

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.276.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Иванова Анастасия Витальевна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Иванова Анастасия Витальевна

Тема работы:

Комплексный подход к ограничению водопритока в различных геологических условиях при разработке месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ геологических и технологических условий возникновения водопритока. Основные предпосылки, обуславливающие необходимость ремонтно-изоляционных работ. Обзор применения современных технологических ограничений водопритоков. Анализ предпосылок проведения технологических операций ремонтно-изоляционных работ, возникающих в различных геологических условиях. Технологические особенности современных ремонтно-изоляционных работ. Анализ композиционных материалов, используемых в ремонтно-изоляционных работах. Анализ эффективности

	проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геологических условиях.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ современного состояния водопритока при процессе разработки месторождения	
Выбор и обоснование применения современных технологий ремонтно-изоляционных работ	
Анализ эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геологических условиях	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Иванова Анастасия Витальевна		30.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БСТС – быстросхватывающийся тампонажная смесь;

ВГМ – виброволновой гидромонитор;

ВИР – водоизоляционные работы;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводный контакт;

ГДИС – гидродинамические методы исследования скважин;

ГИС – геоинформационные системы;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГРР – геологоразведочные работы;

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ИП – интервал перфорации;

КМ – компрессорное масло;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НСМИ – неселективные методы изоляции водопритока;

ОВП – ограничение водопритока;

ОВП – ограничитель водопритока.

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПНП – повышение нефтеотдачи пласта;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СМИ – селективные методы изоляции.

ЭК – эксплуатационная колонна

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 26 рисунков, 20 таблиц, 46 источников.

Ключевые слова: обводненность скважинной продукции, ограничение водопритоков в различных геологических условиях, композиционные материалы, увеличение нефтеотдачи, поздняя стадия разработки.

Объектом исследования являются материалы, реагенты для ограничения водопритока и применяемые технологии водоизоляционных работ.

Цель исследования – эффективное ограничение водопритока в различных геологических условиях при разработке месторождения.

В процессе исследования были рассмотрены технологические особенности современных ремонтно-изоляционных работ. Проведен анализ технологий и сопутствующих им химических реагентов, в различных геологических условиях, применяемых для ограничения водопритока и их эффективность.

В результате исследования выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий с учетом геологических особенностей месторождений.

Область применения: полученная информация может быть рекомендована для оптимизации систем в борьбе с водопритоками.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительным извлечением остаточных запасов без добычи избыточной воды, что экономически невыгодно для предприятий.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	13
1.1 Анализ геолого-промысловых и технологических условий возникновения водопритока.....	16
1.2 Основные предпосылки, обуславливающие необходимость ремонтно-изоляционных работ.....	32
1.3 Обзор применения современных технологических ограничений водопритоков.....	39
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	42
2.1 Анализ предпосылок проведения технологических операций ремонтно-изоляционных работ возникающих в различных геологических условиях	42
2.2 Технологические особенности современных ремонтно-изоляционных работ.....	44
2.3 Анализ композиционных материалов используемых в ремонтно-изоляционных работах.....	68
2.4 Определения причин обводнения скважин.....	77
3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	82
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	87
4.1 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ	87
4.2 Расчет амортизационных отчислений.....	88
4.3 Расчет заработной платы.....	89
4.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	90
4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ.....	91

4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта	92
4.7 Оценка экономической эффективности ремонтно-изоляционных работ	92
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	101
5.2 Производственная безопасность.....	103
5.3 Экологическая безопасность.....	109
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
Выводы по разделу «Социальная ответственность».....	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
Приложение 1	119

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, большинство месторождений Российской Федерации находятся на позднем этапе разработки. Они характеризуются неоднородностью коллекторов, низкими ФЕС. Одним из немаловажных и осложняющих факторов является резкое обводнение скважин. Эффективность работ, связанных с ограничением водопритока в среднем, не достигает 50 %. Обводнение скважин вызывает рост эксплуатационных затрат и негативно влияет на расходы, связанные с добычей попутной воды и подготовки нефти до товарных кондиций. В этих условиях, одной из важнейших задач нефтяных компаний является внедрение в производство эффективных водоизоляционных технологий.

В данной работе рассмотрены виды, методы ограничения, способы обнаружения, а также причины образования водопритоков в скважину. Представлены технологические ограничения как в России, так и за рубежом. Проанализированы оптимальные и эффективные методы в борьбе с водопроявлениями.

Целью выпускной квалификационной работы является определение критериев эффективности применения технологий ограничения водопритоков в различных геологических условиях на месторождениях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-промысловые и технологические условия возникновения водопритоков;
2. Рассмотреть современные технологии ремонтно-изоляционных работ;
3. Изучить композиционные материалы, применяемые на месторождениях;
4. Проанализировать эффективность применения методов ограничения водопритоков.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтяные месторождения России в основном находятся на поздней стадии разработки. Характеризуется она паданием уровня добычи нефти и увеличением обводненности продукции, вследствие чего скважины выводят действующего фонда.

122 тысячи нефтяных и газовых скважин насчитывается в России. Из которых обводненность скважин более 70% в 30 % продукции. В рамках действующей законодательной системы для нефтедобывающих компаний разработка таких месторождений становится неэффективной.

Нефтяные компании стремятся повысить эффективности добычи, и, как показывает практика, ограничение добычи воды – один из самых быстрых и дешевых способов снизить эксплуатационные расходы и одновременно увеличить добычу углеводородов.

Водоприток – поступление подземных и поверхностных вод в горные выработки [1].

Ограничение притока воды в скважину – основное назначение водоизоляционных работ (ВИР), направленное на снижение обводненности продукции.

Тем временем ремонтно-изоляционные работы (РИР) – это комплекс мероприятий по улучшению работы скважин, как нагнетательных, так и нефтяных, при их аварийном состоянии или преждевременном обводнении добываемой продукции.

При разработке месторождений часто вскрывают нефтеводонасыщенные зоны пластов, что может привести к перетокам вследствие не герметичности цементного камня или контактных зон, а также прорыв подошвенных и краевых вод по конусу. При перфорации и его испытании образуются двухфазные притоки, с опережающим движением воды из пласта.

Ремонтно-изоляционные работы способствуют сокращению обводненности добываемой продукции и интенсификации добычи нефти (рисунок 1).

Выполнение РИР позволяет решить необходимые задачи:

- продлить период работы скважин;
- контролировать выработку нефтеносных коллекторов неоднородного эксплуатационного объекта благодаря отключению или селективной изоляции обводненных пластов;
- сократить добычу попутной воды, связанное с понижением расходов на электроэнергию;
- обеспечить защиту недр и природных ресурсов.

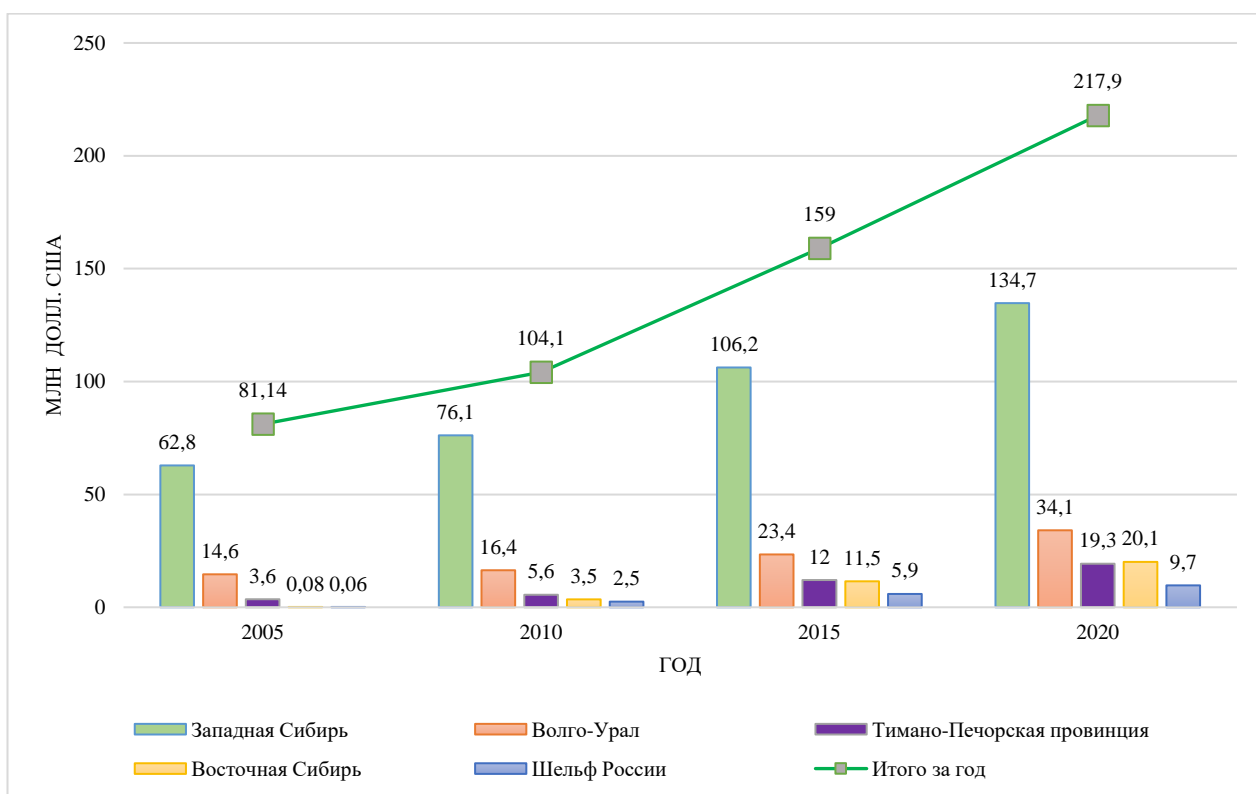


Рисунок 1 – Объёмы рынка услуг ремонтно-изоляционных работ

Проблем, связанных с высоким водопроявлением добываемой продукции и малой эффективностью технологий ремонтно-изоляционных работ, вызывает необходимость совершенствования методов и составов для ограничения

водопритоков. Установления оптимальных геолого-технических условий с применением определенных технологий, а также разработки новых композиций повышает эффективность РИР [2].

В 1937 г одним из первых кто сформулировал проблему о прорыве жидкости в скважину был М. Маскет. Скважина несовершенна по степени вскрытия, и на её основе сформулировал проблему о стационарном образовании конуса для однородного изотропного пласта. Он определил одно из критериев существования конусов: требуется, чтобы градиент давления в направлении гравитационных был меньше или равен плотности тяжелой жидкости ($\Delta P/\Delta Z \leq \gamma$) [3].

Еще одно развитие концепции конусообразования в скважинах получено в трудах И.А. Чарного, Б.Б. Лапука, А.П. Телкова, А.К. Курбанова, В.Л. Данилова, В.А. Кисель. Имеется суждение, что точность аналитических решений не ухудшается при учёте анизотропии пласта [3].

Эмпирическое определение критических безводных дебитов и депрессий проводилось в трудах Д.А. Эфроса, А.К. Курбанова, А. И. Ширковского, М.Л. Сургучева, С.Н. Закирова, А.И. Гриценко, К.С. Басниева и др. Они обнаружили, что для анизотропных пластов определение режима эксплуатации скважин по теоретическим соотношениям, для изотропных пластов, служит источником больших погрешностей [3].

Использование компьютеров позволило во много раз расширить категории решаемых задач и приступить к решению сложных задач фильтрации от многофазных систем в анизотропных пластах к скважинам [3].

Д. Леткеман и К. Коатс (США), М.И. Швидлер и другие полагают, что в таких сложных условиях можно определить общее увеличение линии контакта нефть-вода. В тоже время в трудах М.И. Швидлер и Б.Л. Данилова доказали правомерность сведения двух, трёх размерных задач и моделей к одномерным [3].

На основе теоретических и экспериментальных данных, создаются различные подходы к практическому решению задач ограничения и устранению водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин. На сегодняшний день эти работы сложились в самостоятельное научное направление по разработке методов и технологий ограничения водопритоков [3].

Сидоров И.А., Поддубный Ю.А. и Кан В.А. провели оценку зарубежных исследований повышения эффективности заводнения за счет управлением приемистости нагнетательных скважин. Описали используемые реагенты и материалы, привели физико-химические основы применения указанных реагентов и технология проведения работ по блокированию высокопроницаемых пропластков [3].

Значительный анализ проведен Зотовым Г.А. и Блинковым Н.Н. Приведен обзор 14 патентов, давших практические результаты в эксплуатации обводняющихся скважин. Уменьшение водопритоков в скважину получается за счет изоляции обводившихся пропластков водными растворами акрилового полимера, различных смол, пен, установкой горизонтальных экранов в призабойной зоне и др [3].

1.1 Анализ геолого-промысловых и технологических условий возникновения водопритока

М. Маскет [4] отмечает причины водопритоков, связанные с прорывом к ней контурной воды по пласту, с подъемом контакта «вода-нефть» до интервала перфорации (ИП). Далее приведены причины обводнения скважин, условно разделенные на причины, связанные с прорывом к ним пластовых воды, на механизмы, которые влекут за собой технологические проблем, а также геологические факторы обводнения нефтяных скважин.

Классические способы ремонтно-изоляционных работ (РИР), применяемые для терригенных и карбонатных коллекторов, не универсальны. Эта ситуация определяет необходимость поиска и применения новых методов и

составов для проведения РИР. Факторы влияющие на эффективность РИР можно разделить:

- первая группа – предпосылки геологического характера, связанные с объектом воздействия (проницаемость, состояние ПЗП, пластовое давление, вязкость нефти, минерализация пластовых вод);
- вторая группа – технологические характеристики, определяющие технологию работы. К ним относятся: применяемые материалы, состав и рецептура, давление и объем закачки системы [5].

По происхождению и составу пород выделяют две основные группы коллекторов: терригенные и карбонатные. К терригенным относятся обломочные породы сложены: песчаниками, песками, алевролитам и алевролитами. Пустоты в основном представлены порами.

Терригенные коллекторы обладают вполне широким спектром фильтрационных свойств. Проницаемость их колеблется от 3-5 до 0,0001-0,001 мкм², а пористость - от 25-26 до 12-14%.

Карбонатные породы в основном сложены доломитами, известняками, мелом. Пустотное пространство представлено трещинами, кавернами, редко порами.

Карбонатные коллектора сложны тем, что им соответствует сложная фильтрационно-емкостная характеристика, отражающая одновременное наличие в карбонатах пустот различного типа (трещин, каверн, пор). Высокопористые, высокопроницаемые карбонатные породы являются хорошими объектами для разработки. Эксплуатация низкопроницаемых, мелкопористых карбонатных коллекторов осложнена и непродуктивна, но наличие трещиноватости приводит к повышению проницаемости и создает условия для разработки этих коллекторов [6].

Коллекторы трещиноватого и кавернового типов содержат 99% мировых запасов нефти и газа. Из-за различных осложняющих факторов при разработке месторождений карбонатного типа коллекторов привело к опережающей

первоочередной разработке высокопродуктивных терригенных коллекторов и последующему ухудшению общей структуры остаточных запасов.

1.1.1 Образование и развитие обводненности нефтяных скважин в результате образования конуса пластовых вод

Геолого-физические факторы. Так как образование конусов пластовой воды одна из основных причин обводненности добывающих скважин, первоначально необходимо изучить и проанализировать геологическое строение нефтяных скважин, что существенно дает возможность сократить возможные факторы образования избыточных притоков воды.

Обращают внимание на этап строительства и разработки месторождений, где появление водяных конусов возникает в массивных отложениях, нефтеносная часть подстилается водоносной, как и в краевых частях залежей пластового типа, следует обращать внимание на положение водонефтяного контакта (ВНК), вместе с тем и на вертикальную проницаемость, существование неоднородностей и участков пониженной проницаемости [7].

При увеличении ВНК в скважинах внутри нефтеносного контура может появиться подошвенная вода: течение воды в скважине из-за равномерного подъема водонефтяного контакта (залежь водоплавающая в этой области) и прорыв воды в скважине по высокопроницаемым поропласткам в подошвенной части пласта [6].

В отличие от более инертных минералов, слагающих терригенные отложения, карбонаты (кальцит, доломит) реагируют очень активно. В итоге проходящие в них вторичные процессы (засолонение, перекристаллизация, доломитизация и др.) со временем изменяют характеристики породы и затрудняют добычу нефти. Такого рода коллектор может остаться пористым, но, в случае если поры не объединены между собой, движение накопленных в них углеводородов к скважине становится практически невозможным.

Вторичные процессы могут происходить в породе неравномерно. В итоге свойства коллектора станут значительно отличаться в разных точках.

Нередко в результате тектонических процессов возникают трещины при формировании геологических складок в карбонатных пластах. Они могут проникать в пористую структуру коллектора в разных направлениях, разделяя его на отдельные фрагменты — блоки. Тогда возникает «двойная среда», так как фильтрация нефти через пласт происходит и по блокам породы, содержащим поровое пространство, так и по трещинам между ними (трещинное пространство). В этих двух типах пустот движение нефти подчиняется разным законам, поэтому при разработке необходимо учитывать наличие «двойной среды».

Особенностью некоторых трещиноватых коллекторов считается то, что нефть может перемещаться только в определенных направлениях — по трещинам. Это явление называется анизотропией. При условии, что, трещины, пронизывающие нефтяной коллектор, проникают выше или ниже его в газовую шапку или водоносный слой, газ или вода могут прорываться к нефтяным скважинам по таким трещинам. [8]

Исследователи обнаружили, что высокий коэффициент извлечения нефти наблюдается при больших значениях анизотропии. Уменьшение показателя анизотропии пласта увеличивает высоту конуса, тем самым снижая коэффициент нефтеотдачи [9].

Естественное распределение давления в пласте в период работы скважины нарушается. Вдоль ствола скважины возникает перепад давления и возникает депрессионный конус. Следствием этого является образования градиентов давления близких к вертикальным. Это приводит к изменению потоков жидкости: увеличению контакта воды с нефтью и, как следствие, образованию водяных конусов [6].

К примеру, в неоднородных по строению карбонатных породах Курманаевского месторождения встречается неравномерность потоков жидкости: происходит прорыв закачиваемой воды через высокопроницаемые прослойки, в разработку в меньшей степени затронуты низкопроницаемые пласты.

Дальнейшие опыт ввода их в эксплуатацию создает нерациональное увеличение объемов закачки, что приводит к обводнению добываемой продукции раньше срока [10].

Исследование промышленной информации показали, что высокая скорость обводнения скважин вызывается раскрытием естественных микротрещин в пласте при повышении забойного и пластового давления выше начального пластового. Наиболее показательно в этом отношении Осинское месторождение карбонатного типа [11].

Считается, что существуют естественные системы трещиноватости в карбонатных и терригенных коллекторах, вследствие чего в скважине выше давление нагнетания.

Ученые считают, что в карбонатных и терригенных коллекторах имеются естественные системы трещиноватости, которые тем сильнее, чем выше давление нагнетания в скважины.

Было обнаружено, что при более низком давлении ствола в нагнетательных скважинах, не превышающем 0,8% от горного давления, и при текущем пластовом давлении ниже начального давления флюида в пласте фильтрация происходит в основном через поры. Трещины в этих случаях имеют второстепенное значение [11].

При увеличении забойного давления до 0,85—1,2 % горного давления и превышении текущего пластового давления над начальным сказывается влияние естественной трещиноватости и значение проницаемости трещин в фильтрационных процессах значительно возрастает. В результате увеличивается обводненность скважин [11].

Наличие водонепроницаемых прослоек на участке даже небольшой толщины позволяет значительно снизить вероятность образования конуса подошвенных вод.

Так, например, в терригенных коллекторах, непроницаемыми пропластками являются глины. Что существенно снижает риск

конусообразования. А в коллекторах карбонатного типа наличие трещин, каверн увеличивает проницаемость при разработке и осложняет ситуацию.

При разработке скважин, пробуренных в коллекторах карбонатного типа, обладающих системами трещин, и при наличии ниже залегающей воды характеризуется более интенсивным прорывом воды к перфорированной части скважины в сравнении с движением конуса воды в терригенных породах-коллекторах [12].

Теоретические расчеты гидравлических параметров фильтров основаны на точных или приближенных решённых задачах радиальной фильтрации жидкости или газа к одиночной скважине (В. Н. Щелкачев, 1959; И. А. Чарный, 1965), которая является несовершенной как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

В частном случае – решение Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{m} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2} \quad (1)$$

или

$$Q = \frac{2\pi kh}{m} * \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_1} + C_2} \quad (2)$$

где,

Q – дебит несовершенной скважины по характер и степени вскрытия; k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; ΔP – депрессия на пласт; C_1 и C_2 – коэффициенты несовершенства по характеру и степени вскрытия; r_c – радиус скважины; r_1 – приведенный радиус скважины, учитывающий ее несовершенство по характеру вскрытия (C_1); R_k – радиус контура питания [13].

Математическое соотношение для $C_{ГП}$ получено В. Н. Щелкачевым. При неравномерном изменении проницаемости пород эта зависимость принимает вид:

$$C_{ГП} = \left(\frac{K_{П}}{K_{И}} - 1 \right) * \ln \frac{r_1}{r_c} \quad (3)$$

где,

$S_{гп}$ – сопротивление горной пород; $K_{п}$ и $K_{и}$ – соответственно коэффициенты фильтрации пород в отдаленной и примыкающей к фильтру зонах пласта; r_1 – радиус зоны с измененной проницаемостью; r_c – радиус скважины (фильтра).

Оценка данного выражения (3) отмечает, что при одинаковых проницаемостях $K_{п}=K_{и}$, $S_{гп} = 0$. Такой же результат получается, если $r_c = r_1$. В то же время, увеличение проницаемости в фильтрующей зоне, когда $K_{и} > K_{п}$, приводит к тому, что $S_{гп}$ в зависимости от отношения r_1/r_c более важным, чем в отрицательной зоне [13].

Технологические факторы. Эффект конуса возникает в вертикальных и наклонно-направленных добывающих скважинах, где линия ВНК может располагаться рядом с существующими перфорационными отверстиями, в пластах с высокой анизотропией. Предельный ежедневый дебит добывающей скважины, при котором не происходит деформации участка ВНК и, соответственно, не происходит формирование конуса называется критическим. В горизонтальных скважинах это явление называется языкообразованием, где формирующийся конус пластовой воды охватывает весь горизонтальный участок [6].

Известно, что большая добыча углеводородов получается за счет перфорирования как нефтенасыщенной, так и водонасыщенной части пласта, в этом случае в действительности не наблюдается конусообразование, потому что создаваемый перепад давлений в добывающей скважине по всему перфорированному участку практически одинаков [6].

1.1.2 Процесс обводненности продукции в результате возникновения заколонных перетоков в скважине

Геологические факторы. Фактором формирования заколонной циркуляции в скважине считается толщина глинистой перемычки между продуктивным пластом и пластом, насыщенным водой. Размер перемычки

определяет параметр градиента давления между забойным давлением в скважине и пластовым давлением в водонасыщенном пласте.

Следует отметить, что присутствие диоксида углерода или сероводорода в добываемой скважине в большинстве случаев позволяет «разъединить» цементный камень, который находится между горной породой и эксплуатационной колонной, также значительно способствует возникновению заколонных перетоков воды [7].

А.И. Булатов выделяет вспомогательные геологические факторы, содействующее появлению заколонных перетоков – наличие трещин, сдвиговых дефектов, разломов в породе, аномально высокие пластовые давления [14].

Технологические факторы. Чаще всего, вследствие некачественного цементирования скважин на стадии заканчивания, образуется слабый цементный камень за эксплуатационной колонной (с низкой адгезией) это приводит к тому, что водоносные горизонты не разделяются и оказываются связаны с нефтеносными. Таким образом, присутствие таких каналов способствует пластовой воде беспрепятственно проходить через кольцевое пространство и попадать в ствол скважины через существующие перфорационные отверстия (рисунок 2). [6]

Основные причины негерметичности крепи скважин:

- некачественное цементирование при строительстве скважин из-за неполного замещения бурового раствора цементным;
- низкое качество цементного состава;
- плохое сцепление цементного камня с трубами и породами;
- нарушение сплошности цементного кольца в процессе перфорации и других технологических операций, сопровождающихся ударными нагрузками на обсадную колонну;
- коррозионное разрушение цементного камня.

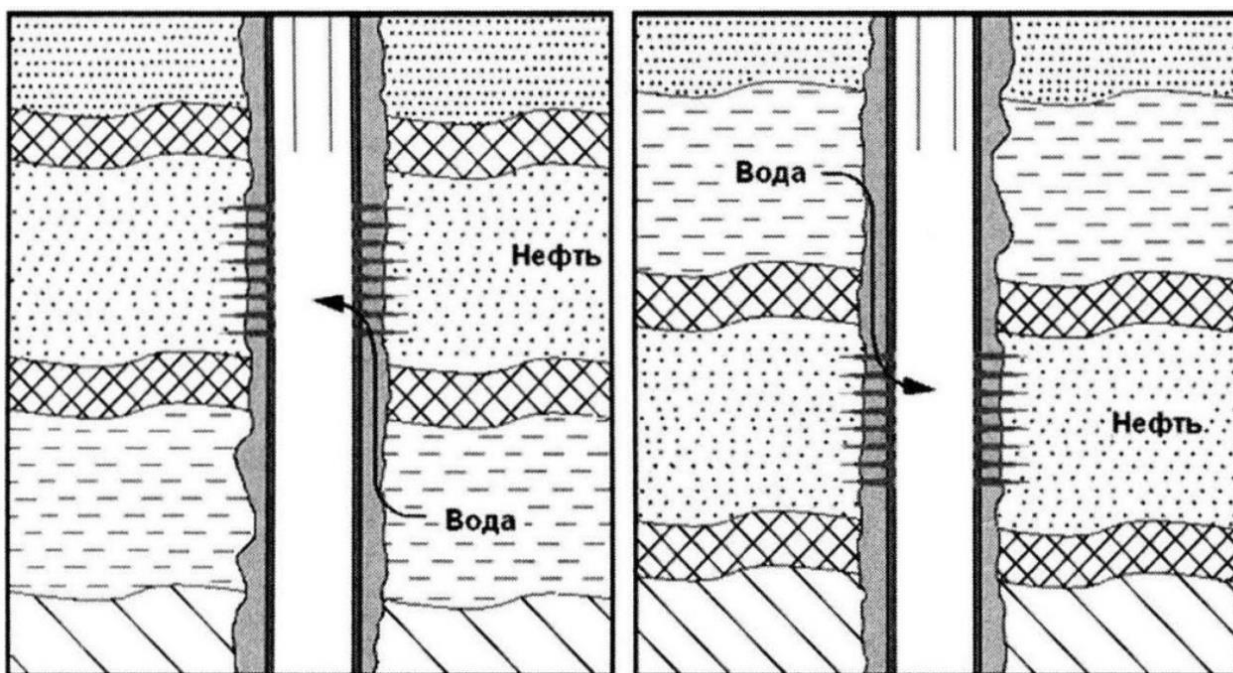


Рисунок 2 – Обводнение вследствие заколонных перетоков

1.1.3 Процесс обводненности продукции в результате негерметичности эксплуатационных колонн.

Геологические факторы. Геологические и физические моменты, связанные с притоком пластовой воды в следствии негерметичности обсадных колонн, схожи с факторами, связанных с образованием заколонных перетоков.

К тому же, необходимо отметить, что интервалы формирования негерметичности эксплуатационных колонн встречаются на глубинах в среднем от 500 до 1500 м от устья скважин. Потому что в этих интервалах находятся высокоминерализованные пластовые воды, которые встречаются в высокопроницаемых пластах [7].

Технологические факторы. Технологические причины, связанные с поступлением пластовой воды в результате негерметичности обсадных колонн, в равной степени идентичны причинам, связанных с образованием заколонных перетоков в скважине [7].

Стоит выделить ряд дополнительных причин: строение скважины и ее техническое состояние, качество герметизации колонны в муфтовых

соединениях, дефекты колонны электрическим током, механические нарушения колонн вследствие выполнения ремонтных работ [7].

1.1.4 Обводнение добывающих скважин нагнетаемыми водами при проведении работ, связанных с поддержанием пластового давления

Применение систем заводнения является одним из распространенных в мире метод воздействия на продуктивные пласты эксплуатируемых месторождений. В Российской Федерации более 90 % всех запасов углеводородов добывается на обводненных участках.

Геологические факторы. Рассмотрим Якушкинское месторождение карбонатного типа.

Фактором последовательной обводненности продукции скважин после начального периода условно-безводной эксплуатации считается рост или снижение текущих пластовых давлений. Определено, что в первую очередь обводнение продукции возникает не закачиваемыми, а пластовыми водами. Указана важная характеристика, что чем более интенсивному влиянию ППД претерпевает скважина, тем дольше прорыв пластовой воды к ней не происходит [15].

Основной причиной так же считается падение пластового давления в пласте ниже критического значения градиента давления между водоносными и нефтеносными горизонтами.

Не считая трещин еще одним важным фактор, влияющим на добычу и на подход к формированию системы поддержания пластового давления считается смачиваемость коллектора. Породы бывают гидрофильными и гидрофобными. В гидрофильных породах вода отлично смачивает поверхность породы, распространяется по ней, образуя пленки. В гидрофобных, напротив, собирается в капли, будто бы отталкиваясь от поверхности. Обычно такие породы лучше смачиваются нефтью, чем водой. [8]

Трейбер, Арчер, Оунэс провели анализ смачиваемости 55 пород месторождений Техаса, их исследование показало, что всего 43% терригенных

коллекторов, традиционно считаются гидрофильными, и действительно являются таковыми. Больше половины исследованных терригенных пород гидрофобны или имеют промежуточную смачиваемость. Среди карбонатных пород гидрофильными оказалось всего 8%, остальные также имеют или промежуточную смачиваемость, или гидрофобны [16].

Таблица 1- Распределение смачиваемости 55 месторождений по Трейберу [16]

Тип породы	Гидрофильный $\theta_c < 75^\circ$	Промежуточная смачиваемость $\theta_c = 75^\circ - 105^\circ$	Гидрофобный $\theta_c > 105^\circ$
Терригенная	43%	7%	50%
Карбонатная	8%	8%	84%

Большинство карбонатных коллекторов — как мы видим из исследования Трейбера гидрофобные. Это означает, что в карбонатах вода плохо подходит для поддержания давления в пласте и вытеснения нефти: нефть вытесняется только из больших и средних пор, а в малых порах она удерживается капиллярными силами; за это время вода может попасть в скважины. Коэффициент извлечения нефти (КИН) при применении классических методов увеличения нефтеотдачи в таких коллекторах будет значительно ниже среднего. Для улучшения смачиваемости горных пород могут применяться различные химические примеси — растворы щелочных реагентов, поверхностно-активные вещества и др.

Для гидрофобных терригенных коллекторов, традиционные методы повышения нефтеотдачи, так же могут быть не эффективны.

Так как смачиваемость оказывает большое влияние на характер вытеснения нефти водой, интенсивность образования языков обводнения, скорость конусообразования, КИН, необходимо учитывать, что влияние смачиваемости на процесс нефтеизвлечения различно в разных зонах пласта.

Так, гидрофильность породы в глубине пласта способствует более полному вытеснению нефти и большей равномерности фронта вытеснения. Но в ПЗП гидрофильность породы приводит к возникновению зоны повышенной

водонасыщенности и эффекта водной блокады, при котором фильтрация нефти из пласта в скважину сильно затрудняется. [6]

При заводнении карбонатных трещиноватых или трещиновато-кавернозных пластов может произойти резкий прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины (рисунок 3).

Рост обводненности скважин Курманаевского месторождения происходит вследствие применения системы заводнения, которая в условиях неоднородности коллектора не обеспечивает его равномерной разработкой. В результате в области влияния нагнетательных скважин происходит ускоренный прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым пластам в добывающие скважины.

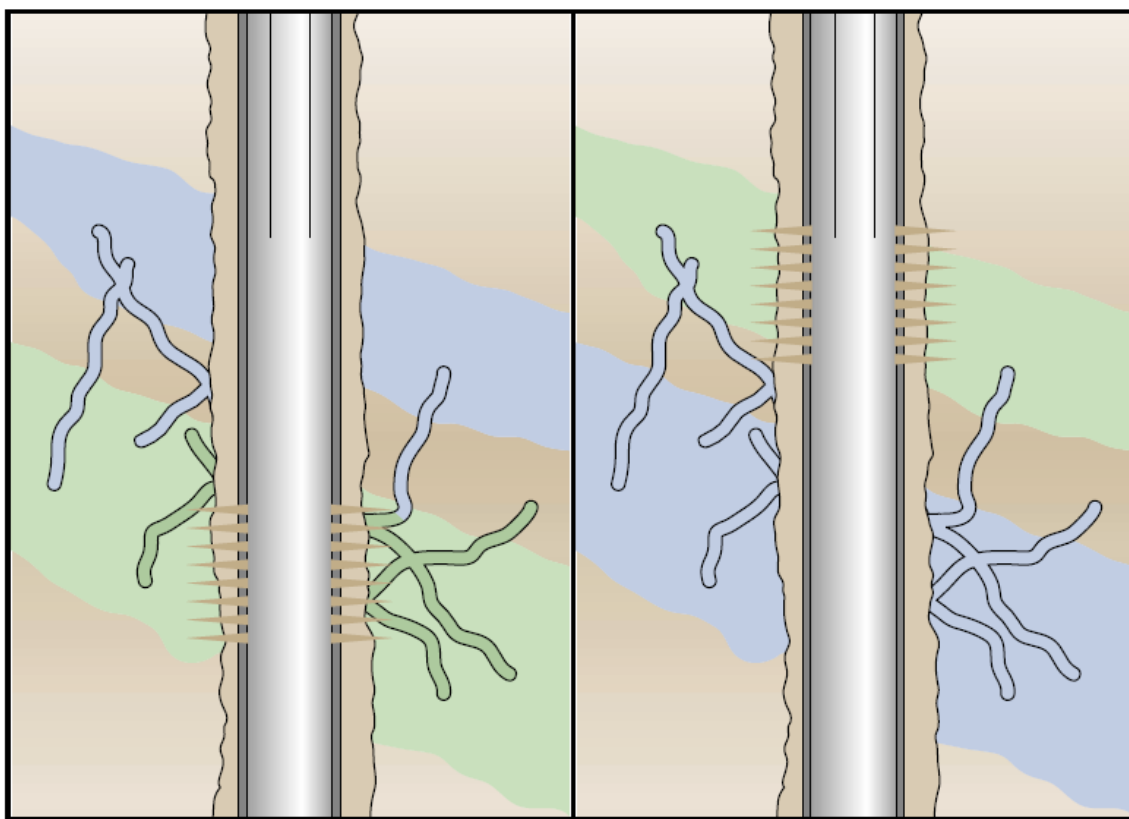


Рисунок 3 – Система трещин и разломов в скважине

В частности, это происходит при наличии разветвленной структуры трещин и может быть подтверждено исследованиями на неустановившихся режимах.

Большинство продуктивных пластов не являются однородной пористой средой, и это в основном связано с условиями седиментации, которая длилась миллионы лет. Отложения представляют собой случайное чередование проницаемых терригенных и непроницаемых зон глины, прослоев и линз. Разделение продуктивных пластов так велико, что даже в стратиграфическом разрезе скважины в продуктивных пластах можно выделить до 10 отдельных пластов или более. [18].

Включения в пласт непроницаемых интервалов существенно ухудшает условия для его дальнейшей эксплуатации, так как они являются «барьерами», препятствующими движению флюидов к добывающим скважинам в любых направлениях. Как упоминалось ранее, эти непроницаемые зоны могут в некоторых случаях (в водонефтяных или газонефтяных зонах) защитить добывающие скважины от преждевременного прорыва подошвенных вод.

Технологические факторы. Проблемы с материалом нагнетательной скважины могут возникнуть из-за закачки неочищенной воды, поскольку в этом случае частицы механических примесей могут забить пласт. Засорение пласта может значительно прогрессировать, если закачиваемая вода не была предварительно обработана бактерицидами. В противном случае давление закачки воды в пласт возрастет и начнут формироваться системы трещин. Во-первых, небольшие трещины начинают расти в длину и высоту, чтобы поддерживать приемистость, пока они забиваются частицами механических примесей. Когда трещина начнет распространяться вертикально, в будущем она может проходить через большее количество пластов, в этом случае, полностью теряется контроль за профилем приемистости. [6]

При закачке воды в нагнетательные скважины вокруг них начинают формироваться каналы с высокой проницаемостью, по которым вода начинает двигаться в сторону добывающих скважин. Часто возникает такая ситуация, когда между каналами могут оставаться «целики» неповрежденной или малоподвижной нефти, добыча которых возможна путем отклонения и бурения

боковых стволов из добывающих скважин, забои которых пробуриваются в эти нетронутые запасы.

Также следует отметить, что, регулируя вязкость нефтewытесняющего реагента, можно влиять на процесс вытеснения нефти на забой добывающих скважин.

К технологическим факторам также относится продолжительность процесса ППД, а также расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами [7].

Примерно чуть более 800 метров необходимо удаление от очага заводнения добывающих скважин карбонатных коллекторов на Якушкинском месторождении (рисунок 4).

При слишком сильном удалении от очага заводнения результат поддержания пластового давления ухудшается и скважины из-за низкого забойного давления начинают обводняться из-за прорыва подошвенных вод и заколонных перетоков [15].

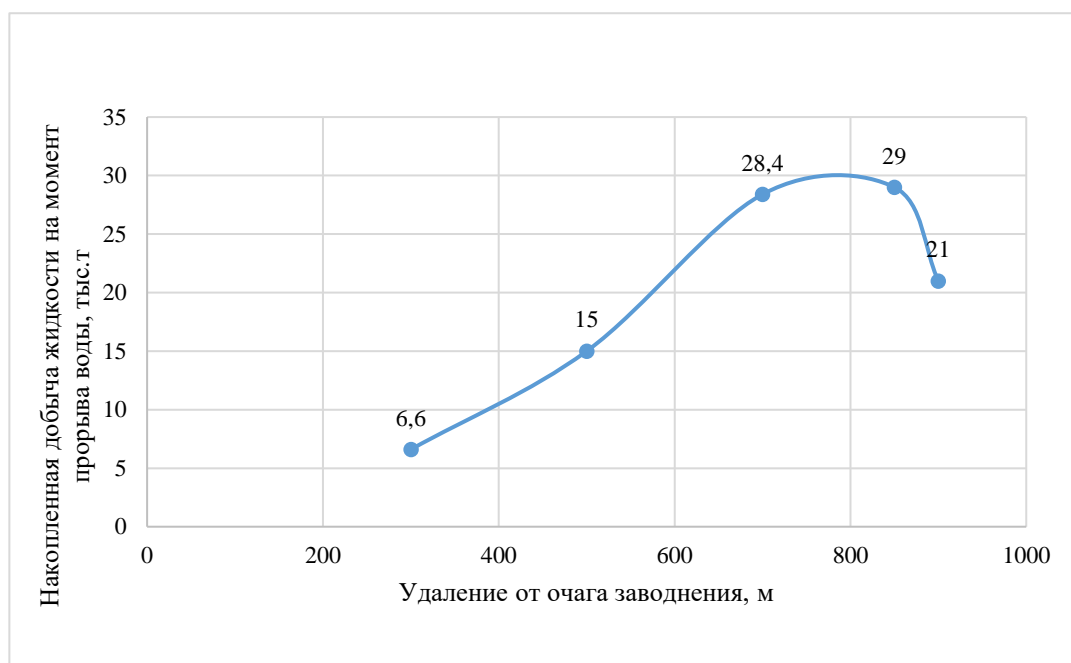


Рисунок 4 – Связь продолжительности безводного периода работы скважин от интервала до очага заводнения

На рисунке 5 приведена разработанная блок-схема геологических и технологических причин возникновения обводненности нефтяных и газовых скважин [7].



Рисунок 5 – Блок схема геологических и технологических причин образования обводненности продукции скважин

1.2 Основные предпосылки, обуславливающие необходимость ремонтно-изоляционных работ

Некоторый обзор промышленных данных говорит о том, что геологические причины оказывают на обводнение в среднем в 3 раза сильнее, чем технологические.

Современное состояние многих месторождений характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции. Следовательно, встает вопрос о снижении операционных затрат на добычу воды, который может решаться выполнением РИР в добывающих скважинах.

Методы ограничения водопритоков, содержат как профилактические работы по устранению преждевременного обводнения скважины, так и технологии изоляции источников притока воды.

Определение источника обводнения скважины важнейший этап проведения ВИР. Данная информация способствует выбору технологии ограничения водопритока и определяет успешность проводимых работ.

Основным способом определения путей поступления воды являются промыслово-геофизические исследования. Что бы точно диагностировать причину обводнения необходимо применять комплекс методов и проводить совместный анализ получаемых результатов.

Предварительной диагностикой источника обводнения является анализ типа залежи и ее геологических особенностей, что позволяет сузить спектр возможных причин обводнения.

Так же к предварительной диагностике относятся свойства нефти и воды. Приоритетным является соотношение вязкости нефти с вязкостью воды. При вязкости нефти до $\mu_0 > 5$, вероятным становится прорыв воды в скважину по более проницаемым пропласткам [6].

Еще одним источником косвенных данных об обводненности являются графические зависимости.

Рассмотрим основные предпосылки, обуславливающие необходимость проведения РИР на Повховском месторождении в скважине.

Анализируя график (рисунок 6), видим, что с увеличением накопленной добычи нефти возрастает ВНФ. Показатели приблизительно равны 2,75, что обозначает, что скважина дает избыточную воду и, таким образом, необходимо рассмотреть особенности способов по снижению обводненности скважины, которые оправданы при наличии необходимых запасов для возмещения соответствующих расходов [7].

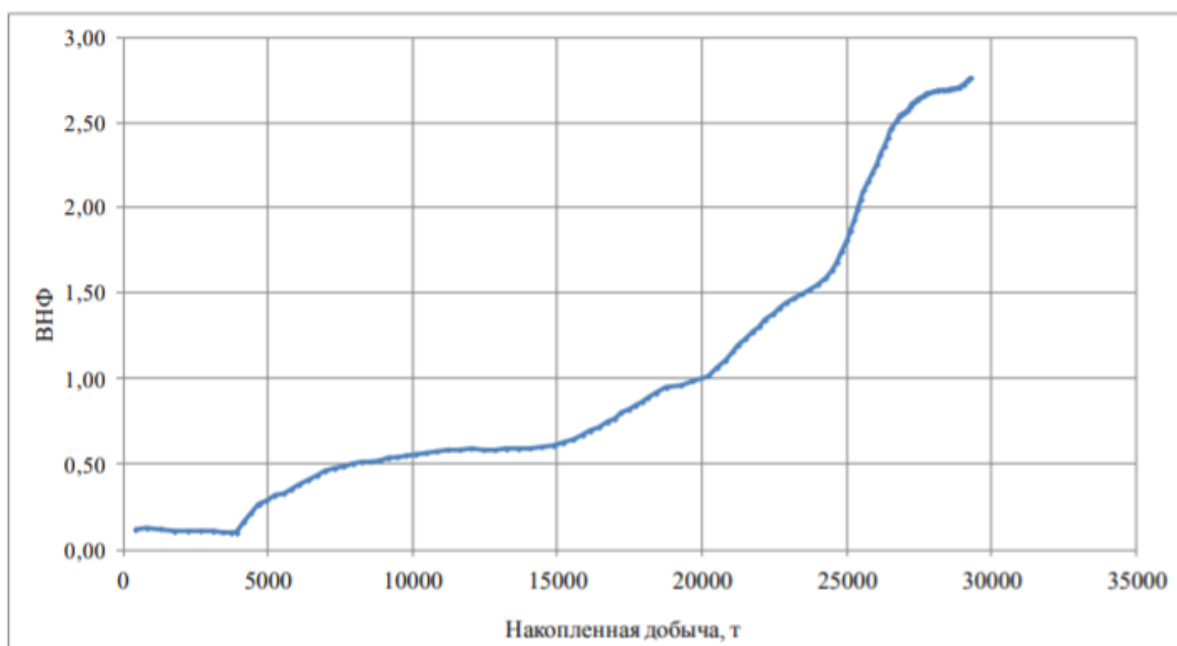


Рисунок 6 – Ранжирование ВНФ от накопленной добычи нефти (скважина № 106 Повховского месторождения)

В нормально работающих нефтедобывающих скважинах увеличение дебита воды и уменьшение добычи нефти наступает в среднем в одно время. Это свойственно для скважины № 106, она начала прогрессивно обводняться и вошла в группу скважин-кандидатов для проведения ВИР. На графике (рисунок 7) представлено зависимость добычи нефти и воды от времени [7].

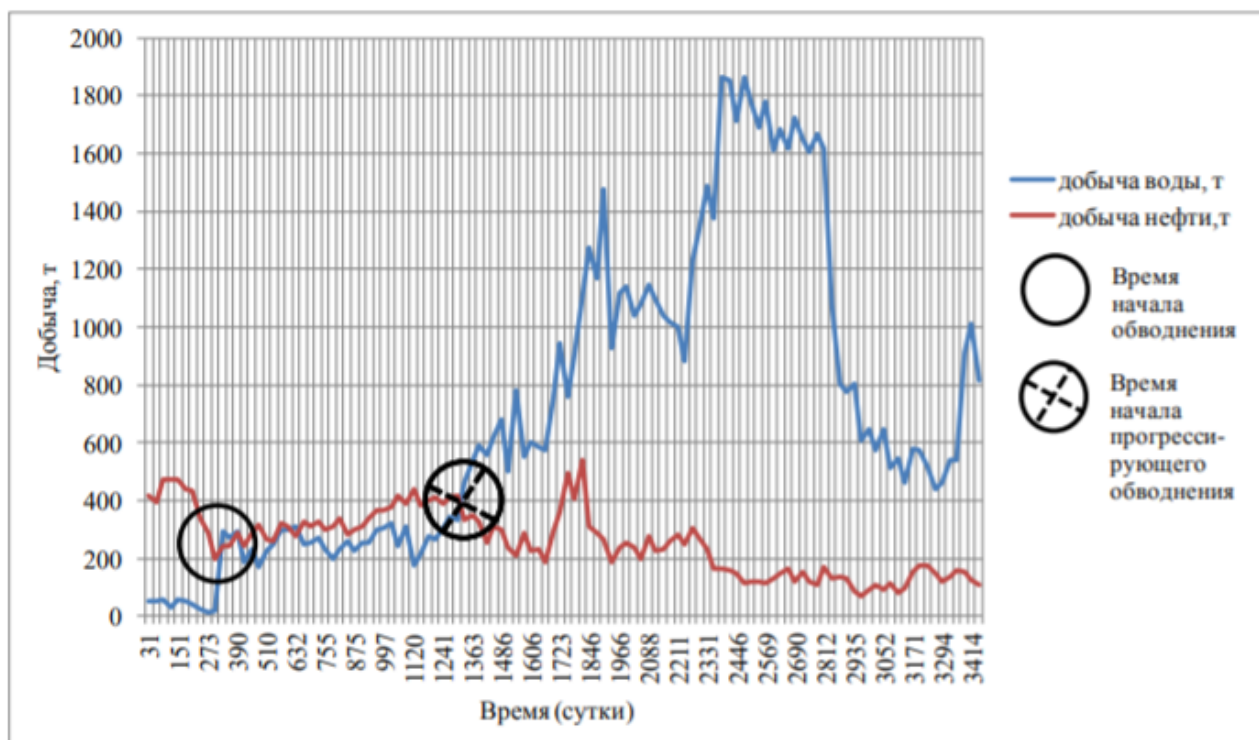


Рисунок 7 – Соотношение добычи нефти и воды во времени (скважина № 106 Повховского месторождения, пласт БВ8..

Билогарифмический график соотношения ВНФ от времени используют для определения причин обводненности в сравнение с кривыми, соответствующих известным моделям. Выделяют три вида кривых, описывающие различные механизмы притока воды: открытый прорыв по разломам; система трещин по каналу за обсадной колонной; приток законтурной воды либо движение ВНК; образование конусов [7].

Увеличение кривой ВНФ указывает на проникновение воды через трещины, разломы или же образования каналов в заколонном пространстве (рисунок 8). Это случается в любой период эксплуатации скважины [7].

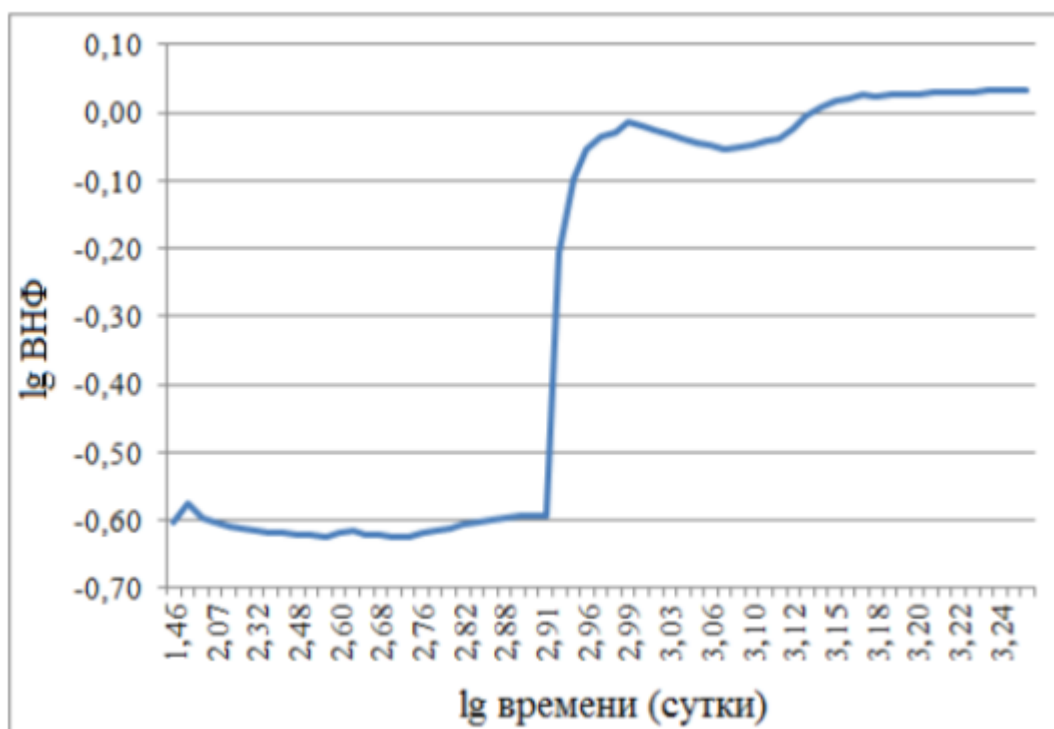


Рисунок 8 – Соотношение ВНФ от времени при прорыве воды по каналам заколонного пространства (скважина № 2738, Повховское месторождение, пласт ЮВ11)

Если резкий рост кривой ВНФ впоследствии приобретает более плавный линейный характер, то более вероятно прорыв контурной или нагнетаемой воды по более проницаемому пропластку (Рисунок 9) [7].

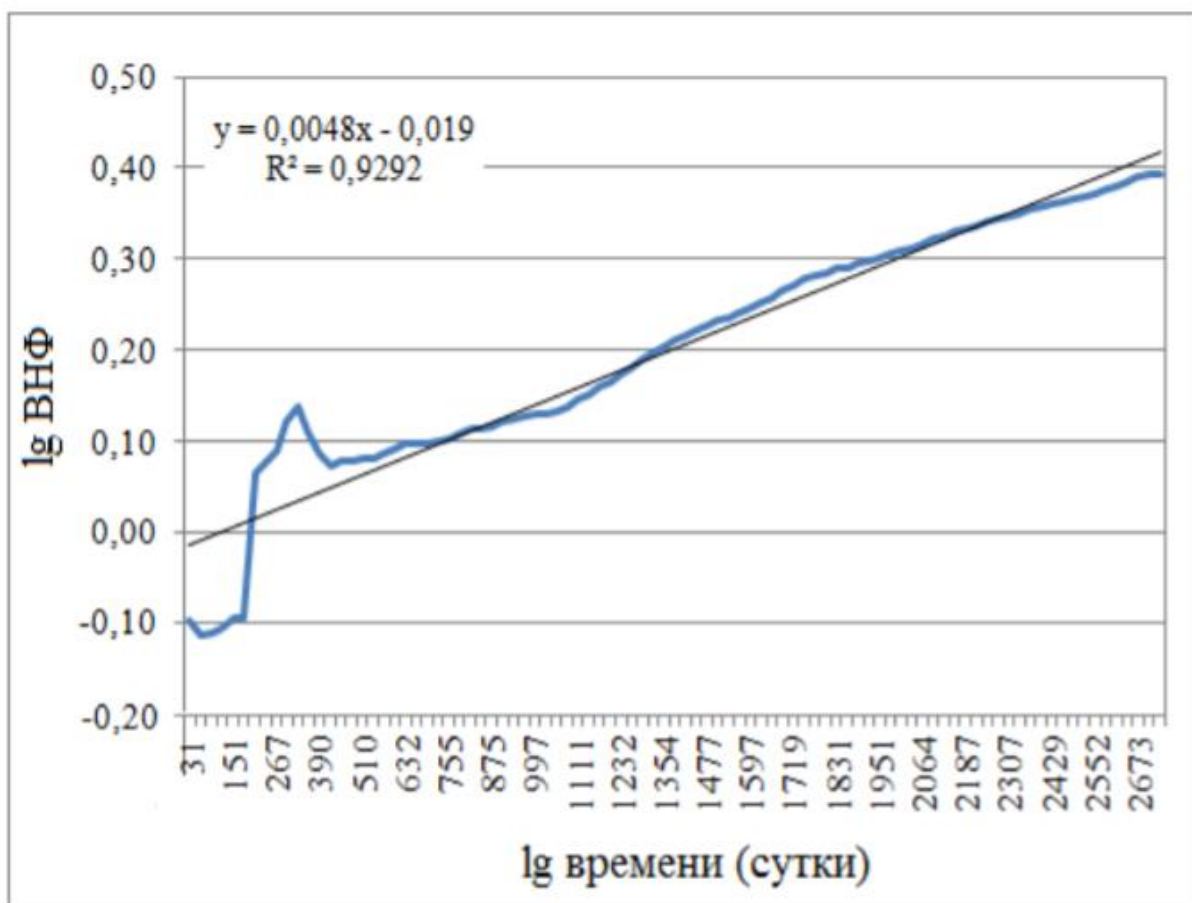


Рисунок 9 – Зависимость ВНФ во времени при прорыве нагнетаемой воды по наиболее проницаемому пропластку (скважина № 259, Повховское месторождение, пласт БВ8)

По мере формирования конуса, ВНФ возрастает, а при стабилизации водяного конуса кривая сглаживается (Рисунок 10).

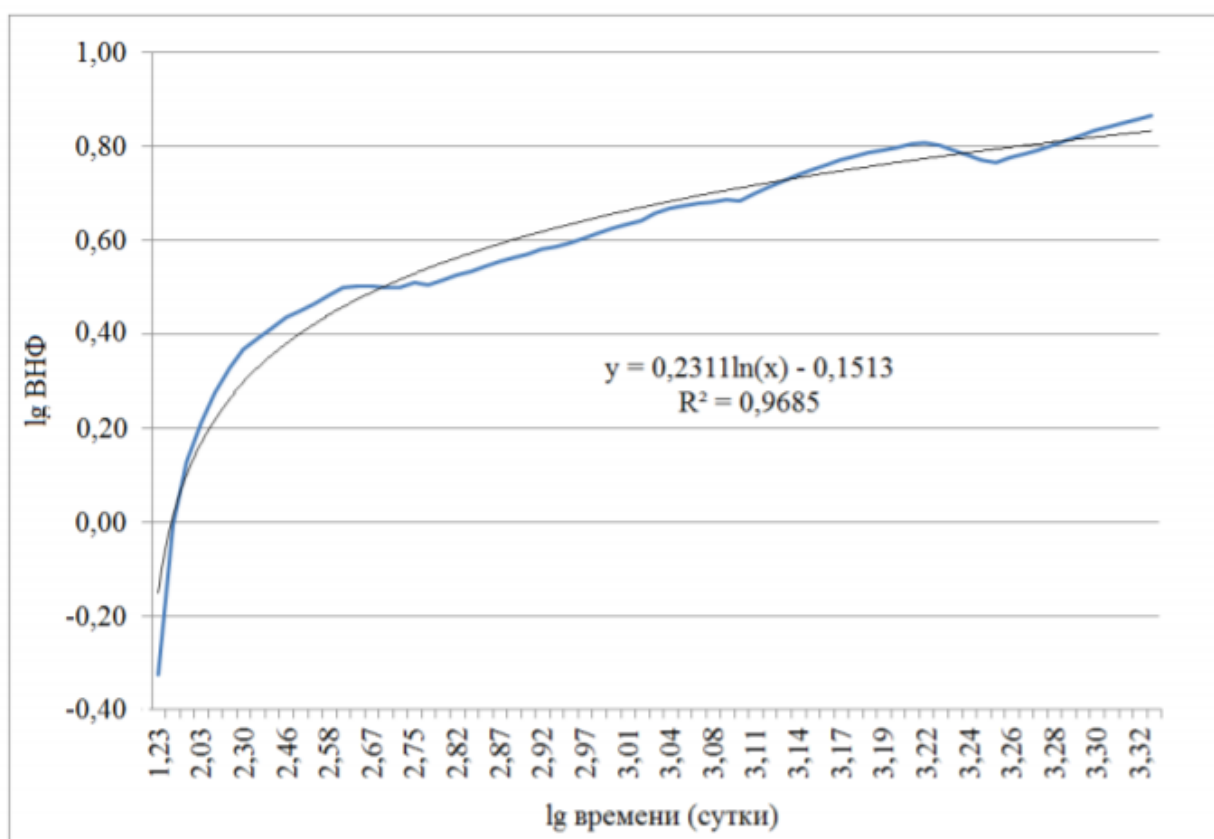


Рисунок 10 – Распределение ВНФ при образовании конуса от времени (скважина № 7070, Повховское месторождение, пласт Ач2)

Геофизические методы, направленные на выявления очага обводнения, являются основными:

- оценка технического состояния скважин: структуры обсадных и насосно-компрессорных труб, определение мест их нарушения;
- установление затрубной циркуляции;
- наблюдение за движением ВНК;
- выявления интервалов обводнения.

Определение причин обводнения определяют расчетным способом, на примере трех скважин Федоровского месторождения [19].

Рассчитывают теоретический период безводной работы скважин. Момент притока грунтовых вод оценивается по формуле Маскета, часть отобранной нефти устанавливается до проявления воды.

$$Q = \alpha \cdot m \cdot h_0^3 \cdot \frac{K_{\Gamma} \cdot D}{K_B}, \quad (4)$$

где α – произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти.

Коэффициент усадки нефти:

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100, \quad (5)$$

где b – объемный коэффициент.

D – поправочный коэффициент:

$$D = \frac{100 \cdot (h_0 - d)}{h_0}, \quad (6)$$

h_0 – нефтенасыщенная толщина пласта

d – глубина вскрытия нефтенасыщенной части пласта.

Далее определяют время в сутках через которое произойдет прорыв воды к скважине:

$$T = \frac{Q}{q}, \quad (7)$$

где Q – количество отобранной нефти, до того, как вода прорвется к скважине;

q – средний дебит скважины.

После расчета теоретической длительности безводной работы скважин, сравнивают ее с фактическим безводным временем эксплуатации. При условии, что фактический период эксплуатации скважины без притока воды больше расчетного, то обводнение произошло из-за подъема конуса воды, если меньше, то по причине прорыва воды от нагнетательной скважины.

Недостатком графоаналитических методов является невозможность выявления технических проблем, а именно негерметичного эксплуатационной колонны или цементного камня, это еще раз подтверждает необходимость дополнительных исследований.

В скважинах, где источник воды содержит более высокое давление, чем нефтяной пласт, ограничение дебита приводит к росту отношения воды к нефти.

Один из методов диагностики хорошо апробирован путем ограничения скорости потока.

Следовательно, установления источника обводненности скважины, определение причин неопределенности технологической модели РИР, считается одними из важных этапов проведения работ по обводнению. Эта информация является обоснованием для принятия экстренного решения по ограничению водопритоков, а также определяет успешность проводимых работ.

1.3 Обзор применения современных технологических ограничений водопритоков

Способы предотвращения притока воды делятся на химические и технологические. Химические технологии предполагают соответствие применения цементного раствора минералогическому составу горных пород для надежной адгезии раствора с породой, а также обязательное использование буферных составов перед закачиванием тампонажного раствора.

Технологические методы бурения включают предотвращение каверн, раннюю изоляцию водопритока и установку центрирующих светильников. Технологические способы эксплуатации скважин включают выбор оптимальной депрессии, соответствие скорости вытеснения скорости пропитки и методы выравнивания профиля приемистости [20].

Физико-химические методы включают введение селективных и неселективных материалов. Более подробная классификация методов контроля воды (рисунок 11).



Рисунок 11 – Классификация методов ограничения водопритока
(ВНИИКрнефть)

Не секрет, что одной из главных задач компаний является изобретение и внедрение в промысел недорогих и эффективных технологий ограничения водопритоков.

К примеру, британское отделение нефтегазовой компании «Royal Dutch Shell» уменьшило обводненность на 75% в Северном море благодаря внедрению муфт «PatchFlex», которые полностью смогли изолировать обводнившиеся пропластки. Пропластки представлены карбонатными породами с трещиновато-кавернозными типами пустотного пространства. Большая часть относится к категории трудноизвлекаемых. При диагностике скважины с помощью приборов «PS Platform» и «RST» были обнаружены два водопроявления толщиной по 1,25-1,3 м. Также, данные приборы показали дополнительные зоны притоков воды при перфорации образованные в нижней части скважины. В данном случае, в случае применения цементного моста могло произойти ограничение

продуктивных нефтяных пластов в нижней части ствола скважины. Таким образом, Компанией было решено произвести изоляцию обводнившихся пластов с помощью муфт «PatchFlex» [21].

Другим примером является разработанная американской компанией «Nalko» технология «Bright Water». Похожая технология «SiXell» разработана и в ОАО «Лукойл» совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Данные технологии основаны на закачке термотропных полимеров между оторочками раствора полиакриламида.

В Белоруссии, компания «БелНИПИнефть» внедрило в производство полимерный реагент под названием «ОВП-1». Ограничитель водопритока представляет собой щелочной гидролизат полиакрилонитрильного (ПАН) волокна. Данный реагент хорошо проявил себя в глубоких, неоднородных по залеганию и толщине месторождениях Белорусии.

В России, ОАО «НИИнефтепромхим» разработала технологию селективной изоляции, в котором в качестве реагента был предложен битумсодержащий эмульсионный состав. БЭС является жидкостью, которая получена в результате дробления смешения битумных углеводородов и воды. Данная система представляет собой систему, в котором компоненты (битумы) находятся как отдельные частицы. БЭС является отличным водоизолятором и применяется в основном в карбонатных месторождениях трещиновато-кавернозного типа. В промышленных масштабах БЭС известен под названием СНПХ-8910.

Также, одним из способов решений, является применение осадко- и гелеобразующих составов на основе полигидроксохлорида алюминия (ПГХА). Особенность заключается в том, что в растворе он существует в виде золя с компонентами гидроксида алюминия, которые способны к поликонденсации. Технология зарекомендована одной из дешевых, доступных и эффективных. В основном применяется для терригенных месторождений [22].

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Создание технологий и большое разнообразие геолого-физических характеристик разрабатываемых месторождений оказало воздействие на создание большого числа всевозможных материалов, что привело к существенному расширению технологий, используемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока, но их успешность остается довольно низкой.

Эффективность мероприятий по ограничению водопритока может быть существенно увеличена, если определить диапазон геолого-физических характеристик пластов, в которых могут применяться составы.

2.1 Анализ предпосылок проведения технологических операций ремонтно-изоляционных работ возникающих в различных геологических условиях

Ограничение поступления воды в нефтяных скважинах производится путем проведения водоизоляционных работ. Их цель – изолировать пути прохождения воды в скважину для уменьшения обводненности добываемой продукции. Основным методом проведения ВИР в нефтяных скважинах является закачка химических реагентов, которые могут проникать в пористую среду и закупоривать пути поступления воды в скважину [6].

При выборе метода ограничения водопритока, каждая технология обработки должна исходить из следующих ожидаемых результатов:

- закачиваемы тампонирующие реагенты должны полностью заполнять каналы поступления воды;
- композиции должны образовывать водонепроницаемый барьер, который будет обеспечить достаточное сопротивление во время последующей эксплуатации скважин без повреждений при действующей депрессии;

- при проведении ВИР эффективность фильтрации нефтенасыщенной части пласта не ухудшится.

Применяемые химические композиции обязаны:

- быть химически инертными по отношению к металлическим труб и горным породам;
- обладать как можно более низкой стоимостью и не дефицитностью;
- обеспечить не только высокую эффективность ВИР, но и безопасность персонала;
- соответствовать существующим экологическим требованиям к подобным операциям;
- иметь плотность, достаточную для того, чтобы столб жидкости в скважине не создал опасных нагрузок на пласт;
- иметь вязкость, лучшую для проникания в низкопроницаемые породы;
- быть простыми в использовании и полезными для применения в любое время года.

Основные правила проведения ремонтных работ в скважине, а том числе ремонтно-изоляционных представлены в руководящем документе 153-39-023-97 [23].

2.1.1 Обзор предлагаемых методик по подбору скважин-кандидатов на проведение ремонтно-изоляционных работ

Для успешности технологий РИР используют несколько шагов:

- правильный отбор скважин для выполнения РИР и тип проводимых геолого-геофизических испытаний скважин;
- правильным выбором технологии РИР;
- правильным подбором необходимой изолирующей композиции.

Выполнение РИР находится в зависимости от совместного состояния и эффективности системы разработки на участке залежи. Имеется множество условий подбора вероятных скважин-кандидатов для проведения РИР (таблица 2, приложение 1), каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки [24]. Применять необходимо несколько методов планирования РИР, потому что каждый из них является опорным средством в отборе скважин из большого массива данных и требует в последующем тщательного поскважинного просмотра.

Для скорого принятия заключения важна простая методика, не требующая трудных расчетов и времени. Надо принимать во внимание, что впоследствии подбора скважин рассчитывается потенциал скважины (для спуска насоса оптимального типоразмера), оценивается обводненность (один из характеристик, осложняющих планирование РИР) и определяется финансовая эффективность.

Выбор скважин кандидатов исходит из:

- сравнении параметров разработки с состоянием эксплуатации месторождения в целом;
- применение условий применимости, предусматривающих геологическую характеристику коллекторов, физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов, температуру, плотность воды, систему разработки, состояние выработки запасов нефти;
- изучении причин обводнения.

2.2 Технологические особенности современных ремонтно-изоляционных работ

2.2.1 Метод ремонтно-изоляционных работ по отключении пласта

Изоляция пласта – это операция по устранению гидродинамической связи между скважиной и обводненным пластом. В этом условии закачка изоляционного материала происходит только в один пласт, насыщенный водой. Изоляцию нужно осуществлять отверждающимися

составами. Впрочем, в случае если есть необходимость уменьшить давление на тампон из смолы или цемента, сначала закачивают вязкоупругую композицию, а затем производят ее докрепление. На рисунке 12 изображена блок-схема создания дизайна РИР по изоляции пласта. [25]

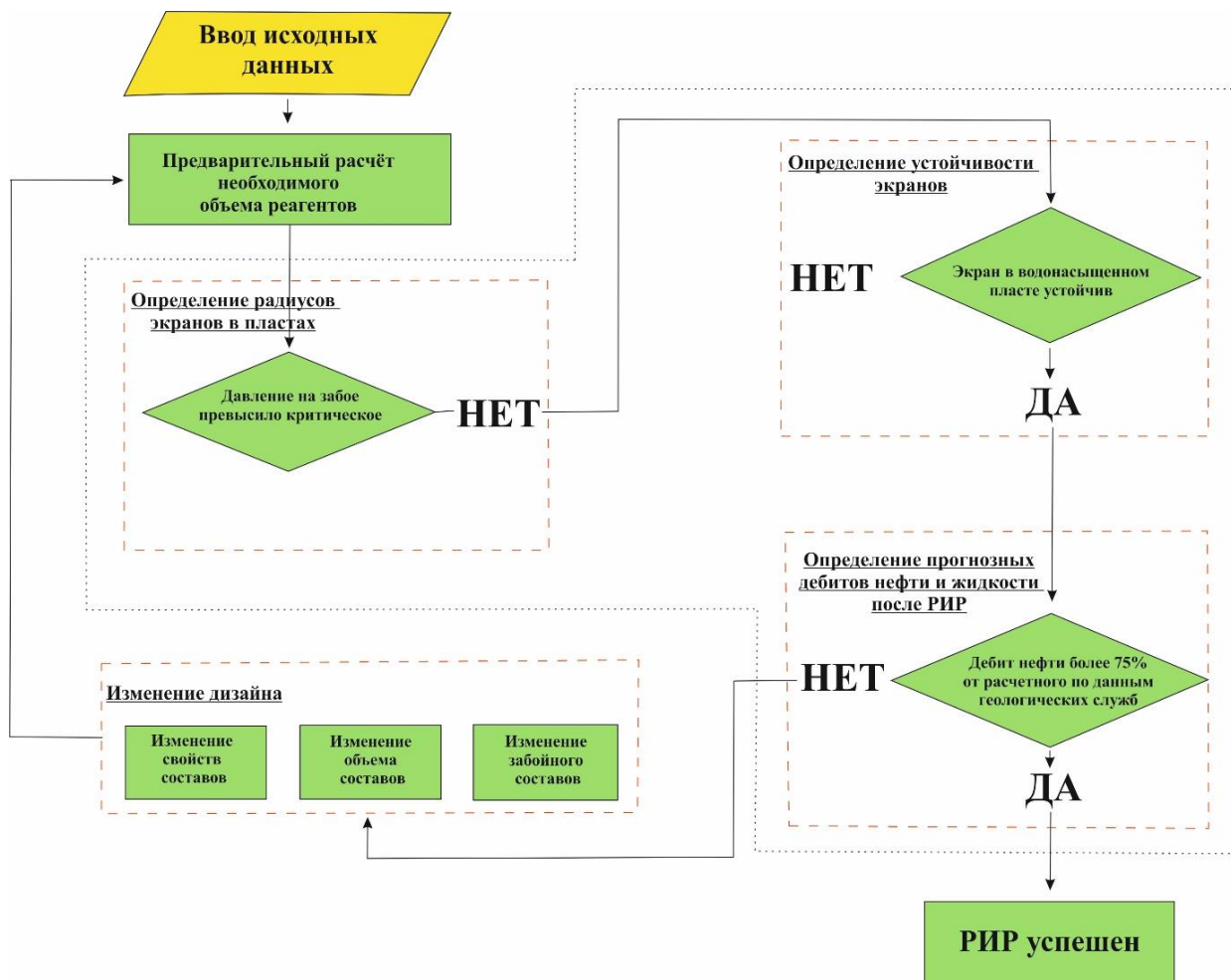


Рисунок 12 – Блок-схема проектирования РИР по изоляции пласта

Очередность процесса при формировании проекта ремонтно-изоляционных работ по изоляции пласта:

1. Подобрать метод РИР с учетом подбора матрицы (рисунок 13). Применяются необходимые исходные данные: толщина отключаемого слоя, удельная приемистость объекта изоляции, потенциальная депрессия на объект изоляции.

2. При условии, что разработка предполагает закачку в пласт реагентов, то необходимо определить свойства выбранных тампонажных составов и оценить их требуемый объем из расчета 3-15 м³ гелеобразователя на метр толщины пласта, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента.

3. Произвести расчет закачки выбранных составов согласно формулам. Если какой-либо из композиций не может быть закачана из-за увеличения давления на забое выше давления необходимого гидроразрыва пласта, то необходимо поменять объем закачки на меньший, или реагент на объем с меньшей плотностью, и пересчитать радиусы экранов.

Избыточная водонасыщенность экранов определяется как:

$$n_e = n_0 - n \quad (8)$$

Расход жидкости из нефтенасыщенного пласта:

$$Q_{10} = (1 - n_e) * Q_0 \quad (9)$$

Максимальная вязкость состава, с которой возможна закачка в пласт без превышения давления на забое:

$$\mu_{1max} = \frac{\mu_a q}{Q} (p_{cr} - \rho_1 g h) \quad (10)$$

Время, необходимое для достижения максимальной вязкости геля, нагнетаемого в рассматриваемый пласт со средневзвешенной характеристикой:

$$t_{max} = \frac{1}{b} * \ln \frac{\mu_{max}}{\mu} \quad (11)$$

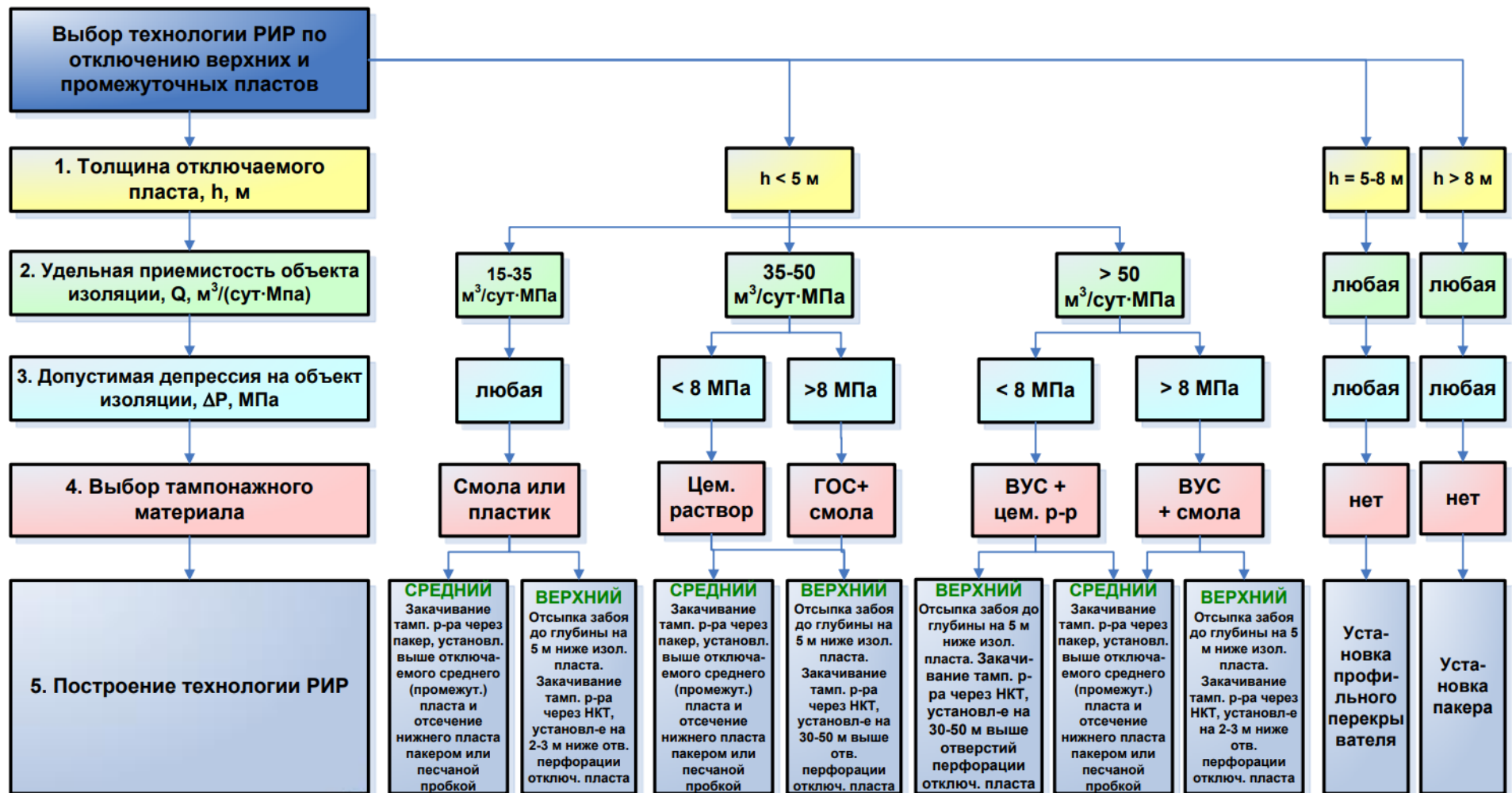


Рисунок 13 – Матрица выбора технологии РИР по отключению пластов

Наибольший объем гелеобразователя, который может быть закачан в рассматриваемую систему пластов без превышения критичной величины забойного давления:

$$\mu_{max} = Q * t_{max} \quad (12)$$

4. Рассчитать расходы пластовых флюидов с учетом устойчивости экранов. Если увеличение дебита нефти менее 75%, РИР является неэффективным. В этом случае рекомендуется снизить давление на забое (рекомендации геологических служб ОГ) и пересчитать рентабельность РИР, а при необходимости изменить объемы и свойства тампонажных составов [25].

2.2.2 Технология ремонтно-изоляционных работ по селективной изоляции обводившихся пластов

Селективная изоляция относится к изоляции отдельных обводненных интервалов пласта, которые гидродинамически связаны со скважиной. В этом случае необходимо отделить обводненные интервалы пласта без потери продуктивности нефтенасыщенных интервалов. В действительности это достигается методом закачивания вязкоупругих композиций, которые создают гелевый экран, снижающий проницаемость призабойной зоны.

Коэффициент остаточного сопротивления таких материалов может иметь разные значения для воды и нефти. То есть, введение вязкоупругого состава гарантирует селективность воздействия на пласт. Вместе с тем, в зависимости от перепада давлений на экран возможен вынос сформировавшегося гелевого экрана из отдельных пропластков, что содействует восстановлению их продуктивности. Следует добиться расположения экранов по пропласткам, в котором гель будет устойчивым в водонасыщенных интервалах и со временем выносятся из нефтенасыщенных. Селективную изоляцию также можно выполнить с помощью отверждающих составов, таких как смолами или цементами. При этом радиус водоизоляционных экранов в нефтенасыщенных участках пласта не должен превышать глубины отверстий последующей перфорации [25].

На рисунке 14 представлена блок-схема проектирования РИР по селективной изоляции.

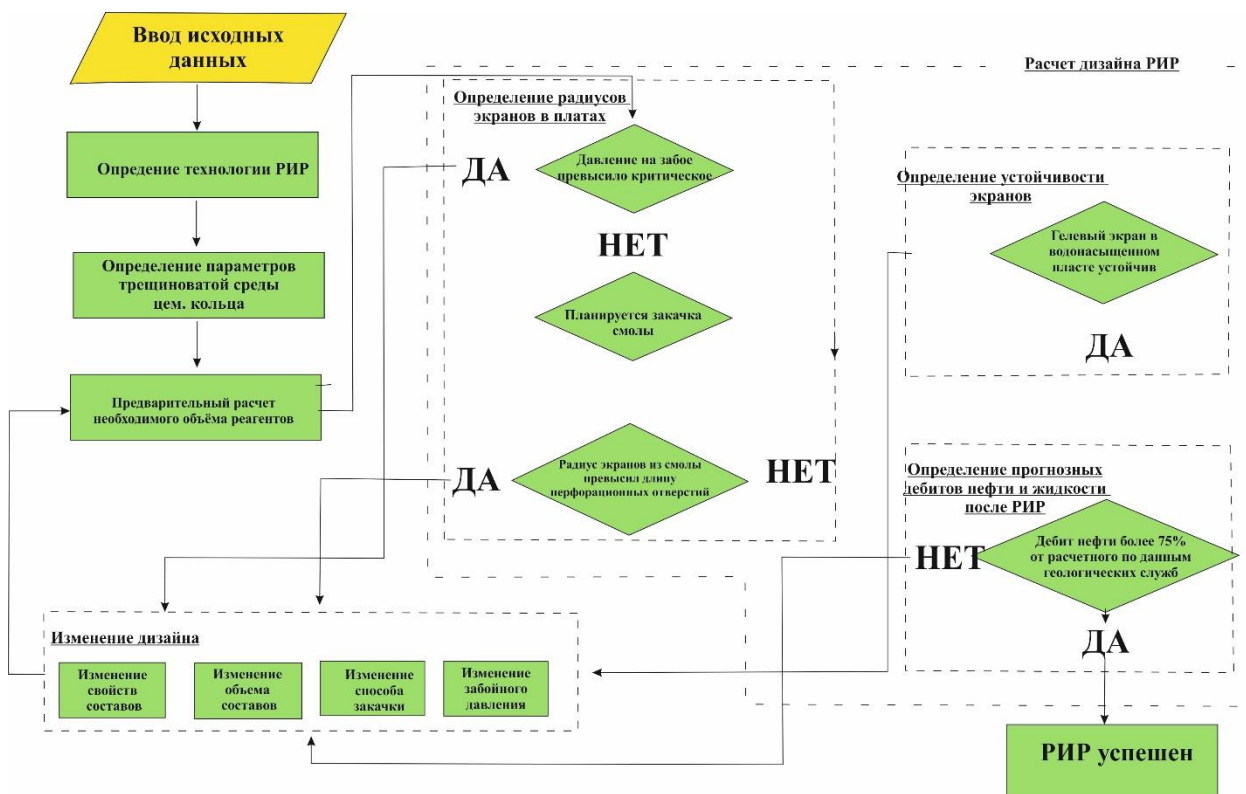


Рисунок 14 – Блок-схема для развития проектирования РИР по селективной изоляции

Последовательность действий при составлении проекта ремонтно-изоляционных работ по устранению заколонной циркуляции жидкости:

1. Подобрать метод технологии РИР с учетом выбора матрицы (рисунок 15). В этом случае применяются исходная информация: толщина отключаемого пласта, удельная приемистость объекта изоляции, минерализация воды, допускаемый перепад давления на объект изоляции. При этом минерализация является низкой, если составляет менее 30 г/л.

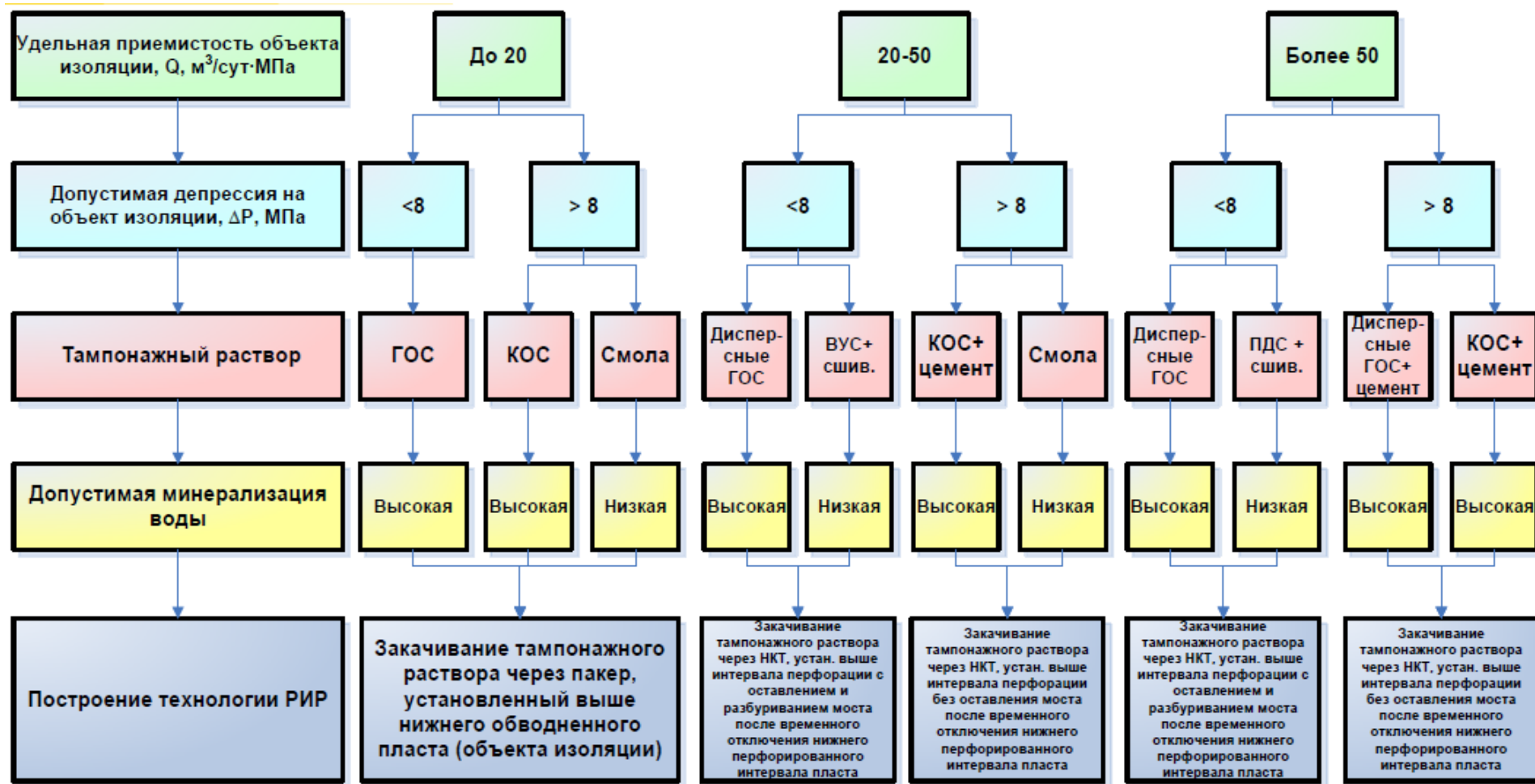


Рисунок 15 – Матрица подбора методов РИР по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

2. Определить качества составов и произвести анализ необходимого объема из расчета 3-15 м³ геланта на метр толщины пластов, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента.

3. Рассчитать закачку выбранного состава согласно формуле 13. Если какой-либо из составов не удастся закачать из-за возрастания давления на забое, то заменить объем закачки на меньший, или реагент на обладающий меньшей плотностью, и пересчитать радиусы [25].

$$V = \pi[(r_1 * t^2 - R_w^2) * h * m + (r_2 * t^2 - R_w^2)h_2 * m_2] \quad (13)$$

2.2.3 Метод ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

Устранение ЗКЦ нужно проводить смолами или цементом. Для увеличения стойкости экранов из смолы или же цемента, а также для дополнительной изоляции водопритока применяются гелеобразующие составы, которые закачиваются в водонасыщенный пласт [25].

Есть всевозможные технологии закачки составов при ликвидации ЗКЦ. В рамках предложенной модели рассматриваются два метода:

- введение препаратов через имеющийся перфорационный интервал. В этом случае композиции попадают как в водонасыщенный, так и в нефтенасыщенный резервуар, и селективность обработки довольно низкая.;
- изоляция (в основном цементная) существующего перфорационного интервала и закачка герметика через специальные отверстия в водонасыщенном пласте. В этом случае повышается избирательность обработки, однако образование специальных отверстий в этом случае может повредить колонну и привести к дополнительному разрушению цементного кольца. [25].

В качестве тампонажных составов применяют смолы и цементы, а для усиления защиты – гелеобразующие составы. В этом случае должно происходить удаление гелевого экрана из насыщенного нефтесодержащего пласта, а радиус гидроизоляционных экранов упрочняющих композиций в нефтенасыщенных участках пласта не должен превышать глубину последующей перфорации [25].

1. Выбрать технологию РИР (рисунок 16). При этом применяются параметры: направление перетока, толщина отключаемого пласта, удельная приемистость объекта изоляции, допустимый перепад давлений на объект изоляции.

2. Определить характеристики эффективной трещиноватой среды цементного кольца.

Эффективная длина трещины:

$$h_f = h_3 + 0.5 \cdot (h_1 + h_2) \quad (14)$$

3. Произвести расчет закачки выбранных составов. Если какая-либо из композиций не может быть закачана из-за увеличения забойного давления, необходимо изменить объем закачки на меньший или реагент на меньшую плотность и пересчитать радиусы.

4. Зная размер экранов рассчитать устойчивость. При условии, что экран в насыщенном воде пласте и в трещинах цементного кольца оказался неустойчивым, изменить объем состава или выбрать состав с более высокими прочностными свойствами: гелеобразователь с высоким статическим напряжением сдвига, смолу или цемент – с большей адгезией и прочностью. Необходимо добиваться того, чтобы все экраны в водонасыщенном пласте были устойчивы, а нефтенасыщенный пласт может быть проперфорирован, причем гелевый экран в нем – нестабильный.

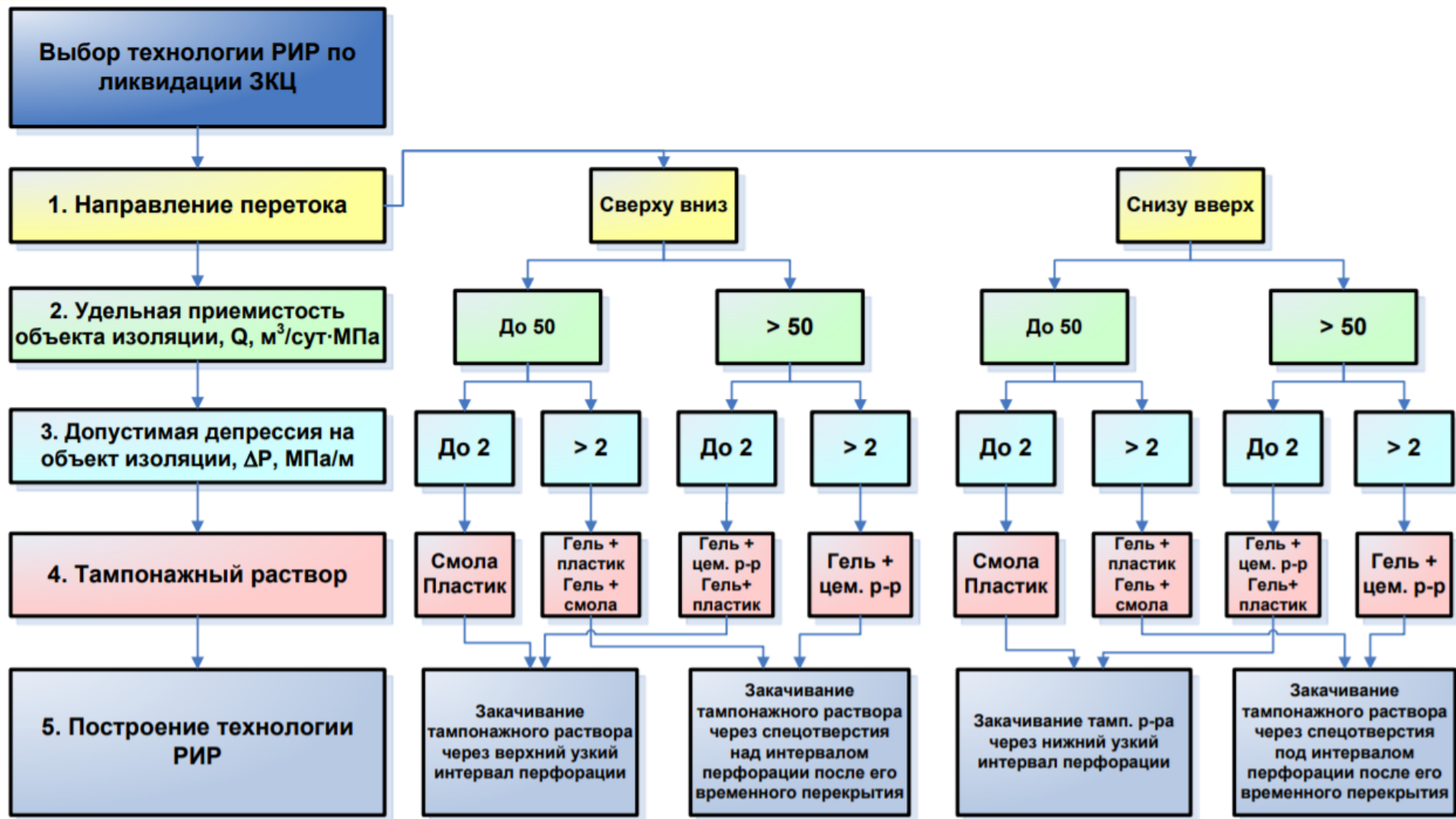


Рисунок 16 – Матрица подбора технологии РИР по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

5. Рассчитать дебиты пластового флюида с учетом устойчивости экранов. Если увеличение расхода нефти менее 75% от расчетного по материалам проведенных геологоразведочных работ, то РИР будет считаться неэффективным. В этом случае рекомендуется снизить давление на забое скважины, пересчитать эффективности РИР, и при необходимости изменить объем и свойства тампонажных составов [25].

2.2.4 Технология ремонтно-изоляционных работ с применением пакеров

На месторождениях поздней стадии эксплуатации увеличить эффективность РИР при помощи применения различного типа пакеров. Более распространенная разработка с внедрением механического пакера (рисунок 17). Он устанавливается над интервалом закачки, отделяет от него ЭК и гарантирует более высокое давление закачки [20].

Новая разработка учитывает внедрение при проведении РИР пакера-ретенера (рисунок 18). Малогабаритные пакеры, устанавливаются на кабеле или НКТ, и дают быстрое разбуривание.

Пакер-ретенер помогает оценить приемистость скважины, снизить загрязнение цементного раствора, а также свести к минимуму гидростатическое давление при его закачке. При применении данной технологии в начале делаются специальные отверстия, вслед за тем опускается НКТ со стингером на конце конструкции, в пакер-ретенер вставляется стингер, после устанавливается приемистость скважины. Далее из пакера-ретенера нужно вынуть стингер, продавить цемент до стингера, снова установить стингер в пакер-ретенер, произвести закачку цементного раствора, выдернуть стингер и вымыть оставшуюся часть цементной композиции обратной промывкой [20].

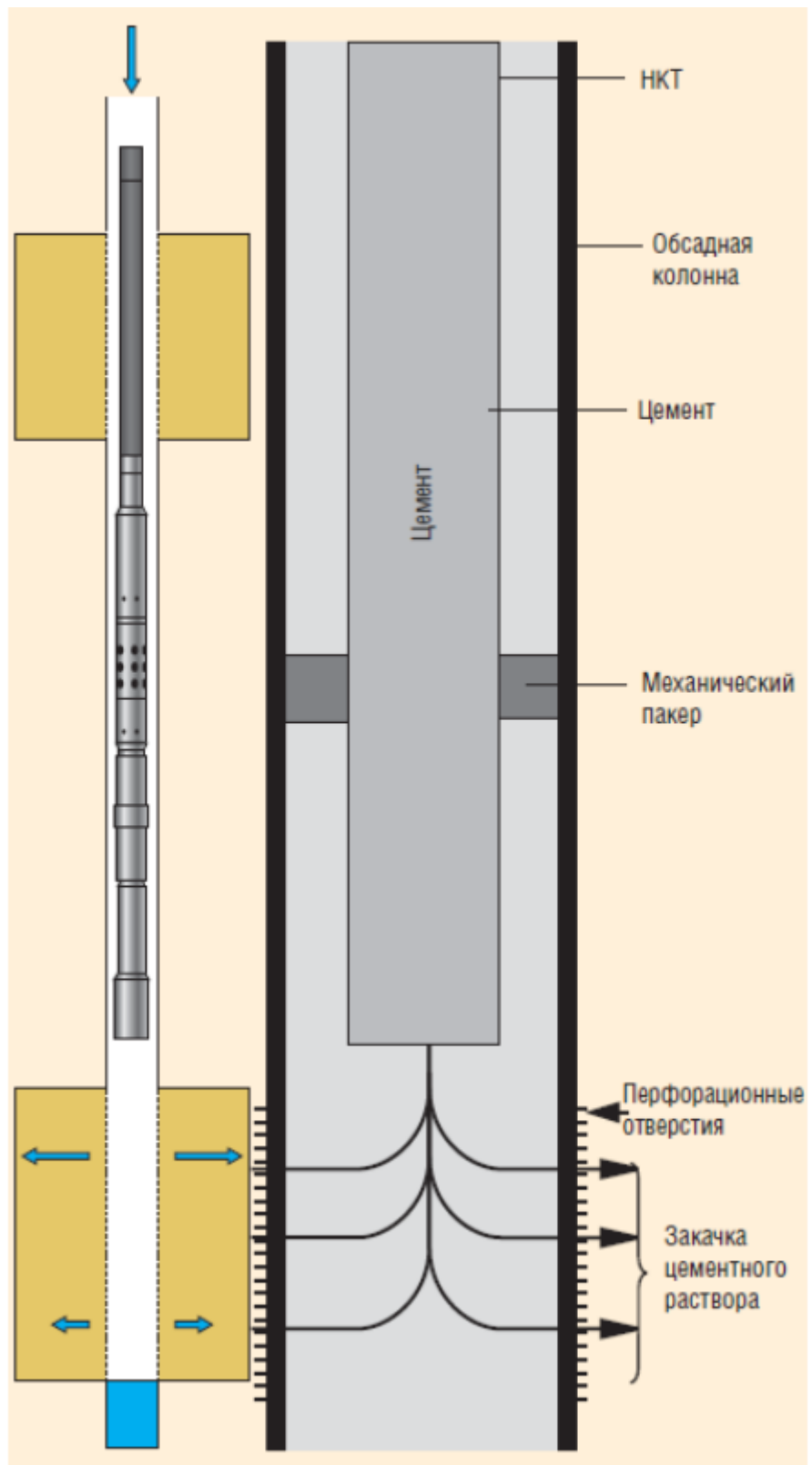


Рисунок 17 – Технология ремонтно-изоляционных работ с механическим пакером

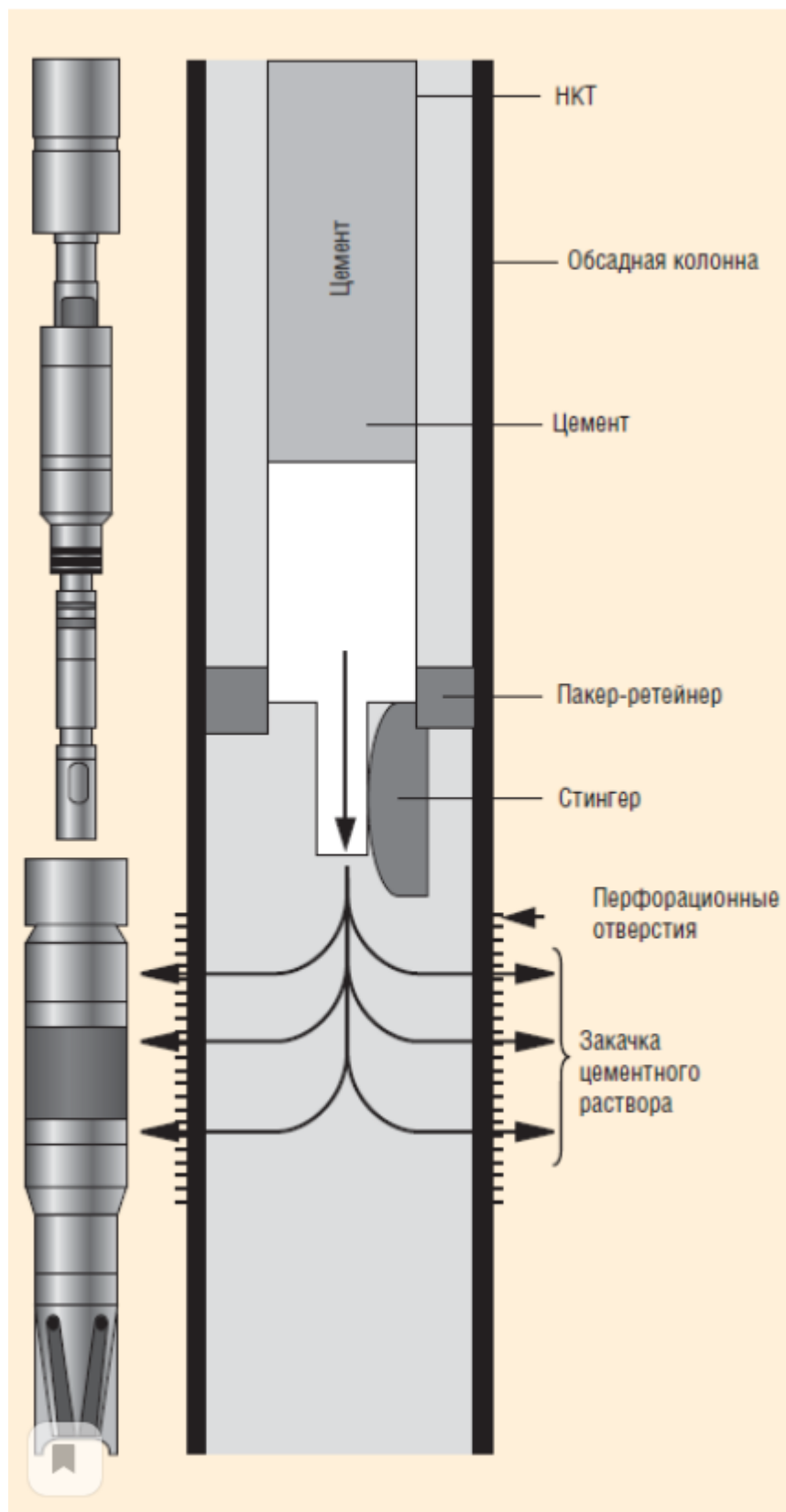


Рисунок 18 – Технология ремонтно-изоляционных работ с пакером-ретенером

2.2.5 Ремонтно-изоляционные работы с применением муфт

Среди свежих исследований для проведения РИР можно выделить муфту PatchFlex производства Schlumberger. Она описывает гибкий композитный цилиндр из углеродного волокна, термостойкой смолы и резиновой оболочки, находящийся на специальном приборе для надува, которое крепится к кабелю. Когда муфта спускается на нужную глубину, насос, находящийся внутри механизма надува, заполняет муфту скважинной жидкостью. Далее происходит нагрев смолы до ее абсолютной полимеризации. После установки прибора установочный элемент вынимается, оставляя в скважине облегающую, стойкую к перепадам давления муфту [20].

2.2.6 Результаты применения воздействия с помощью виброволнового метода

Информация удалена, так как содержит коммерческую тайну.

2.2.7 Результаты применения комплексной технологии на основе кремнийорганического состава

Информация удалена, так как содержит коммерческую тайну.

2.3 Анализ композиционных материалов используемых в ремонтно-изоляционных работах

Принимая во внимание механизм образования гидроизоляционных материалов и физико-химические принципы воздействия на окружающую среду, можно обратить внимание на пять групп водоизоляционных составов [6].

Отверждающиеся. Химические композиции, которые после отверждения образуют твердое вещество во всем объеме материала. Как правило, такие реагенты неселективны, без использования специальных технических средств и технологических приемов. Отверждающие химические реагенты:

1. неорганические реагенты:

- составы на основе минеральных вяжущих веществ: цементы, нефцементы, полимерно-цементные композиции

- композиции из жидкого стекла
- 2. органические вещества:
 - синтетические смолы различного типа
 - полиуретаны
 - латексы
 - полиолефины

Составы на основе тампонных цементов стали первой технологией водоизоляции. Успешность работ с цементами в среднем составляет от 30 до 70%. Основной причиной почему данные малоэффективные составы до сих пор применяют это их дешевизна, применимость в интервале от -15°C до $+250^{\circ}\text{C}$, высокая прочность получаемого цементного камня, нетоксичность используемых материалов, технологичность и освоенность метода.

Применение цементных растворов для выполнения РИР уместно при удельной приемистости объекта изоляции от 0,6 до 2,1 $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{Мпа}$. Если удельная приемистости выше верхнего предела необходимо неоправданно большой расход цемента. Но при условии, что удельная приёмистость менее 0,6 $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{Мпа}$ использование цементных растворов неэффективно из-за низкой фильтрации цементных частиц. Таким образом область применения цементных растворов ограничена приёмистостью. Для улучшения качества цементных растворов их модифицируют [25].

Реагенты отверждения (таблица 6), введенные в пласт, образуют водоизолирующую массу, растворимую в нефти и нерастворимую в воде. На сегодняшний день наиболее востребованы синтетические реагенты — их расход на скважину минимален, а для их использования не требуется специального оборудования [20].

Таблица 6 – Отверждающие композиции

Тип материала	Промышленное наименование
Синтетические смолы	«ТСД-9», «ТС-10», «ФР-12», «Ремонт», «Ремонт-Н»

Полиуретаны	«УФП -50» клей «КИП-Д»
Латексы	«ДВХБ-70»
Безводные тампожные растворы на углеводородной основе	Нефтецемент

Смолы «ТСД-9» и «ТСД-10», выпускаемые на сланцеперерабатывающем заводе «Кохтла-Ярве» в Эстонии, имеют высокую стоимость, в качестве их замены разработаны отечественные составы «Ремонт» и «Ремонт-Н». Однако они обладают худшими эксплуатационными свойствами (низкой адгезией, неполным отверждением, усадкой в процессе отверждения тампонирующей массы) [6].

Гелеобразующие. Химические реагенты неорганической или органической природы. По типу химической связи выделяют:

- классические гели – связи между ними обладают низкой энергией. Их свойства основаны на высокой проникающей способности;
- частично отверждаемые гели – взаимодействие первичного геля с флюидами;
- ксерогели – отверждаемые вследствие образования химических связей.

Таблица 7 – Гелеобразующие селективные реагенты

Тип материала	Промышленное наименование
Полимеры акриловых кислот и их производных	Поликармид, «Метас», «Гипан»
Производные целлюлозы	Оксиэтилцеллюлоза, метилцеллюлоза
Вязкие нефти и другие нефтепродукты	Нафталин, парафин
Нефтерастворимые смолы и латексы	СКС-30, СКС-50, резиновая крошка
Неорганические материалы	Жидкое стекло

Гелеобразующие реагенты имеют разные свойства в зависимости от химического состава, который определяет область их применения. Например, гели на основе полиакриламида (ПАА) со сшивающим агентом позволяют создавать большие гелевые экраны и изолировать трещиноватые пласты [22].

Тампозный состав на основе высокомолекулярного жидкого стекла является водоизоляционной композицией, разработанная в «ТатНИПМнефти».

Состав цемента используют в терригенных и карбонатных коллекторах, температуры пласта до 150 °С и удельной приемистости скважин 0,6-5 м³ / (чМПа) [29].

Осадкообразующие. В пластовых условиях приводит к выпадению нерастворимого осадка в водонасыщенных зонах. Широкое распространения данные реагенты не получили по причине неуправляемости процессов образования осадков, малой эффективности и возможного снижения проницаемости нефтенасыщенной части пласта [20].

В основном используют для закачки в нагнетательные скважины с целью тампонирувания наиболее промытых водонасыщенных интервалов пласта.

Гидрофобизаторы. Гидрофобизаторы — это поверхностно-активные вещества, аэрированные жидкости, полиорганосилоксаны и другие гидрофобные химические составы. Их действие основано на гидрофобизации поверхностных пород призабойной зоны пласта, что приводит к снижению фазовой проницаемости пород для воды и, как следствие, к повышению фильтрационного сопротивления ее движения.

Пено-эмульсионные системы. Пенные системы возникают в результате взаимодействия химических составов и позволяют перекрывать движение воды за счет прилипания пузырьков газа к поверхности проводящих водных каналов и образования пленок из дисперсных коллоидных соединений. Наибольший эффект от применения пенных систем достигается в газовых скважинах [20].

Такое разделение химических композиций условное, так как многие составы могут формировать разные типы гидроизоляционных масс в зависимости от конкретных условий.

В таблице 8 приведена область применения составом при водоизоляционных работах в различных геологических условиях [29].

Таблица 8 – Область применения составов при водоизоляционных работах в карбонатном и терригенном коллекторе

Разбавленные растворы <u>алюмохлорида</u> + ПАА	<u>Нефтесилорная</u> эмульсия + <u>сидорокислотный</u> или <u>спрощелочной</u> состав	Порционное закачивание <u>нефтесилорной</u> эмульсии и глинистого раствора	<u>Нефтепирано-сернокислотная</u> смесь + цемент	
q=1-1,5 ρ=1000-1130	q=1,5-3,5 ρ=1000-1130	3 ≤ q ≤ 5 30 °C ≤ T ≤ 80 °C ρ=1000-1180	q ≥ 5 ρ=1000-1180	
ИЗОЛЯЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД, ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ И НАРУШЕНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН				
q = 1-1,5 ρ = 1140-1180	q = 1-1,5 ρ = 1100-1140	q = 1,5-3,5 ρ = 1100-1180	q = 1-3 ρ = 1000-1140	q = 1-3 ρ = 1000-1180 20 °C ≤ T ≤ 120 °C
<u>Гипсан</u>	Витам, МАК-ДЭА, жидкое стекло (M=3,3-6,2) + <u>этиленат</u>	Порционное закачивание <u>гипсана</u> , МАК-ДЭА, Витам с добавкой жидкого стекла (M=2,7-3,4)	<u>Гипсан</u> , Витам, МАК-ДЭА при искусственной минерализации пласта <u>алюмохлоридом</u>	Жидкое стекло (M=3,3-6,2) + <u>этиленат</u> , <u>кремний органические продукты</u> (119-296Т, 119-296И, <u>Сидор</u>)

2.3.1 Эффективность составов, используемых на месторождениях

Для проведения водоизоляционных работ на скважинах используют различные составы и технологии.

Реагент «АКРОН-РК» применяется при разных причинах обводнения: подошвенном, по пласту, заколонных перетоках, а также при различных их комбинациях [30].

Преимущества реагента «АКРОН-РК»:

- селективность водоотверждения;
- селективность проникновения в обводненный интервал пласта;
- вязкость водного раствора «АКРОН» близка к вязкости воды, что обеспечивает избирательность их проникновения в обводненный участок пласта;
- затвердевание под действием воды любого типа и различной величины минерализации;
- состав упрочняется по типу гидролиза и поликонденсации химического вещества;
- полное бъемное отверждение (полное закрытие пор) и сильная химическая адгезия к породе дает высокий изолирующий эффект и возможность выдерживать высокие депрессии на пласт (более 10 МПа);
- широкий диапазон температур применения: от отрицательных температур до 150 °С и более (для паронагнетательных скважин);
- температура застывания составов ниже минус 60 °С;
- отвержденный продукт устойчив к воздействию сероводорода и солевым растворам;
- стойкость к действию кислот, не будет служить ограничением при проведении работ по интенсификации.

Возможность использования состава «АКРОН-РК» в широком интервале геолого-технических условий:

- в пористых и трещиновато-пористых коллекторах;
- в коллекторах с низкой и высокой проницаемостью;

- с разной периодичностью залегания водоносных горизонтов.

Доступность технологического процесса:

- приготовление водного раствора в мерных емкостях установки;
- низкие потери гидравлического давления;
- использование с колтюбинговыми технологиями.

Небольшая длительность ремонтных работ связана с простотой закачки состава, отсутствием необходимости в установке моста и повторной перфорацией (за исключением работ, требующих цементирования).

Реагент «Монасил». В настоящее время российской промышленностью освоен выпуск порошкообразного силикатного реагента «Монасил» - сухой гидросиликат натрия (сухое жидкое натриевое стекло), внедрение которого по сравнению с водными реагентами имеет ряд преимуществ при работе в условиях отрицательных температур [30].

Рентабельность изоляционных работ, выполняющих с помощью данной технологии, обеспечивается за счет использования изоляционных материалов, с разной функциональной способностью для закупоривания водных каналов. В то время как большие трещины заполняются цементным раствором, каналы и микротрещины перекрываются гелеобразующим составом на основе реагента «Монасил», обладающим высокой проникающей способностью.

Для укрепления ПЗП ОАО «СевКавНИПИГаз» предложил закачивать раствор портландцемента с добавлением полипропиленовой фибры (рисунок 9.3) и суперпластификатора «СП-1ВП».

Из недостатков следует отметить следующее. После закачивания получается непроницаемый экран и происходит кольматация ПЗП, для сообщения пласта со скважиной требуется проведение перфорации

Из плюсов данной технологии - универсальная технология наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, применяемая независимо от наличия пластовой жидкости в скважине

Реагент «НМН-400». ЗАО НПЦ «Нефтемаш-наука» предложила для проведения ВИР использовать реагент «НМН-400» (на основе нафтената натрия модифицированного). Реагент «НМН-400» относится к реагентам, действующим на основе химических свойств, и образуют непроницаемый для воды и газа экран за счет реакции с электролитами. В результате реакции реагента типа «НМН-400» с электролитами выделяется объемный осадок или гелеподобные структуры. Реагент имеет пастообразную консистенцию, цвет от светлокоричневого до темно-коричневого, легко растворяется в воде, обладает поверхностноактивными свойствами, хорошей эмульгирующей способностью.

Для достижения эффективных и долговременных результатов при выполнении гидроизоляционных работ создаваемая в пласте водонепроницаемая защита должна быть максимально возможного диаметра. Кроме того, на горизонтальном участке скважины он должен быть прочным и достаточно длинным, чтобы выдерживать напор воды. [30].

Для того чтобы, адаптировать реагент под конкретные условия, служат комплексные добавки, которые обеспечивают:

- свободное проникновение реагента в поры для создания водонепроницаемого экрана большого диаметра;
- контролируемую скорость реакции реагентов между собой или окружающей их средой для образования экрана в толще водонасыщенной части пласта, а не только на ее периферии.

Физико-механические свойства продуктов реакции регулируются параметрами технологического процесса и добавками. В результате реакции, возможно, получить продукты от гелеобразных до твердых.

Технологии, предлагаемые компанией «Schlumberger» для изоляции водопритока.

Специалистами компании «Schlumberger» разработаны новые технологии и составы для проведения ВИР на скважинах Западной Сибири.

При нарушении целостности эксплуатационной колонны место притока воды в скважину устанавливается методами термометрии, расходомером и дефектоскопией. После определения места, выбирается метод изоляции - цементным раствором или специальными жидкостями, возможно проведение механической изоляции.

При выявлении заколонного перетока из выше - или нижележащих пластов выбирается технология изоляции перетока - цементирование промытого водой канала или закачивание специальной жидкости в породу-коллектор.

При обнаружении подтягивания ГВК выбирается одна из трех технологий - отсечение части интервала перфорации, механическая изоляция, установка цементного моста.

При обнаружении конуса из-за неравномерного вытягивания подстилающей воды выбирается одна из трех технологий - закачка геля в нижние перфорации для создания водной преграды, дренажные стволы, двойное заканчивание.

Когда поток обнаруживается за корпусом вдоль трещины гидроразрыва, предлагается технология устранения потока - изоляция в трещине гидроразрыва, но становится трудно изолировать выборочно для сохранения трещины.

При выборе композиции для проведения ВИР эксперты «Schlumberger» применяют схему, представленную на рисунке 25, где показаны составы и их применение в процессе работы [30].

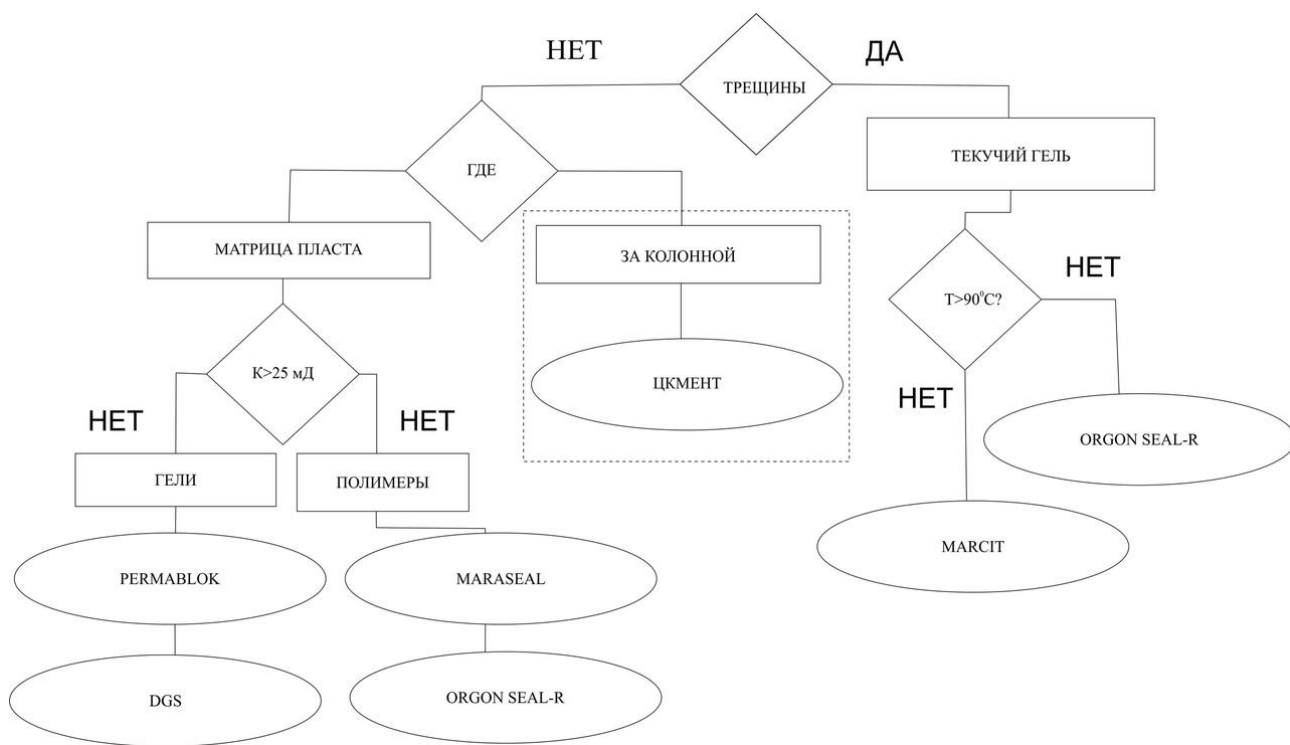


Рисунок 19 – Схема выбора реагентов для проведения водоизоляционных работ

2.4 Определения причин обводнения скважин

Методика определения причин обводненности трех скважин, закрытых из-за высокой обводненности.

Скважины относятся к Южной части Федоровского месторождения.

Скважина №11хх. Обводненность в среднем 86%. Остаточные извлекаемые запасы составляют 23%. Для него характерны плохие коллекторские свойства [19].

Скважина №12хх. Остаточные извлекаемые запасы составляют 17,5 %. Достаточно высокие коллекторские свойства.

Скважина №5хх. Остаточные извлекаемые запасы составляют 25%. Плохие коллекторские свойства.

Проводимые расчеты на основании двух критериев (Чарный 1963):

Нарушена статичность конуса

Обводнение скважины по причине поднятия конуса

Определим предельный безводный расход нефтяной скважины, при котором статический конус нарушается и время, за которое вода прорвется к скважине.

Безводный дебит:

$$Q_0 = \frac{2\pi K h_0}{\mu} \Delta p g \quad (16)$$

$$Q_1 = Q_0 q(p_0 \bar{h}) \quad (17)$$

$$\Delta p = p_v - p_n \quad (18)$$

$q(p_0 \bar{h})$ – безразмерный предельный дебит, определяется по графику (рисунок 26)

Q_0 – потенциальный дебит

K – проницаемость

μ – вязкость

ρ_v, ρ_n – плотность воды, нефти

h_0 – мощность нефтенасыщенной части пласта

\bar{h} – отношение вскрытой нефтяной толщи, к общей толще нефтеносности

p_0 – параметр размещения

$$p_0 = \frac{R_0}{\chi h_0} \quad (19)$$

R_0 – контур питания

χ – коэффициента анизотропии

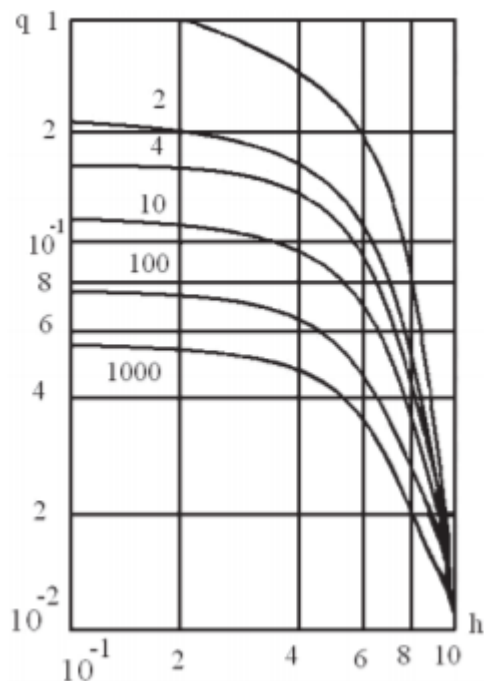


Рисунок 20 – Распределение безразмерного предельного дебита от относительного вскрытия при различном значении параметра размещения

Скважина №11хх.

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot 0,250 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{1,14 \cdot 10^3} \cdot 249 \cdot 9,8 = 27 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$p_0 = \frac{250}{4 \cdot 10} = 6,2$$

$$q(p_0 \bar{h}) = 2$$

$$Q_1 = 27 \cdot 2 = 54 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Скважина №12хх.

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot 0,260 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{1,14 \cdot 10^3} \cdot 249 \cdot 9,8 = 28 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$p_0 = \frac{250}{4 \cdot 10} = 6,2$$

$$q(p_0 \bar{h}) = 2$$

$$Q_1 = 28 \cdot 2 = 56 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Скважина №5хх.

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot 0,205 \cdot 10^{-6} \cdot 9}{1,14 \cdot 10^3} \cdot 249 \cdot 9,8 = 20 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$p_0 = \frac{250}{4 \cdot 9} = 5,5$$

$$q(p_0 \bar{h}) = 2$$

$$Q_1 = 20 \cdot 2 = 40 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Полученные данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление расчетного предельного дебита с фактическим

Скважина	Q _{пр} , м ³ /сут	Q _{ср} , м ³ /сут
11хх	54	32
12хх	56	62
5хх	40	41

Видно, из таблицы 9, что у скважин 12хх и 5хх средний дебит выше расчётного предельного, таким образом возможно нарушена статичность конуса [19].

Период притока подошвенной воды рассчитываем по формулам (2,3,4,5)

Скважина 11хх

$$U = \frac{1,206 - 1}{1,206} \cdot 100 = 17,08$$

$$D = \frac{100 \cdot (10 - 9)}{10} = 10$$

$$Q = 8,5 \cdot 0,24 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,250 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{0,2 \cdot 10^{-6}} = 25500 \text{ м}^3$$

$$T = \frac{25500}{32} = 796 \text{ сут}$$

Скважина 12 хх.

$$U = \frac{1,206 - 1}{1,206} \cdot 100 = 17,08$$

$$D = \frac{100 \cdot (10 - 9)}{10} = 10$$

$$Q = 10,2 \cdot 0,24 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,260 \cdot 10^{-6} \cdot 10}{0,190 \cdot 10^{-6}} = 33498 \text{ м}^3$$

$$T = \frac{33498}{62} = 540 \text{ сут}$$

Скважина 5хх.

$$U = \frac{1,206 - 1}{1,206} \cdot 100 = 17,08$$

$$D = \frac{100 \cdot (10 - 9)}{9} = 11,1$$

$$Q = 7,6 \cdot 0,24 \cdot 9^3 \cdot \frac{0,250 \cdot 10^{-6} \cdot 11,1}{0,15 \cdot 10^{-6}} = 20160 \text{ м}^3$$

$$T = \frac{20160}{41} = 491 \text{ сут}$$

Результаты, полученные для момента проникновения воды в скважину, представлены в таблице 10, где их сравним с фактическим временем, по истечении которого скважина начала добывать воду.

Таблица 10 – Расчётное и фактическое время притока воды к скважине

Скважина	$T_{\text{расч, сут}}$	$T_{\text{факт, сут}}$
11хх	796	520
12хх	540	570
5хх	491	440

В скважине 12хх фактическое безводное время эксплуатации больше расчетного, следовательно обводнение возникло по причине подъема конуса воды.

В скважинах 11хх и 5хх, фактическое время меньше, следовательно обводнение произошло по причине прорыва воды от нагнетательной скважины.

3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Рентабельность РИР формируется условным порогом геологической эффективности, обоснованная подлинностью данных ГИС и точностью расчетов ожидаемых характеристик: геологический потенциал, водные ресурсы. Ниже этого предела расчет ожидаемых показателей оценивается как неверный [24].

$$G_{ус} = \frac{\Delta q_{н.факт}}{\Delta q_{н.расчет}} \cdot 100\%, \quad (20)$$

$\Delta q_{н.факт}$ – фактический прирост нефти, полученный после вывода скважин на режим, т/сут

$\Delta q_{н.расчет}$ – расчетный прирост по нефти, т/сут

Процент успешности выполнения РИР (технологическая успешность)

$$T_{ус} = \frac{N_{общ} - (N_{неэф} + N_x)}{N_{общ} - N_x} \cdot 100\% \quad (21)$$

$N_{общ}$ – количество выполненных РИР, скважинных операций

$N_{неэф}$ – количество неуспешных РИР

N_x – скважины находящиеся на выводе

Анализ технологической успешности выполненных РИР обладает рядом сложностей проведения работ по ограничению водопритоков, а также эффективность, связаны с рядом причин: обводнение пластовой водой скважин, расположенных в чисто нефтяных зонах, при отсутствии водоносных горизонтов на участке или при наличии водоносных горизонтов на участке, насыщенных водой, отличной от воды эксплуатируемого пласта. О научно-техническом успехе РИР говорят геофизические исследования после выполнения РИР, а также особенности обслуживания скважины при выводе на режим. Например, при обводнении скважин, расположенных на чисто нефтяных участках пластовой водой, при отсутствии водоносных горизонтов на участке или при наличии водоносных горизонтов на участке и разницы между добываемой водой

и водой, добываемой эксплуатируемым пластом. Эффективность поисково-разведочных работ подтверждается как геофизическими исследованиями, основанными на результатах геологоразведочных работ, так и характеристиками скважины.

Например, плохая геолого-технологическая успешность говорит о том, что подбор скважин-кандидатов, или выбор изоляционных композицией подобраны не верно. Проблемы, которые возникли при ремонте анализируются по численности проведенных РИР.

Причины обводнения связаны с выбором технологии РИР, таким образом их можно разделить на следующие виды [24]:

- устранение заколонных перетоков;
- ограничение притока подошвенных вод;
- увеличение нефтеотдачи продуктивных пластов за счет выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- гидроизоляционные работы, проводимые в тоже время в добывающих и нагнетательных скважинах;
- отключение отдельных пластов (необходимость проведения данного вида РИР возникает в скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов);
- устранение нарушений обсадных колонн;
- перевод скважин на нижние горизонты, временная консервация и ликвидация скважины.

На выбор проводимых работ и необходимых изолирующих композиций влияет:

- характеристика геологического строения месторождения, коллектора, фактического объекта воздействия;
- геологические и продуктивные характеристики пласта, условия разработки и т.д.;

- конструкция скважины, ее техническое состояние, наличие подземного и наземного оборудования и др.

Технологии по ограничению водопритоков разрабатываются с учетом вышеупомянутых причин. Затем уже выбираются подходящая к ним изоляционные составы.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Ивановой Анастасии Витальевне

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта).
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.и.Н., доцент		30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Иванова Анастасия Витальевна		30.03.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

Вопрос об ограничении водопритока в скважинах при разработке месторождения всегда является актуальным, несмотря на большое количество технологий и реагентов для водоизоляционных работ. Темп обводнения скважин растет с каждым годом.

Эксплуатация большого количества скважин по причине обводненности считается нерентабельной и экономически нецелесообразной, поскольку затраты на переработку обводненной нефти превышают прибыль с продажи нефти. В связи с этим возникает необходимость в снижении обводненности.

После проведения РИР дебит скважины, как правило, возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа уже невозможна или малорентабельна.

В этой главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения работ на примере одной скважины.

4.1 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

При расчете принимался «классический» метод проведения РИР для скважины № 940 НГКМ (Западная Сибирь). Для проведения РИР, необходима специальная бригада, состоящая из 12 человек.

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 1 л/ч, было потрачено 30 литров дизельного топлива. Расчет материальных затрат на проведение РИР представлен в таблице 11. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения РИР, хранятся в специальных цистернах.

Таблица 11 – Расчет материальных затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
ГСМ для насоса	30 литров	35 руб./литр	1050
ГСМ для цистерны	95 литров	34 руб./литр	3230

Продолжение таблицы 11

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Нефтецементный раствор	10	15000	150000
Гипан	9	8000	72000
Полиакриламид (ПАА)	20	7500	15000
ПАВ	120	3000	360000
Метас	65	9000	585000
Итого	-	-	1178380

Для осуществления РИР, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 178 380 рублей.

Ниже в таблице 12 представлено оборудование для проведения РИР.

Таблица 12 – Необходимое оборудование для ремонтно-изоляционных работ

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат («Блендер»)
3	Закачка нефтецементных растворов	Насос
4	Закачка гипана	Насос
5	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции РИР в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
Насос	4	650000	2600000	1780,8

Продолжение таблицы 13

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
Цистерна	1	350000	350000	95,9
Смешивающий агрегат	1	500000	500000	171,2
Кран	1	400000	400000	273,9
НКТ	20	15000	300000	102,7
Желонка	1	560000	560000	383,6
Итого	30	2475000	4710000	2808,1

Амортизация рассчитывается по формуле 22, срок пользования ГКТ, желонки – 2 года; насосы – 4 год, цистерна – 5 лет, смешивающего агрегата – 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\text{фy}}}{n_э} \quad (22)$$

где, $n_э$ – срок эксплуатации

P_A – стоимость амортизации

$P_{\text{фy}}$ – стоимость активов

Для проведения «классического» РИР необходима техника, которая приведена в таблице 13. Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всей техники за одну смену (12 часов) составила 2808,1 руб.

4.3 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб	Районный коэффициент (ед.)	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Итого заработная плата, руб.(месяц)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (12 часов).
Мастер ТКРС	1	23400	4620	23100	129360	21560
Полевой супервайзер	2	10700	2610	13050	121800	20300
Главный специалист по РИР	1	15300	3690	18450	34440	5733,3
Главный специалист по ТКРС	1	13500	3150	15750	29400	4900
Оператор ДНГ	1	10560	2568	12840	23968	3994,6
Бурильщик ТКРС	2	8650	1695	8475	110740	18456,7
Помощник Бурильщика 2	2	9700	2310	11550	55800	9300
Помощник Бурильщика 1	2	11230	2769	13845	77532	12922
ИТОГО:	12	103040	23412	108585	583040	97166,6

Районный коэффициент будет равен 1.5. Работа выполняется за 12 часов.

По данным из таблицы 9 можно сделать вывод, что для проведения РИР потребуется бригада из 12 человек, заработная плата которой составит 97166,6 руб.

4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 15 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС) [9].

Таблица 15 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ОСС, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1%
Мастер ТКРС	21 560	43,12	4743,2	625,24	1099,56
Полевой супервайзер	20 300	40,6	4466	588,7	1035,3
Главный специалист по РИР	5733,3	11,4666	1261,326	166,2657	292,3983
Главный специалист по ТКРС	4 900	9,8	1078	142,1	249,9
Оператор ДНГ	3994,6	7,9892	878,812	115,8434	203,7246
Бурильщика ТКРС	18456,7	36,9134	4060,474	535,2443	941,2917
Помощник бурильщика 2	9 300	18,6	2046	269,7	474,3
Помощник бурильщика 1	12 922	25,844	2842,84	374,738	659,022
Итого	68 982	194,3332	21376,65	2817,831	4955,496
		29344,31			

С заработной платы берутся страховые тарифы на обязательное страхование, так как бригада работала всего 12 часов, которые равны 29344,31 рублю.

Страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 15.

4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ

В таблице 16 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения РИР [4].

Таблица 16 – Операция, оказываемые подрядчиком

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
ИТОГО			365 000

Для проведения РИР, необходимо заключить контракт с подрядной организацией, которые предлагают сопутствующие технологии при РИР. Сумма контракта составит 365 000 руб.

Дебит каждой скважины увеличится с 7-10 т/сут до 27-30 т/сут и с каждым годом будет постепенно уменьшаться.

4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию РИР представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	1491380	Согласно таблице 9
2.	Амортизационные отчисления	1 469,1	Согласно таблице 10
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	68 982	Согласно таблице 11
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	29344,31	Согласно таблице 12
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 13
6.	Итого основные расходы	1954706,31	
7.	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	308057,92	
7.	Всего затраты на мероприятие	2262764,23	

Итак, исходя из таблицы 17, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное

оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 262 764,23 рублей.

4.7 Оценка экономической эффективности ремонтно-изоляционных работ

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения РИР определяется по формуле 23:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_э \cdot T, \quad (23)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения РИР, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после РИР показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения РИР (T) составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от РИР составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%} \quad (24)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв} \quad (25)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле 26:

$$\Delta B_t = \Delta Q'_t \cdot Ц, \quad (26)$$

где $Ц$ – цена одной тонны нефти, руб./т.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется:

$$\Delta Z_{тек} = Z_{РИР} + Z_{допт}, \quad (27)$$

где $Z_{РИР}$ – стоимость проведения РИР, руб.;

$Z_{допт}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{допт} = \Delta Q t \cdot Z_{пер} \quad (28)$$

где $Z_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле 29:

$$\Delta П_t = \Delta B_t - \Delta Z_{рект} \quad (29)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{прт} = \frac{\Delta П_t \cdot H}{100\%} \quad (30)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta H_{прт} \quad (31)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t \quad (32)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \quad (33)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 31:

$$\text{ЧДД} = \sum \Delta ДПДН_t \quad (34)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{РИР}} \quad (35)$$

Пример расчета экономической эффективности от применения гидравлического разрыва пласта.

Технологию РИР с целью уменьшения коэффициента обводнения путём улучшения предлагается провести на десяти скважинах, дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта – два года с 2018 по 2020, при условии, что скважины в 2018 году после проведения РИР отработают 240 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от РИР равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,95.

Ежегодные потери на обводнённость по десяти скважинам, на которых проводилось РИР, составляет 317,7 т/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти составляет 15462 рубля за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль – 24%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти – 874,37 руб./т. Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

Ремонтно-изоляционные работы на месторождениях проводит фирма «РН-СЕРВИС». В среднем стоимость одного РИР составляет 1,709 рублей.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

1. Определим по формулам (23), (24) и (25) дополнительную добычу нефти.

Дополнительная добыча за 2018 год составит

$$\Delta Q_{2018} = 30 \cdot 10 \cdot 0.95 \cdot 240 = 68400 \text{ т}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q'_{2018} = 68400 - 317,7 = 68082,3 \text{ т}$$

Дополнительная добыча за 2019 составит

$$q_{н2019} = 30 - \frac{30 \cdot 15\%}{100\%} = 25,5 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

$$\Delta Q_{2019} = 25,5 \cdot 10 \cdot 0.95 \cdot 365 = 88421,25 \text{ т}$$

$$\Delta Q'_{2020} = 88421,25 - 317,7 = 88103,55 \text{ т}$$

Дополнительная добыча за 2020 составит

$$q_{н2020} = 25,5 - \frac{25,5 \cdot 15\%}{100\%} = 21,6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

$$\Delta Q_{2020} = 21,6 \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 365 = 75158,06 \text{ т}$$

$$\Delta Q'_{2020} = 75158,06 - 317,7 = 74840,36 \text{ т}$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытой нефти найдем по формуле (26):

$$\Delta B_{2018} = 68082,3 \cdot 9462 = 99536322,6 \text{ руб}$$

$$\Delta B_{2019} = 88103,55 \cdot 9462 = 128807390,1 \text{ руб}$$

$$\Delta B_{2020} = 74840,36 \cdot 9462 = 109416610 \text{ руб}$$

3. Текущие затраты определим по формулам (27) и (28):

$$\Delta Z_{\text{доп}2018} = 68082,3 \cdot 874,37 = 32296200,65 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек}2018} = 1109000 \cdot 10 + 32296200,65 = 43386200,65 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2019} = \Delta Z_{\text{тек}2019} = 88103,55 \cdot 874,37 = 41793681,01 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2020} = \Delta Z_{\text{тек}2020} = 74840,36 \cdot 874,37 = 35502022,76 \text{ руб}$$

4. Прирост прибыли от проводимого РИР рассчитаем по формуле (29):

$$\Delta П_{2018} = 99536322,6 - 43386200,65 = 56150121,95 \text{ руб}$$

$$\Delta П_{2019} = 128807390,1 - 41793681,01 = 87013709,09 \text{ руб}$$

$$\Delta П_{2020} = 109416610 - 35502022,76 = 73914587,24 \text{ руб}$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле (30):

$$\Delta H_{\text{пр}2018} = \frac{56150121,95 \cdot 24\%}{100\%} = 13476029,27 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2019} = \frac{87013709,09 \cdot 24\%}{100\%} = 20883290,18 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2020} = \frac{73914587,24 \cdot 24\%}{100\%} = 17739500,94 \text{ руб}$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем по формуле (31):

$$\Delta ПДН_{2018} = 56150121,95 - 13476029,27 = 42674092,68 \text{ руб}$$

$$\Delta ПДН_{2019} = 87013709,09 - 20883290,18 = 66130418,91 \text{ руб}$$

$$\Delta\text{ПДН}_{2020} = 73914587,24 - 17739500,94 = 56175086 \text{ руб}$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (33):

$$\alpha_{2018} = (1 + 0,1)^{2018-2018} = 1$$

$$\alpha_{2019} = (1 + 0,1)^{2019-2018} = 0,91$$

$$\alpha_{2020} = (1 + 0,1)^{2020-2018} = 0,83$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (32):

$$\Delta\text{ДПДН}_{2018} = 42674092,68 \cdot 1 = 42674092,68 \text{ руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2019} = 66130418,91 \cdot 0,91 = 60178681,21 \text{ руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2020} = 56175086 \cdot 0,83 = 46625321,63 \text{ руб}$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (34):

$$\text{ЧДД} = 42674092,68 + 60178681,21 + 46625321,63 = 185262885,69 \text{ руб}$$

10. Определим индекс доходности по формуле (35):

$$\text{ИД} = \frac{185262885,69}{1109000} = 167,06$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта, тыс. руб.

Показатель	Год		
	2018	2019	2020
Количество РИР, скв.	10	–	–
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	68,1	88,1	74,8
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	99536,3	128807,4	109416,6
Затраты на дополнительную добычу нефти	32296,2	41793,7	35502,0
Затраты на РИР	11090,0	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия	43386,2	41793,7	35502,0
Прирост прибыли от проводимого мероприятия	56150,1	87013,7	73914,6
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	13476,0	20883,3	17739,5
Прирост потока денежной наличности, тыс.руб.	42674,1	66130,4	56175,1
Дисконтированный поток денежной наличности	42674,1	60178,7	46625,3

Продолжение таблицы 18

Показатель	Год		
	2018	2019	2020
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	42674,1	102852,8	149478,1

Рассчитав экономическую эффективность проведения РИР за 3 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2018 по 2020 составит 294,6 тыс. тонн;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 212,7 млн. рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 185,3 млн. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 67,9 млн. рублей;
- индекс доходности составляет 167,06руб./руб.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение РИР на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Ивановой Анастасии Витальевне

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология ограничения водопритоков в скважинах Область применения: кустовые площадки месторождений
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) – Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.033-78. Рабочее место при выполнении работ стоя.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; Опасные факторы: - химические реагенты - высокое давление; - механические опасности;
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха.

	Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения; - взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Иванова Анастасия Витальевна		30.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это добровольный вклад организации в развитие общества в социальной, экономической и экологической сферах, связанный напрямую с основной деятельностью компании и выходящий за рамки определенного законом минимума. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Работы на нефтяных месторождениях являются работами повышенной опасности, сопровождающиеся возникновением экстремальных ситуаций, угрожающие здоровью и жизни человека.

Мероприятия, проводимые по ограничению водопритоков в скважинах, является сложной технологической операцией, при отклонениях от технологического режима могут сопровождаться экологическими проблемами или грозить жизни и здоровью рабочего персонала, а также приводить к экономическим проблемам.

Ремонтно-изоляционные работы выполняет бригада ТКРС на кустовой площадке. Работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам. Эти факторы делятся на четыре группы: физические, биологические и психофизиологические, химические.

Ниже приведен перечень вредных и опасных производственных факторов для работников бригады ТКРС:

- метеорологические условия производственной среды;
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- производственная вибрация;
- механическое травмирование;
- взрыво - и пожаро- опасность производства;

- электромагнитные и электрические поля;

В связи с этим необходима разработка мероприятий по улучшению условий труда, строгая дисциплина и следование инструкциям по выполнению производственной работы, включающую в себя охрану труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Работы, проводимые по ограничению водопритоков в скважине, выполняются непосредственно на месторождении, которые находятся вдали от населенных пунктов, что говорит о работе вахтовым методом. Это означает сотрудник находится вдали от места постоянного проживания, без возможности ежедневного возвращения. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 34 ТК РФ [31].

В данном трудовом кодексе прописаны ограничения на работы вахтовым методом, к ним относятся:

- работники в возрасте до восемнадцати лет
- беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет
- лица имеющие противопоказания, сопровождающиеся медицинским заключением

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключении продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте который утверждается работодателем.

Так же для лиц, работающих вахтовым методом предусмотрены гарантии и компенсации. Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы в федеральных государственных органах, федеральных государственных

учреждениях устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации. А также предоставляются льготы и компенсации за причиненный здоровью ущерб: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Бригада ТКРС работает в составе по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [32]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз, трудящихся и их мобильность. Так же должен учитываться ГОСТ 12.2.033-78 [33] «Рабочее место при выполнении работ стоя». Настоящий стандарт устанавливает общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении работ в положении стоя при проектировании нового и модернизации действующего оборудования и производственных процессов.

5.2 Производственная безопасность

Бригада ТКРС, выполняющая работу по ограничению водоприводов в скважину, подвергается неблагоприятным производственным факторам по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [34] подразделяют на вредные и опасные. (таблица 19).

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [35]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [36]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [37]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [38]
5. Химические реагенты;		+	+	ГОСТ 12.1.007-76, Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [39]
6. Механические опасности	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [40]
7. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [41]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Так как работы по ограничению водопритоков введутся в самой скважине, находящиеся на месторождении, то есть на открытом воздухе нужно учитывать климатические условия для безопасных условий труда.

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) или тепловая нагрузка среды (°C). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, соответствующей времени года. При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [35]

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, каска, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 20).

Таблица 20 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °C
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Превышение уровня шума

Шум – это совокупность звуков различной частоты и интенсивности возникающие в результате колебательного движения частиц в упругих средах. Шум отрицательно воздействует на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую систему. Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [36].

Для снижения шума применяют:

- Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
- (своевременное смазывание движущихся частей);
- Звукопоглощение и звукоизоляция;
- Установка глушителей шума;
- Рациональное размещение оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [37].

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием. Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

На месторождениях, особенно при работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [38] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Химические реагенты

При ограничении водопритоков в скважине используют селективные методы с применением полиакриламида (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами

при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реagenтами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76[39], при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника.

Механические опасности.

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
2. плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
3. проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.003-91 [40] данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

Высокое давление.

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа.

Любые сосуды на кустовой площадке работающие под давлением являются потенциально опасными. Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью

Нарушение герметичности сосудов может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.3 Экологическая безопасность

Водоизоляционные работы (ВИР) сопровождаются техногенным воздействием на окружающую среду. С целью предотвращения негативных последствий на объекты природной среды необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды согласно ГОСТ Р 59133-2020 «Охрана окружающей среды» [41]

Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Атмосферный воздух является жизненно важным компонентом окружающей среды, неотъемлемой частью среды обитания человека, растений и животных, что говорит об необходимости охраны атмосферного воздуха на реализацию конституционных прав граждан на благоприятную окружающую среду и достоверную информацию о ее состоянии согласно ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями на 08.12.2020) [42]

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы

сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Мероприятия по охране гидросферы.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие [43]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

При возникновении аварийной ситуации согласно ГОСТ 17.1.3.06-82. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод», в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [44].

Мероприятия по охране литосферы.

Отрицательное воздействие на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые на месторождении. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении оборудования скважины.

В процессе закачки растворов для ограничения водопритоков происходит цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать раствор, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву. Также при повреждении или коррозировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;
- контроль за герметичностью оборудования

Для предотвращения возникновения загрязнений также необходимо проводить, согласно ГОСТ 17.4.3.04-85* «Охрана природы. ПОЧВЫ», инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы. [45]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время эксплуатации и разработки месторождения могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС), как природного, так и техногенного характера.

Наибольшую опасность для работников представляют собой возникновение пожаров. Смешанные горючие вещества взрываются или

возгораются при определенной их концентрации в воздухе. За счет этого разрушаются или повреждаются здания и сооружения, технологические установки, емкости и трубопроводы. На открытой местности взрыв газовоздушной смеси сопровождается ударной волной.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов, согласно ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара. [46]

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе рассмотрены и проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье человека, а именно на месторождении при выполнении водоизоляционных работ. Следование техническим документам и соблюдения всех мер безопасности снизит риск возникновения ЧС и сократит вредное воздействие на работников предприятия.

Ограничение водопритока в скважину сопровождается загрязнением окружающей среды, следовательно, необходимо уделять должное внимание экологической безопасности.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже

одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Так же работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создается комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрели технологии ограничения водопритоков, геологические и технологические причины их образования. Приведенные примеры демонстрируют, что комплексный подход к ограничению водопритоков, решает несколько задач одновременно, такие как глушение скважины, сокращением периода выхода на режим. К том же ликвидировать негативный результат вследствие некачественного ремонта, таких как ЗКЦ, прорыв газа, утечка тампонажного состава в пласт, повторный цементаж, т.д. Экономия времени и средств гарантировано качественном выполненных ремонтных работ. Технологии, представленные в работе, решают основные существующие проблемы, с учетом особенностей месторождений, адаптируют технологии под условия заказчика, а также предусматривают, что в процессе выполнения работ подбирается метод непосредственно к условиям скважины.

Выбор подходящих условий для реализации ВИР обоснован с учетом неравномерности разработки запасов, неоднородности геологического строения, водопоглощения-изоляционных составов на наиболее обводненных временных интервалах (независимо от степени селективности) и обводнения скважин за счет закачки воды.

Также были рассчитана дополнительная выручка, полученная компаниями за счет применения технологии ограничения водопритоков.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Щуров, В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983 г. – 510 с.
2. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с
3. Гиляев Г.Г, Исследование и разработка комплекса технологий изоляции водопритоков при строительстве и эксплуатации скважин – Тюмень, 1999 г. – 150 с
4. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М. : Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004. – 608 с.
5. Дерендяев Р.А, Новиков В.А., Формирование методического подхода по выбору технологий для водоизоляционных работ – Пермь, 2020 г., с 116-122 с.
6. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины [Текст]: учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – М. : Недра, 2010. – 198 с
7. Леонтьев Д.С., Разработка и исследование технологий ограничения и ликвидации водопритоков в нефтяных скважинах – Тюмень 2020 г., – 155 с.
8. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-february/1117271/>
9. Новоселов С.В., Информационно-программная поддержка управления процессом конусообразования в несовершенных скважинах – Тюмень 2008 г. – 195 с.
10. Сборник научных трудов ТАТНИПИНЕФТЬ, Габдрахманова Р.И, Хамидуллина А.Н, Кузнецова А.А., Александров С.А., Анализ причин преждевременного обводнения карбонатных коллекторов Курманаевского месторождения – Москва, 2019 г. – 40-44 с.
11. Киркинская В.Н., Смехов Е.М., Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа – Л.: Недра, 1981 г. – 255 с.

12. Телков А.П. Образование конусов подошвенной воды при добыче нефти и газа // А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. – М.:Недра, 1965. – 183 с.
13. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Том 4, Тюменский индустриальный университет – 2014 г., 496 с.
14. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1983. – 236 с.
15. Шпан В.Я., Вафин Б.И, Сагитов Д.К., Литвин В.В., Сарваров А.Р., Анализ характера преждевременного обводнения продукции скважин, эксплуатирующих карбонатные коллектора – Нефтепромысловое дело –2008 г. – 21-25 с.
16. Бата Лейла Кифах, Методика определения коэффициента нефтенасыщенности гидрофобных коллекторов и диагностические критерии их выделения на нефтяных месторождениях Тимано-печорской нефтегазоносной провинции – «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» – Москва 2021 г. – 116 с.
17. Treiber L.E., Archer D.L., Owens W.W. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs // SPEJ. –1972. –№2.
18. Билл Бейли, Майк Крабрти, Джеб Тайри, Фикри Кучук, Кристиан Романо, Лео Рудхарт, Джон Элфик, Диагностика и ограничение водопритоков – «Ойлфилд Ревью» 2000 г. – 44-67 с.
19. Лушпеев В.А, Лушгеева О.А., Тюкавкина О.В., Стреляев В.И., Методика определения причин обводнения скважин – Научно-технических журнал «Георесурсы», 2013 г. – 44 – 47 с.
20. Ефимов Н.Н., Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР –Инженерная практика №07/2011 г.
21. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water // Cement-Klak-Gips. – 1970. – № 2.
22. Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритоков / М.А. Силин, М.И. Рудь, Л.Ф. Давлетшина, В.Б. Губанов, В.Р. Магадов, Л.А. Федорова, Ф.Х. Кыонг // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 11–13.

23. РД 153-39-023-97 «Правила проведения ремонтных работ в скважине»

24. Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И., Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ – ОАО «НК Роснефть», № 4, 2009 г. – 22-26 с.

25. Методические указания компании ОАО «НК «Роснефть», Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ – Москва 2013 г – 96 с.

26. Апасов, Т.К. Анализ и перспективы применения ультразвукового воздействия на пласт на месторождениях Западной Сибири / Т.К. Апасов, В.О. Абрамов, М.С. Муллакаев, Ю.А. Салтыков, Г.Т. Апасов, В.М. Баязитов. Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности. Сборник докладов. – Тюмень: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2012. – 584 с.

27. Апасов, Т.К. Анализ волновой технологии в скважинах после ГРП на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов, М.Л. Макурин, Г.Т. Апасов, Р.Т. Апасов. IV ежегодный международный сборник научных трудов. Новые технологии для ТЭК Западной Сибири, – 2010. – 353 с.

28. Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.

29. Кадаров Р.Р., Методы ограничения водопротока при строительстве и эксплуатации скважин – Бугульма 2009 г. – 329 с.

30. Отчет о научно-исследовательской работе «ТюменНИИгипрогаз», Технологический проект разработки Ямсовейского нефтегазоконденсатного месторождения, часть 2 – Тюмень 2013 г. – 361 с.

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 05.04.2021) – Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

32. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
33. ГОСТ 12.2.033-78. Рабочее место при выполнении работ стоя
34. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
35. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
36. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
37. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
39. ГОСТ 12.1.007-76, Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ Р 59133-2020 «Охрана окружающей среды»
42. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями на 08.12.2020)
43. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. - М.: Недра, 1975.-213 с.
44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
45. ГОСТ 17.4.3.04-85* «Охрана природы. ПОЧВЫ»
46. ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Приложение 1

Таблица 2 – Обзор предлагаемых методик по подбору скважин-кандидатов на проведение ремонтно-изоляционных работ

Методика подбора скважин-кандидатов	Методика проведения РИР	Преимущества	Недостатки
<p>Экспресс-метод выбора скважин для проведения РИР (номограмма выбора скважин на проведение ГТМ)</p>	<p>Методика основана на выделении наиболее значимых параметров, характеризующих состояние их разработки и выработки запасов нефти, в сопоставлении с состоянием разработки всей площади или месторождения в целом</p>	<p>1. Позволяет определить мероприятия как на добывающем, так и на нагнетательном фонде 2. Позволяет уточнить необходимый комплекс мероприятий и технологий по интенсификации добычи и ограничению водопритоков</p>	<p>1. Не учитывает взаимоположение скважин 2. Применима для ячеек нагнетательных скважин с реагирующими добывающими 3. Является дополнением к основной методике, основанной на причине невязок</p>
<p>Закономерность распределения успешности РИР от функции ожидания «запасы-обводненность» (трендовый анализ)</p>	<p>Методика основана на статистической обработке успешности проведенных РИР с привязкой к функции ожидания для исключения наиболее рискованных вариантов событий</p>	<p>1. Практичность (простота) в использовании 2. Выявление границ успешности проведения РИР 3. Исключение рискованных вариантов событий уже на стадии планирования</p>	<p>1. Необходима статистическая наработка по ранее выполненным работам 2. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов 3. Не определены вероятности нахождения значений переменных параметров в возможных диапазонах функции ожидания</p>

Продолжение таблицы 2

Методика подбора скважин-кандидатов	Методика проведения РИР	Преимущества	Недостатки
Экспресс-анализ состояния фонда нефтяных скважин	Сущность метода экспресс-анализа состояния фонда добывающих нефтяных скважин заключается в количественно-качественной оценке показателей ее эксплуатации в динамике	1. Детальный подход к решению задачи	1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа
Метод диагностики водопротоков графическим методом	Основан на корреляционном анализе динамик обводненности, добычи воды и жидкости добывающих скважин, а также объема закачки по нагнетательным. Дополняет метод анализа динамик ВНФ	1. Позволяет выявить основной источник обводнения скважины или участка без проведения специальных исследований	1. Метод достаточен для выбора скважин под РИР, но недостаточно для дизайна изоляционных работ
Расчет функции целесообразности проведения РИР	Методика основана на выделении группы скважин, перспективных для проведения водоизоляционных работ (расчет функции целесообразности) и ранжирование выделенного списка скважин по ожидаемой экономической эффективности мероприятий	1. Позволяет работать с большим массивом скважин 2. Предполагает ранжирование выделенного списка скважин по ожидаемой экономической эффективности	1. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов

Продолжение таблицы 2

Методика подбора скважин-кандидатов	Методика проведения РИР	Преимущества	Недостатки
Функция ожидания «продуктивность – обводненность»	Является усовершенствованием предыдущей методики, выбор скважин производится с расчетом уточненной функции целесообразности, учитывающей как уровень избыточности водопритока, так и потенциал скважин по продуктивности	1. Позволяет работать с большим массивом скважин при создании гидродинамической модели	1. Сложность в оценке фазовых проницаемостей проницаемости 2. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов
Серия уточненных критериев выбора скважин для проведения различных водоизоляционных работ	С использование вычислительных исследований в трехмерной среде симулятора уточнены с позиции эффективности разработки критерии выбора скважин для проведения селективной изоляции водопритоков, ВПП и ликвидации заколонных перетоков	1. Серия уточненных критериев учитывает выявленные в ходе исследований особенности обводнения скважин залежей различного типа	1. Пока не разработан алгоритм быстрого комплексного компьютерного использования выявленных критериев
Экспресс-метод диагностики скважин для определения основных причин обводнения	Методика основана на комплексном использовании «априорной информации», методов нечетких множеств и графических методов исследований	1. Позволяет оценить источник обводнения скважин (ЗКЦ, поступление пластовых или закачиваемых вод)	1. Методика основана на теории нечетких множеств 2. Выбор функции принадлежности основан на использовании экспертных заключений, либо статистики

Продолжение таблицы 2

Методика подбора скважин-кандидатов	Методика проведения РИР	Преимущества	Недостатки
Скважинная диагностика водопритоков	<p>Достоверные данные по истории добычи обычно содержат достаточно полезной информации для диагностирования проблем обводнения. Метод предполагает использование аналитических подходов к определению причин обводнения и источников избыточного обводнения: изменение ВНФ, динамика добычи и данные каротажа</p>	<p>1. Интерпретация диагностики развития обводнения основывается на численном моделировании и опыте эксплуатации месторождения 2. Используется «узловой» анализ (NODALанализ) при графической диагностике обводнения 3. Разработан программный пакет WATERCASE, помогающий при анализе причин обводнения с выдачей списка возможных проблем в порядке уменьшения их вероятности 4. Контроль обводнения в масштабе месторождения</p>	<p>1. Дороговизна (лицензионный пакет программ)</p>
Подбор скважин кандидатов по причинам невязок	<p>Обоснование РИР по причинам несоответствия, т.е. причинам обводнения</p>	<p>1. Детальный подход к решению задачи</p>	<p>1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа</p>
	<p>Методика основана на алгоритме решения задачи «Определения потребности в РИР в фонде нефтяных и нагнетательных скважин»</p>	<p>1. Детальный подход к решению задачи 2. Пошаговый анализ оценки источника обводнения заложен в алгоритм решения неявной задачи</p>	<p>1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа</p>