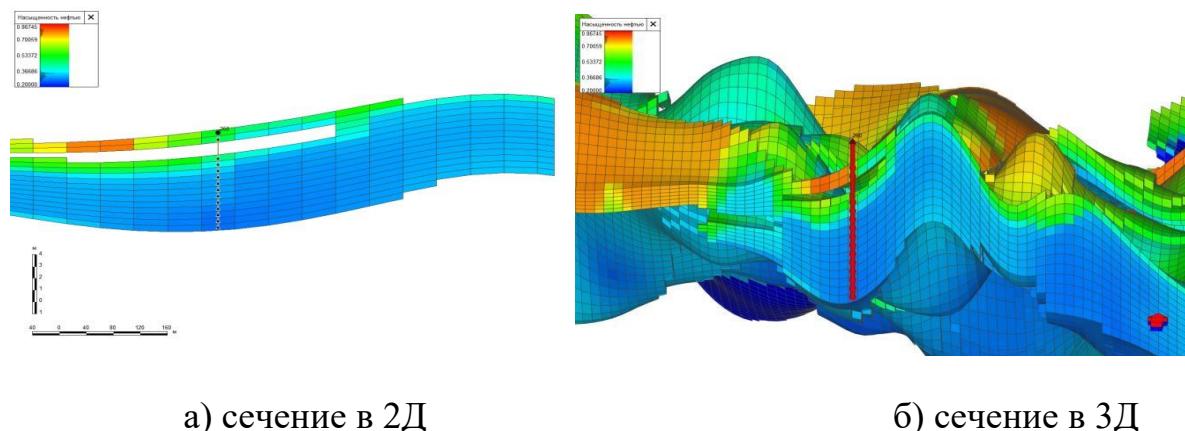


Рисунок 3.4 – Сечение, отражающее нефтенасыщенную часть пласта

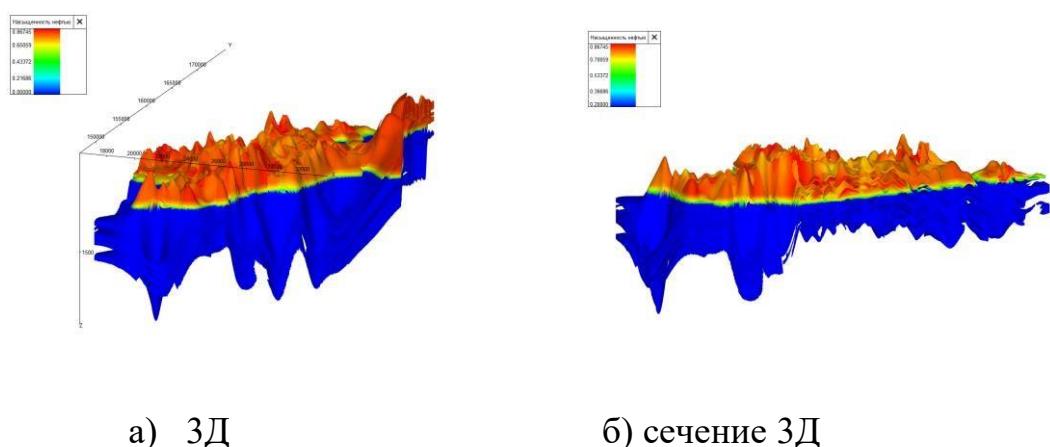


Рисунок 3.5 – Модель пласта, характеризующая нефтенасыщенность в формате 3Д и сечения 3Д

В качестве второго примера рассчитан вариант с полным отключением обводнившегося пласта. Профиль притока до и после РИР показан на рисунке 3.6.

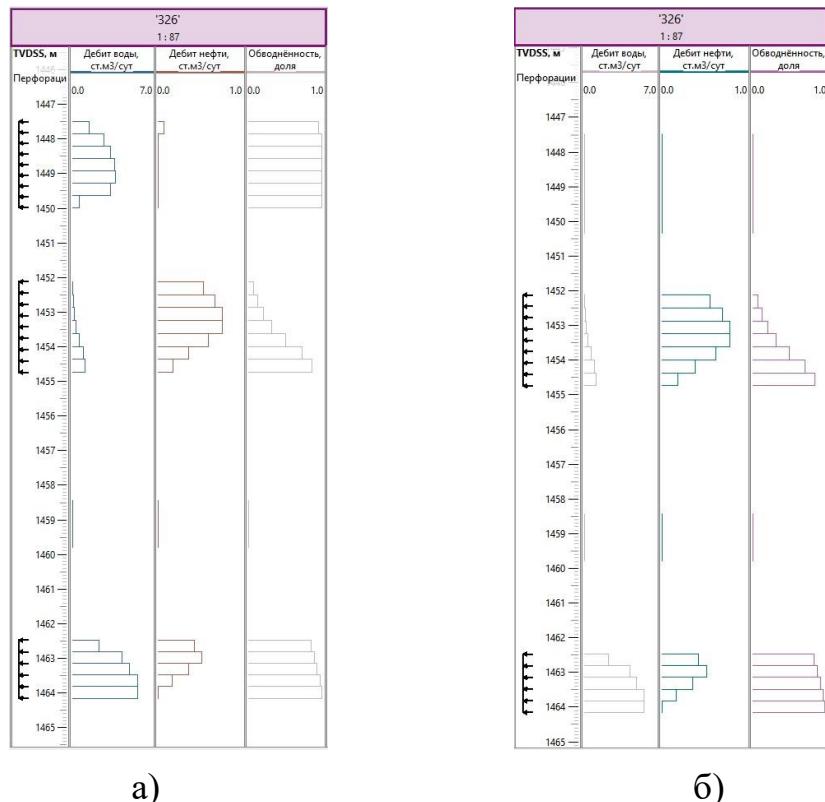


Рисунок 3.6 – Профиль притока скважин с проведением РИР (б) и без (а)

С интервала 1447,5 – 1450,0 практически отсутствует приток нефти. Данный участок перфорации полностью изолирован в прогнозном варианте расчета (рисунок 3.6, б). На рисунке 3.7 представлено сопоставление показателей разработки расчета с проведением РИР и без изоляции. При полном отключении обводнившегося интервала по динамике работы, аналогично предыдущему варианту, наблюдается снижение дебита жидкости, при этом удалось достичь снижения обводненности и увеличения дебита нефти за счет более оптимального режима работы вскрытых пластов [33, 54, 55, 72].

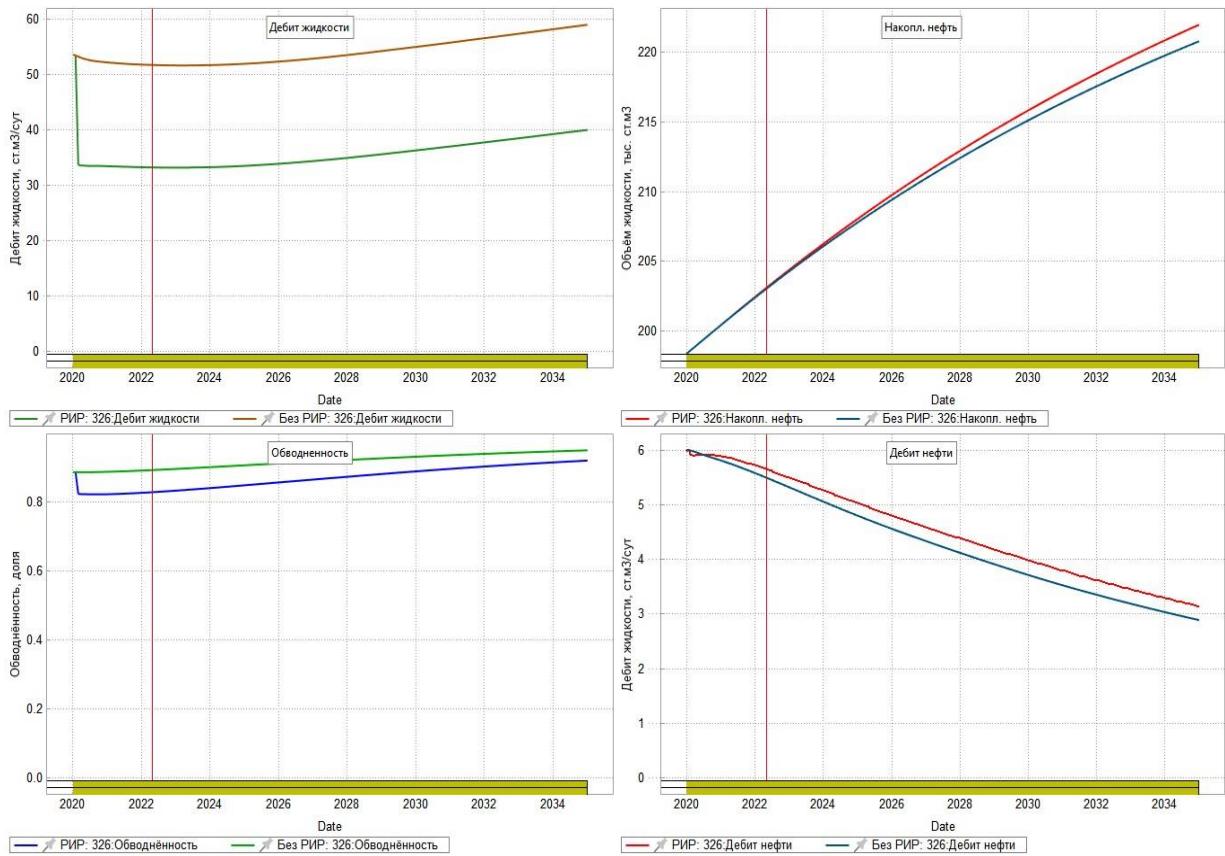


Рисунок 3.7 – Сопоставление показателей разработки

Исходя из полученных результатов работы, проведен расчет с отключением на скважинах полностью обводнившихся изолированных интервалов на всем объекте. Сравнение показателей разработки базового варианта и варианта с РИР по группе скважин, на которых проведены мероприятия, показано на рисунке 3.8. В результате водоизоляционных работ удалось достичь значительного снижения добычи жидкости, сохранив добычу нефти.

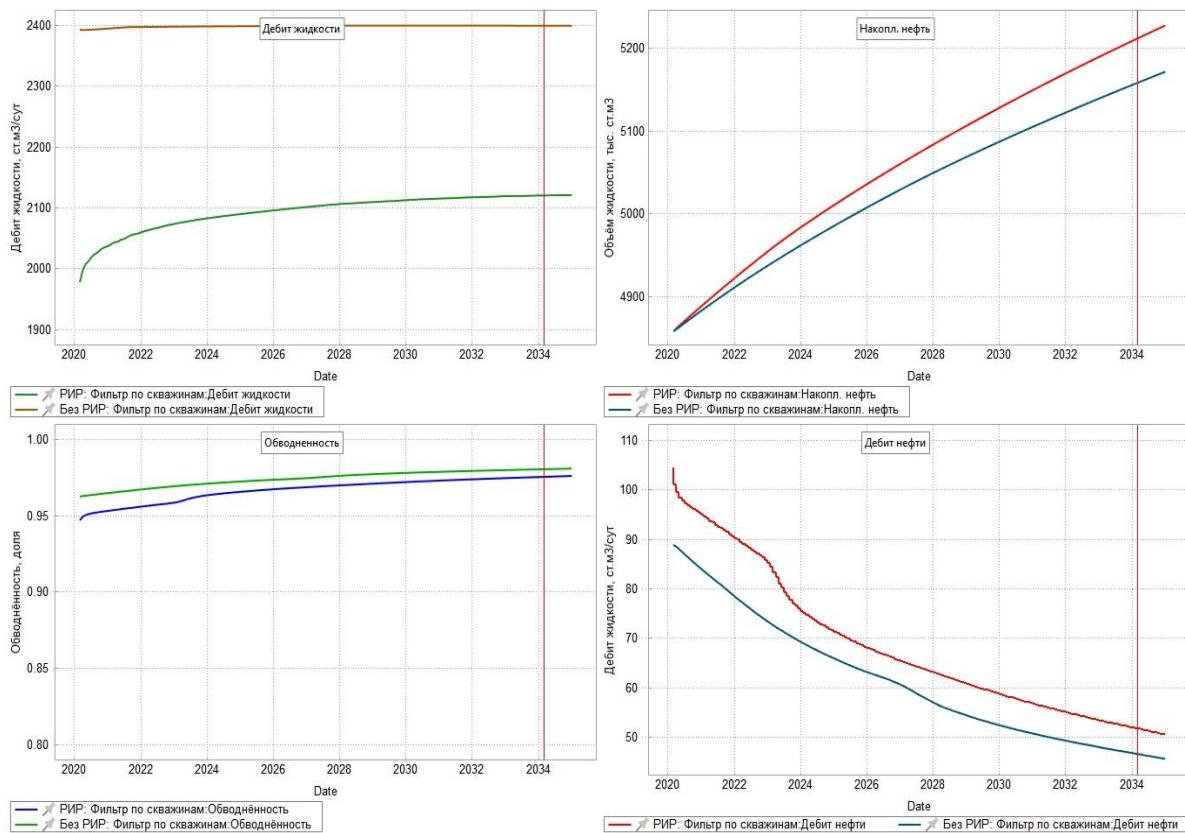
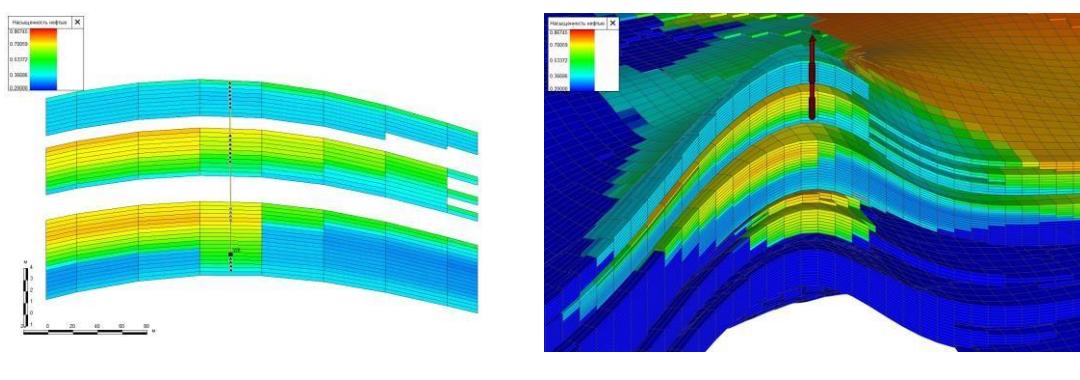


Рисунок 3.8 – Сопоставление показателей разработки по группе скважин

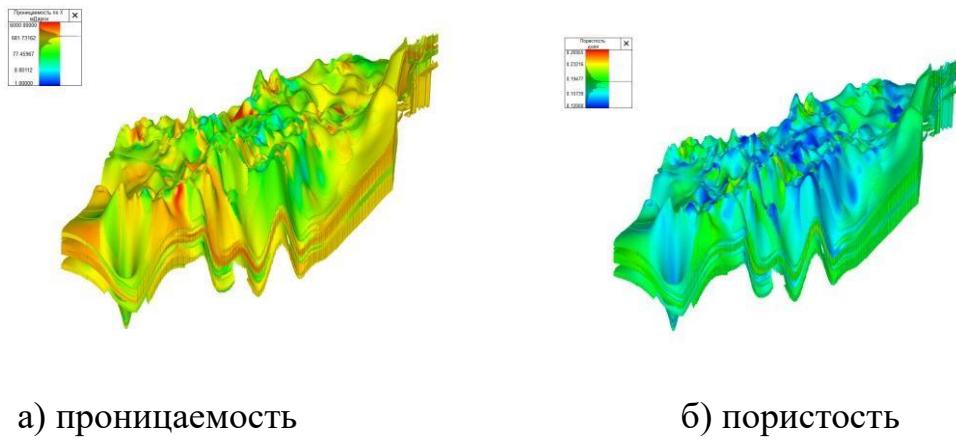
На рисунках 3.9, 3.10 и 3.11 представлено сечение пласта нефтенасыщенной части с полным отключением обводнившегося пропластка.



а) сечение в 2Д

б) сечение в 3Д

Рисунок 3.9 – Сечение нефтенасыщенной части пласта



а) проницаемость

б) пористость

Рисунок 3.10 – 3Д модель пласта с отображением проницаемости и пористости

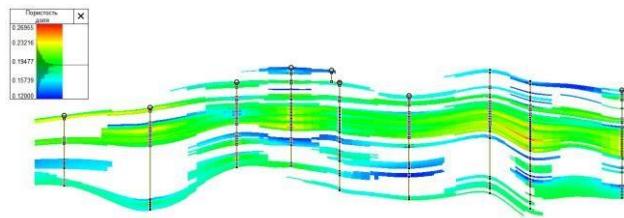


Рисунок 3.11 – 2Д сечение между случайных скважин, отображающее пористость

3.1 Выводы по главе 3

1. Эффективность отключения нижней части однородного, промытого закачиваемой водой пласта, может быть низкой в связи со снижением продуктивности и подтягиванием конуса обводнения. Однако, даже в подобных случаях, проведение водоизоляционных работ способствует увеличению срока рентабельной добычи за счет снижения объема добываемой воды.
2. Для более полной выработки подобных участков возможно рассмотреть бурение горизонтальных скважин в кровлю пласта, либо зарезку бокового горизонтального ствола.

ГЛАВА 4 ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

При проведении любого мероприятия, связанного с оптимизацией, усовершенствованием или поиском новых решений, технологий в области нефтегазовой отрасли, возникает вопрос создания автоматизированного программного продукта, который даст прогноз и определит эффективность запланированных работ. Одним из таких программных продуктов является программа «Изыскание», в основе которого лежит принцип содержательности (информативности) данных [11, 28, 35, 36, 60].

Для определения достоверности и информативности данных, здесь, как и в любой другой программе, используется специальная методика. В работе рассматриваются результаты ВИР с применением трех технологий, которые далее по тексту будем указывать как Тип «А», Тип «Б» и Тип «В». Методика заключается в выделении двух объектов группы А и группы В, которые связаны между собой какой-либо общей характеристикой, параметром (эксплуатационной, геолого-технологической).

Если при разделении (дифференциации) двух объектов рассматриваемый признак отличается, то можно считать его информативным, и наоборот, при дифференциации двух объектов по одному признаку полученные данные имеют схожие граничные значения – неинформативными.

Данное программное обеспечение позволило провести анализ для последующего его применения, руководствуясь результатами работ, которые проводились на 261 скважинах-кандидатах с карбонатными коллекторами.

По результатам проведенных ВИР по трем разным технологиям и анализа 64 полученных графиков сопоставили группу параметров с входящими в нее переменными, которых получилось 24 (таблица 1).

На рисунке 4.1 изображен пример работы программного продукта. Задана переменная характеристика проницаемости. Изображен график зависимостей с объектами группы А и группы В, где по оси X даны интервалы рассматриваемой характеристики, по оси Y – сглаженная часть группы А и группы В в заданных интервалах.

Все информативные данные, полученные в результате прогнозирования, собраны в одну сводную таблицу № 4.2. По таблице можно увидеть диапазоны значений по выбранным критериям, которые на стадии проектирования показывают в графическом виде результативные и малодействующие интервалы, исходя из заданного параметра.

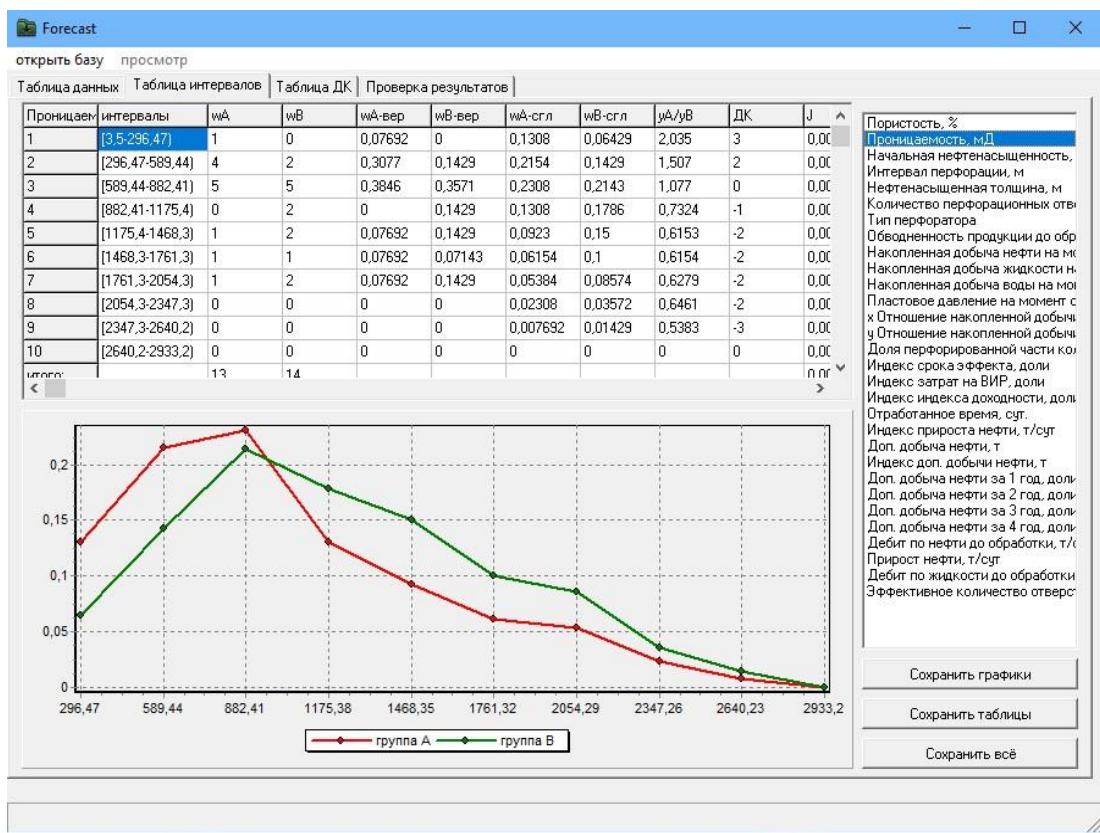


Рисунок 4.1 – Образец работы программного продукта на примере проницаемости

Далее проведем детальный анализ по трем проведенным технологиям с разбором по группам согласно таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сопоставление групп параметров с входящими в нее переменными

Группа показателей	Параметр
Эксплуатационные характеристики	Дебит по нефти до обработки, т/сут
	Дебит по жидкости до обработки, т/сут
	Обводненность продукции до обработки, %
	Накопленная добыча нефти на момент обработки, т/мес.
	Накопленная добыча жидкости на момент обработки, м ³ /мес.
	Накопленная добыча воды на момент обработки, м ³ /мес.
	Отработанное время, сут
	х Отношение накопленной добычи жидкости на дебит жидкости, сут
	у Отношение накопленной добычи нефти на дебит нефти, сут
	Начальный дебит, м ³ /сут
	Средний дебит по нефти за все время разработки, т/сут
	Средний дебит по жидкости за все время разработки, м ³ /сут
	Средний дебит по воде за все время разработки, м ³ /сут
	Обводненность продукции после обработки, %
Условия залегания пласта	Пластовое давление на момент обработки, атм.
Фильтрационно-емкостные свойства пласта	Начальная нефтенасыщенность, %
	Пористость, %
	Проницаемость, мД
Характеристика толщин продуктивных пластов	Интервал перфорации, м
	Нефтенасыщенная толщина, м
Специальные коэффициенты эффективности	Доля коллектора в общей толще пласта, доли
Перфорация	Количество перфорационных отверстий
	Тип перфоратора
	Эффективное количество отверстий на 1 м перфорации, шт./м

Технология по первому Типу «А».

Рассмотрим первую переменную, которая входит в группу эксплуатационных характеристик – дебит нефти до обработки (т/сут), (рисунок 4.2). Исходя из графика наиболее результативный интервал от проведения мероприятия по ВИР возможен при дебите скважины от 3,2 т до 7,1 т. Наиболее вероятная эффективность от проведения мероприятия увеличивается в 4 раза при дебите скважины 5,24 т.

На скважинах с дебитом менее 3,2 т применение технологии нецелесообразно ввиду отключения или полной кольматации пласта, что, в свою очередь, показывает низкий индекс рентабельности вложенных инвестиций при применении данной технологии, соотношение прибыли к затратам.



Рисунок 4.2 – Дебит нефти до обработки
А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия)

При рассмотрении графиков с переменными: дебит по жидкости до обработки q_j и обводненность продукции до обработки (%), мы видим некую стабильность в плане постепенного увеличения обводненности на каждом этапе около 6 % в процессе эксплуатации и прирост по дебиту жидкости, который составляет порядка $17-18 \text{ м}^3/\text{сут}$, что указывает на установившийся режим работы скважины, который ведет к постепенному «размытию» (истощению)

продуктивного пласта, «подтягиванию» воды и увеличению каналов, что в свою очередь требует проведения мероприятий по ВИР.

Графики с переменными: накопленная добыча нефти на момент обработки ($Q(n)_{нак}$, т/мес), накопленная добыча жидкости на момент обработки ($Q(j)_{нак}$, м³/мес), накопленная добыча воды на момент обработки ($Q(v)_{нак}$, м³/мес) имеют схожесть с одной разницей в границах дебитовых значений. Исходя из графика, можем предположить, что применение технологии данной группы имеет продолжительно стабильный эффект.

Так же при рассмотрении в данной группе графика с переменной отработанное время (T , сут.) видно, что с момента возможного достижения максимального результата и до окончания эффекта время составило более 370 суток, а общее время эффективности от мероприятий составит порядка 496 суток. На основании этого можно предположить, что достигнутый результат при использовании данной технологии имеет продолжительный эффект с постепенным уменьшением, т.е. не происходит кратковременного увеличения добычи с последующим резким снижением, а идет постепенное увеличение добычи с возможным охватом ранее неиспользованных нефтяных каналов в пласте, что мы так же видим по изменениям параметров $Q(n)_{нак}$, $Q(j)_{нак}$, $Q(v)_{нак}$. Следующие переменные, которые будем рассматривать в эксплуатационной группе, это X отношение накопленной добычи жидкости на дебит жидкости (м³\сут) и У отношение накопленной добычи нефти на дебит нефти (т\сут). На основании предложенных графиков можем наблюдать, как происходит изменение накопленной добычи нефти и жидкости в течении определенного промежутка времени, также по данным параметрам видна тенденция постепенного увеличения продукции, что указывает на продолжительность эффекта применения технологии данного типа.

Рассмотрим следующую группу показателей – условия залегания пласта. В данной группе рассмотрим график – пластовое давление на момент обработки ($p_{пл}$).

При моделировании данного параметра программа выдает диапазон пластовых давлений от 94,2 атм до 181 атм, при котором успешность выполнения работ по водоизоляции по данной технологии является наиболее благоприятной.

По результатам программы успешность выполнения мероприятия по данной технологии возрастает в 7 раз при пластовом давлении 155 атм.

Низкая успешность выполнения работ при давлении ниже 94,2 атм говорит о высоких пропускных (пьезометрических) свойствах пласта, что в свою очередь повлечет необходимость применения больших объемов водоизоляционных составов при применении данной технологии. Так же нецелесообразное использование большого объема материала приведет к удорожанию данной технологии [80, 84, 93, 105-107].

Группа фильтрационно-емкостных свойств пласта включает в себя такую переменную, как начальная нефтенасыщенность (h н.нас, %). Согласно анализу полученных данных в программе использовали переменную «начальная нефтенасыщенность».

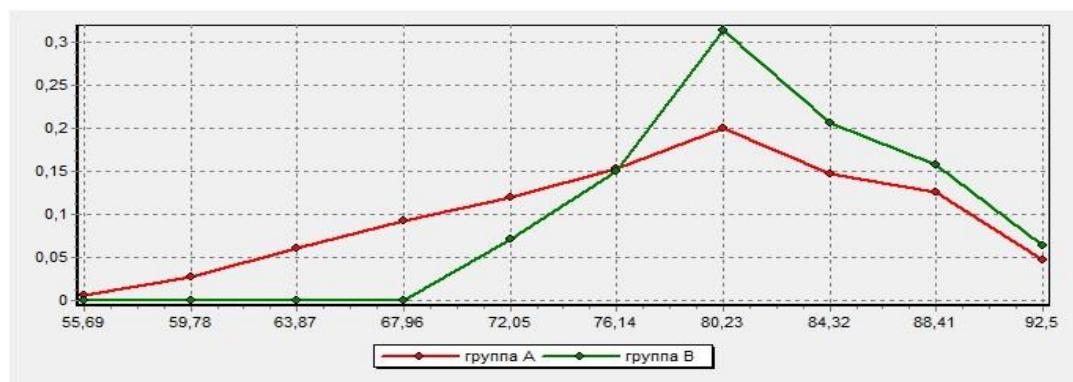


Рисунок 4.3 – Начальная нефтенасыщенность h н.нас, %
А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия)

Как видно из графика, наиболее предпочтительно проводить работы на пластах, где коэффициент нефтенасыщенности составляет от 76,1 % до 92,5 %. Если рассмотреть интервал, где нефтенасыщенность составляет 80 %, то вероятная эффективность от проведения ВИР возрастает в 16 раз по сравнению с интервалом, где нефтенасыщенность менее 76 %.

Рассмотрим такие параметры, как пористость m (%) и проницаемость k (мД).

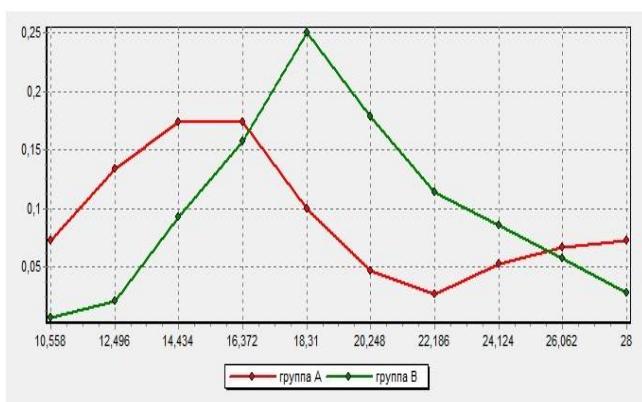


Рисунок 4.4 – Пористость, %

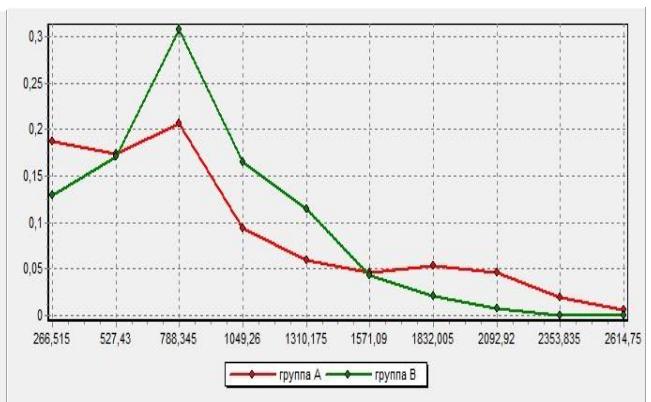


Рисунок 4.5 – Проницаемость, мД

Оптимальные значения проницаемости для проведения работ – от 527,4 мД до 1571 мД (рисунок 4.5). Применение технологии при данной проницаемости позволит заблокировать более проводящие каналы, что в свою очередь позволит при дальнейшей эксплуатации приобщить ранее не работающие каналы. Исходя из значения пористости (рисунок 4.4) согласно аналитическим данным, программа показывает эффект от применения данной технологии при пористости от 16,8 % до 25,6 %. По рассмотренным двум показателям при проведении ВИР, не отклоняясь от расчетных параметров, предложенных программным продуктом, вероятность эффекта увеличится в 1,5 раза. При использовании технологии при $k_{\text{пр}} < 1571$ мД и $k_{\text{пр}} < 25,6$ % не получим ожидаемого эффекта ввиду того, что необходимо будет использовать большой объем состава, а также низкой вероятности крепления состава в интервале установки и невозможности блокировки необходимых запланированных каналов.

В группе «характеристика толщин продуктивных пластов» будем рассматривать такие переменные, как интервал перфорации (м) и нефтенасыщенная толщина (м).

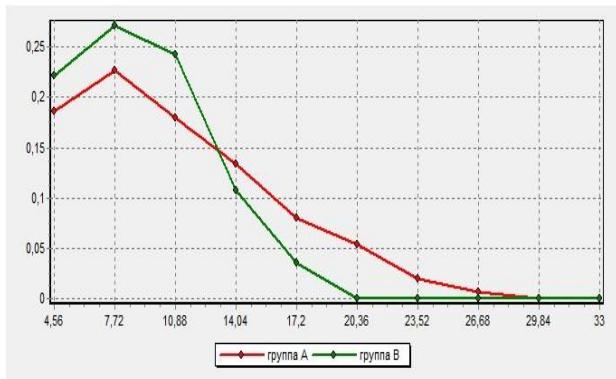


Рисунок 4.6 – Интервал перфорации, м
А (малоэффективные обработки), В (результативные интервалы)

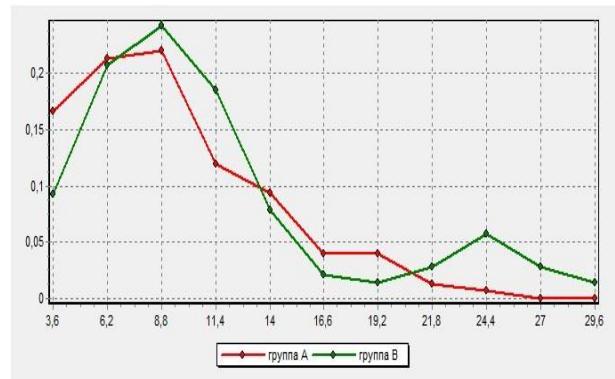


Рисунок 4.7 – Нефтенасыщенная толщина пласта, м

Как видно из графика 4.6, наиболее эффективная вероятность проведения ВИР по технологии типа А будет являться интервал перфорации от 4,6 до 13 м. В данном интервале успешность проведения рассматриваемой технологии наиболее вероятна и достигает до 1,3 раз. Вероятность успешного выполнения ВИР уменьшается при перфорации более 13 м, это обусловлено тем, что происходит увеличение количества (площади) перфорационных отверстий, что может привести к повреждению цементного камня за обсадной колонной и к таким негативным последствиям, как межпластовые перетоки [80, 84, 89].

Следующую группу показателей представляют специальные коэффициенты эффективности: доля коллектора в общей толще пласта.

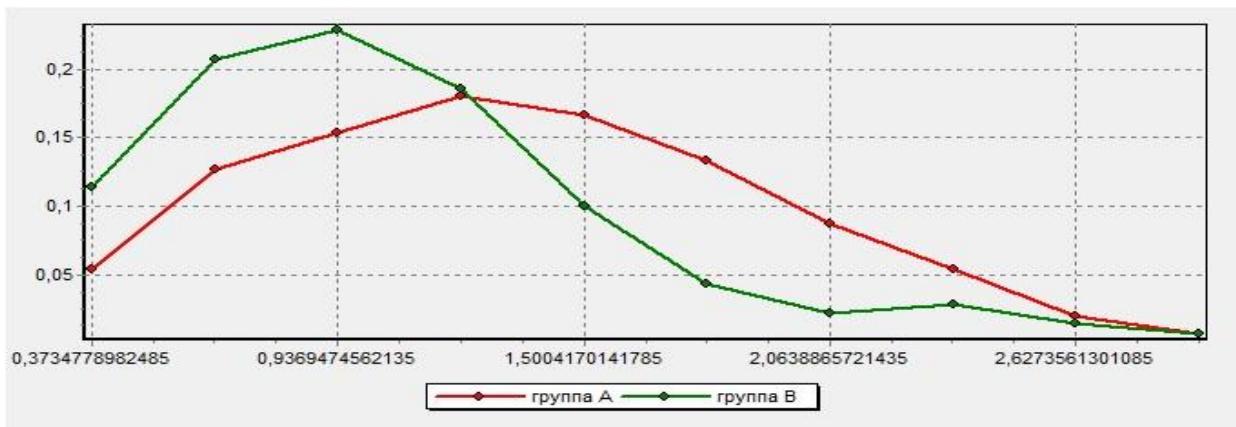


Рисунок 4.8 – Доля перфорированной части коллектора к нефтенасыщенной, доли

А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия)

На рисунке 4.8 видим, что вероятность результативного воздействия будет достигаться в интервале приблизительно от 0,39 до 1,3 и возможность достижения эффекта с большей долей вероятности составляет в интервале 0,93 доли. В интервале толщи пласта более 1,3 доли данный метод ВИР может иметь неблагоприятный исход. Это может быть связано с тем, что при увеличении доли перфорированной части коллектора к нефтенасыщенной, может произойти кольматация пласта ввиду закупоривания водоизоляционным составом нефтенасыщенного коллектора из-за большого количества вновь созданных перфоотверстий и закупориванием ранее проводимых каналов.

Далее рассмотрим показатель перфорации с такими переменными, как количество перфорационных отверстий, эффективное количество отверстий на 1 м перфорации (шт./м), графики которых представлены на рисунке 4.9 и 4.10.

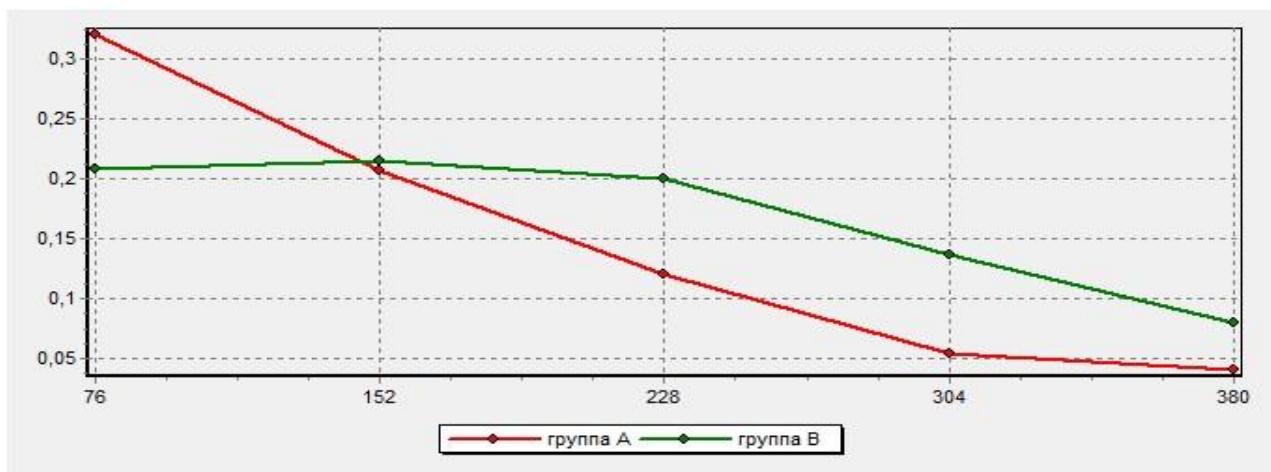


Рисунок 4.9 – Количество перфорационных отверстий

Эффективным интервалом в данном случае будет являться интервал с количеством отверстий от 152 до 380 шт.

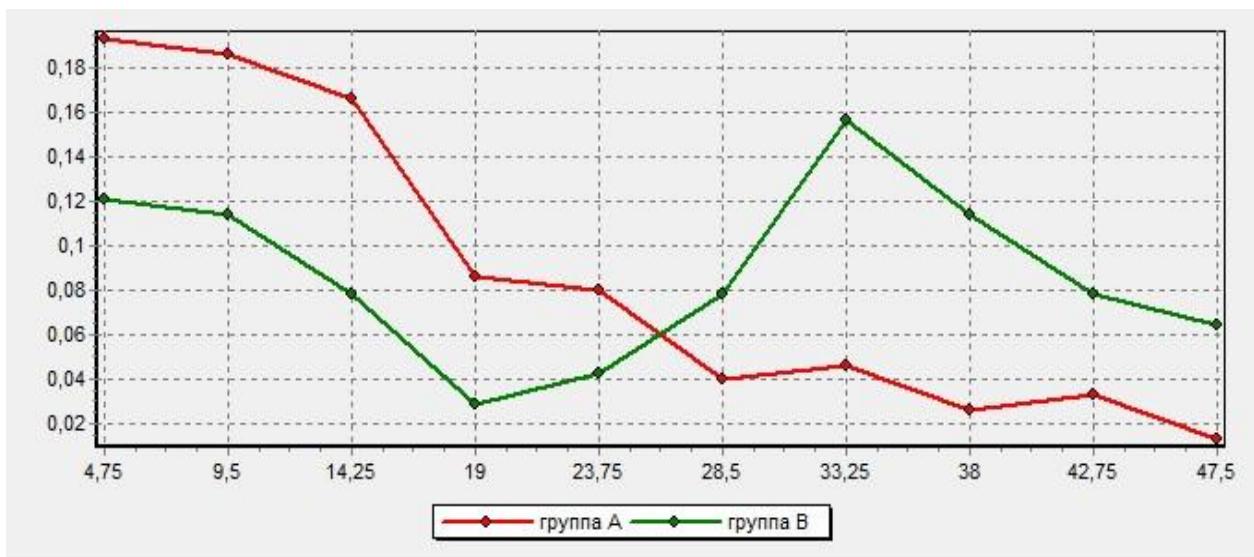


Рисунок 4.10 – Эффективное количество отверстий на 1 м перфорации, шт./м

На графике видно, что наиболее результативным интервалом будет интервал с эффективным количеством отверстий на 1 м перфорации от 25 до 47,5 шт./м. В случае меньшего количества отверстий метод ВИР будет не эффективным, так как при установке состава можем столкнуться с такими сложностями, как высокое давление закачки, ограничение по давлению опрессовки эксплуатационной колонны и некачественной установки состава, так

как закачку необходимо будет закачивать циклично, с остановками ввиду высоких давлений.

Таблица 4.2 – Сводная таблица наиболее информативных данных для анализа

Коэф-фициент	Размер-ность	Результативные интервалы			Малодейственные интервалы		
		Тип А	Тип Б	Тип В	Тип А	Тип Б	Тип В
qн	т/сут	(3,2-7,1)	(1,3-1,92)	<1,52	<3,2; >7,1	>1,92	>1,52
qж	м ³ /сут	>77,2	<150	<52,6	<77,2	>150	>52,6
Q(н)нак	т/сут	<32648	>32251	>40839; <154962	> 32648	<32251	<40839; >154962
Q(ж)нак	м ³ /сут	> 703510; < 1260526	>1183753; < 1988551	>941075	< 703510	< 1183753 >1988551	<941075
Q(в)нак	м ³ /сут	> 482013; < 919579	>797387	>926052	< 482013	< 797387	<926052
T отраб.	сут	124-496	128-434	129-454	>496	>434	>454
Q нак (Х)	сут	>7178	>55943	<17846	<7178	<55943	>18846
Qнак (Y)	сут	>117556; <862545	>403925	>67631; <201359	<117556; >862545	<403925	<67631; >201359
h н/нас	%	>76,1	<70,7; >87	>83	<76,1	>70,7; <87	<83
рпл	МПа	>9,4; <18,1	>7,8; <11,9	>10,2	<9,4; >18,1	<7,8; >11,9	<10,2
m	%	>16,8; <25,6	>24,62	>21,57	<16,8; >25,6	<24,62	<21,57
kпр	мД	>527,4; <1571	<352	>1028	<527,4; >1571	>352	<1028
ИП (интервал перфорации)	м	>4,6; <13	>166; <307,5	>8; <26	>13	<166; >307,5	<8; >26
H н.насыщ.	м	>6,85; <13,3; >21,1; <29	<73,6	>15,6; <39,4;	>13,3; <21,1	>73,6	<15,6; >39,4;
Доли (перф./неф- тенас.)	доли	>0,37; <1,3	<1,75	<1,31	>1,3	>1,75	>1,31
Кол-во перф. отв.	шт.	>152; <380	>238; <817	>140; <400	<152	<238	<140; >400
Эфф. кол-во отв. на м/п	шт./м	>25	>27,5	>30; <100	<25	<27,5	<30; >100

Ниже на рисунке 4.11 отображена диаграмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР по трем типам. На рисунке 4.12 отображена диаграмма изменения частоты прироста дополнительной добычи

нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по трем типам [68, 87, 88]:

Материалы диаграмм на рисунках 4.11 и 4.12 тандемно показывают значимое отклонение частотей к диапазону с максимальными значениями, в частности, и по величине происходящей продолжительности эффекта по завершении проведенных работ, направленных на ограничение притока воды (рисунок 4.12), и по показателю прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта «Изыскание» и без их применения.

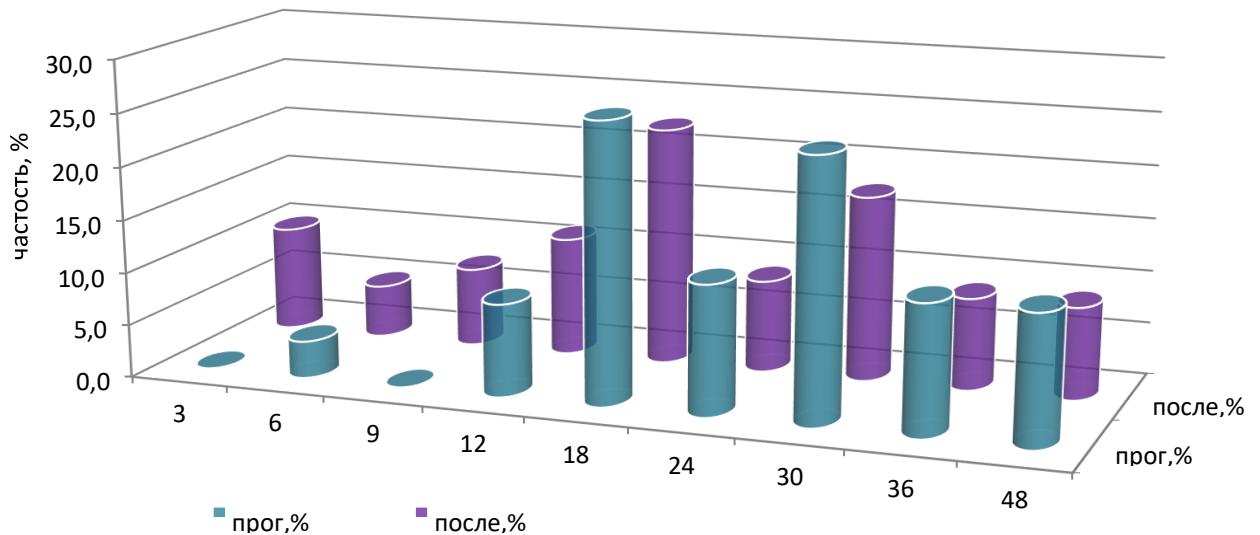


Рисунок 4.11 – Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «А»

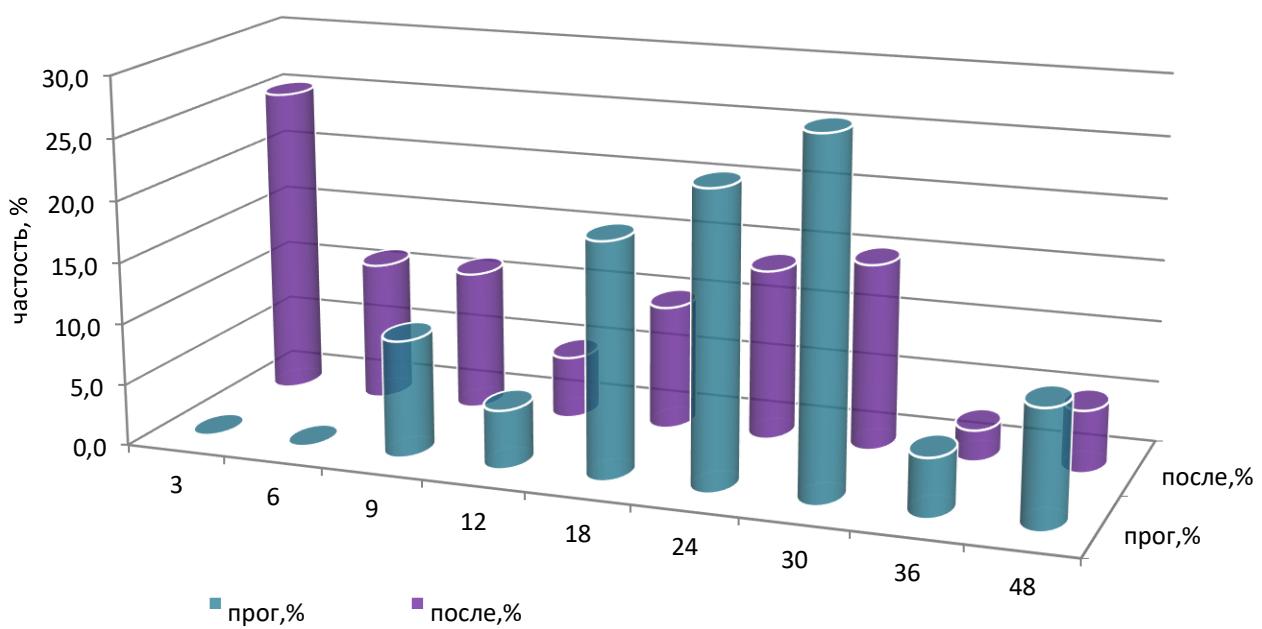


Рисунок 4.11 – Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «Б»

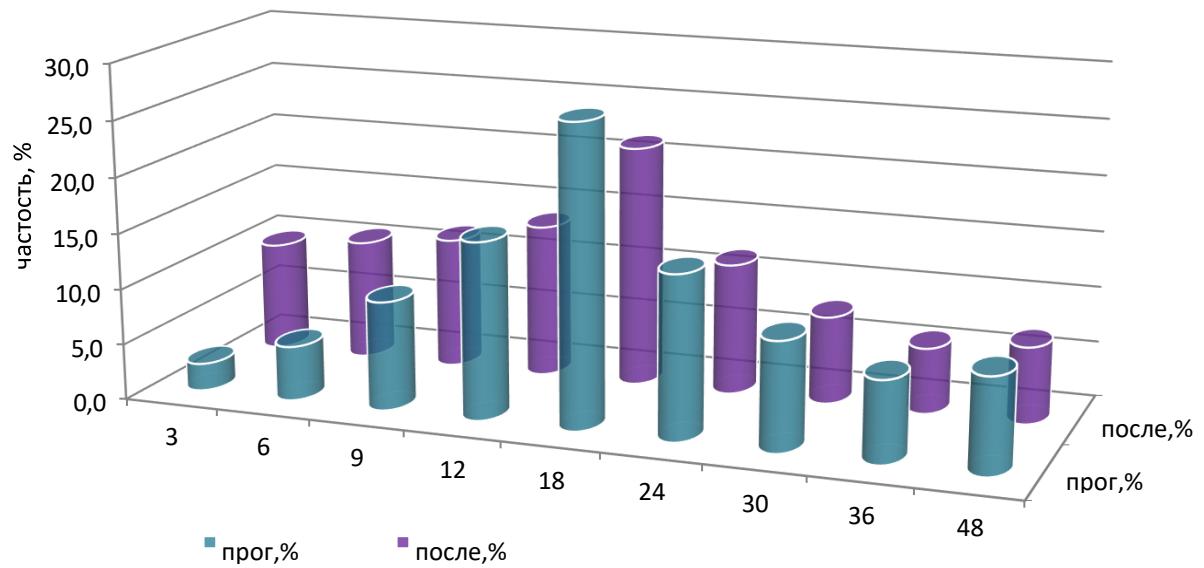


Рисунок 4.11 – Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «В»

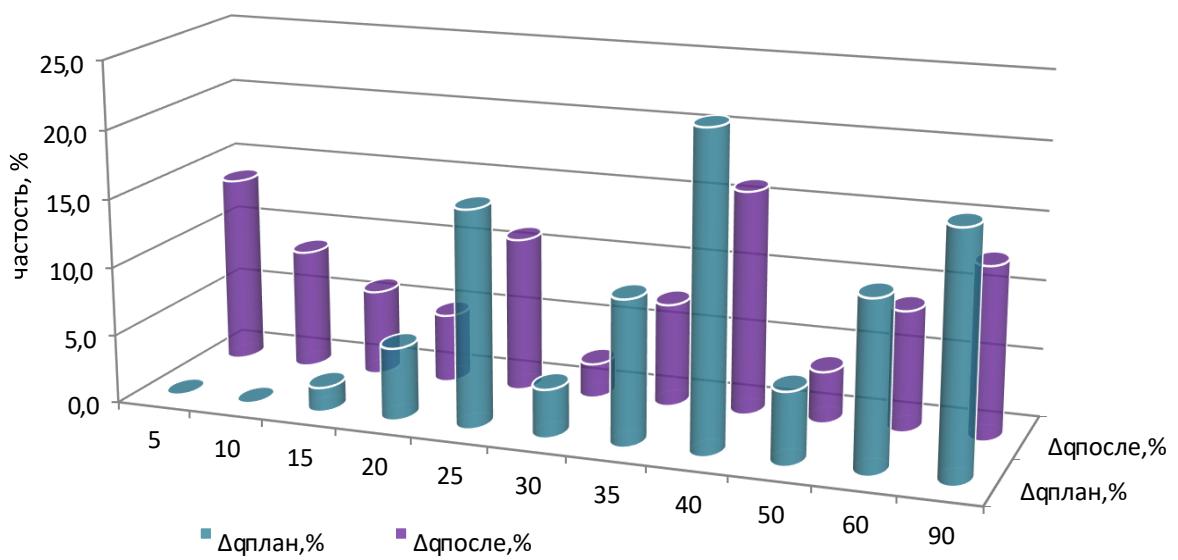


Рисунок 4.12 – Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по технологии Тип «А»

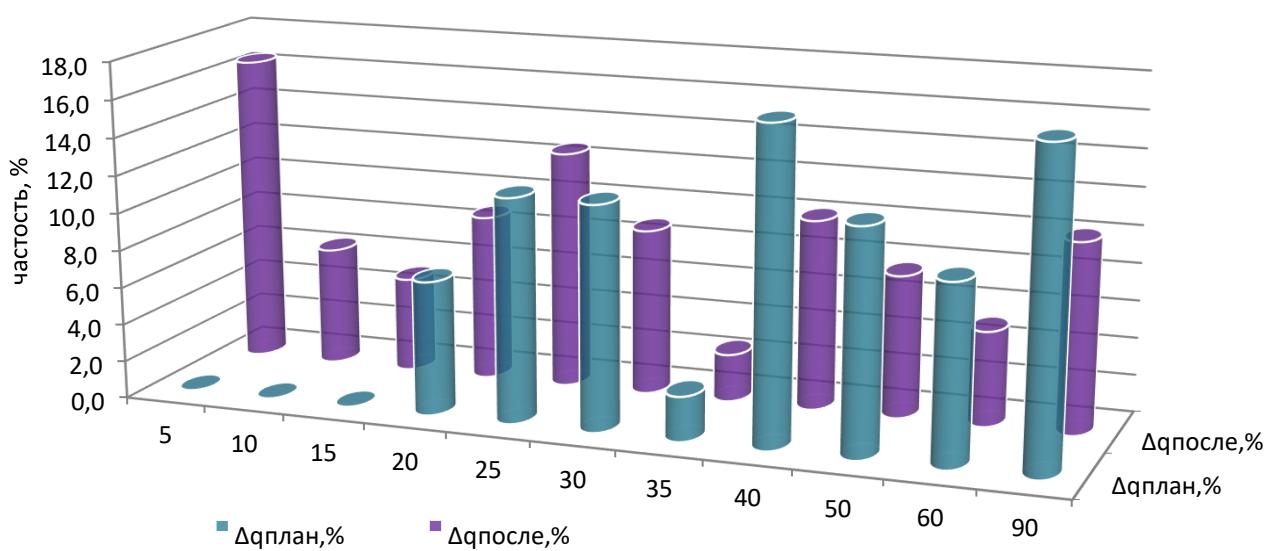


Рисунок 4.12 – Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по технологии Тип «Б»

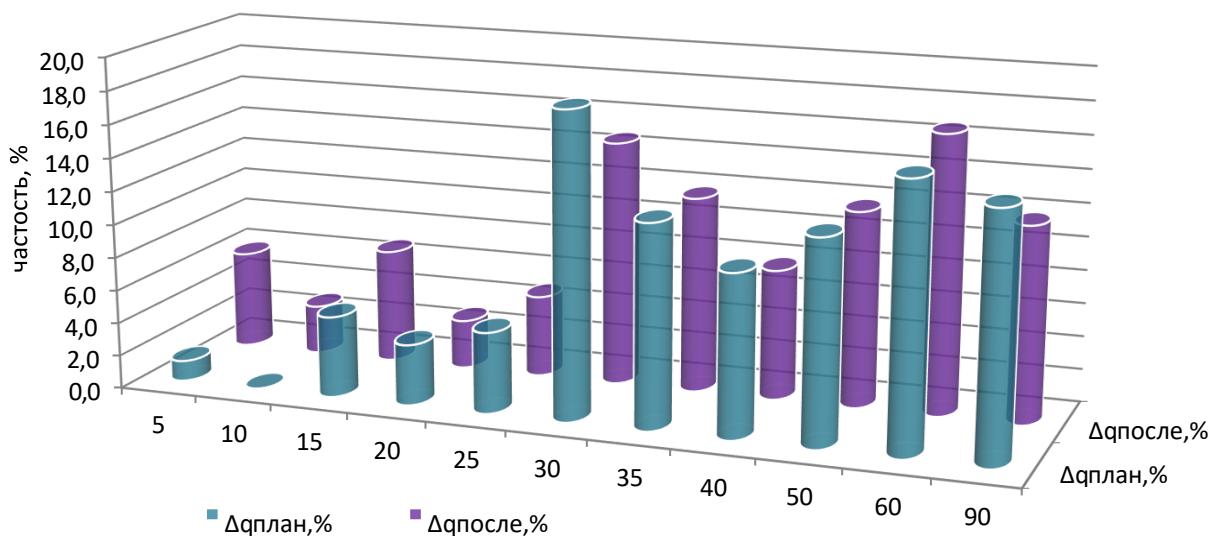


Рисунок 4.12 – Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по технологии Тип «В»

Вышеприведенные рекомендации могут помочь увеличить коэффициент извлечения нефти месторождений Волго-Уральского региона. Данные таблицы 4.3 демонстрируют текущие фактические и потенциальные (основываясь на прогнозировании, по методике, реализованной в программном обеспечении «Изыскание») коэффициенты извлечения нефти по 80 ($80+79+102=261$) анализируемым объектам в 2018 г. [71, 77].

Таблица 4.3 – Потенциальная динамика увеличения коэффициента извлечения нефти при прогнозировании работ, применяя программное обеспечение «Изыскание»

Место- рождение	Горизонт	КИН					темп отбора, %		
		началь- ный	теку- щий	возмо- жный	при- рост	% при- роста	теку- щий	воз- мож- ный	при- рост
аб	Визейский, Бобриковский+ Радаевский	0,327	0,105	0,113	0,009	8,380	4,22	7,02	2,80
аб	Серпуховский, Протвинский	0,349	0,174	0,175	0,001	0,558	2,77	4,35	1,58
аб	Башкирский	0,284	0,034	0,036	0,002	5,670	1,69	2,33	0,64
ав	Франский, Кыновский+ Пашийский	0,435	0,377	0,383	0,006	1,550	2,94	3,89	0,95
ав	Визейский, Бобриковский	0,336	0,113	0,115	0,002	1,725	1,92	4,56	2,64
аг	Визейский, Бобриково- Тульский	0,351	0,280	0,287	0,007	2,435	3,16	5,89	2,73
ад	Тульский	0,383	0,164	0,167	0,003	1,782	2,13	2,77	0,64
ae	Визейский, Бобриковский+ Радаевский	0,347	0,249	0,252	0,004	1,567	3,04	4,77	1,73
ae	Турнейский	0,367	0,282	0,284	0,003	1,038	2,61	2,88	0,27

4.1 Выводы по главе 4

Проанализировав данные по проведенным работам более, чем на 261 скважинах-кандидатах через продукт «Изыскание», установлено, что увеличение текущих значений коэффициента извлечения нефти может достигать 0,6 % и выше от достигнутых величин. Также темпы отбора аналогично повышаются от 0,3 % и более от полученных значений.

Расчеты показали, что наиболее результативный интервал от проведения мероприятия достигается при дебите скважины от 1,3 т до 7,1 т по нефти и от 77,2

м³/сут до 150 м³/сут по жидкости в зависимости от выбранной технологии. По результатам проведенных работ получена возможность прогнозирования запланированных мероприятий с возможностью анализа применения не одной технологии, а нескольких типов, еще на стадии проектирования, что в разы уменьшает риски отрицательного результата, повышает эффективность мероприятий.

Благодаря большому количеству переменных, которые используются в программном продукте при подборе скважин, увеличивается диапазон подбора скважин-кандидатов и спектр применяемых составов с учетом всех геолого-физических особенностей скважины.

Еще одной особенностью применения продукта прикладного программирования является факт возможности на первоначальном этапе отсеять скважины-кандидаты с минимальными (низкими) значениями прироста дебита нефти после проведения технологий по всем рассматриваемым видам работ. То есть после применения методологии получим большие приросты по дебиту.

Выбор правильных критериев по области применения позволяет повысить общую успешность водоизоляционных работ за счет того, что ремонты не проводятся в скважинах, в которых, согласно анализа, ожидается отрицательный результат. Таким образом, не будут потрачены деньги и образуется экономия затрат. На каждые 100 скважин будет сэкономлено по экспертной оценке 3,1 млн. рублей. Средства, которые будут сэкономлены, возможно будет потратить на дополнительные ремонты, которые принесут прибыль.

ГЛАВА 5 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВЫСОКОЙ ПРИЁМИСТОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОЗИЦИЙ АНГИДРИТА

Необходимым условием успешного проведения РИР с применением тампонирующих составов являются свойства, например, прочность. Подбор оптимальной рецептуры тампонажного состава, и разработка оптимальной технологии приготовления и закачивания, является залогом успеха данного вида работ. При выборе тампонирующего раствора необходимо учитывать подвижность состава (способность незатвердевшей массы заполнять формующие конструкции естественным образом под влиянием собственной массы). Подвижность состава должна быть такой, при которой возможно закачивать раствор в скважину насосами, и таковой сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса закачивания или установки в запланированный интервал. Также необходимым условием является структурообразование состава, т. е. загустевание и схватывание, которое после продавливания его за обсадную колонну должно проходить быстро. Тампонажный состав на стадиях загустевания и после схватывания должен иметь структуру сформированного камня и быть непроницаемым для воды, нефти и газа [10, 7, 27].

Исследование и разработка оптимальных решений является приоритетной и интересной задачей для научной инженерии и нефтегазовой отрасли. Среди большого количества составов и материалов, используемых для водоизоляционных работ, известны минеральные вяжущие различного типа, в том числе на основе гипса [61-63, 74].

5.1 Рассмотрение базовой технологии снижения приёмистости изолируемых интервалов

Технологии снижения приёмистости изолируемых интервалов и временной блокировки нарушений реализуется последовательным закачиванием силиката натрия и раствора хлористого кальция. Применение данной технологии известно, она применяется в различных нефтедобывающих компаниях. При смешении жидкого стекла с хлористым кальцием происходит образование тампонажной массы. Процесс получения тампонажной массы в лаборатории продемонстрирован на рисунке 5.1. На рисунке справа показан внешний вид смеси после смешения компонентов. Тампонажная масса образуется не во всём объёме исходных компонентов. На рисунке слева показан внешний вид тампонажной массы, после слива из цилиндра прореагировавших жидкостей. На рисунке наглядно показано, что тампонажная масса образуется не во всем объёме.



Рисунок 5.1 – Тампонажная масса, полученная после смешения в цилиндрах низкомодульного жидкого стекла и раствора хлористого кальция (слева – после слива прореагировавшей жидкости из цилиндра, справа – до слива жидкости)

Базовая технология применяется для временной блокировки нарушений. Условия, в которых наиболее целесообразно применение технологии временной блокировки нарушений представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Условия для применения технологии

Наименование показателя (характеристики)	Значение (содержание характеристики)
Вид работ	Герметизация нарушений колонны
Назначение скважины	Добыча, нагнетательная
Вид скважины	Вертикальная, наклонная
Эксплуатация через пакер	Да (кроме скважин ОРД, ОРЗ)
Удельная приемистость изолируемого интервала	от 0,5 до 3,0 м ³ /ч·МПа
Наличие цемента за эксплуатационной колонной	да

Проведение работ с жидким стеклом на скважинах при отрицательной температуре окружающей среды возможно при условии, что жидкое стекло завозится на скважину после хранения в отапливаемых помещениях или емкостях подогревом.

Для осуществления технологии используется такая специальная техника, как цементировочный агрегат типа ЦА-320М (1 единица), автоцистерна на шасси автомобилей (2-4 единиц).

При проведении технологии применяются низкомодульное жидкое стекло и раствор кальция хлористого технического, основные характеристики которых представлены в таблицах 5.2, 5.3.

Таблица 5.2 – Характеристики низкомодульного жидкого стекла

Наименование показателя	Значение показателя
1 Внешний вид	Вязкая жидкость светлого цвета
2 Плотность при 20 °С, кг/м ³	1360-1450

Таблица 5.3 – Характеристики раствора кальция хлористого технического

Наименование показателя	Значение показателя
1 Внешний вид	Раствор желтовато-серого или зеленоватого цвета прозрачный или с легкой мутью
2 Массовая доля хлористого кальция, %, не менее	35
3 Образование коллоидного осадка при смешении низкомодульного жидкого стекла с водным раствором хлористого кальция плотностью 1,2-1,34 г/см ³ при соотношении 1:1 об. ч. (при нормальных условиях в лаборатории)	Наличие коллоидного осадка

При взаимодействии жидкого стекла с рядом реагентов, в том числе с раствором хлористого кальция и минерализованной пластовой водой, происходит образование осадка (тампонирующей массы). В связи с этим, оборудование и спецтехника, используемые при перекачивании и транспортировке жидкого стекла, должны быть предварительно опустошены и пропарены. При температуре окружающей среды ниже минус 5 °С может потребоваться паровая передвижная установка для отогрева жидкого стекла.

Технологическая операция должна производиться в определенной последовательности. Интервал негерметичности и приемистость определяется геофизическими либо прямыми методами при эксплуатации или ремонте скважины [58].

Первым этапом технологии является спуск компоновки. Возможны два варианта реализации технологии:

- необходимо отсечь продуктивный горизонт или имеется два или более интервала негерметичности эксплуатационной колонны;
- продуктивный горизонт изолирован и имеется один интервал негерметичности.

Варианты компоновок и проведения закачки изоляционного состава представлены на рисунках 5.2 и 5.3.

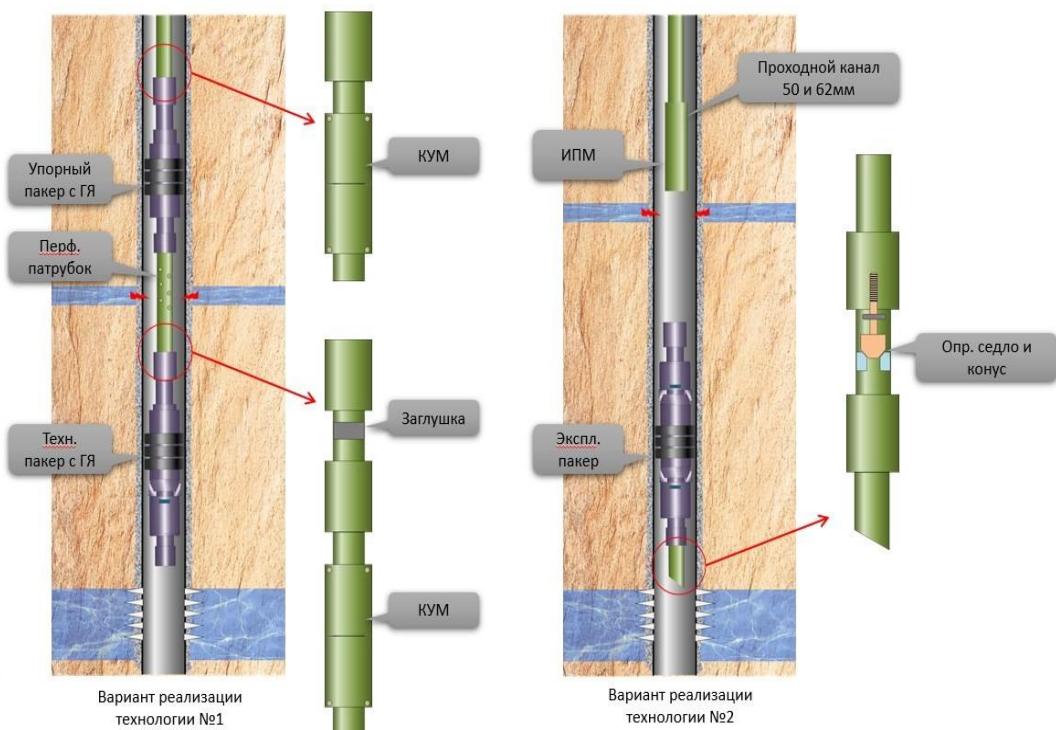


Рисунок 5.2 – Варианты компоновок для реализации технологии

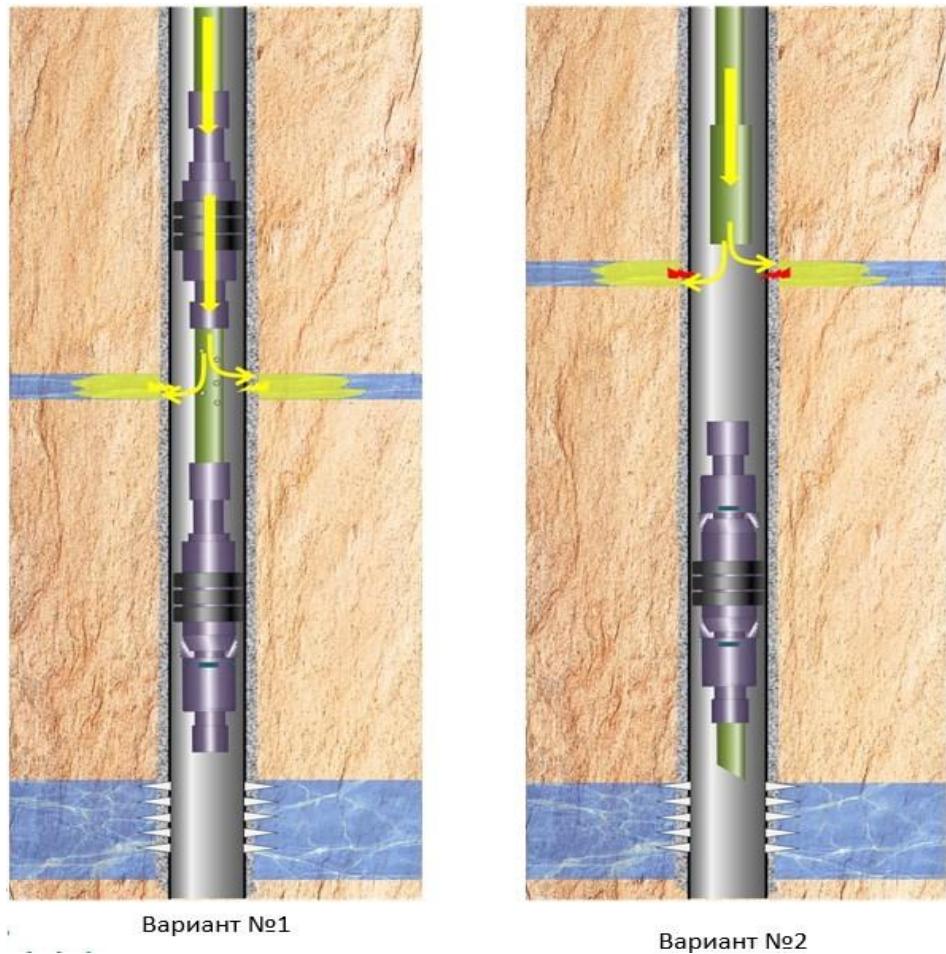


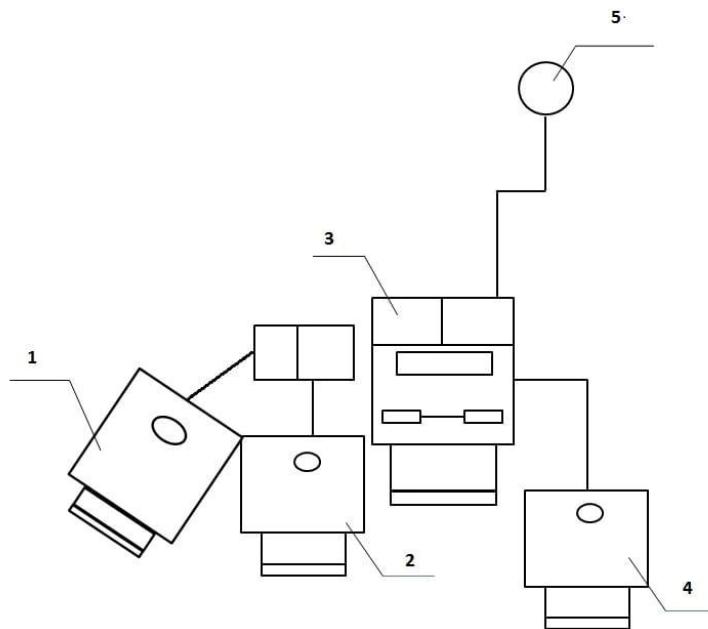
Рисунок 5.3 – Варианты закачки изоляционного состава

Объём тампонажного состава определяется по таблице 5.4.

Т а б л и ц а 5.4 – Необходимый объём тампонажной композиции

Удельная приемистость, м ³ /(ч×МПа)	Объем тампонажной композиции, м ³
0,5-1,0	4 м ³ технологическая жидкость плотностью 1180 кг/м ³ , 4 м ³ жидкого стекла
1,0-2,0	4 м ³ раствора хлористого кальция, 4 м ³ жидкого стекла
2,0-3,0	8 м ³ раствора хлористого кальция, 8 м ³ жидкого стекла

Следующим шагом является расстановка специальной техники в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 5.4.



1 – АЦН с реагентом; 2 – АЦН с раствором хлористого кальция; 3 – ЦА-320;
4 – АЦН с технологической жидкостью; 5 – скважина

Рисунок 5.4 – Схема обвязки специальной техники при осуществлении технологического процесса

Далее опрессовать нагнетательные линии высокого давления на полуторакратное от ожидаемого давления, но не менее 15 Мпа. Далее скважину

заполняют технологической жидкостью и вызывают циркуляцию. После этого закачивают в нарушение последовательно раствор хлористого кальция, буфер из пресной воды в объёме 0,5 м³, жидкое стекло, буфер из пресной воды в объёме 0,5 м³. При необходимости производят закачку в несколько циклов (например, по 2,0 м³ изоляционных материалов).

Далее необходимо произвести продавку реагента в НКТ технологической жидкостью не менее объема НКТ. Произвести срыв пакера и промыть скважину до выхода чистого раствора не менее полуторакратного объема НКТ. Поднять компоновку.

Все работы должны выполняться в соответствии с требованиями промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Работы в скважине должны проводиться в соответствии с утверждённым планом работ.

На основе рассмотренной рекомендации данная технология позволяет провести временную изоляцию негерметичности эксплуатационных колонн при соблюдении определенных условий. Также при использовании данной технологии есть возможность при проведении работ комбинирования состава с изменением последовательности запуска слаговых пачек при закачке буфер-вода-жидкое стекло-раствор кальция и т. д. Технология, помимо временной герметизации нарушений, используется для снижения приёмистости изолируемых интервалов.

Используемая в настоящее время технология имеет ряд положительных особенностей:

- наличие крупнотоннажных производств используемых реагентов на заводах-изготовителях, расположенных вблизи от нефтяных месторождений;
- экологическая безопасность силиката натрия (жидкого стекла);
- простота использования.

Однако технология имеет и недостатки:

- тампонажная масса образуется не во всем объёме;
- тампонажная масса хрупкая и имеет низкую механическую прочность.

В связи с имеющимися указанными недостатками была проведена дополнительная проработка и разработан состав, тампонажная масса из которого образуется во всем объёме и имеет повышенную механическую прочность. Процесс разработки и использования нового состава описан в последующих разделах.

5.2 Лабораторные исследования тампонажных материалов на основе ангидрита для изыскания путей повышения эффективности их применения

Вяжущие вещества на основе гипса, это материалы и составы, где присутствуют ангидрид и полуводный гипс.

Гипсовые вяжущие могут быть получены следующими способами [58]:

-термическое и механическое воздействие на исходное обрабатываемое сырье;

- механическое воздействие (помол) исходного обрабатываемого сырья совместно с активатором твердения;

- механическое воздействие (помол).

В зависимости от температурного режима вяжущие на основе гипса классифицируются на высокотемпературные (ангидрит) и низкотемпературные (гипсовые составы).

Высокотемпературные – термовоздействие (обжиг) гипса на безводной основе происходит при температуре от 600-900 С°, составы, полученные данным методом характеризуется более медленным отвердеванием.

Низкотемпературные – термовоздействие на гипс на безводной основе происходит при температуре от 110-180 С°, состав выполненный данным методом характеризуется более быстрым переходом в твердое агрегатное состояние (отвердевание).

Низкотемпературные вяжущие составы на основе гипса:

- 1) гипс строительный;

- 2) гипс формовочный;
- 3) гипс технический;
- 4) вяжущие на основе гипса и содержащих гипс материал;

Высокотемпературные вяжущие составы на основе гипса:

- 1) вяжущий состав на основе гипса и ангидрита (ангидритовый цемент);
- 2) эстрих-гипс, полученный высокотемпературным обжигом и последующим измельчением.

Гипсовые ангидритовые составы возможно получить и без термического воздействия путем измельчения (помола) ангидрита с добавлением активаторов твердения. Часто при производстве вяжущих гипсовых составов используют природный гипс (двуводный), так же используют ангидрит.

Гипс двуводный представляет из себя мягкий, вязкий минерал белого цвета, сложенный из кристаллов серно-кислого кальция разных размеров с плотностью чистого двуводного гипса $2320 \text{ кг}\backslash\text{м}^3$.

Гипсовый камень – это природный материал осадочного происхождения полученный вследствие плотных образований при испарении подводных озер. По геологическому строению горной породы гипсы подразделяются на шпат гипсовый, гипс прозрачный (кристаллический), волокнистый гипс (селенит), зернистый (алебастр).

Минерал, являющийся осадочным продуктом горных пород, представляющий безводный сульфат кальция называют – ангидрит. Цвет кристаллов ангидрита может быть серый, белый, голубоватый или красный в зависимости от примесей. Ангидрит не устойчив к влаге, при накапливании влаги увеличивается в размерах, при контакте с водой превращается в гипс и увеличивается в объеме (примерно на 60 %), образуя ангидрито-гипсовые слои с мелкой плойчатостью. Так же ангидрит обладает большей твердостью и большим удельным весом по сравнению с двуводным гипсом.

В процессе исследований при разработке рецептур тампонажных растворов первоначально применяли технический гипс. В качестве технического гипса использовали вяжущее гипсовое для буровых растворов производства ЗАО

«Самарский гипсовый комбинат». Указанное гипсовое вяжущее изготовлено на основе полуводного гипса, сроки его отверждения при температуре 21 °C представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сроки отверждения вяжущего гипсового для буровых растворов

№ п.	Тип воды	Водогипсовое отношение	Сроки отверждения, мин	
			начало	конец
1	Пресная	1,0	15	20
2	Пластовая девонская плотностью 1180 кг/м ³	1,0	15	30

Так же проводили лабораторную оценку сроков отверждения при различных, отличных от указанных в таблице 5.5 водогипсовых соотношениях, в том числе используя в качестве гипсового вяжущего строительный гипс, изготовленный на основе полуводного гипса. Во всех случаях сроки отверждения раствора не превышали 40 минут.

Из указанного следует, что растворы на основе воды и полуводного гипса обладают скоротечным отверждением, поэтому использование их для тампонажных работ в скважинах представляется опасным из-за возможности возникновения аварийной ситуации [2, 10, 79].

Были изучены возможности регулирования (замедления) сроков отверждения раствора полуводного гипса, затворенного водой. Наиболее часто для замедления отверждения полуводного гипса применяют химические добавки двух типов.

1 тип. Вещества, снижающие растворимость гипса в воде и, тем самым замедляющие его превращение в двуводный сернокислый кальций. Среди подобных веществ можно упомянуть, например, сахар, глицерин, этиловый спирт, эфир, уксусную кислоту, кислоты молочную и лимонную и их натриевые и калиевые соли, кислоты борную, фосфорную и их натриевые, калиевые и аммонийные соли.

2 тип. Вещества, действие которых основано на замедлении кристаллизации вновь образующегося двуводного сернокислого кальция. Среди подобных веществ можно упомянуть, например, уксуснокислый кальций, углекислый кальций, углекислый магний, амифол – смесь аммонийных солей кислот, оксиэтилендифосфоновую кислоту; нитрилотриметилфосфоновую кислоту.

Была проведена лабораторная проверка замедления сроков отверждения полуводного гипса с использованием химических добавок из обеих указанных групп – нитрилотриметилфосфоновой кислоты и лимонной кислоты. В качестве нитрилотриметилфосфоновой кислоты использовали продукт ХЕЛЛАН KW 1100, изготовленный в соответствии с ТУ 2458-007-50643754-2005, его показатели представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Физико-химические показатели продукта ХЕЛЛАН KW 1100

№ п.п.	Наименование показателя	Норма по ТУ	Фактически по анализу
1	Внешний вид	Порошок белого цвета	Порошок белого цвета
2	Значение pH (1 % раствор при 20 °C), не более	2,0	1,4
3	Массовая доля основного вещества, %, не менее	98,0	98,8

Лимонную кислоту использовали, произведённую по ГОСТ 908-2004 «Кислота лимонная моногидрат. Технические условия». Основные показатели использованной лимонной кислоты представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Физико-химические показатели лимонной кислоты

Наименование показателя	Значение показателя
Массовая доля лимонной кислоты моногидрита ($C_6H_8O_7 \cdot H_2O$), %, не менее не более	99,5 100,5
Массовая доля воды, %, не менее не более	7,5 8,8

Результаты исследований составов на основе полуводного гипса с замедлителями отверждения представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и пресной воды с замедлителями отверждения

№ п.	Тип замедлителя	Содержание замедлителя в воде затворения, %	Водогипсовое отношение	Сроки отверждения, мин	
				начало	конец
1	Лимонная кислота	0,25	1,0	130	190
2	Лимонная кислота	1,0	1,0	140	240
3	ХЕЛЛАН KW 1100	0,05	1,0	10	20
4	ХЕЛЛАН KW 1100	0,25	1,0	20	50
5	ХЕЛЛАН KW 1100	0,5	1,0	более 150	-

Как видно из результатов исследований, приведённых в таблице 5.8, сроки отверждения тампонажных растворов на основе полуводного гипса могут значительно продлеваться за счет использования различных типов замедлителей. Однако следует отметить, что сроки отверждения необходимо уточнять для каждой новой партии полуводного гипса. При соответствии сухого полуводного гипса из разных партий требованиям технических условий производителей, при водогипсовом отношении, которое целесообразно использовать при тампонажных работах в скважинах, сроки отверждения составов, приготовленных из разных партий гипса могут разниться, кроме этого, сроки отверждения могут изменяться при длительном хранении гипса [69, 90].

С целью исключения необходимости многократных проверок рецептур тампонажного раствора на основе полуводного гипса перед каждым применением в скважине был проработан вопрос затворения полуводного гипса на безводных жидкостях. Раствор полуводного гипса, затворённый на безводной жидкости, будет отверждаться только при контакте с водой в изолируемом интервале, поэтому необходимость контрольных проверок рецептур исключается.

При проведении лабораторных исследований было установлено, что приготовление раствора полуводного гипса возможно на основе тосола

(полигликолей), глицерина, изопропилового спирта. Указанные растворы не густели, и не отверждались в течение 5 часов и более, но при контакте с водой происходило образование тампонажного камня. Указанные безводные жидкости не имеют широкого применения при ремонте скважин. Поэтому была оценена возможность использования доступных углеводородных жидкостей: нефти товарной, растворителя парафинов нефтяного (РПН), печного топлива, дизельного топлива.

РПН представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость, что повышает пожароопасность, кроме того РПН наиболее дорогой из перечисленных жидкостей, поэтому в дальнейших исследованиях РПН не использовали.

Были проведены оценочные исследования с использованием в качестве дисперсионной среды товарной девонской нефти и дизельного топлива, которые показали, что вязкость полученных растворов на товарной нефти превышает вязкость сходных по содержанию гипса растворов, затворённых на дизельном топливе. Увеличение вязкости вызвано наличием в составе нефти АСПО, но наибольшее влияние на вязкость раствора оказывает вода, содержащаяся в товарной нефти в минимальном количестве. Даже незначительное содержание воды в дисперсионной среде приводит к началу реакции гидратации полуводного гипса, вызывающей резкое загустевание раствора. Требования ГОСТ 305-82 регламентируют полное отсутствие воды в дизельном топливе, соответственно, затворённый на дизельном топливе раствор не содержит воды способной вызвать гидратацию цемента и загустевание раствора.

Вязкость печного топлива на 15-20 % больше, чем у дизельного топлива, раствор, затворённый на печном топливе, имеет вязкость уже на 40-50 % большую, чем раствор, затворённый на дизельном топливе, поэтому использование дизельного топлива гораздо предпочтительнее. Все дальнейшие исследования проводились с использованием в качестве дисперсионной среды дизельного топлива. В дизельное топливо для получения оптимальных свойств производилась добавка поверхностно-активных веществ.

Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и дизельного топлива с использованием конуса растекаемости, представлены в таблице 5.9 и на рисунке 5.5.

Таблица 5.9 – Результаты исследований составов на основе полуводного гипса и дизельного топлива

№ состава	Отношение ДТ/гипс	ПАВ Неоминол, мл	ПАВ Сolvгель, мл	Растекаемость раствора, мм
1	2	3	4	5
1	0,41			100
2	0,78			140
3	1,0			170
4	1,1	1,05	0,3	240
5	1,3			260
6	1,5			более чем 260

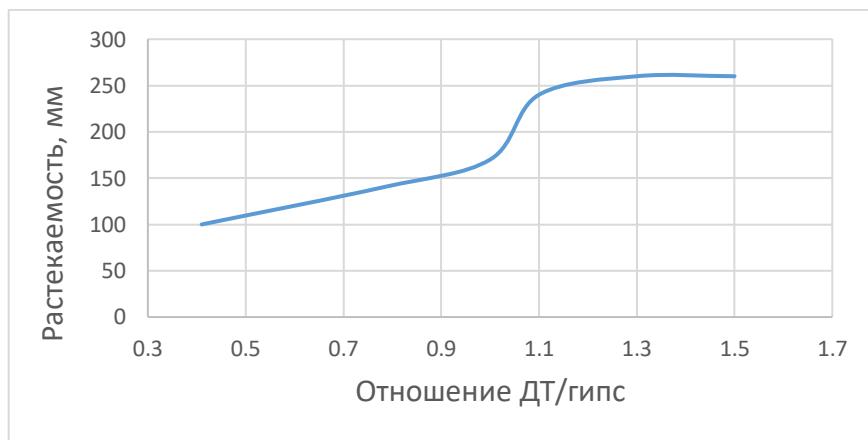


Рисунок 5.5 – Зависимость растекаемости от отношения ДТ/гипс

Исследования отношения ДТ/гипс проводили с целью выявления состава с растекаемостью более 180 мм, так как обычно считается, что составы с растекаемостью менее 180 мм затруднительно прокачивать насосными агрегатами, используемыми при ремонте скважин. График зависимости при отношении ДТ/гипс 1,1 и более выполняется, поэтому возможно считать, что отношение 1,1 обеспечивает получение раствора с оптимальными свойствами по прокачиваемости насосами. При отношении ДТ/гипс 1,5 растекаемость составляет более 260 мм. Используемый лабораторный метод определения растекаемости

технически не предусматривает измерения более 260 мм, так как это максимальный внешний диаметр круга (стекла) прибора для измерения растекаемости. С учетом изложенного, раствор удовлетворяющий требованиям по прокачиваемости получают при отношении 1,1 и больше. Однако из соображений увеличения прочности состава, отношение более 1,1 использовать не желательно, так как в составе уменьшается количество минерального вяжущего, что будет в итоге уменьшать прочность получаемого тампонажного камня.

С учётом изложенного, для исключения необходимости многократных проверок рецептур тампонажного раствора на основе полуводного гипса, перед каждым применением, а также для повышения безопасности проведения работ, была изучена возможность использования для изоляционных работ тампонажного состава, на основе медленно твердеющего ангидритного гипсового вяжущего и воды. Ангидрит является медленно твердеющим вяжущим, которое после затворения водой постепенно переходит в двуводную форму гипса, приобретая высокую конечную прочность [61, 74].

В качестве медленно твердеющего гипсового вяжущего использовали молотый гипсовый ангидрит или ангидритный цемент. При проведении исследований использовали тонкомолотый ангидрит, характеристики которого представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Технические характеристики тонкомолотого ангидрита

Наименование показателей	Значение
Массовая доля серного ангидрита (SO_3), не менее, %	40
Массовая доля оксида кальция (CaO), не более, %	10
Остаток на ситах с размерами ячеек 0,2 мм, не более, %	15
Цвет	светло серый
Запах	без запаха

Так же при проведении лабораторных исследований использовали ангидритовый цемент. Цемент ангидритовый представляет собой тонкомолотую

смесь из техногенного ангидрита и специальной добавки. Отличается от полуводного гипса значительно удлиненным временем начала схватывания и графиком набора начальной прочности, а от молотого ангидрита – сокращённым временем начала схватывания.

Ангидритовые вяжущие твердеют без усадки и расширения, прочность полученного камня не уступает прочности камня из строительного гипса. Коэффициент водостойкости тампонажного камня, полученного из ангидритовых вяжущих в 1,8-3 раза превышает этот же показатель для камня, получаемого из обычного строительного гипса.

Результаты исследований тампонажных растворов на основе ангидритных вяжущих представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты исследований тампонажных растворов на основе ангидритных вяжущих

№	Цемент ангидритовый, г	Ангидрит молотый, г	Вода, мл	Время загустевания, отверждения, ч-мин
1	20	-	20	Отвердел за время >7 ч и < 23 ч
2	-	20	20	Отвердел за время >24 ч и < 30 ч
3	20	-	20	Отвердел за время >7 ч и < 15 ч
4	-	20	20	Отвердел за время >26 ч и < 38 ч
5	20	-	18	Через 7 ч не текучий раствор
6	20	-	16	Через 2 ч начало отверждения, через 3 ч не текучий раствор
7	20	-	14	Через 2,5 ч начало отверждения, через 5 ч не текучий раствор
8	100	-	90	Через 7 ч не текучий раствор
9	100	-	75	Через 2 ч 40 мин не текучий раствор
10	100	-	80	Через 2 ч 40 мин не текучий раствор

Результаты исследований, приведённые в таблице 5.11 свидетельствуют о том, что возможно применение для тампонажных работ составов на основе ангидритных вяжущих без дополнительного использования замедлителя отверждения. Стоимость ангидритных вяжущих не существенно отличается от стоимости строительного гипса.

При проведении тампонажных работ в условиях высокой приёмистости тампонажный состав должен обладать минимальным разрывом во времени начала и конца отверждения. Получение таких составов возможно, однако их применение будет связано с кропотливой работой по подбору и повторных проверках точных рецептур. При реальном проведении работ в промысловых условиях трудно точно предугадать время закачивания раствора, всегда можно ожидать задержки в проведении работ по тем или иным причинам [30, 31, 38]. В связи с этим, предлагается использовать в работе тампонажные растворы на основе ангидритных вяжущих со временем начала отверждения около 2-х часов. Тампонажные растворы на основе ангидритного вяжущего могут мгновенно отверждаться в полном объёме при контакте с жидким стеклом. При отверждении образуется тампонажный камень. С точки зрения безопасности и простоты проведения работ, наиболее перспективно использование последовательной закачки оторочек силиката натрия (жидкого стекла) и суспензии ангидрита, разделенного промежуточной жидкостью [66]. Результаты работ приведены в ряде публикаций.

Проведенные исследования показали, что технология может реализовываться на скважине с использованием типового оборудования и будет заключаться в закачке нескольких циклов оторочек из ангидритного вяжущего затворённого на пресной или минерализованной воде и жидкого стекла, разделенных буфером из пресной воды. Затворение ангидритного вяжущего на минерализованной воде повышает изолирующие свойства тампонажной массы. В состав оторочки, содержащей ангидрит, возможно дополнительное введение водонабухающего полимера или фиброволокна. При контактировании в изолируемой зоне раствора закачиваемых реагентов произойдёт отверждение смеси ангидритного вяжущего и жидкого стекла. Пока состав будет закачиваться (в движении) отверждение происходит не будет, после попадания в изолируемый интервал и смешения компонентов произойдёт скоротечное отверждение смеси вызывающее блокирование изолируемой зоны [39, 40, 42, 43, 61, 74].

5.3 Разработка технических требований и условий

Были разработаны технические требования и условия (ТТУ) для организации закупки молотого ангидрита с целью возможности использования при ремонте скважин. ТТУ включали необходимость проверки показателей, указанных в таблице 5.12. Разработка ТТУ была проведена на основе результатов лабораторного тестирования образцов молотого ангидрита от пяти производителей.

Таблица 5.12 – Показатели для проверки по ТТУ на молотый ангидрит

№ п.	Показатель для проверки	Значение показателя	Обоснование необходимости проверки
1	Степень помола, остаток на ситах с размерами ячеек 0,2 мм, не более, %	16	Показатель необходим для обеспечения получения раствора ангидрита в воде с требуемыми свойствами
2	Растекаемость суспензии, состоящая по массе из 9 частей пресной воды и 10 частей ангидрита, через 4 ч, мм, не менее	230	Показатель необходим для сохранения прокачиваемости раствора ангидрита в течение всего процесса тампонажных работ при ремонте скважины
3	Ложное схватывание суспензии, состоящей по массе из 10 частей ангидрита молотого и 9 частей пресной воды	отсутствует	Ложное схватывание заключается в том, что затворенный водой ангидрит очень быстро загустевает и схватывается, но при перемешивании вновь разжижается и в дальнейшем показывает нормальные сроки схватывания. Ложное схватывание исключается при соблюдении требований в процессе производства молотого ангидрита.

5.4 Разработка технологии и проведение промысловых работ

5.4.1 Технология проведения работ

Технология проведения работ была проработана, сведения о процессе её реализации содержаться в опубликованном способе проведения работ и руководящем документе на применение технологии. Основные моменты проведения работ приведены далее:

- определение приемистости изолируемого интервала;
- загрузка порошка молотого ангидрита из МКР в бункер цементо-смесительного агрегата или другой подобной тампонажной техники;
- загрузка возможна как на базе, так и в условиях скважины с использованием гидроманипулятора;
- спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб с расположением их над изолируемым интервалом;
- затворение молотого ангидрита водой с одновременным закачиванием через НКТ в изолируемый интервал, чередуя с закачкой оторочек силиката натрия отделенных буфером из пресной воды, данный цикл закачивания может повторяться несколько раз;
- в процессе закачивания в суспензию молотого ангидрита возможно добавление синтетического микроармирующего волокна;
- от 2 до 3 т цементного раствора затворяют в соотношении 0,44-0,5 и производят закачку через насосно-компрессорные трубы;
- далее данный состав продавливается в интервал обработки.

5.4.2 Пример проведения работ на скважине по герметизации нарушения

Для демонстрации примера работ в скважине на рисунке 5.6 а и 5.6 б приведен специальный план работ, по которому проводились работы.

Специальный технологический план
на герметизацию эксплуатационной колонны в скважине № Ромашкинского месторождения
1 Основные геолого-технические данные по скважине

№	Данные	Ед. изм.	Показатели
1.1	Искусственный забой/Текущий забой (пакер РПП)	м	1693,7/1638
1.2	Диаметр экспл. колонны/толщ. стенки	мм	146/7
1.3	Интервал перфорации	м	1648,4-1651,2; 1652,6-1654 1660,2-1661,4; 1665-1668
1.4	Интервал нарушения	м	1485-1490
1.5	Максимально допустимое давление на э/колонну	МПа	9,0
1.6	Приемистость нарушения		380 м ³ /сут при 5,0 МПа

2 Материалы и техника

№	Материалы и техника	Ед. изм	Кол-во
2.1	Цемент	т	3-5
2.2	Низкомодульное жидкое стекло по ГОСТ 13078-81 (или аналог по ТУ)	м ³	3,9
2.3	Ангидрит (или фторангидрит) молотый	т	3
2.4	Вода пресная (с МЛ-81Б) для работ в скважинах	м ³	18
2.5	Вода пресная (без МЛ-81Б) для затворения сuspензии фосфогипса, цемента и буфера	м ³	10
2.6	Волокно строительное микроармирующее (ВСМ или аналог)	кг	8-15,5
2.7	Установка УС-8 (для затворения супензии ангидрита)	ед.	1
2.8	Цементосмесительный агрегат загруженный цементом	ед.	1
2.9	Цементировочный агрегат с чанком (один малопроизводительный с диаметром цилиндровых втулок не более 100 мм)	ед.	3-4
2.10	Смесительно-осреднительная установка	ед.	1
2.11	Тройник для обвязки насосных агрегатов с устьем скважины	ед.	1
2.12	Автоцистерны	ед	3-5
2.13	Металлическая емкость объёмом 0,5 м ³	ед.	1
2.14	Гидрокран (гидроманипулятор)	ед.	1
2.15	Амбар (для вымывания супензии ангидрита и жидкого стекла из НКТ в случае роста давления)	ед.	1

3 Последовательность проведения работ

- 3.1 Уточнить интервал нарушения опрессовкой эксплуатационной колонны с пакером, спускаемым на кабеле или трубах.
- 3.2 Заполнить скважину. Определить приемистость нарушения закачкой технологической жидкости в объеме 6,0 м³. Данные о приемистости и объеме жидкости потребовавшейся для

Рисунок 5.6 а – Специальный план работ

заполнения скважины передать в институт ТатНИПИнефть (т. 78947, 78997, 78940) для корректировки (при необходимости) объёма реагентов и хода работ.

3.3 Спустить в скважину колонну НКТ до текущего забоя. Заменить объем скважины полностью на пресную воду.

3.4 Установить низ колонны НКТ на глубину 1455 м. Заполнить скважину пресной водой.

3.5 Опрессовать нагнетательную линию и устьевую арматуру закачиванием пресной воды.

3.6 Закачать через НКТ в изолируемые интервалы последовательно 1,3-1,95 м³ жидкого стекла; 0,7 м³ пресной воды; 1,3-1,95 м³ суспензии молотого ангидрита, 0,7 м³ пресной воды. Данный цикл повторить 2-3 раза (в зависимости от приемистости). Закачку производить непрерывно, остановки категорически не допускаются. Если скважина не заполняется, одновременно закачивать по межтрубному пространству пресную воду с минимальным расходом с целью поддержания давления в межтрубном пространстве.

Для приготовления суспензии отношение объёма воды в кубических метрах к молотому ангидриту в тоннах принимают, соответственно 0,9:1. При данном соотношении из 1 т молотого ангидрита и 0,9 м³ воды выход суспензии составляет 1,3 м³; плотность получаемой суспензии составляет 1495-1525 кг/м³.

Затворение молотого ангидрита водой для приготовления суспензии проводят аналогично приготовлению цементного раствора. Из бункера установки УС-8 молотый ангидрит шнеком подается на смесительный блок установки УС-8, куда одновременно насосом цементировочного агрегата подаётся пресная вода, полученная суспензия подаётся в промежуточную ёмкость (желательно использовать ёмкость объёмом 0,5 м³). В раствор находящийся в промежуточной ёмкости небольшими порциями постепенно подают ВСМ (1 кг на 1,3 м³ суспензии молотого ангидрита), раствор из промежуточной ёмкости откачивается в скважину. Приготовление и закачивание производить безостановочно поточным методом.

3.7 Без остановок закачать в НКТ последовательно 0,5 м³ пресной воды; цементный раствор затворённый из 3-5 т цемента с добавлением на 1 т цемента 1-2,5 кг ВСМ; 4,2 м³ пресной воды. Масса цемента и фибры утоняется по приёмистости.

3.8 Произвести контрольную промывку до чистой воды закачкой по межтрубью пресной воды в объеме не менее не менее 6,6 м³.

3.9 Приподнять НКТ на 1255 м.

3.10 Оставить скважину на ОЗЦ на 24 часа. По истечении 8 часов во время ОЗЦ при отвердевании контрольной пробы цементного раствора допускается проведение СПО.

4 Техника безопасности и организация работ

4.1 Работы по п. 3.6 и 3.7 проводить непрерывно, без остановок. На случай резкого повышения давления заблаговременно подготовить технику и обвязку для быстрого вымывания реагентов и цементного раствора из колонны НКТ в амбар.

4.2 При смешении суспензии молотого ангидрита с жидким стеклом или растворами щелочей происходит мгновенное отверждение смеси в полном объёме.

4.3 Установку УС-8 после проведения работ необходимо максимально возможно очистить от остатков молотого ангидрита. При последующей загрузке установки УС-8 цементом и закачивании цементного раствора в других скважинах, первую порцию цементного раствора, смешанную с неизвлекаемым из УС-8 остатком молотого ангидрита, необходимо утилизировать (не закачивать в скважину).

4.4 По согласованию допускается изменение количества закачиваемых реагентов и цементного раствора.

4.5 Объём воды в п. 2.4 указан без учёта замены объёма скважины.

Рисунок 5.6 б – Специальный план работ

На рисунке 5.7 приведена компоновка оборудования в скважине на момент проведения работ.

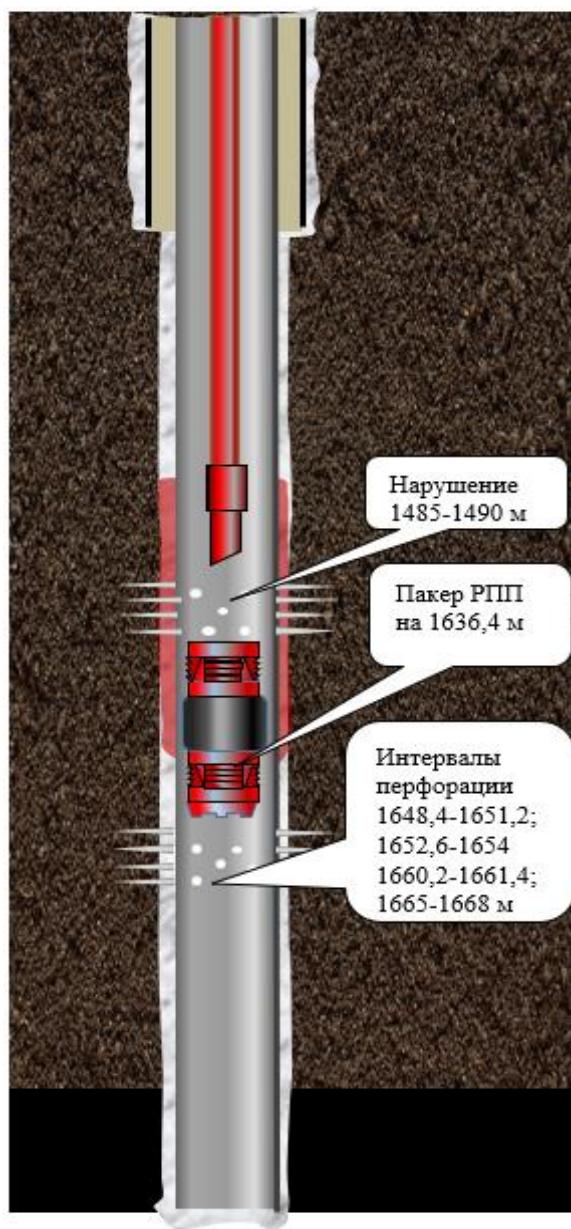


Рисунок 5.7 – Компоновка оборудования в скважине для проведения работ

Герметизация нарушения в скважине была проведена последовательной циклической закачкой сусpenзии ангидрита и жидкого стекла с закреплением цементом. Начальное давление в процессе закачки составило 1,0 МПа, конечное давление в процессе закачки составило 5,0 МПа. После работ цементный мост в эксплуатационной колонне разбурили, определили герметичность колонны опрессовкой и снижением уровня. По результатам испытаний после РИР эксплуатационная колонна был признана герметичной.

На рисунке 5.8 приведена динамика работы скважины до и после ремонта, изоляционные работы были проведены в мае 2016 года.

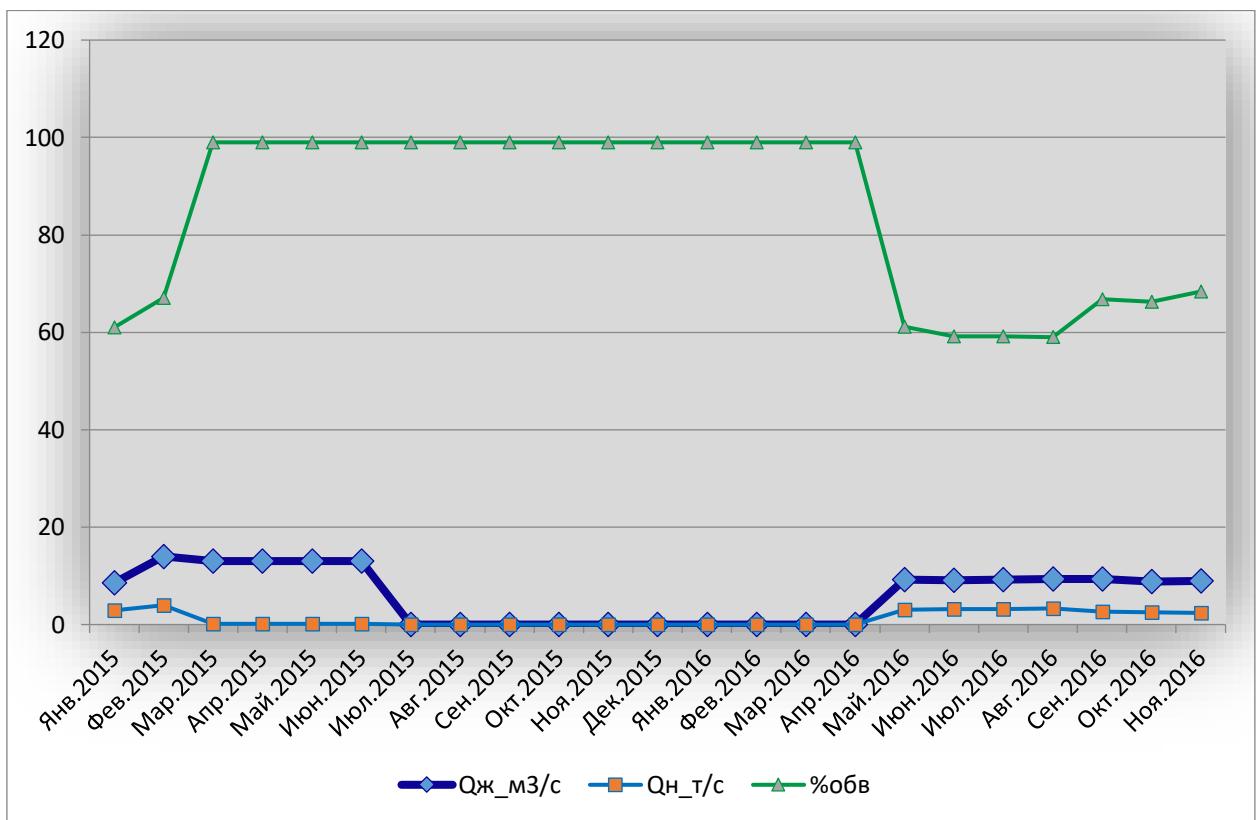


Рисунок 5.8 – Динамика работы скважины до и после ремонта

Работы были проведены успешно, нарушение в скважине загерметизировано. Приведенная на рисунке динамика работы скважины демонстрирует получение после ремонта дополнительной добычи нефти около 3 т в сутки и снижение обводненности продукции примерно на 40 % [65, 73, 76].

5.5 Совершенствование способа применения тампонажной композиции на основе ангидрита для снижения поглощений

Был разработан новый способ применения тампонажной композиции на основе ангидрита для снижения поглощений.

Способ ремонтно-изоляционных работ в скважине, включающий определение приемистости изолируемого интервала, приготовление

структурообразующего реагента – суспензии молотого ангидрита в пресной воде, циклическое закачивание в изолируемый интервал структурообразующего реагента и жидкого стекла [111] в соотношении объемов 1:1 в зависимости от приемистости. Суспензию молотого ангидрита приготавливают при водотвердом отношении 0,7-0,79, закачку осуществляют по эксплуатационной колонне, при удельной приёмистости от 3 до 15 м³/(ч·МПа) в скважину закачивают от 2 до 14 циклов суспензии молотого ангидрита и жидкого стекла, количество циклов рассчитывают с использованием формулы (5.1):

$$y = 1,0537 \cdot x - 1,6141, \quad (5.1)$$

где y – количество циклов, шт.;

x – удельная приёмистость, м³/(ч·МПа);

результат расчета округляют до целого числа и получают требуемое количество циклов, каждый цикл включает последовательную закачку 1,0- 2,0 м³ жидкого стекла, 0,3 м³ промежуточной жидкости – пресной воды, 1,0-2,0 м³ суспензии молотого ангидрита, причем между циклами осуществляют остановку закачки продолжительностью 10 мин после каждого цикла, кроме последнего, проводят продавку закачанных реагентов в изолируемый интервал, после закачки последнего цикла в эксплуатационную колонну дополнительно закачивают 0,3 м³ промежуточной жидкости – пресной воды, 0,5-1,0 м³ жидкого стекла, осуществляют остановку закачки продолжительностью 10 мин, продавку закачанных реагентов в изолируемый интервал и оставляют скважину на реагирование в течение 12 ч.

Сущность способа заключается в следующем.

В предлагаемом способе реализуют снижение приёмистости изолируемого интервала блокированием его тампонажной массой (камнем), образующимся при смешении суспензии ангидритового вяжущего с жидким стеклом.

Приготавливают (до циклической закачки) структурообразующий реагент – суспензию молотого ангидрита в пресной воде (далее – суспензия). В качестве молотого ангидрита используют ангидритовое вяжущее марки АВ-20. В качестве жидкого стекла используют стекло натриевое жидкое плотностью 1380 кг/м³ с

силикатным модулем 2,8. Приготовление проводят, например, в установке для тампонажных работ УНБ-125×50СО или в смесительно-осреднительной ёмкости путем перемешивания ангидритового вяжущего марки АВ-20 с пресной водой. При приготовлении суспензии отношение объёма пресной воды в кубических метрах к одной тонне [111] ангидритового вяжущего марки АВ-20 принимают равным 0,7-0,79.

При удельной приёмистости от 3 до $15 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ в изолируемый интервал закачивают от 2 до [111] 14 циклов суспензии и жидкого стекла в соотношении объемов 1:1. Количество циклов рассчитывают с использованием формулы (5.1).

Циклическую закачку суспензии ангидрита и жидкого стекла осуществляют по эксплуатационной колонне, при этом каждый цикл включает в себя закачивание жидкостей в следующих последовательности и объёме: $1,0-2,0 \text{ м}^3$ жидкого стекла, $0,3 \text{ м}^3$ промежуточной жидкости – пресной воды, $1,0-2,0 \text{ м}^3$ суспензии молотого ангидрита, между всеми циклами, кроме последнего осуществляют остановку закачки продолжительностью 10 мин. После каждого цикла, кроме последнего, проводят продавку закачанных реагентов в изолируемый интервал. После закачки последнего цикла (завершающего цикла), до продавливания реагентов в изолируемый интервал, в эксплуатационную колонну дополнительно закачивают $0,3 \text{ м}^3$ промежуточной жидкости – пресной воды, $0,5-1,0 \text{ м}^3$ жидкого стекла и осуществляют остановку закачки продолжительностью 10 мин. Далее продавливают закачанные реагенты из эксплуатационной колонны в изолируемый интервал пресной водой. После завершения закачивания оставляют скважину на время реагирования в течение 12 часов.

Применение предлагаемого способа позволяет увеличить эффективность ремонтно-изоляционных работ путем интенсификации снижения приёмистости и уменьшения риска создания аварийной ситуации за счёт следующего.

Интенсификация снижения приёмистости обеспечивается за счет создания в пласте благоприятной среды для образования тампонажной массы путем изменения порядка закачивания реагентов в каждом цикле. Основным

тампонирующим материалом является суспензия молотого ангидрита, при его первоочередном закачивании, он в пласте встречается и перемешивается с водой, что приводит только к его разбавлению без образования тампонажной массы, обеспечивающей снижение приёмистости. В предлагаемом способе реагенты в циклах закачивают в следующем порядке: сначала жидкое стекло, в последующем суспензия молотого ангидрита. Основным тампонирующим материалом является суспензия молотого ангидрита, при его закачивании после жидкого стекла она встречается и перемешивается в пласте с жидким стеклом, что приводит к образованию тампонажной массы, обеспечивающей снижение приёмистости.

Интенсификация снижения приёмистости также обеспечивается за счет улучшения перемешивания закачиваемых порций жидкого стекла и суспензии молотого ангидрита путем создания технологических остановок. В известных способах технологические остановки в процессе работ не делают и перемешивание реагентов происходит только в пласте. В предлагаемом способе в процессе реализации способа делают остановки в процессе закачивания. После закачивания в скважину согласно предлагаемого способа в эксплуатационной колонне располагаются последовательно снизу-вверх: композиция на основе жидкого стекла, буфер и ангидрит. При остановке закачивания, за счет разницы плотностей раствора молотого ангидрита и жидкого стекла, начинается процесс гравитационного перемешивания, который происходит самопроизвольно. Более «тяжелая» суспензия молотого ангидрита опускается вниз и омывает жидкое стекло. Образуются циркулирующие потоки, за счёт этого жидкое стекло начинает перемешиваться с суспензией молотого ангидрита ещё в скважине. Дополнительно перемешивание происходит при продавливании закачанных реагентов из эксплуатационной колонны в изолируемый интервал. Таким образом, в предлагаемом способе реагенты смешиваются между собой лучше – за счёт перемешивания и в эксплуатационной колонне, и в пласте, тогда как в наиболее близком по технической сущности способе перемешивание хуже, так как происходит только в пласте.

Интенсификация снижения приёмистости также обеспечивается за счет уменьшения разбавления реагентов промежуточной жидкостью – пресной водой с увеличением прочности получаемой тампонажной массы (камня), которые обеспечиваются уменьшением объёма промежуточной жидкости [42, 43, 44]. В известных способах один цикл закачивания включает последовательное закачивание 1,0-5,0 м³ суспензии ангидрита молотого с добавлением синтетического или базальтового волокна; 0,5-1,0 м³ буфера из пресной воды; 1,0-5,0 м³ жидкого стекла. В предлагаемом способе один цикл закачивания включает последовательное закачивание 1,0-2,0 м³ жидкого стекла, 0,3 м³ промежуточной жидкости; 1,0-2,0 м³ суспензии ангидрита молотого. Таким образом, в предлагаемом способе объём используемой в качестве промежуточной жидкости пресной воды меньше в 1,7-3,3 раза, чем в наиболее близком по технической сущности способе. Поэтому разбавление закачиваемых реагентов пресной водой в предлагаемом способе меньше, а прочность получаемой тампонажной массы выше. По результатам лабораторных исследований прочность тампонажного камня, полученного при смешении 1,0 м³ суспензии молотого ангидрита с 1,0 м³ пресной воды и с 1,0 м³ жидкого стекла (как в наиболее близком по технической сущности способе) составляет 1,1 МПа, а прочность тампонажного камня, полученного при смешении 1,0 м³ суспензии молотого ангидрита с 0,3 м³ пресной воды (промежуточной жидкости) и с 1,0 м³ жидкого стекла (как в предлагаемом способе) составляет 1,55 МПа, что в 1,4 раза больше.

После завершающего цикла в эксплуатационную колонну дополнительно закачивают 0,3 м³ пресной воды, 0,5-1,0 м³ жидкого стекла. Это жидкое стекло, закачиваемое в последнюю очередь, смешивается в пласте с закачанным в завершающем цикле раствором ангидрита, являющимся основным тампонажным материалом и обеспечивает дополнительное укрепление тампонажной массы в прискважинной зоне изолируемого интервала.

Также благодаря предлагаемому способу уменьшается риск создания аварийной ситуации из-за прихвата насосно-компрессорных труб НКТ, что обеспечивается за счёт закачивания реагентов по эксплуатационной колонне с

продавкой в изолируемый интервал после каждого цикла. В наиболее близком по технической сущности способе все циклы закачивания идут безостановочно один за другим, закачивание проводят по колонне НКТ, предварительно спущенной в скважину. При закачивании каждого цикла существует вероятность получения роста давления выше допустимого, что приведет к необходимости вымывания на поверхность находящихся в колонне НКТ реагентов, закачанных при последующих циклах. При открытии для промывки задвижек, установленных на НКТ и межтрубном пространстве, произойдет уравновешивание жидкого стекла и суспензии ангидрита, имеющих разную плотность, находящихся в трубном и затрубном пространстве. Далее при подъёме колонны НКТ из скважины, жидкое стекло и суспензия молотого ангидрита смешаются в эксплуатационной колонне и образуется тампонажный камень, что может привести к аварийному прихвату колонны НКТ и оставлению в эксплуатационной колонне незапланированного моста из тампонажного камня. В предлагаемом способе спуск колонны НКТ в скважину для закачки реагентов не производится, реагенты закачиваются по эксплуатационной колонне и после каждого цикла закачки реагенты продавливаются в изолируемый интервал. За счёт этого исключается риск аварии из-за прихвата колонны НКТ и снижается риск оставления в скважине незапланированного моста из камня, полученного после смешения реагентов.

Пример приготовления суспензии молотого ангидрита с использованием установки для тампонажных работ УНБ-125×50СО.

Гидроманипулятором выгружают ангидритовое вяжущее АВ-20 в бункер для сухих вяжущих установки УНБ-125×50СО. Набирают в смесительную ёмкость УНБ-125×50СО пресную воду. Создают в ёмкости циркуляцию (перемешивание) воды. В пресную воду при постоянном перемешивании подают шнеком-податчиком из бункера ангидритовое вяжущее АВ-20. После подачи всего ангидритового вяжущего перемешивают суспензию в смесительной ёмкости установки УНБ-125×50СО ориентировочно 5-10 мин, после чего раствор используют для закачивания в скважину. Готовую суспензию до полного

откачивания в скважину непрерывно перемешивают. При необходимости большего объёма суспензии приготовление повторяют [111] несколько раз.

Способ был реализован практически в скважине следующим образом.

Работы проводили в скважине с эксплуатационной колонной диаметром 140 мм, текущим забоем 1888 м, интервалом нарушения целостности эксплуатационной колонны 929-950 м [111]. Удельная приёмистость нарушения 5,0 м³/(ч·МПа). Рассчитали количество циклов с использованием формулы $y = 1,0537 \cdot x - 1,6141$. Полученный результат расчета 3,65 округлили, требуемое количество циклов равно 4. Расставили специальную технику, собрали и опрессовали нагнетательную линию. Заполнили скважину технологической жидкостью, вызвали циркуляцию. В чистый бункер установки для тампонажных работ УНБ гидроманипулятором выгрузили 3 т ангидритового вяжущего. Набрали в смесительную ёмкость установки УНБ 2,37 м³ пресной воды. Создали в ёмкости циркуляцию (перемешивание) воды лопастными перемешивателями. В воду при постоянном перемешивании подали шнеком-податчиком из бункера 3 т сухого молотого ангидрита, перемешали 10 мин [111]. Заполнили скважину пресной водой. В скважину по эксплуатационной колонне закачали последовательно без остановок 1,7 м³ стекла натриевого жидкого плотностью 1380 кг/м³; 0,3 м³ пресной воды; 1,7 м³ суспензии ангидритового вяжущего. Провели технологическую остановку в течение 10 мин. Продавили закачанные реагенты пресной водой в объёме 3,5 м³. Повторили цикл закачивания, технологическую остановку в течение 10 мин и продавку ещё один раз. Повторно приготовили аналогичным способом суспензию из 3-х тонн ангидритового вяжущего. Повторили цикл закачивания, технологическую остановку в течение 10 мин и продавку ещё один раз. Закачали по эксплуатационной колонне последовательно без остановок 1,7 м³ стекла натриевого жидкого; 0,3 м³ пресной воды; 1,7 м³ суспензии ангидритового вяжущего. После этого дополнительно закачали 0,3 м³ пресной воды, 0,7 м³ жидкого стекла. Провели технологическую остановку в течение 10 мин. Продавили закачанные реагенты пресной водой. Оставили скважину на реагирование в течение 12 часов. После реагирования

проводили опрессовку на 90 атм, которая показала, что эксплуатационная колонна герметична. С учетом того, что закачивание проводили по эксплуатационной колонне, риск получения аварии в процессе работ был снижен.

Промышленная применимость способа обеспечивается использованием для приготовления структурообразующего реагента установки УНБ-125×50СО или смесительно-осреднительной ёмкости.

5.6 Выводы по главе 5

С учетом изложенного, предложенный способ имеет следующие преимущества:

1. Интенсификация снижения приёмистости обеспечивается за счет создания в пласте благоприятной среды для образования тампонажной массы путем первоочередного закачивания жидкого стекла, т.к. закачиваемая в первом цикле суспензия ангидритового вяжущего встречается в пласте не с водой (которой может только разбавляться), а с жидким стеклом, при взаимодействии с которым образуется камень.

2. Интенсификация снижения приёмистости обеспечивается за счет улучшения перемешивания закачиваемых реагентов, т.к. в наиболее близком аналоге регенты перемешиваются только в пласте, а в предлагаемом способе перемешивание происходит и в эксплуатационной колонне.

3. Интенсификация снижения приёмистости обеспечивается за счет уменьшения разбавления реагентов промежуточной жидкостью – пресной водой. То, что разбавление водой минеральных вяжущих (примером которого является ангидрит) или разбавление водой жидкого стекла, приводит к уменьшению прочности тампонажной массы, является известным фактом. То есть, уменьшение объёма промежуточной жидкости уменьшает разбавление, поэтому прочность получаемого тампонажного камня снижается в меньшей степени.

Перечисленные факторы интенсификации снижения приёмистости приводят к тому, что на примере приведенных в таблице вариантов работ,

результат достигается проведением меньшего количества циклов, чем в наиболее близком аналоге.

Уменьшение риска создания аварийной ситуации обеспечивается исключением необходимости использования для закачивания реагентов колонны насосно-компрессорных труб. Если в скважину не спускают колонну насосно-компрессорных труб, они не могут быть «прихвачены» тампонажной массой, соответственно нет риска такой аварии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволили получить следующие выводы:

1. Исследования с использованием разработанной методики и гидродинамического моделирования позволили установить зависимости восстановления базового дебита нефти скважины после РИР с учетом коэффициента изоляции тампонажного материала и уменьшения влияния на снижение дебита воды объема изоляционного материала после превышения объема закачки более $12\text{-}15 \text{ м}^3/\text{м}$.
2. Разработана методика для расчета требуемого объема водоизоляционного состава при разработке дизайна ремонтно-изоляционных работ.
3. Создание гидродинамической модели для определения эффективности ВИР позволяет оперативно выявлять скважины с высокообводненными пластами, пропластками, моделировать различные сценарии ограничения водопритока.
4. Проведением многофакторного анализа параметров, влияющих на успешность работ по технологиям для ограничения водопритока, установлены оптимальные геолого-технические условия для планирования работ.
5. Разработан и испытан новый способ применения тампонажной композиции на основе ангидрита для снижения высокой приемистости изолируемых интервалов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВИР – водоизоляционные работы

ВНК – водонефтяной контакт

скв. – скважина

д.ед. – доли единицы

шт. – штуки

ПАА – полиакриламид

ПЗП – призабойная зона пласта

ЗКЦ – заколонная циркуляция

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ед. – единиц

ед. изм. – единица измерения

ЦА – цементировочный агрегат

АЦН – автоцистерна

РПН – растворитель парафина нефтяного

ТТУ – технические требования и условия

АСПО – асфальто-смолопарафиновые отложения

КУМ – клапан уравнительный

МКР – мягкий контейнер разового использования

УНБ – установка насосная с мерным баком

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В. Е. Подбор скважин-кандидатов для проведения работ по ограничению водопритока на основе нефтесилорной эмульсии / В. Е. Андреев, А. Р. Сафиуллина, А. В. Чибисов, И. Г. Фаттахов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. (Октябрьский, 26 апреля 2019 г.) / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 13-16.
2. Агзамов Ф. А. Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магнезиальной агрессии / Ф. А. Агзамов, А. Н. Махмутов, И. Н. Каримов // Нефтяная провинция. – 2023. – № 1 (33). – С. 32-45.
3. Аветисов А. Г. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Г. Аветисов, А. Т. Кошелев, В. И. Крылов. – Москва: Недра, 1981. – 215 с.
4. Блажевич В. А. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины / В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина. – Москва: Недра, 1974. – 168 с.
5. Бернадинер И. Г. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей / И. Г. Бернадинер, В. М. Ентов. – Москва: Наука, 1975. – 215 с.
6. Баранов Ю. В. О некоторых аспектах повышения эффективности водоизоляционных работ / Ю. В. Баранов, М. А. Маликов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 34-35.
7. Блажевич В. А. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений / В. А. Блажевич, Е. Н. Умрихина, В. Г. Уметбаев. – Москва: Недра, 1981. – 236 с.
8. Волочкив А. Н. Моделирование ремонтно-изоляционных работ / А. Н. Волочкив // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 9. – С. 21-25.
9. Галимов А. А. Обоснование коэффициента нефтенасыщенности в низкопроницаемых коллекторах с неопределенным диапазоном

- нефтеводонасыщения / А. А. Галимов, Ю. А. Котенев, А. А. Волошина, А. В. Токарева // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 3 (280). – С. 55-57.
10. Дерендяев Р. А. Исследование физико-химических свойств технологий, направленных на изоляцию водопритока / Р. А. Дерендяев, А. Ю. Слушкина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 117-119.
11. Дерендяев Р. А. Использование вероятностно-статистических методов для оценки эффективности применения технологий по ограничению водопритока / Р. А. Дерендяев, А. С. Пикулев, К. А. Дерендяев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – № 5 (617). – С. 48-53.
12. Екимов А. Н. Проведение ремонтно-изоляционных работ как метод повышения нефтеотдачи пластов / А. Н. Екимов // Студенческий вестник. – 2021. – № 1-8 (146). – С. 24-25.
13. Елисеев Д. Ю. Исследование влияния геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов и дальнейшее их совершенствование / Д. Ю. Елисеев, А. Н. Куликов // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 7. – С. 55-61.
14. Земляной А. А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным окончанием: дис. ...канд. техн. наук / Земляной Александр Андреевич. – Уфа, 2016. –125 с.
15. Захаров В. П. Водоизоляция трещин со стороны нагнетательных скважин в карбонатных коллекторах / В. П. Захаров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 102-105.
16. Зарубин Ю. А. Новые методы ограничения водопритоков в скважины на месторождениях Украины / Ю. А. Зарубин, А. И. Акульшин, Б. Н. Семкив. – Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1986. – 47 с.
17. Земцов Ю. В. Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях скважин и пластов / Ю. В. Земцов, А. С. Устюгов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 20-26.

18. Закирова А. А. Решение задач по повышению эффективности ремонтно-изоляционных работ / А. А. Закирова // Академическая публицистика. – 2019. – № 5. – С. 74-79.
19. Ивакин Р. А. Создание и разработка технологии и новых материалов для ремонтно-изоляционных работ в газовых и нефтяных скважинах: дис. ...канд. техн. наук / Ивакин Роман Александрович. – Москва, 2010. – 220 с.
20. Ибрагимов Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – Москва: Наука, 2000. – 414 с.
21. Ибрагимов Г. З. Опыт ограничения закачки и отбора воды на поздней стадии разработки месторождений / Г. З. Ибрагимов [и др.]. – Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1990. – 120 с.
22. Ильясов А. М. Моделирование процесса ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в нефтяных скважинах / А. М. Ильясов, И. Ю. Ломакина, В. А. Стрижнев, А. Ю. Пресняков, В. И. Никишов, И. С. Афанасьев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 102-105.
23. Кадыров Р. Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Р. Р. Кадыров – Казань: ФЭН: Акад. наук РТ, 2007. – 422 с.
24. Клещенко И. И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, А. В. Григорьев, А. П. Телков. – Москва: Недра, 1988. – 267 с.
25. Казаков А. А. Методы характеристик вытеснения. – НТС «Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности» / А. А. Казаков. – 1991, вып. 1. – С. 4-10.
26. Казаков А. А. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. Обзорная информация / А. А. Казаков, В. С. Орлов. – Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1977. – 50 с.

27. Клещенко И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
28. Кульбак С. Теория информативности и статистики / С. Кульбак. – Москва: Наука, 1967. – 408 с.
29. Ленченков Н. С. Математическое моделирование процессов повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин с применением гелеобразующих составов / Н. С. Ленченков, А. М. Насрыев, Х. И. Акчурин, Л. Е. Ленченкова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 392-398. – URL: <http://www.ogbus.ru> дата обращения: 04.10.2024.
30. Логинова М. Е. Оптимизация реологических свойств тампонажного материала с использованием функции желательности / М. Е. Логинова, Ф. А. Агзамов, Р. А. Исмаков, М. Х Альсухили, А. А. Бабкина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 3-4. – С. 51-55.
31. Мирзаджанзаде А. Х. Теория и практика применения неньютоновских жидкостей в нефтедобыче / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – Баку: Наука, 1985. – 220 с.
32. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов: учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1999. – 279 с.
33. Мухаметшин В. Г. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению / В. Г. Мухаметшин, Г. С. Дубинский, А. П. Аверьянов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 19-24.
34. Магзумов Н. Р. Оценка эффективности проведения водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах на основе гидродинамической модели / Н. Р. Магзумов // Студенческий вестник. – 2020. – № 18-9 (116). – С. 33-35.
35. Мирзаджанзаде А. Х. Этюды о моделировании сложных систем в нефтегазодобыче / А. Х. Мирзаджанзаде, М. Ж. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Уфа: Гилем, 1999. – 464 с.

36. Мирзаджанзаде А. Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А. Х. Мирзаджанзаде, Г. С. Степанова. – Москва: Недра, 1977. – 229 с.
37. Никишов В. И. Совершенствование технологии ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичного цементного кольца: на примере месторождений Западной Сибири: дис. ...канд. техн. наук / Никишов Вячеслав Иванович. – Уфа, 2010. – 177 с.
38. Нургалиев Р. З. Перспективы применения новых технологий при оценке влияния геолого-технологических рисков / Р. З. Нургалиев, Р. А. Козихин, И. Г. Фаттахов, Л. С. Кулешова // Горный журнал. – 2019. – № 4. – С. 36-40. – DOI: 10.17580/gzh.2019.04.08.
39. Овчинников В. П. Прочность тампонажного цемента с добавлением доменного шлака / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова // В сборнике: Рассохинские чтения. Материалы международной конференции, посвященная памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина. – Ухта. – 2022. – С. 499-502.
40. Овчинников В. П. Влияние бурового раствора на устойчивость ствола скважины / В. П. Овчинников, О. Н. Шемелина // Бурение и нефть. – 2022. – № 6. – С. 16-19.
41. Пресняков А. Ю. Технологии устранения негерметичности эксплуатационной колонны в интервалах большой протяженности и газовых пластов: на примере месторождений ОАО «НК «Роснефть»: дис. ...канд. техн. наук / Пресняков Александр Юрьевич. – Уфа, 2011. – 143 с.
42. Патент № 2619778 Российской Федерации, МПК E21B 33/13 (2006.01), E21B 43/12 (2006.01). Способ ограничения водопритока в обводненных карбонатных коллекторах: № 2016108682: заявл. 10.03.2016: опубл. 18.05.2017 / Жиркеев А. С., Сахапова А. К., Хасанова Д. К., Шигапов Н. И.; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – URL: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 05.10.2024).
43. Патент № 2673500 Российской Федерации, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/508 (2006.01). Водоизолирующий состав (варианты): № 2018104140: заявл.

- 02.02.2018: опубл. 27.11.2018 / Латыпов Р. Р., Фаттахов И. Г., Жиркеев А. С., Сахапова А. К., Хасанова Д. К.; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – URL: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 05.10.2024).
44. Патент № 2750414 Российской Федерации, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K, Жиркеев А. С. Способ ремонтно-изоляционных работ в скважине (варианты): № 2018104140: заявл. 02.02.2018: опубл. 27.11.2018 / А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова, Ф. З. Исмагилов, И. Г. Фаттахов, Р. А. Ахметзянов, Е. Ю. Вашетина, И. В. Бакалов; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – URL: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 05.10.2024).
45. Патент. Способ обработки продуктивного пласта. Чепик С. К., Мусабиров М. Х. Патент на изобретение RU 2326229 C1, 10.06.2008. Заявка № 2006142226/03 от 29.11.2006.
46. Рахимкулов Р. Ш. Основные результаты применения полиакриламида для ограничения притока подошвенных вод и влияния на них условий обводнения и эксплуатации скважин / Р. Ш. Рахимкулов, М. Н. Галлямов, И. Ф. Рахимкулов и др. – Труды/БашНИПИнефть, вып. 57, Особенности разработки нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, 1980, с. 71-82.
47. Рогачев М. К. Реология углеводородов: учебно-методическое пособие / М. К. Рогачев, А. Ю. Харин, С. Б. Харина. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2004. – 62 с.
48. Сидоров И. А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды / И. А. Сидоров, Ю. А. Поддубный, В. А. Кан. – Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1984. – 55 с.
49. Стрижнев К. В. Выбор тампонажного материала для обоснования технологии ремонтно-изоляционных работ / К. В. Стрижнев, В. А. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 108-111.

50. Стрижнев К. В. Совершенствование технологий ремонтно-изоляционных работ для высокотемпературных пластов»: дис. ...канд. техн. наук / Стрижнев Кирилл Владимирович. – Уфа, 2013. – 143 с.
51. Стрижнев К. В. Прогноз эффективности ремонтно-изоляционных работ с применением дисперсионного анализа на примере месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / К. В. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 55-59.
52. Сурков И. В. Ограничение водопритока в добывающих скважинах / И. В. Сурков // Научный форум. Сибирь. – 2018. – Т. 4. – № 1. – С. 34.
53. Стрижнев В. А. Построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта / В. А. Стрижнев, С. А. Вежнин, О. Т. Мусин, Т. Э. Нигматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 8-11.
54. Стрижнев В. А. Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-промышленных условиях / В. А. Стрижнев, С. А. Вежнин, Д. В. Каразеев, Ф. Э. Сафаров, А. Г. Телин // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 8 (261). – С. 49-55.
55. Строганов В. М. Борьба с обводнением скважин: передовой опыт и инновационные решения / В. М. Строганов, М. А. Строганов, Д. Ю. Елисеев, А. Н. Гафиуллин, Э. С. Фонаков, А. П. Терещенко, В. В. Козлов // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7(248). – С. 23-28.
56. Тяпов О. А. Пути повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ / О. А. Тяпов, А. Г. Михайлов, А. В. Корнилов, О. А. Лознюк, В. И. Никишов, В. А. Стрижнев // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 44-47.
57. Усачев П. М. Оценка эффективности изоляционных работ в продуктивных пластах без глинистых прослоев / П. М. Усачев, А. М. Галыбин, Р. М. Кац, В. Г. Оганджанянц // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 4. – С. 50-52.
58. Уметбаев В. Г. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы / В. Г. Уметбаев, В. Ф. Мерзляков, Н. С. Волочков. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2000. – 424 с.

59. Федоров К. М. Дизайн ремонтно-изоляционных работ / К. М. Федоров, В. А. Стрижнев, А. В. Корнилов, А. С. Малышев, В. И. Никишов // Нефтяное хозяйство. – 2009.
60. Фаттахов И. Г. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012611957. «Изыскание». Фаттахов И. Г. и др. 2012.– № 7. – С. 108-111.
61. Фаттахов И. Г. Разработка и подбор оптимальных рецептур тампонажного состава для проведения ремонтно-изоляционных работ / И. Г. Фаттахов, З. А. Гарифуллина, А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова, Р. Р. Хуснутдинова // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2021. – № 4-2 (28). – С. 492-507. – URL: <http://www.vkro-raen.com> (дата обращения: 05.10.2024). – DOI: 10.25689/NP.2021.4.492-507.
62. Фаттахов И. Г. Совершенствование технологий ремонтно-изоляционных работ для высокотемпературных пластов: дис. ...канд. техн. наук / Фаттахов Ирик Галиханович. – Уфа, 2019. – 367 с.
63. Сафиуллина А. Р. Обзор композиций для проведения водоизоляционных работ / А. Р. Сафиуллина, В. Е. Андреев, И. Г. Фаттахов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: ежегодный сборник научных трудов / отв. ред. В.Е. Андреев. – Уфа: Монография, 2019. – Вып. 8 (13). – С. 216-220.
64. Фаттахов И. Г. Эффективность разработанной методологии расчетов для дизайна ремонтно-изоляционных работ / И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова, З. А. Гарифуллина, Р. Р. Хуснутдинова, А. Р. Вафин, Р. Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 46-53.
65. Фаттахов И. Г. Анализ технологии водоизоляционных работ на основе реагентов отечественного крупнотоннажного химического производства / И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, Р. А. Ахметзянов, Р. Р. Хуснутдинова // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 2 (650). – С. 35-43.
66. Фаттахов И. Г. Разработка мероприятий по повышению эффективности применяющихся технологий и качества тампонажных работ при ремонте скважин / И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова, З. А. Гарифуллина,

- Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Пименов // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 2 (662). – С. 45-50.
67. Фаттахов И. Г. Методология расчета для построения дизайна ремонтно-изоляционных работ / И. Г. Фаттахов, Р. Р. Хуснутдинова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 319-323.
68. Фаттахов И. Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием / И. Г. Фаттахов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – С. 113.
69. Фаттахов И. Г. Комплекс мероприятий принятия решений и проведения работ по водоизоляции: монография / И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, Р. Р. Хуснутдинова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – 113 с.
70. Хуснутдинова Р. Р. Обзор опубликованных принципов вычислений, используемых для разработки дизайна ремонтно-изоляционных работ / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова // Природные энергоносители и углеродные материалы. – 2021. – № 3. – С. 3-31.
71. Хуснутдинова Р. Р. Оптимизация водоизоляционных работ за счет автоматизации подбора объектов / Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Пименов, И. Г. Фаттахов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 12 (660). – С. 50-58.
72. Хуснутдинова Р. Р. Ограничение водопритока на скважинах с использованием гидродинамической модели / Р. Р. Хуснутдинова, А. И. Семанова, А. С. Семанов, И. Г. Фаттахов, И. Ф. Галиуллина, Р. Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 11 (659). – С. 58-64.
73. Хуснутдинова Р. Р. Оценка технологической эффективности ремонта скважин / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, Р. Р. Степанова, А. С. Жиркеев, А. К. Сахапова, И. Н. Рахманов, А. А. Пименов // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 1 (661). – С. 54-57.
74. Хуснутдинова Р. Р. Выбор оптимальной рецептуры тампонажного раствора для успешного проведения ремонтно-изоляционных работ / Р. Р. Хуснутдинова // Наука и инновации – современные концепции: сборник научных статей по итогам

- работы Международного научного форума (Москва, 25 марта 2022 г.) / отв. ред. Д. Р. Хисматуллин. – Уфа: Инфинити, 2022. – С. 142-150.
75. Хуснутдинова Р. Р. Оценка эффективности водоизоляционных работ на примере создания гидродинамической модели / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, А. Р. Вафин, Т. И. Муслимов // Форум молодёжной науки. – 2022. – Т. 3. – № 3. – С. 10-20. – URL: <http://forummn.ru> (дата обращения: 05.10.2024).
76. Хуснутдинова Р. Р. Технологические результаты водоизоляционных работ на основе реагентов отечественного производства / Р. Р. Хуснутдинова, И. Г. Фаттахов, А. С. Жиркеев, Р. А. Ахметзянов, Ван Жуйхао // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сборник материалов VII Международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2022. – С. 135-140.
77. Хуснутдинова Р. Р. Применение программного продукта для оптимизации водоизоляционных работ / Р. Р. Хуснутдинова, Т. И. Муслимов, И. Г. Фаттахов // Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобывае: сборник тезисов Международной научно-практической конференции для студентов, молодых ученых, преподавателей, аспирантов и специалистов нефтегазовой отрасли, посвященный памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде / ред. кол. Р. Н. Бахтизин [и др.]. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ». – 2023. – С. 148-150.
78. Чепик С. К. Обоснование и разработка методики проектирования технологического воздействия на продуктивный пласт для повышения эффективности нефтеизвлечения: дис. ...канд. техн. наук / Чепик Сергей Константинович. – Бугульма, 2009. – 100 с.
79. Чуйко Е. В. Адсорбционные характеристики реагентов / Е. В. Чуйко, И. А. Четвертнева, Р. А. Исмаков, М. Е. Логинова // В книге: Нефтепромысловая химия. Тезисы докладов X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. Москва. – 2023. – С. 188-190.

80. Designing cyclic pressure pulsing in naturally fractured reservoirs using an inverse looking recurrent neural network / E. Artun, T. Ertekin, R. Watson, B. Miller // Computers & Geosciences. – 2012. – Vol. 38. – № 1. – Pp. 68-79.
81. Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells / N. Ahmad, S. Aramco, H. Al-Shabibi, M. Zeybek, S. Malik // SPE 162287.
82. Iktissanov V. A., Ibatullin R. R. Pressure transient analysis and simulation of nonconventional wells / V. A. Iktissanov, R. R. Ibatullin // ECMOR 2008 – 11 th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. – 2008. – C. 20146452.
83. Destruction of the resins structure due to heating / R. N. Bahtizin, I. G. Fattakhov, R. R. Kadyrov, D. I. Akhvetschina, A. R. Safiullina // Oriental journal of chemistry. – 2015. – Vol. 31. – № 2. – Pp. 795-803.
84. Er-long Yang, Jing-cui Wang. A New Method to Predict Polymer Flood Performance // Procedia Environmental Sciences, 2nd International Conference on Challenges in Environmental Science and Computer Engineering (CESCE 2011), Volume 11, Part C, 2011, Pages 1522-1528.
85. Fetkovich M. J. Decline curve analysis using Type Curves / M. J. Fetkovich // Jornal Petroleum Technolodgy. – 1980. – Vol. 32. – Pp. 1065-1077.
86. Using Artificial Neural Networks for Analyzing Efficiency of Advanced Recovery Methods / I. G. Fattakhov, R. R. Kadyrov, I. D. Nabiullin, R. R. Sakhibgaraev, A. N. Fokin // Biosciences biotechnology research Asia. – 2015. – Vol. 12. – № 2. – Pp. 1893-1902.
87. Fattakhov I. G. The program for determining the reservoir structure and choosing the method of waterproof operations / I. G. Fattakhov // Europäische Fachhochschule. – 2012. – № 1 (2). – Pp. 329-331.
88. Fattakhov I. G. Waterproofing work at sidetrack and horizontal wells / I. G. Fattakhov, F. F. Fazlyev // International scientific periodical «Modern fundamental and applied researches». – 2013. – № 2 (9). – Pp. 20-23.

89. Optimizing reservoir features in oil exploration management based on fusion of soft computing / Guo Haixiang, Liao Xiuwu, Zhu Kejun, Ding Chang, Gao Yanhui // Applied Soft Computing. – 2011. – Vol. 11. – № 1. – Pp. 1144-1155.
90. Effectiveness of using a plugging composition during water shutoff works / R. Khusnudinova, I. Fattakhov, A. Zhirkeev, A. Sakhapova // Journal of science. – 2022. – № 28. – Pp. 25-29.
91. Lane R. H., Seright R. S. Gel water shutoff in fractured or faulted horizontal wells // SPE. – 65527. 2000. – November 6-8.
92. Marin A., Seright R. et al. Connecting Laboratory and Field Results for Gelant Treatments in Naturally Fractured Production Wells. Paper SPE 77411 presented at the SPE Annual Technological Conference held in San Antonio, Texas, 29 Sept. – 2 Oct. 2002.
93. Application of transfer functions to model water injection in hydrocarbon reservoir / Mohammad Sayyafzadeh, Peyman Pourafshary, Manouchehr Haghghi, Fariborz Rashidi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 78. – № 1. – Pp. 139-148.
94. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of geological and technological risks / R. Z. Nurgaliev, R. A. Kozikhin, I. G. Fattakhov, L. S. Kuleshova, A. Kh. Gabbasov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 378. – № 1. – Article number 012117. – DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012117.
95. A method for assessing the effectiveness of water isolation works based on the development of a hydrodynamic model / R. Z. Nurgaliev, I. G. Fattakhov, R. R. Khusnudinova, A. R. Vafin, A. S. Zhirkeev, A. K. Sakhapova // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 1. – Pp. 94-99. – DOI: 10.5510/OGP20230100810.
96. Rowland D. A. New liner method gives constants of hyperbolic decline / D. A. Rowland, Lin Chung // Oil & Gas Journal. – 1985. – № 1. – Pp. 86-90.
97. Schrider L. A. A decline curve pitfall using least-squares solution / L. A. Schrider, R. E. Cerullo // Jornal Petroleum Technolodgy. – 1970. – № 4. – Pp. 441-442.
98. Susilo Y., Wibowo W. et al. Thru-Tubing Zonal Isolation and Water Shut-Off Using Coiled Tubing in Java Sea: Operational Challenge & Treatment Strategy. Paper SPE

88494 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 18-20 October, 2004.

99. R. S. Seright, SPE. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. R. H. Lane, SPE. Northstar Technologies Intl. and R. D. Sydansk, SPE. Sydansk Consulting Services: «A Strategy for Attacking Excess Water Production», SPE 84966, august 2003, SPE Production & Facilities.
100. Seright R. S.: «Improved Methods for Water Shutoff» DOE Report DOE/PC/91008-1 (1997).
101. Seright R., Liang J. and Seldal M. 1998. Sizing Gelant Treatments in Hydraulically Fractured Production Wells, SPE Prod & Fac 13(4): 223-229. SPE 52398.
102. Smith J. E., Mack J. C. Gels correct in-depth reservoir permeability variation // Oil & gas Journal, Jan.6, 1997, pp. 17-18.
103. Smith F. W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide in porous media // J. of Petrol. Fechn, v. 22, № 22, 1970. – Pp. 148-156.
104. Shabnam Mohammadi, Mohsen Vafaie Sefti, Mahsa Baghban Salehi, Asefe Mousavi Moghadam, Samira Rajaei, Hasan Naderi, Hydrogel swelling properties: comparison between conventional and nanocomposite hydrogels for water shutoff treatment Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. – Volume 10, Issue 5, pp. 743-753. <https://doi.org/10.1002/apj.1912>
105. Simultaneous optimal placement of injector and producer wells using mathematical programming / W. X. Leow, M. S. Tavallali, I. A. Karimi, K. M. Teo // Computer Aided Chemical Engineering. – 2012. – Vol. 31. – Pp. 1482-1486.
106. Optimal producer well placement and production planning in an oil reservoir / M. S. Tavallali, I. A. Karimi, K. M. Teo, D. Baxendale, Sh. Ayatollahi // Computers & Chemical Engineering. – 2013. – Vol. 55. – Pp. 109-125.
107. A comparison study of adjoint-based gradient search technique and mathematical programming for optimal well-placement / R. Y. Toh, M. S. Tavallali, W. X. Leow, I. A. Karimi // Computer Aided Chemical. – 2012. – Vol. 31. – Pp. 665-669.
108. Wang Y., Seright R. S. Correlating gel rheology with behavior during extrusion through fractures // SPE. – 99462. 2006 – April 22-26.

109. Wall F. F., Jill S. J. Interaction of cupric ions with polyarlylic aciol // J. Phys. chem., v. 58, № 12, 1954, pp. 1128-1134.
110. Yusupova L. F. Technological feature of water shutoff operations / L. F. Yusupova, K. M. Khalikova, R. R. Khusnutdinova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – Vol. 868. – № 1. – Номер статьи 012086. – DOI: 10.1088/1755-1315/868/1/012086.
111. Заявка на изобретение "Способ ремонтно-изоляционных работ в скважине" № 2024128369 от 25.09.2024.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1.1 Снижение притока при различных радиусах воздействия и снижении начальной проницаемости.....	C. 11
Рисунок 1.2 Схема для расчета объема изоляционной композиции и прогнозной оценки эффективности водоизоляционных работ.....	C. 12
Рисунок 1.3 Доля от начальной продуктивности пласта в зависимости от остаточного фактора сопротивления, обеспечивающегося изоляционной композицией	C. 17
Рисунок 1.4 Эффективность изоляции от глубины проникновения геля.	C. 22
Рисунок 2.1 Типы водопритоков в скважину.....	C. 33
Рисунок 2.2 Алгоритм расчётов.....	C. 34
Таблица 2.1 Условия применения реагентов.....	C. 35
Рисунок 2.3 Схема пластов для модели.....	C. 36
Рисунок 2.4 Схема фильтрационной установки.....	C. 39
Таблица 2.2 Характеристики изоляционных материалов.....	C. 44
Таблица 2.3 Фильтрационные показатели пластов в модели.....	C. 45
Рисунок 2.5 Модель для проведения расчётов (насыщенность).....	C. 46
Рисунок 2.6 Расположение перфорации модели в верхнем нефтенасыщенном пласте.....	C. 46
Таблица 2.4 Рассчитанный скин-фактор для различных коэффициентов изоляции.....	C. 47
Рисунок 2.7 Линии тока при работе целевого пласта.....	C. 47
Рисунок 2.8 Линии тока при возникновении заколонной циркуляции....	C. 48
Рисунок 2.9 Расчётное изменение дебита нефти для различных коэффициентов изоляции	C. 48
Рисунок 2.10 Расчётное изменение обводнённости для различных коэффициентов изоляции.....	C. 49
Таблица 2.5 Восстановление дебита нефти после обработки.....	C. 49
Таблица 2.6 Данные по скважине для расчёта.....	C. 50

Таблица 2.7 Результаты расчета профиля давления на различном удалении от скважины.....	C. 50
Рисунок 2.11 Результаты расчёта профиля давления на различном удалении от скважины	C. 51
Рисунок 2.12 Результаты расчёта потребного объёма реагента от радиуса обработки.....	C. 51
Рисунок 2.13 Зависимость скин-фактора от коэффициента изоляции....	C. 52
Рисунок 2.14 Отношение дебита воды к первоначальному в зависимости от коэффициента изоляции состава.....	C. 52
Рисунок 2.15 Зависимость отношения дебита воды от объёма состава...	C. 53
Рисунок 3.1 Профиль добычи скважины до РИР.....	C. 57
Рисунок 3.2 Динамика показателей разработки.....	C. 58
Рисунок 3.3 Профиль добычи скважин с проведением РИР (б) и без (а).	C. 59
Рисунок 3.4 Сечение, отражающее нефтенасыщенную часть пласта.....	C. 60
Рисунок 3.5 Модель пласта, характеризующая нефтенасыщенность в формате 3Д и сечения 3Д.....	C. 60
Рисунок 3.6 Профиль добычи скважин с проведением РИР (б) и без (а).	C. 61
Рисунок 3.7 Сопоставление показателей разработки.....	C. 62
Рисунок 3.8 Сопоставление показателей разработки по группе скважин	C. 63
Рисунок 3.9 Сечение нефтенасыщенной части пласта.....	C. 63
Рисунок 3.10 3Д модель пласта с отображением проницаемости и пористости.....	C. 64
Рисунок 3.11 2Д сечение между случайных скважин, отражающее пористость.....	C. 64
Рисунок 4.1 Образец работы программного продукта на примере проницаемости.....	C. 66
Таблица 4.1 Сопоставление групп параметров с входящими в неё переменными.....	C. 67
Рисунок 4.2 Дебит нефти до обработки А (малоэффективные	

обработки) и В (результативные воздействия).....	C. 68
Рисунок 4.3 Начальная нефтенасыщенность h н.нас, %	
А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия).....	C. 70
Рисунок 4.4 Пористость, %.....	C. 71
Рисунок 4.5 Проницаемость, мД.....	C. 71
Рисунок 4.6 Интервал перфорации, м.....	C. 72
Рисунок 4.7 Нефтенасыщенная толщина пласта, м.....	C. 72
Рисунок 4.8 Доля перфорированной части коллектора к нефтенасыщенной доли А (малоэффективные обработки) и В (результативные воздействия).....	C. 73
Рисунок 4.9 Количество перфорационных отверстий.....	C. 74
Рисунок 4.10 Эффективное количество отверстий на 1 м перфорации, шт./м.....	C. 74
Таблица 4.2 Сводная таблица наиболее информативных данных для анализа.....	C. 75
Рисунок 4.11 Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «А».....	C. 76
Рисунок 4.11 Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «Б».....	C. 77
Рисунок 4.11 Гистограмма изменения частоты продолжительности эффекта после ВИР Тип «В».....	C. 77
Рисунок 4.12 Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по технологии Тип «А»...	C. 78
Рисунок 4.12 Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы программного продукта и без их применения по технологии Тип «Б»...	C. 78
Рисунок 4.12 Гистограмма изменения частоты прироста дополнительной добычи нефти за счёт результатов работы	

программного продукта и без их применения по технологии Тип «В»...	C. 79
Таблица 4.3 Потенциальная динамика увеличения коэффициента извлечения нефти при прогнозировании работ, применяя программное обеспечение «Изыскание».....	C. 80
Рисунок 5.1 Тампонажная масса, полученная после смешения в цилиндрах низкомодульного жидкого стекла и раствора хлористого кальция (слева – после слива прореагированной жидкости из цилиндра, справа – до слива жидкости).....	C. 83
Таблица 5.1 Условия для применения технологии.....	C. 84
Таблица 5.2 Характеристики низкомодульного жидкого стекла.....	C. 84
Таблица 5.3 Характеристики раствора кальция хлористого технического.....	C. 85
Рисунок 5.2 Варианты компоновок для реализации технологии.....	C. 86
Рисунок 5.3 Варианты закачки изоляционного состава.....	C. 86
Таблица 5.4 Необходимый объём тампонажной композиции.....	C. 87
Рисунок 5.4 Схема обвязки специальной техники при осуществлении технологического процесса.....	C. 87
Таблица 5.5 Сроки отверждения вяжущего гипсового для буровых растворов.....	C. 91
Таблица 5.6 Физико-химические показатели продукта ХЕЛЛАН KW 1100.....	C. 92
Таблица 5.7 Физико-химические показатели лимонной кислоты.....	C. 92
Таблица 5.8 Результаты исследований тампонажных растворов на основе полуводного гипса и пресной воде с замедлителями отверждения.....	C. 93
Таблица 5.9 Результаты исследований составов на основе полуводного гипса и дизельного топлива.....	C. 95
Рисунок 5.5 Зависимость растекаемости от отношения ДТ/гипс.....	C. 95
Таблица 5.10 Технические характеристики тонкомолотого ангидрита...	C. 96

Таблица 5.11 Результаты исследований тампонажных растворов на основе ангидритных вяжущих.....	C. 97
Таблица 5.12 Показатели для проверки по ТТУ на молотый ангидрит...	C. 100
Рисунок 5.6 а Специальный план работ.....	C. 102
Рисунок 5.6 б Специальный план работ	C. 103
Рисунок 5.7 Компоновка оборудования в скважине для проведения работ.....	C. 104
Рисунок 5.8 Динамика работы скважины до и после ремонта.....	C. 105