

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

УДК 622.276.7

На правах рукописи



ЗИЯТДИНОВ РАДИК ЗЯУЗЯТОВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА СКВАЖИН
ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор
Валовский В.М.

Альметьевск – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕМОНТАХ СКВАЖИН	14
1.1. Анализ причин и условий возникновения газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин	14
1.2. Существующее противовыбросовое оборудование и схемы обвязки устья для предотвращения газонефтеводопроявлений при ремонте скважин	22
1.3. Классификация скважин по степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений и необходимости герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ в зависимости от режима разработки залежи	29
1.4. Обоснование направлений и способов уменьшения опасности газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений	31
1.5. Выводы по главе 1.....	34
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ УМЕНЬШЕНИЯ ОПАСНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ	35
2.1. Разработка и исследование метода оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта.	35
2.2. Разработка метода глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами.	42
2.3. Разработка метода оперативного определения прочностных свойств горных пород.....	53
2.4. Разработка и исследование метода повышения устойчивости к перепаду давления водоизоляционных экранов.....	59
2.5. Выводы по главе 2.....	64
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ, ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИН В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ	66
3.1. Разработка технологии ремонтно-изоляционных работ в скважинах в условиях поглощений глинисто-силикатным раствором.	66
3.2. Разработка технологии и технических средств герметизации устья при ремонтах скважин на месторождениях сверхвязкой нефти.	70

3.3. Разработка технологии и технических средств герметизации устья скважин с двухлифтовыми компоновками одновременно-раздельной эксплуатации.	78
3.4. Разработка метода ускоренной герметизации устья скважины путём усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин.	89
3.5. Выводы по главе 3.....	101
ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА	103
4.1. Расчет экономического эффекта от внедрения технологии и технических средств герметизации устья скважин.....	103
4.2. Расчет экономического эффекта от внедрения метода ускоренной герметизации устья скважины	104
4.3. Выводы по главе 4.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	110
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	112
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	129
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное). Акт внедрения изобретения РФ № 2724695...	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное). Акт внедрения изобретения РФ № 2760446....	136

ВВЕДЕНИЕ

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется вовлечением в работу ранее не вскрытых пластов и пропластков, разработкой объектов с несколькими пластами одной скважиной, применением одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), развитой системой поддержания пластового давления (ППД), наличием скважин с техногенным аномально высоким пластовым давлением (АВПД), широким применением обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта для стимуляции скважин и изоляции водопритокров, техногенными изменениями свойств прискважинной зоны пласта по геологическим причинам (переход и приобщение пласта) и техническому состоянию эксплуатационных колонн скважин, увеличением количества ремонтов скважин. Возрастает необходимость выполнения гидродинамических и геофизических исследований скважин для установления фактических параметров перед ремонтом скважин.

Также на поздней стадии разработки вовлекаются в работу трудноизвлекаемые запасы, в частности залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти (СВН). Неглубоко залегающие залежи СВН разрабатываются скважинами с наклонным устьем и горизонтальным окончанием большой протяжённости, оборудованных фильтрами и с использованием тепловых методов воздействия на пласт (закачка пара, внутрипластовое горение), что может привести к опасности возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Актуальной является проблема поиска эффективных технологий по глушению скважин с несколькими вскрытыми пластами с целью создания достаточного противодействия на продуктивные пласты, при котором исключается поступление флюида из коллектора. В частности, в ПАО «Татнефть» пробурены и эксплуатируются сотни горизонтальных скважин с наклонным устьем для добычи СВН. На устье ремонтируемой скважины СВН с наклонным устьем необходимо устанавливать противовыбросовое оборудование (ПВО) с целью герметизации скважины в процессе проведения спускоподъёмных операций (СПО) с колонной труб на случай возникновения ГНВП.

Установка существующего ПВО на устье наклонной скважины СВН из-за его большого веса и высоты является продолжительной и трудоёмкой операцией. Кроме, того из-за различных типоразмеров опорных фланцев устьевых арматур в составе ПВО дополнительно приходится устанавливать переходные катушки, что в условиях ограниченной высоты рабочей площадки становится невозможным.

Добывающие и нагнетательные скважины с несколькими вскрытыми пластами эксплуатируются в том числе двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования для раздельной эксплуатации. Устья таких скважин при проведении ремонтных работ должны быть оборудованы ПВО для герметизации на случай возникновения ГНВП в процессе проведения СПО с длинной (ДК) и короткой (КК) колоннами труб. Однако в настоящее время в процессе выполнения ремонта скважин, оборудованных двухлифтовой компоновкой для одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно раздельной закачки (ОРЗ), данное требование не выполнимо, так как существующее ПВО разработано для однолифтовых компоновок, не совместимых с двухрядными устьевыми арматурами, которые имеют различные конструкции. Отсутствие технологий герметизации устья при последовательных СПО ДК и КК труб двухлифтовых компоновок создает риски возникновения ГНВП на устье при ремонте скважин первой категории.

Таким образом, задача разработки технологий ремонта скважин для предотвращения ГНВП на поздней стадии разработки нефтяных месторождений за счёт проведения исследований, создания эффективных методов, разработки технологий и технических средств является актуальной.

Степень разработанности темы

Изучением вопросов и проблем возникновения ГНВП, поиском способов снижения риска их возникновения при ремонте скважин занимались многие ведущие ученые как у нас в стране, так и за рубежом. Среди них Х.А. Асфандияров, А.Д. Амиров, А.А. Ахметов, Ю.М. Басарыгин, Ю.Е. Батурин, А.И. Булатов, О.А. Блохин, В.И. Вяхирев, А.П. Гасанов, Г.М. Гульянц, А.В. Григорьев, Ю.В. Зайцев, Г.П. Зозуля, В.И. Игревский, А.Г. Калинин, К.А. Карапетов, И.И.

Клещенко, Ю.П. Коротаев, Ю.С. Кузнецов, А.К. Куксов, А.В. Кустышев, Ю.Е. Ленкевич, Ю.Д. Логанов, В.Д. Малеванский, К.И. Мангушев, Р.И. Медведский, Д.В. Мордашов, М.А. Мыслюк, А.Ф. Озоренко, А.С. Повзик, В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, В.И. Рябченко, Н.А. Сидоров, В.В. Соболевский, В.М. Симонов, Р.М. Тагиев, Р.А. Тенн, В.Д. Шевцов, Л.У. Чабает В.Г. Ясов, A.S. Visram, G0ins, EP. Daneberger, P. Holand, V.M.P. Hughes, A. Podio, P. Skaple, P. Sheff11d, W.W. Wylie и многие другие.

Появляющиеся проблемы в виде опасности ГНВП на поздних стадиях разработки месторождений в осложнённых геолого-технических условиях, глушения скважин с несколькими вскрытыми продуктивными пластами, а также связанные с введением в эксплуатацию скважин с наклонным устьем и устьем для размещения двухлифтовой колонны труб, требующих герметизации при ремонте скважин, остаются нерешёнными.

Цель диссертационной работы – уменьшение опасности ГНВП при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

Основные задачи исследований:

1. Разработка и исследование метода оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта (ПЗП).
2. Разработка метода глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами.
3. Разработка метода оперативного определения прочностных свойств горных пород с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанных с созданием избыточного давления на горные породы.
4. Разработка и исследование метода повышения устойчивости к перепаду давления водоизоляционных экранов.
5. Разработка технологии и технических средств герметизации устья при ремонтах скважин на месторождениях СВН.
6. Разработка технологии и технических средств герметизации устья скважин с двухлифтовыми компоновками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

7. Разработка метода ускоренной герметизации устья скважины путем усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются добывающие и нагнетательные скважины со вскрытыми продуктивными пластами, представляющими собой потенциальный источник возникновения ГНВП. Предмет исследования – причины и условия возникновения ГНВП, а также пути снижения негативного влияния ГНВП посредством исследований и разработки методик, технологий и технических средств при ремонте скважин.

Научная новизна работы:

1. Установлено, что введение в состав водоизолирующего материала твердых частиц увеличивает предельное удельное давление прорыва воды через водоизоляционный экран, создаваемое в трещиноватых коллекторах при закачке этого состава, в частности, экспериментально показано, что при использовании в качестве твердых частиц проппанта фракции 20/40 меш с концентрацией 200 кг/м³ в составе кремнийорганического соединения достигается увеличение предельного удельного давления прорыва воды в 1,5 раза, а в сравнении с составом на основе полиакриламида – в 4,5 раза.

2. Обоснована эффективность метода глушения добывающей скважины с несколькими вскрытыми продуктивными пластами, включающего спуск в скважину эксплуатационной подвески выше продуктивных пластов, глушение скважины в два цикла жидкостью глушения плотностью, рассчитанной по пласту с наибольшим пластовым давлением, причём при коэффициенте приемистости до 0,5 глушение скважины производят без закачки блокирующего состава, а при коэффициенте приемистости выше 0,5 предварительно закачивается блокирующий состав в поглощающий пласт.

3. Установлено, что закачка в скважину глинистого бурового раствора и высокомолекулярного жидкого стекла в соотношении по объёму 1:1 позволяет изолировать зоны поглощений скважин в терригенных и карбонатных коллекторах, в частности для изоляции зон поглощений в скважинах с удельной приемистостью

от 3,0 до 7,0 м³/(ч·МПа) и температуре в интервале проведения ремонтно-изоляционных работ в пределах 5-45°С необходимо использовать жидкое стекло, имеющее силикатный модуль 5,0.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Предложена методика оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нагнетательных скважин с использованием графика Холла применительно к технологическим операциям в скважине. Экспериментально установлено, что с увеличением коэффициента приемистости пласта уменьшается угол наклона кривой, и наоборот, со снижением коэффициента приемистости пласта увеличивается угол наклона кривой (патент РФ на изобретение №2459074).

2. Разработана на уровне изобретения технология глушения скважин с несколькими продуктивными пластами, включённая в инструкцию «Глушение и промывка скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивных пластов ЕРБ 2515-2023 ПАО «Татнефть» (патент РФ на изобретение № 2754552 (варианты)).

3. Разработана технология ремонтно-изоляционных работ в скважинах глинисто-силикатным раствором (патент РФ на изобретение 2504641) обеспечивающая успешность работ в условиях интенсивных поглощений традиционных составов.

4. Предложен (патент РФ на изобретение № 2496970) и экспериментально обоснован способ увеличения предельное удельное давление прорыва воды через водоизоляционный экран, создаваемый в трещиноватых коллекторах, путем введения в состав водоизолирующего материала твердых частиц.

5. Предложен графоаналитический метод оперативного определения прочностных свойств горных пород с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанных с созданием избыточного давления на горные породы.

6. Разработан на уровне изобретения плащечный превентор для герметизации наклонного устья скважины (патент РФ на изобретение № 2724703). Технология работ с применением плащечного превентора для скважин с наклонным устьем

включена в инструкцию «По проведению работ с применением превентора плашечного на наклонном устье скважины» СТО ТН 644 - 2020 ПАО «Татнефть» и внедрена в производство.

7. Разработан на уровне изобретения двухрядный превентор для скважины с двухрядной колонной труб (патент РФ на изобретение № 2808812). Технология работ с применением двухрядного превентора включена в инструкцию «По проведению работ с применением превентора для ремонта скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования» ЕРБ 2683-2024 ПАО «Татнефть» и внедрена в производство.

8. Разработано на уровне изобретения техническое решение для ускорения процесса герметизации устья для предотвращения ГНВП, на основе метода крепления устьевого фланцевого оборудования (патент РФ на изобретение № 2763154). Метод включен в инструкцию «Порядок проведения работ с применением креплений фланцев устьевых арматур ЕРБ 2236-2022 ПАО «Татнефть» и внедрен в производство.

9. Суммарный экономический эффект от внедрения технологий составил 19,5 млн. руб.

Методы решения обозначенных задач

1. Использование аналитического и экспериментального метода при помощи стандартных и самостоятельно разработанных методик (патентов РФ на изобретения).

2. Проведение стендовых испытаний узлов и деталей опытных образцов оборудования для оценки соответствия заложенным параметрам по программе и методике испытаний.

3. Проведение опытно-промысловых работ с опытными образцами оборудования на скважинах для оценки эффективности проведения ремонтных работ согласно программам и методикам испытаний экспериментальными исследованиями.

Положения, выносимые на защиту

Применение разработанных технологий и технических средств предотвращает ГНВП при ремонтах скважин:

– технология двухступенчатого глушения скважин с несколькими вскрытыми пластами позволяет заглушить скважину в сложных геолого-технических условиях;

- технология ремонтно-изоляционных работ в скважинах глинисто-силикатным раствором обеспечивает успешность работ в условиях интенсивных поглощений традиционных составов.

– технология и технические средства герметизации наклонного устья скважины СВН с применением усовершенствованного однорядного плашечного превентора с узлами крепления и центрирования обеспечивают универсальность превентора под все типоразмеры опорных арматур, повышают точность центрирования колонны труб относительно оси превентора, ускоряют процесс герметизации устья;

– технология и технические средства для последовательного подъёма из скважины ДК и КК труб с внутрискважинным оборудованием с последовательной установкой на устьевой арматуре двухрядного плашечного превентора обеспечивают герметизацию устья скважины при ремонте скважин с двухлифтовой компоновкой скважинного оборудования;

– метод ускоренной герметизации устьевого оборудования механизированных скважин способствует кратному сокращению времени на герметизацию устья скважины.

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов диссертационной работы подтверждена аналитическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного стендового и промыслового оборудования, прошедшего государственную поверку, высокой сходимостью расчетных величин с экспериментальными.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки), а именно пунктам:

5. «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений»;

7. «Исследования и обеспечение прочности и надежности промысловых объектов обустройства, нахождения оптимальных и/или рациональных конструктивных решений, включая выбор материалов, силовых схем, размеров и т.п.».

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы представлены на:

- XV международной научно-практической конференции «Новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и капитального ремонта скважин» (г. Суздаль, 2011 г.);

- всероссийской научно-практической конференции «Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли» в ООО «СамараНИПИнефть» (Самара, 2021 г.)

- международном форуме по энергоэффективности и экологии (г. Казань, 2021);

- VIII международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли (г. Альметьевск, 2023 г.);

- молодежной научно-практической конференции Института «ТатНИПИнефть» (Бугульма, 2023);

- научно-практической конференции «Современные вызовы и пути решения в нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2024).

Разработка «Превентор для герметизации устья наклонных скважин СВН при текущем и капитальном ремонте скважин» удостоена диплома 3-й степени XXI Международной специализированной выставки конкурса «Энергоэффективное оборудование и технологии в номинации «Энергоэффективная продукция».

Публикации

Основные научные результаты диссертации опубликованы в 29 работах, из них шесть в научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России и в 18 патентах РФ на изобретения.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 128 наименований. Работа изложена на 132 страницах, содержит 38 рисунков, 18 таблиц и два приложения.

Личный вклад

Автор участвовал в выборе направления исследования, в формулировке целей и задач, их решении, сборе информации, проведении расчётов, разработке, анализе материалов и результатов экспериментов, выработке методических подходов исследований, а также в организации внедрения технологии в промысловых условиях. В соавторстве с коллегами принимал участие в подготовке к публикации статей, патентов на изобретение, с докладами выступал на конференциях. Вклад автора является основным во всех разделах работы.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю, советнику дирекции по технике и технологии в разработке нефтяных месторождений, д.т.н., профессору В.М. Валовскому; за оказанную помощь при работе над диссертацией и квалифицированные научные консультации

начальнику отдела эксплуатации и ремонта скважин, д.т.н., профессору К.М. Гарифову, за помощь, оказанную при проведении стендовых и промысловых исследований сотрудникам отдела эксплуатации и ремонта скважин: И.Х. Махмутову, С.А. Мокееву и Р.И. Насрыеву; за практические советы менеджеру отдела типизации решений по геологии и разведке управления стандартизации и типизации ООО «Тюменский нефтяной научный центр», д.т.н. О.В. Салимову; сотрудникам Управления подземного ремонта скважин ПАО «Татнефть» Д.Н. Макарову и А.А. Хабирову за помощь в организации внедрения технологий на скважинах.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕМОНТАХ СКВАЖИН

1.1. Анализ причин и условий возникновения газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин

ГНВП – это непредвиденный выброс смеси газа, нефти и воды на поверхность, внутрь скважины или в заколонное пространство в процессе бурения, эксплуатации и ремонта скважины. Это может происходить из-за сбоя скважинного оборудования, высокого пластового давления, нарушения целостности ствола скважины.

Известно, что по степени опасности возникновения ГНВП [1] скважины подразделяются на три категории:

1-я категория:

- газовые скважины вне зависимости от величины пластового давления;
- нефтяные скважины с газовым фактором более 200 м^3 ;
- нефтяные скважины, где выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %;
- нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносности;
- нефтяные скважины, имеющие в разрезе близко расположенные между собой газовые и продуктивные нефтяные горизонты с мощностью разделяющей перемычки менее 3 м, а также находящиеся от внешнего контура на расстоянии 500 м и ближе.

2-я категория:

- нефтяные скважины, где пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор более 100 м^3 , но менее 200 м^3 ;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года и с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %.

3-я категория:

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического, а газовый фактор менее 100 м^3 ;
- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более чем на 10 %.

Самой опасной с точки зрения возникновения ГНВП является 1-я категория скважин [2], но при определённых условиях ГНВП может возникнуть и в скважинах 2-й и 3-й категорий.

ГНВП один из самых опасных и серьезных осложнений при ремонте скважин и по это сути является переносом пластовых жидкостей и/или газов из горных пород, слагающих разрез скважины, в скважинную жидкость.

Главное условие возникновения ГНВП – превышение пластового давления над забойным давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид. Происходит в результате недостаточного контроля за текущими значениями пластового давления в процессе разработки месторождения.

Причины возникновения ГНВП во многом определяют признаки их проявления. При наличии нарушений ствола скважины или неправильной технологии добычи потоки являются достаточно интенсивными, и ГНВП определить относительно несложно. Так, пузырьки газа, которые просачиваются на глубине вследствие ГНВП, находятся под высоким давлением и при поднятии на поверхность увеличиваются в объёме за счёт уменьшения давления и существенно снижают удельный вес рабочей жидкости.

Исследования влияния горно-геологических факторов на интенсивность возникновения нарушений в эксплуатационных колоннах ПАО «Татнефть» [3–10] показали, что в добывающих скважинах основной интервал нарушений приходится на глубины 1400–1600 м, где преобладают пластовые воды верхнедевонских отложений, содержащих большое количество хлоридов, которые вызывают быструю внутреннюю коррозию стали.

Распределение нарушений по глубине добывающей скважины имеет два или три характерных пика (рисунок 1.1). Максимумы обусловлены тем, что в добывающих обводнённых скважинах при дебите жидкости до 40 м³/сут до приёма скважинного насоса находится столб пластовой воды, через которую поднимаются капли нефти, и это вызывает внутреннюю коррозию. Однако почти в два раза в добывающих скважинах возросло число отказов на глубинах до 200 м. Участки локализации нарушений на малых глубинах требуют дальнейшего детального исследования причин их появления.

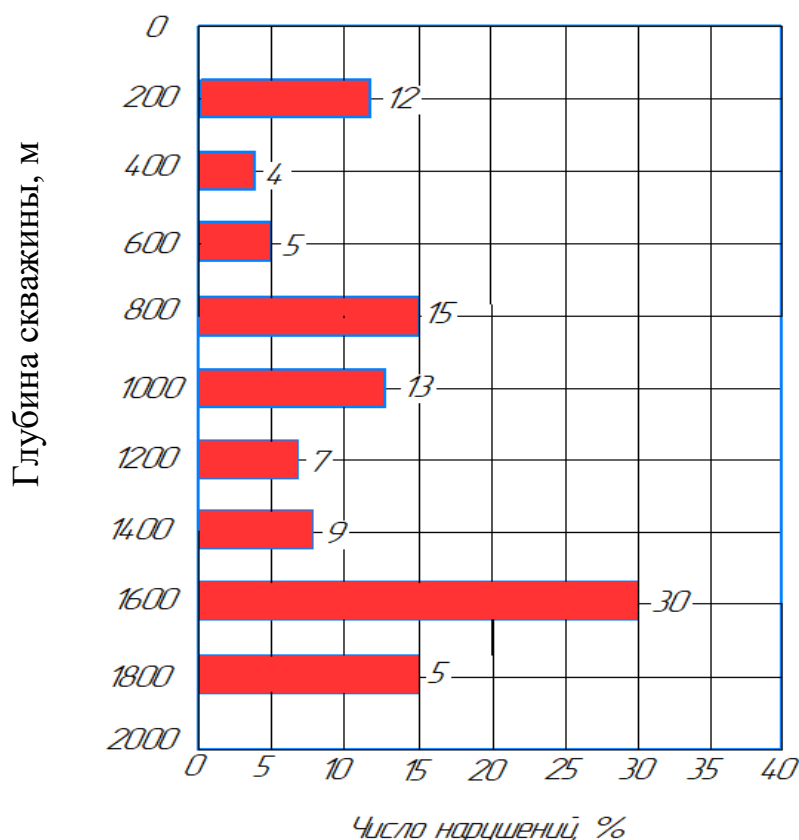


Рисунок 1.1 – Число нарушений эксплуатационных колонн в зависимости от глубины добывающих скважин в ПАО «Татнефть»

В нагнетательных скважинах в связи с установкой эксплуатационных пакеров интервалы концентрации нарушений эксплуатационных колонн существенно изменились и распределяются по стволу неравномерно, локализуясь на глубинах между местом установки эксплуатационного пакера и интервалами перфорации.

Характер распределения нарушений в нагнетательных скважинах показан на рисунке 1.2, не отличается от характера их распределения в добывающих скважинах.



Рисунок 1.2 – Число нарушений эксплуатационных колонн в зависимости от горизонта (яруса) в нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть»

Общим является то, что основное число нарушений приходится на терригенную толщу нижнего карбона и терригенный девон. Нарушения эксплуатационных колонн в интервалах карбонатных отложений встречается почти в 6 раз реже.

В силу высоких гидравлических сопротивлений в нарушениях эксплуатационных колонн газовая пачка будет подниматься в затрубном пространстве [11].

Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа [12]:

- способностью газа проникать через интервал перфорации в эксплуатационную колонну скважины и образовывать газовые пачки;
- способностью газовой пачки к всплытию в загерметизированной скважине, сохраняя первоначальное (пластовое) давление;
- способностью газовых пачек к всплытию в столбе жидкости с одновременным расширением и вытеснением ее из скважины.

В силу меньшей плотности газовой пачки по сравнению с плотностью скважинной жидкости (сила Архимеда больше силы тяжести) она постоянно всплывает в жидкости. Так как гидростатическое давление жидкости, находящейся выше газовой пачки, уменьшается, газ расширяется, что приводит к выбросу жидкости. Уменьшение объема жидкости приводит к снижению гидростатического давления на проявляющий пласт. Это, в свою очередь, вызывает более интенсивное поступление газа из пласта, усугубляя ГНВП.

При загерметизированном устье скважины газ попадает на устье без расширения, т.е. отсутствует возможность увеличения его объема в скважине, то пластовое давление «переносится» на устье скважины, что приводит к разрыву насосно-компрессорных труб (НКТ) и устьевого оборудования с образованием фонтана [11, 12]. Увеличенное при этом забойное давление приводит к гидроразрыву нижележащих пластов, вызывая поглощение жидкостей, снижение противодействия на пласты и приток новых флюидов. В связи с этим при закрытой скважине нельзя в течение длительного времени допускать всплытия газовой пачки к устью скважины без регулирования ее объема. Поэтому газу при его всплытии необходимо дать возможность расширяться. Расширение происходит за счет снижения гидростатического давления столба жидкости, находящегося выше газовой пачки [13–15].

После герметизации устья скважины надо дождаться момента статического неустойчивого равновесия (5–10 мин), который характеризуется выравниванием пластового и забойного давления. В этом случае приток газа в скважину прекращается, на устье скважины создается избыточное давление.

При резком снижении противодействия на пласт (слом обратного клапана, подъем колонны труб с «сифоном») в скважину начинает интенсивно поступать пластовый флюид, и ГНВП приобретают характер неуправляемых выбросов, чем наносят большой экономический и экологический ущерб окружающей природной среде, принимая иногда характер стихийных бедствий.

На разных расстояниях от фонтанирующей скважины могут возникнуть грифоны, появиться скопления газа в понижениях местности, что реально угрожает взрывами и пожарами.

Пластовое давление – это один из важнейших показателей. Коллекторы с техногенным АВПД при прочих равных условиях обладают повышенной фонтаноопасностью.

При определенных условиях ГНВП может произойти и из пластов с аномально низким пластовым давлением (АНПД), например, при падении статического уровня жидкости в скважине и низкой плотности пластового флюида, а также из-за техногенных изменений свойств прискважинной зоны пласта по геологическим причинам (переход и приобщение пласта) и техническому состоянию скважины.

Поэтому ГНВП требуют не только своевременного обнаружения, но и оперативного и правильного устранения с использованием наиболее эффективных технологий ремонта эксплуатационных колонн скважин [16–18].

Регулированием и предупреждением ГНВП приходится заниматься в процессе ремонта и эксплуатации скважин.

Далее рассмотрены условия возникновения ГНВП при проведении СПО с колонной труб в процессе ремонта скважины.

При ремонте скважин пластовый флюид может поступить в скважину, когда пластовое давление превышает сумму гидростатического давления столба промывочной жидкости ($P_{ст}$) и гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве ($P_{гск}$):

$$P_{пл} > P_{ст} + P_{гск}, \quad (1.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

$P_{ст}$ – гидростатическое давление столба промывочной жидкости, МПа;

$P_{гск}$ – величина гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве, МПа.

ГНВП может начаться сразу же после прекращения промывки, например, при наращивании колонны труб или СПО. Это значит, что пластовое давление во время промывки скважины уравнилось. Однако с прекращением циркуляции противодействие оказалось недостаточным. Условие возникновения ГНВП в данном случае имеет вид:

$$P_{пл} > P_{ст}. \quad (1.2)$$

Во время подъема колонны труб ГНВП возникают в результате снижения забойного давления, обусловленного колебаниями гидродинамического давления вследствие движения колонны труб $\Delta P_{гд}$, явлений фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части промывочной жидкости (ΔP), опорожнения скважины за счет недолива (Δh) ее промывочной жидкостью ($\Delta h_{рг}$). При этом условие возникновения ГНВП принимает вид:

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P_{гд} - \Delta P - \Delta h_{рг}, \quad (1.3)$$

где $\Delta P_{гд}$ – величина колебаний гидродинамического давления вследствие движения колонны труб, МПа;

ΔP – величина фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной части промывочной жидкости;

$\Delta h_{рг}$ – величина опорожнения скважины за счет недолива (Δh) ее промывочной жидкостью, МПа.

При спуске колонны труб ГНВП могут быть вызваны снижением гидростатического давления вследствие фильтрационно-контракционного и других эффектов в неподвижной части промывочной жидкости ниже конца колонны труб в скважине и отрицательной составляющей гидродинамического давления, возникающей во время торможения колонны труб ($\Delta P_{гд}$). Таким образом, имеем условие:

$$P_{пл} > P_{ст} - \Delta P - \Delta P_{гд}. \quad (1.4)$$

В случае длительного отсутствия циркуляции, в том числе и при полностью поднятой колонне труб, проявления обусловлены снижением гидростатического давления в неподвижной промывочной жидкости в результате упомянутых факторов:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{ст}} - \Delta P_{\text{гд}}. \quad (1.5)$$

Гидростатическое давление ($P_{\text{ст}}$) должно превышать пластовое ($P_{\text{пл}}$) в следующих размерах ($\Delta P_{\text{гд}}$):

- для скважин глубиной до 1200 м на 10 %, но не более 1,5 МПа;
- для скважин глубиной более 1200 м на 5 %, но не более 2,5–3,0 МПа.

Если известно пластовое давление, то плотность промывочной жидкости $\rho_{\text{пж}}$, на которой должен вскрываться горизонт, определяют как:

$$\rho_{\text{пж}} = (P_{\text{пл}} + \Delta P) / gH, \quad (1.6)$$

где ΔP – противодействие на устье скважины, создаваемое дроссельной задвижкой при глушении скважины, МПа.

Причины возникновения ГНВП при капитальном (КРС) или текущем ремонте скважин (ТРС):

- несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ, особенно если не была осуществлена промывка за время более 1,5 сут;
- неправильное планирование проведения работ, которое приводит к неверным действиям при создании давления технологической жидкости во время выполнения КРС (ТРС). В результате внешнее давление проникает через негерметичности колонны и возникает ГНВП;
- неверные действия при выполнении СПО, вследствие чего снижается уровень жидкости в колонне;
- поглощение жидкости внутри скважины;
- снижение плотности рабочей жидкости во время вынужденных простоев бригады из-за поступления через стенки колонны воды или газа;
- освоение пластов с высоким содержанием газа, растворенного в жидкости, и воды;
- долгий простой скважины без промывки (более 36 ч);

- возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины;
- глушение скважины перед началом работ неполным объемом или невыдержка рекомендуемого времени отстоя между циклами;
- нарушения технологии эксплуатации, освоения и ремонта скважин;
- наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа;
- установки различного вида жидкостных ванн с плотностью меньшей, чем плотность скважинной жидкости;
- использование жидкости меньшей плотности, чем предусмотрено в плане работ;
- уменьшение высоты столба промывочной жидкости в результате поглощений, недолива скважины при подъёме труб, перетоков, обусловленных разностью значений плотности и высоты столбов жидкостей в трубном и затрубном пространствах, и перепадом давления между двумя или несколькими вскрытыми пластами;
- явления фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в рабочих растворах, характеризующихся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами;
- недостаточная квалификация обслуживающего персонала при проведении ремонта скважин;
- изменения значений гидродинамического давления в процессе промывки, СПО и т.п.;
- высокое пластовое давление из-за значительного заглубления забоя.

1.2. Существующее противовыбросовое оборудование и схемы обвязки устья для предотвращения газонефтеводопроявлений при ремонте скважин

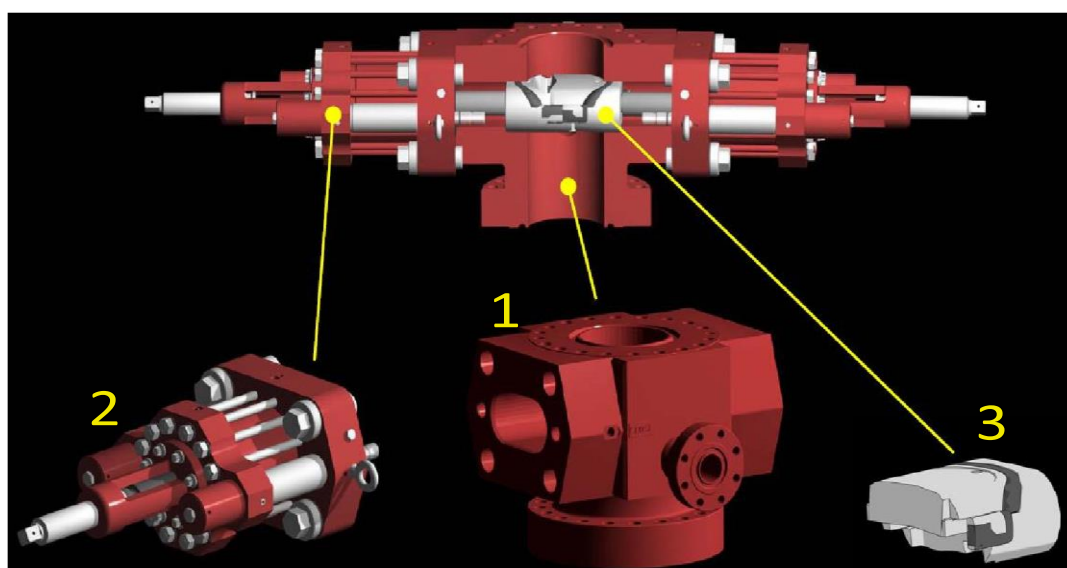
Известно, что для герметизации устья скважин в процессе их ремонта используется ПВО – комплекс специального оборудования для предотвращения выбросов. Основным элементом ПВО является превентор. Он предназначен для

предотвращения развития ГНВП в выброс и открытый фонтан [17–18] при ремонте скважин. Превентор используют для герметизации устья скважины при следующих технологических операциях:

- при спущенных в скважину колоннах труб и без них;
- вымыве флюида из скважины по принятой технологии;
- подвеске колонны труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
- контроле за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживании колонны труб для предотвращения ее прихвата;
- спуске и подъеме части или всей колонны труб при герметично закрытом устье.

Установка превенторов в настоящее время является обязательным условием в процессе ремонта скважин 1-й категории, поскольку предотвращает возникновение фонтана нефти, пожара и загрязнения окружающей среды.

При ремонте скважин применяют плашечные превенторы. Они называются так, потому что для герметизации устья скважины используют плашки (трубные, глухие и т.д.). Конструктивно плашечный превентор состоит из следующих основных частей, показанных на рисунке 1.3.



1 – корпус; 2 – блок крышки с устройством захвата и уплотнениями; 3 – блок плашки

Рисунок 1.3 – Основные элементы плашечного превентора

Корпус плашечного превентора является основной несущей частью, на которую и внутри которой располагаются все остальные детали превентора.

Плашечные превенторы могут быть с ручным приводом (ППР) и с прорезывающими плашками (ППС) в зависимости от вида плашек, как показано на рисунке 1.4. Их производственное исполнение возможно со сменными трубными плашками под колонны НКТ, а также исполнение глухих плашек для полного закрытия скважины при условии отсутствия в ней колонны.

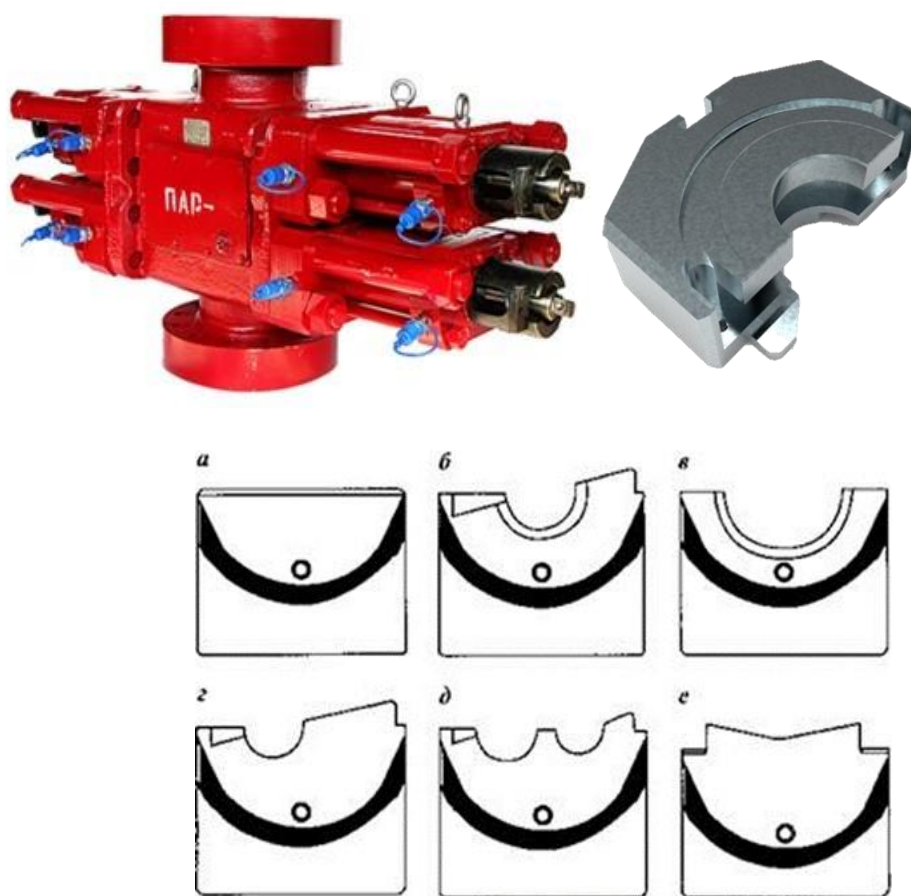


Рисунок 1.4 – Виды плашек плашечного превентора:
глухие (а) – для перекрытия открытой скважины без инструмента;
трубные (б, в, г, д) – под заданный диаметр труб; е – прорезывающие.

Если в скважине находятся трубы, то герметизация обеспечивается с использованием трубных плашек. При отсутствии труб в скважине герметизация осуществляется глухими плашками.

По виду герметизации плашечные превенторы выпускаются в двух вариантах:

- гидроуправляемые, которые позволяют дистанционно и быстро (за 5–10 сек) загерметизировать устье скважины;
- с ручным приводом фиксации плашек.

Превентор плашечный с ручным приводом отличается от гидравлического плашечного превентора тем, что шток приводится в действие с помощью штурвалов, а при необходимости с использованием кардана.

Плашечные превенторы имеют сквозное вертикальное отверстие в корпусе и боковую прорезь. Сменные плашки крепятся вместе с резиновыми уплотнительными элементами в корпусе и перемещаются поршнем. В таблице 1.1 приведены конструктивные особенности отечественных и импортных плашечных превенторов.

Таблица 1.1 – Конструктивные особенности плашечных превенторов [19–21]

Сибтехноцентр	Shaffer	Cameron	Hydril
Бесфланцевое исполнение (заслонка запорно-регулирующая). Корпус выполнен из легированной термоупрочненной стали. Корпус предусматривает камеру обогрева.	Внутренние соединения позволяют убрать внешние шланги и гидравлику, чтобы исключить потенциальное появление и влияние разливов на окружающую среду.	BroadShear – механизм, сдвигающий срезные плашки со смещением от центра. Данный механизм срезает как армирующее покрытие, так и буровой инструмент. Разработан с использованием улучшенной металлургии для исключительной прочности.	Длительный срок службы превенторов обуславливается применением высококачественных материалов и квалифицированной сборки. Заменяемые в полевых условиях гнездо уплотнения и шарнирно подвешенные крышки обеспечивают легкий доступ к плашкам, значительно сокращая время простоя в связи с ремонтом.

(Продолжение таблицы 1.1)

Уплотнители из композитных материалов обладают широким диапазоном рабочих температур – от -50 °С до +130 °С (при условии использования незамерзающих растворов).	Поршень со сбалансированным давлением исключает влияние скважинного давления при срезающем усилии.	DSI – двухрядные глухие плашки. Перерезает трос и кабель в оплетке с нулевым натяжением. Обеспечивает надежную герметизацию до 350 градусов по Фаренгейту. Снижает усилие сдвига примерно на 40 % по сравнению с обычными глухими плашками.	Гибкость применения обуславливается возможностью выбора автоматического или ручного запираания, глухих, многопозиционных, трубных и срезающих плашек, а также возможностью установки превентора на дроссельных линиях или линиях глушения скважин.
Ремонтопригодность и высокие эксплуатационные характеристики достигаются за счет использования высокопрочных сменных элементов (седел).	Низкие требования к крутящему моменту болтов крышки обеспечивают более быстрое и простое техническое обслуживание в полевых условиях.	Универсальные плашки под несколько диаметров труб – уплотнения для различных диаметров труб. Большой запас резиновой прокладки для долговечного уплотнения. Широкий диапазон диаметров бурильных труб.	Превентор защищен от повреждений при передвижении и установке, также как при работе в едких средах благодаря тому, что все гидравлические соединения находятся под крышками.
При необходимости возможен перевод гидравлического превентора на ручное управление. Возможно изготовление со специальными срезными глухими плашками (в этом случае агрегат комплектуется гидроусилителями).	Встроенные компенсационные клапаны обеспечивают надежное открытие плунжера. Задвижки ручного действия обеспечивают резервный механизм безопасности во время управления скважиной.	Трубные плашки – уплотнение труб фиксированного размера. Доступны для всех распространенных размеров труб. Выдерживает герметичность до 176 °С. Включает лучшие в отрасли эластомеры, протестированные на 45 % H ₂ S.	Гарантией надежности и безопасности применения всех плашечных противовыбросовых превенторов фирмы Hydril является соответствие оборудования стандарту Национальной ассоциации инженеров по коррозии (NACE).

Основным герметизирующим элементом в плашечных превенторах является плашка. Конструкции плашек дают возможность герметизации скважины:

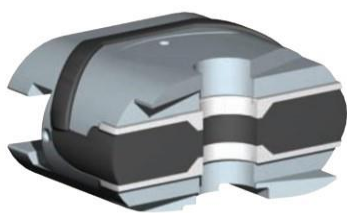
- со спущенными трубами с помощью трубных плашек и плашек с изменяемым переменным сечением;
- в отсутствии инструмента с помощью глухих плашек;

– со срезанием колонны труб.

Кроме того, конструкция плашки и элементов плашечного превентора должна обеспечить возможность подвешивания колонны труб. При этом необходимо помнить, что подвешивание колонны труб на плашки с изменяемым переменным сечением требует большей осторожности.

На рисунке 1.5 приведены типы и конструктивные особенности плашек плашечного превентора [22]:

- плашки изготовлены из высокопрочной легированной стали;
- малые габариты и масса плашек модели U обеспечивают удобство их замены;
- замена уплотнителей на плашке не требует использования инструмента;
- рабочие температуры уплотнителей из специальной полимерной композиции – от плюс 130 °С до минус 50 °С (при использовании незамерзающих буровых растворов);
- возможность изготовления уплотнителей плашек для работы в агрессивных средах с содержанием H_2Si CO_2 до 25 %, а также в концентрированных кислотах [23–28].



Трубная плашка



VBR



Плашки CDVS

Рисунок 1.5 – Типы плашек

Известны схемы обвязки ПВО, применяемые при ремонте скважин [29–33], изображенные на рисунках 1.6 и 1.7.

Первая схема обвязки ПВО (рисунок 1.6) обладает следующими особенностями: ручной привод, нет станции гидропривода, отсутствует

вспомогательный пульт, один превентор плашечного типа, одна крестовина, один блок дросселирования, одна линия глушения. Дроссели управляются операторами вручную. Карданы от ручного управления плашками превентора выводятся к штурвалам на пульте.

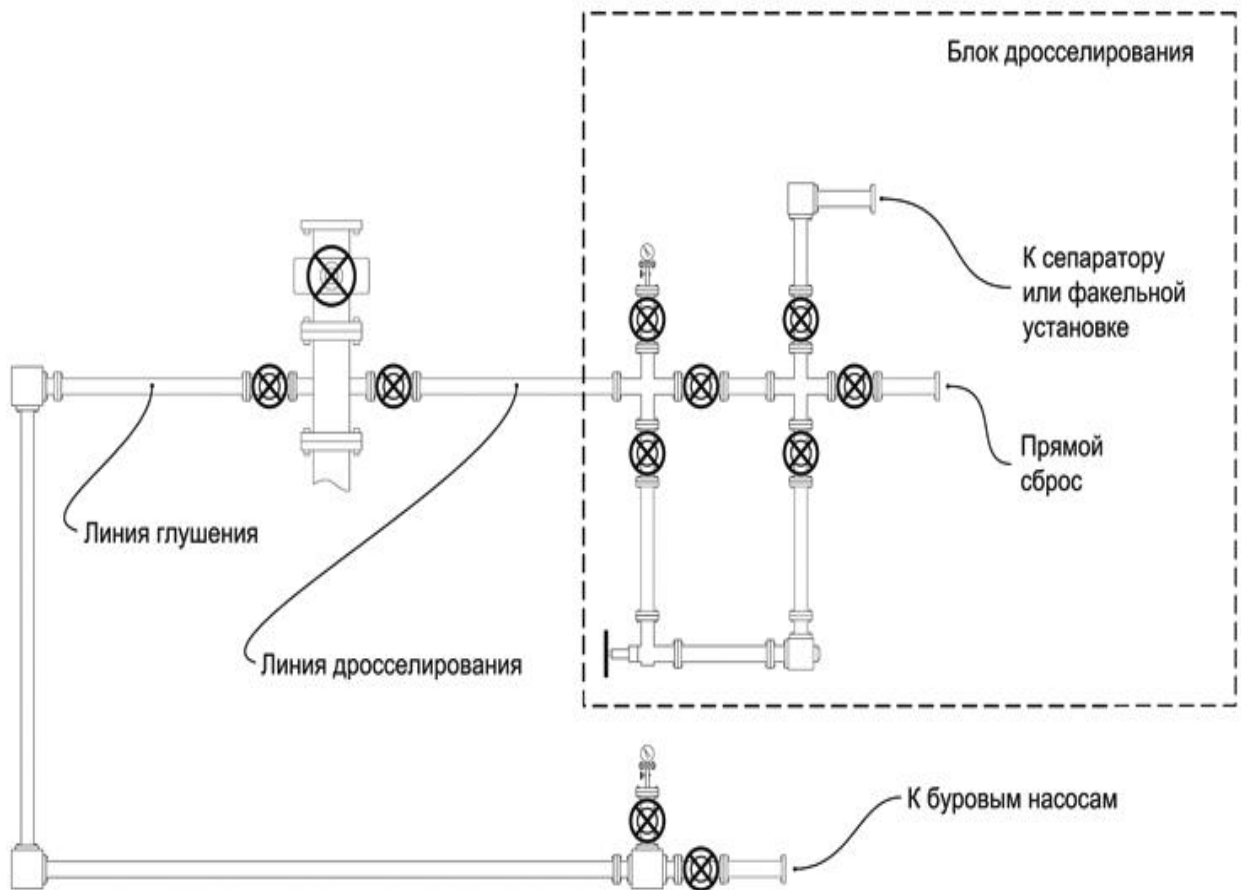


Рисунок 1.6 – Первая схема обвязки ПВО при ремонте скважин

Вторая схема обвязки ПВО (рисунок 1.7) отличается от предыдущего варианта добавлением еще одного плашечного превентора. Привод ручного типа использован на всех устройствах: запорной арматуре, дросселях, плашках превенторов.

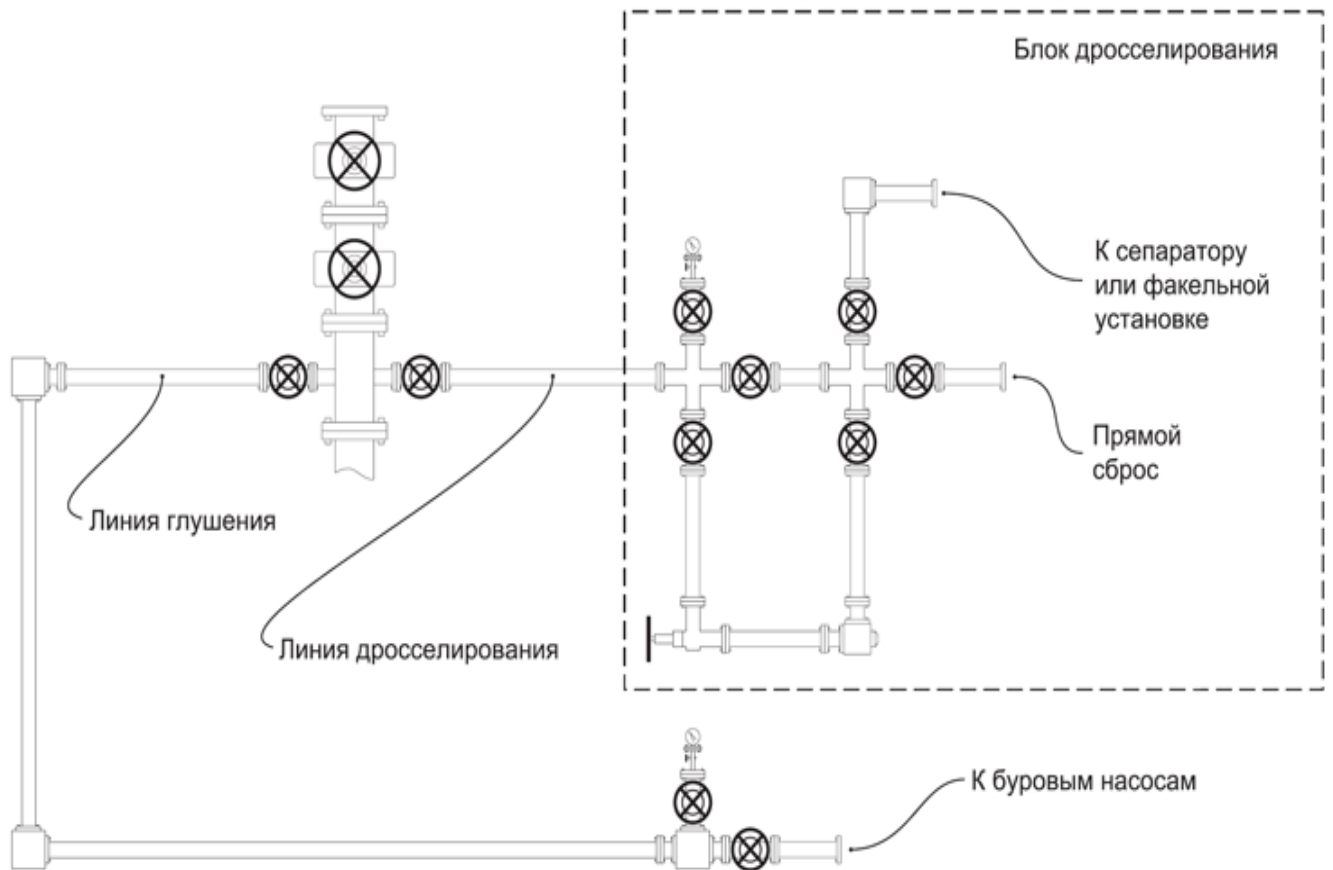


Рисунок 1.7 – Вторая схема обвязки ПВО при ремонте скважин

1.3. Классификация скважин по степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений и необходимости герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ в зависимости от режима разработки залежи

Известны пять режимов разработки залежи: жесткий водонапорный, упругий водонапорный, режим растворённого газа, гравитационный режим и газонапорный режим (газовой шапки). Тектонические сдвиги горных пород могут приводить к ГНВП. Тектоническая активность может вызвать нарушения и складки, перекрывающие зоны утечек флюидов. В результате могут возникнуть АВПД, что и является одной из причин ГНВП. Это обусловлено тем, что интенсивная трещиноватость коллекторов, вызванная тектоническими процессами, оказывает влияние на неоднородность фильтрации и анизотропию проницаемости, а также на показатели продуктивности скважин.

Тектонические трещины формируют сложную сеть каналов, по которым происходит перемещение нефти, газа и других флюидов, что приводит к неоднородному распределению проницаемости внутри пласта. Направление и ориентация трещин могут создавать пути для потока флюидов.

В результате это влияет на характер распределения давления и фильтрацию внутри залежи и может сказываться на эффективности разработки. Кроме того, на участках перегибов структурной поверхности формируются микротрещины, которые обеспечивают повышение фильтрационных свойств трещиноватых коллекторов.

Таким образом, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений имеются скважины с техногенным АВПД, что приводит упруго-замкнутому режиму работы залежи.

В таблице 1.2 представлена классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ. Степень опасности возникновения ГНВП оценивается от 1 до 5 баллов, где 1 – самая низкая степень опасности; 5 – самая высокая.

Таблица 1.2 – Классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ

п/п	Режим работы залежи	Степень опасности возникновения ГНВП	Герметизации устья при ремонте скважин
1	Упруго-замкнутый	5	да
2	Жесткий водонапорный	4	нет
3	Газонапорный	3	да
4	Упругий водонапорный	2	да
5	Режим растворённого газа	1	нет
6	Гравитационный	1	да

Рекомендуется проводить герметизацию устья скважины установкой ПВО согласно предложенной классификации скважин в зависимости от режима работы залежи и опасности возникновения ГНВП.

1.4. Обоснование направлений и способов уменьшения опасности газонефтеводопроявлений при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений

ГНВП на поздней стадии разработки нефтяных месторождений связаны с тем, что в этот период происходит снижение пластового давления и увеличивается поступление пластовой жидкости на забой скважины, которая накапливается в стволе скважины. Как следствие, наблюдается рост газового фактора и возрастают риски ГНВП. Кроме того, вероятность возникновения ГНВП увеличивается при:

- наличию в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворённого газа;
- высоком пластовом давлении из-за значительного заглубления забоя.

При появлении признаков ГНВП нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта, выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, устранить ГНВП, установив на устье скважины превентор и загерметизировав колонну труб с трубными плашками скважины силами бригады специалистов, которые прошли специальное обучение.

Для безопасного выполнения ремонтных работ закачка жидкости глушения (ЖГ) в скважину становится необходимым условием предотвращения ГНВП. Применение традиционных водных солевых растворов технологических жидкостей при глушении повышает риск возникновения осложнений. В качестве таких жидкостей применяют эмульсионные или полимерные системы, отличающиеся повышенной вязкостью и низкой фильтруемостью в ПЗП.

Известные превенторы для герметизации устья скважин в процессе проведения ремонтных работ разработаны для однолифтовых компоновок на вертикальные устья скважин и не совместимы с наклонными и двухрядными устьевыми арматурами, которыми оснащены добывающие и нагнетательные скважины, применяемые на поздней стадии разработки нефтяного месторождения.

Исходя из изложенного, предложены направления исследований и методы предотвращения ГНВП Перспективными направлениями исследований и создания разработок с целью уменьшения опасности и предотвращения ГНВП на поздней стадии разработки нефтяных месторождений являются (рисунок 1.8):

- метод оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны пласта;
- методы глушения скважин в осложнённых геолого-технических условиях, т.е. в скважинах с несколькими вскрытыми пластами;
- метод повышения стойкости водоизоляционного экрана в трещиноватых пластах;
- метод оперативного определения прочностных свойств пород.
- разработка технологии РИР в скважинах в условиях поглощений глинисто-силикатным раствором;
- разработка и совершенствование технологий и технических средств герметизации устьев наклонных скважин СВН и скважин с двухлифтовыми компоновками труб при проведении ремонта и эксплуатации скважины;
- разработка метода ускоренной герметизации устья скважины путем усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин.

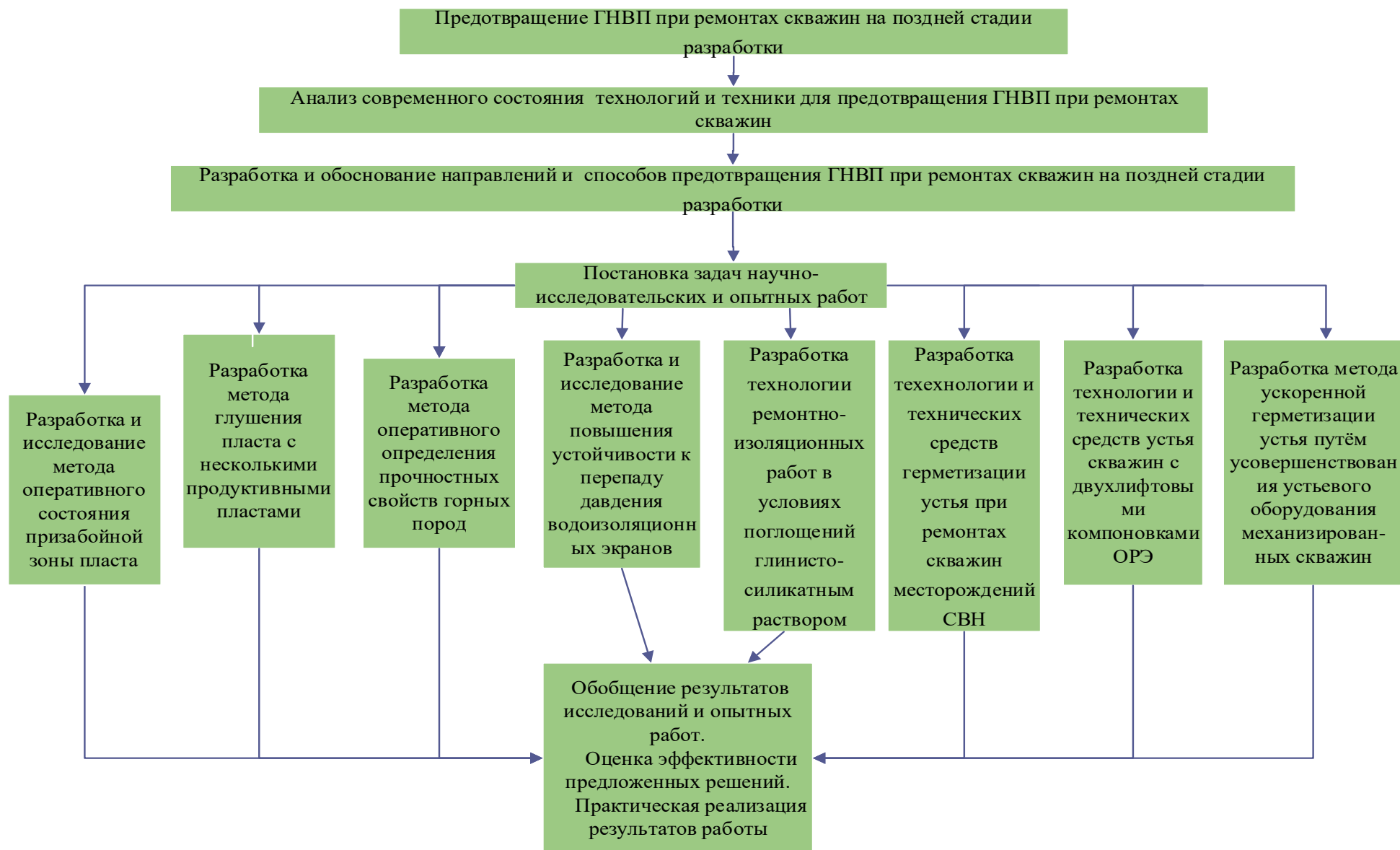


Рисунок 1.8 – Структурная схема проведения исследований

1.5. Выводы по главе 1

1. По результатам анализа нарушений герметичности эксплуатационных колонн выявлено, что в добывающих скважинах 30 %, а в нагнетательных скважинах 70,9 % нарушений приходится на терригенную толщу нижнего карбона и терригенный девон, являющиеся потенциальными источниками возникновения ГНВП.

2. Предложена классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ.

3. Предложено обоснование направлений и способов предотвращения ГНВП при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

4. Одной из главных причин возникновения ГНВП в процессе ремонта скважин является неправильное или неполное глушение скважины, особенно в скважинах с несколькими продуктивными пластами, работающими с разными давлениями.

5. Существующее ПВО и технологии для предотвращения ГНВП не позволяют снизить риски возникновения ГНВП при ремонтах скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, в частности, скважин с наклонным устьем и устьем с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ УМЕНЬШЕНИЯ ОПАСНОСТИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

2.1. Разработка и исследование метода оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта

Одной из определяющих характеристик возникновения ГНВП является проницаемость ПЗП. Известны две группы методов исследования скважин:

1) на основе интерпретации результатов наблюдения неустановившихся процессов (метод кривой восстановления забойного давления в добывающих скважинах или падения забойного давления в нагнетательных скважинах). Исследование при неустановившихся режимах заключается в прослеживании изменения забойного давления после остановки или пуска скважины в эксплуатацию или при изменении режима её работы в условиях проявления в пласте упругого режима;

2) на установившихся режимах (исследование на приток) — последовательное изменение режима эксплуатации скважины и измерение на каждом установившемся режиме.

Таким образом, метод исследования на установившихся режимах предполагает работу со скважиной в определённом режиме и измерение соответствующих параметров, а метод исследования на неустановившихся режимах — наблюдение и анализ изменения давления после изменения режима работы скважины.

Согласно общепринятой практике, эффективность проведения различных технологических операций при ремонте скважин (глушение, ОПЗ, промывка и т.д.) оценивается сравнением коэффициентов продуктивности (или коэффициентов приемистости $K_{пр}$) до применения технологии и через 2–3 сут после. Однако значительные колебания этого коэффициента во времени не позволяют сделать однозначные выводы. Очистку призабойной зоны в нагнетательной скважине методом динамического излива можно признать неэффективной, так как $K_{пр}$ через

2 сут после проведения ОПЗ не изменился. Однако при рассмотрении динамики за длительный период можно сделать прямо противоположный вывод: по данной скважине примененная технология эффективна, так как $K_{пр}$ имеет положительную динамику после применения технологии.

Одним из методов, повышающих устойчивость решения при интегрировании давления во времени является методика оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны скважины, основанная на использовании данных по закачке жидкости в скважину с использованием графика Холла согласно патенту РФ на изобретение № 2459074 [34].

Целесообразность и необходимость применения методики Холла вызвана следующим:

- отсутствие надежных методов интерпретации гидродинамических исследований нагнетательных скважин при кратковременных циклах закачки и излива;
- определение расхода по объёму закачки вызывает ошибки, связанные с дифференцированием объёма по времени;
- интегрирование показателей в процессе обработки данных уменьшает случайные ошибки и повышает достоверность выводов.

График Холла – накопленная сумма произведений давления на забое скважины и изменения времени ($p_i \cdot \Delta t$) в декартовых координатах как функция суммарного нагнетаемого объема скважинной жидкости Q_i . С учетом принятых допущений о постоянстве величин эта зависимость должна быть линейной. Диагностическим параметром является угол наклона прямолинейного участка кривой. Наклон линии определяется следующей формулой:

$$m = \frac{B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}{2\pi k_w h}, \quad (2.1)$$

где $\pi = 3,14159\dots$;

k_w – проницаемость пласта;

h – толщина пласта;

B_w – объемный коэффициент воды;

μ_w – вязкость воды;

r_e и r_w – радиусы контура питания и скважины соответственно;

S – скин-фактор скважины.

Тангенс угла наклона графика – обратная величина коэффициента приемистости:

$$m = \frac{1}{K_{пр}}, \quad (2.2)$$

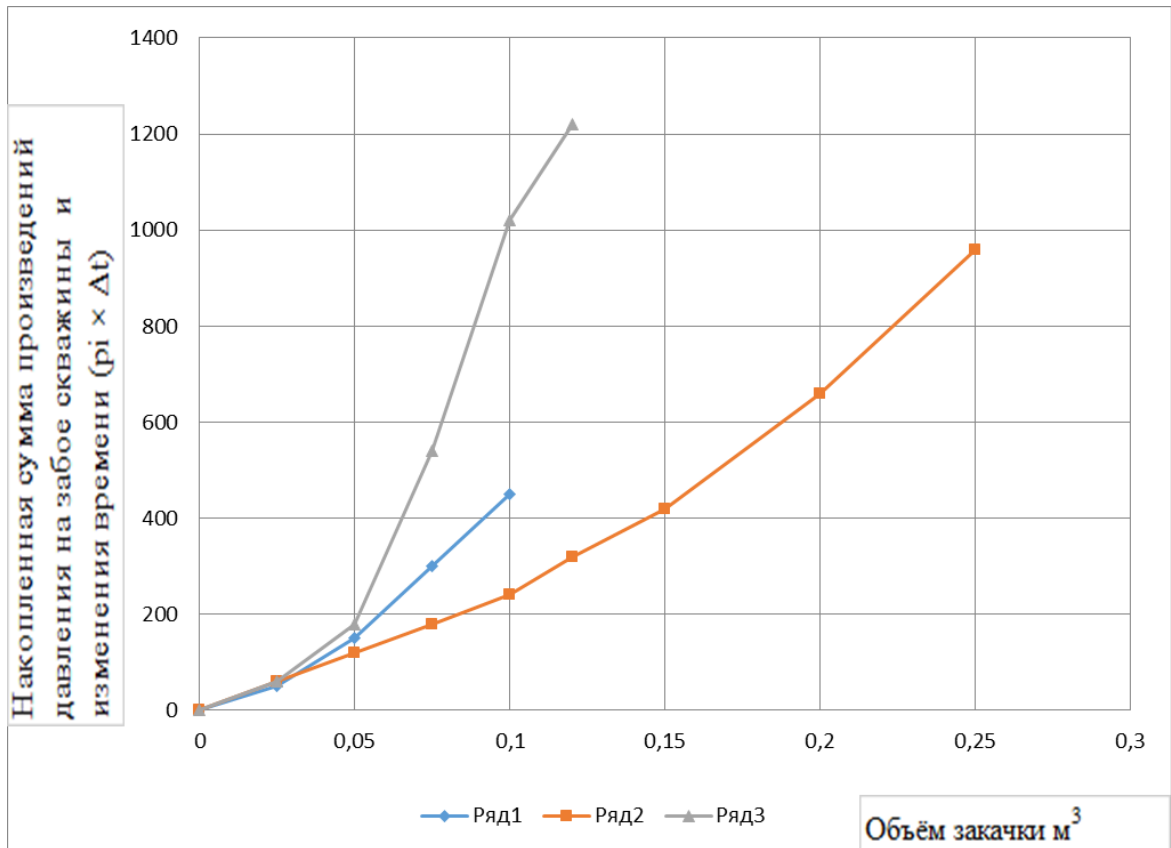
где $K_{пр}$ – коэффициент приемистости скважины.

Изменение наклона позволяет наглядно проследить за изменением коэффициента приемистости скважины, так как угол наклона кривой линии (рисунок 2.1) обратно пропорционален коэффициенту приемистости скважины $K_{пр}$, то с увеличением коэффициента приемистости пласта уменьшается угол наклона кривой, и, наоборот, со снижением коэффициента приемистости пласта увеличивается угол наклона.

Исследования проводились по плану, предусматривающему три этапа:

- 1) определение исходных параметров призабойной зоны;
- 2) определение параметров после промывки забоя и ПЗП газированной жидкостью с применением бустерной установки и установки «Колтубинг»;
- 3) определение параметров после кислотной ОПЗ с применением установки «Колтубинг» и последующим освоением газированной жидкостью.

Определение параметров призабойной зоны на каждом этапе проводилось путем кратковременной закачки жидкости насосом.



Ряд 1 – кривая определения исходных параметров призабойной зоны.

Ряд 2 – кривая определения параметров призабойной зоны после промывки забоя и ПЗП газированной жидкостью с применением бустерной установки и установки «Колтюбинг».

Ряд 3 – кривая определения параметров призабойной зоны после кислотной ОПЗ с применением установки «Колтюбинг» и последующим освоением газированной жидкостью

Рисунок 2.1 – Кривые определения параметров призабойной зоны после проведения технологических операций

Предложенная методика была исследована на нагнетательной скважине. Скважина оснащена колонной НКТ с технологическим пакером, установленным над исследуемым пластом. На устье скважины обвязали нагнетательный трубопровод насоса, оснащенный манометром с колонной НКТ. Произвели закачку воды в скважину плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ с одновременным замером давления по показаниям манометра и расхода в нагнетательном трубопроводе по времени.

Замеры в процессе закачки воды до достижения устьевым давлением значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ производили 3 раза в течение 60 сек через определенные промежутки времени, результаты замеров сведены в таблицу 2.1 и рисунок 2.1.

Таблица 2.1 – Замеры по первому этапу исследований

Параметры	T ₁	T ₂	T ₃
Давление p _i , МПа	0	5,0	10,0
Накопленный объем закачанной жидкости, Q _i , м ³	0	0,05	0,1
Время t _i , с	0	30	60
Изменение времени Δt _i =t _i -t _{i-1} , с	0	30	30
Сумма произведений давления в момент регистрации замера на изменение времени $\sum_{i=1}^n p_i \cdot (t_i - t_{i-1})$	0	150	450

Далее произвели промывку ПЗП с помощью газокompрессорной установки. Для этого на устье скважины обвязали газокompрессорную установку с емкостью, заполненной приготовленной заранее технологической жидкостью в объеме 15 м³.

Технологическую жидкость приготовили в виде водного раствора с поверхностно-активным веществом (ПАВ) МЛ-81Б (концентрация МЛ81Б 0,1 %) в мерной емкости на растворном узле. Далее с помощью насоса и компрессора, размещенных в составе газокompрессорной установки, газировали технологическую жидкость, вывели на режим промывки газокompрессорную установку. После чего в колонну НКТ спустили гибкую трубу (ГТ) и закачали газожидкостную смесь по ГТ с заполнением внутреннего пространства колонны НКТ и прокачали газожидкостную смесь в вышеупомянутом объеме 15 м³ под давлением 10 МПа через колонну ГТ по кольцевому пространству между НКТ и ГТ в желобную емкость, размещенную на устье скважины, при этом сначала происходило вытеснение скважинной жидкости, находящейся во внутреннем пространстве колонны НКТ и кольцевом пространстве между НКТ и ГТ, в желобную емкость и ее замена на газожидкостную смесь ПАВ. В процессе прокачивания газожидкостной смеси снижалась депрессия на пласт и происходила очистка ПЗП, т.е. в желобную емкость вымывались загрязнения из ПЗП.

По окончании промывки ПЗП демонтировали газокompрессорную установку и извлекли ГТ из колонны НКТ. После чего провели повторное определение характеристик скважины ПЗП, т.е. определили конечную проводимость ПЗП после проведения технологической операции. На устье скважины обвязали нагнетательный трубопровод насоса, оснащенный манометром с колонной НКТ.

Произвели закачку воды в скважину плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ с одновременным замером давления по показаниям манометра и расхода в нагнетательном трубопроводе по времени. Замеры производили в процессе закачки воды до достижения устьевым давлением значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$, несколько раз, например 6 раз, при этом значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ достигают за 360 сек, а замеры производили через определенные промежутки времени. Результаты замеров сведены в таблицу 2.2 и рисунок 2.1.

Таблица 2.2 – Замеры по второму этапу исследований

Параметры	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6
Давление p_i , МПа	0	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0
Накопленный объем закачанной жидкости, Q_i , м^3	0	0,025	0,05	0,075	0,1	0,12
Время t_i , с	0	30	60	120	180	200
Изменение времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}$, с	0	30	30	60	60	20
Сумма произведений давления в момент регистрации замера на изменение времени $\sum_{i=1}^n p_i \cdot (t_i - t_{i-1})$	0	60	180	540	1020	1220

Как видно из рисунка 2.1, проводимость пласта снизилась, поскольку кривая, отражающая закачку жидкости после промывки скважины газожидкостной смесью газокompрессорным агрегатом, ушла вверх относительно начальной кривой. Следовательно, промывка оказала отрицательное влияние на состояние призабойной зоны. Поэтому назначили дополнительную обработку пласта другим реагентом – водным раствором соляной кислоты HCl .

На устье скважины обвязали нагнетательную линию кислотного агрегата с колонной НКТ и произвели закачку кислоты в объема 4 м³. Концентрация и состав соляной кислоты берется в любой известной пропорции, применяемой при обработке ПЗП. После чего выдержали технологическую паузу на реакцию кислоты с породой ПЗП, необходимую для максимальной эффективности кислотной обработки, и свабированием извлекли продукты реакции кислоты с породой ПЗП.

После чего повторили определение характеристик ПЗП скважины, т.е. определили конечную проводимость ПЗП после проведения технологической операции. На устье скважины обвязали нагнетательный трубопровод насоса, оснащенный манометром с колонной НКТ. Произвели закачку воды в скважину плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ с одновременным замером давления по показаниям манометра и расхода в нагнетательном трубопроводе по времени.

Замеры производили в процессе закачки воды до достижения устьевым давлением значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$, несколько раз, например 6 раз, при этом значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ достигают за 180 сек, а замеры производят через определенные промежутки времени. Результаты замеров сведены в таблицу 2.3 и рисунок 2.1.

Таблица 2.3 – Замеры по третьему этапу исследований

Параметры	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	T ₅	T ₆
Давление p_i , МПа	0	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0
Накопленный объем закачанной жидкости, Q_i , м ³	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25
Время t_i , с	0	60	90	120	150	180
Изменение времени $\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$, с	0	60	30	30	30	30
Сумма произведений давления в момент регистрации замера на изменение времени $\sum_{i=1}^n p_i \cdot (t_i - t_{i-1})$	0	120	240	420	660	960

По данным таблиц 2.1–2.3 построили кривые накопленной суммы произведений давления на устье скважины и изменения времени $p \cdot \Delta t$ в декартовых координатах как функцию суммарного нагнетаемого объема воды Q_i (рисунок 2.1).

На нагнетательной скважине проведено три этапа замера параметров скважины:

1) закачка пресной воды (определение начальной проводимости пласта). Закачка воды в объеме $0,1 \text{ м}^3$, подъем устьевого давления до значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ за 60 сек;

2) промывка бустером. Закачка воды в объеме $0,12 \text{ м}^3$, подъем устьевого давления до значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ за 360 сек;

3) закачка водного раствора соляной кислоты HCl (15 % концентрации). Закачка воды в объеме $0,25 \text{ м}^3$, подъем устьевого давления до значения $P_{\text{уст}} = 10 \text{ МПа}$ за 180 сек.

Из рисунка 2.1 видно, что на первоначальном этапе все три кривые идут параллельно примерно до значения закачанного объема в $0,03 \text{ м}^3$. Затем кривая, отражающая закачку жидкости после промывки газожидкостной смесью ПЗП с помощью газокompрессорной установки, ушла вверх относительно начальной кривой. Следовательно, промывка газожидкостной смесью оказала отрицательное влияние на состояние призабойной зоны. И только третий этап, включающий закачку кислоты, позволил повысить приемистость скважины (наклон кривой линии уменьшился).

Кратковременные циклы закачки, выполненные насосным агрегатом, позволяют определить состояние ПЗП нагнетательных скважин и её изменения в результате проведённых технологических операций.

2.2. Разработка метода глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами

Известно, что процесс глушения скважин направлен на предупреждение ГНВП [35–42]. Он заключается в замещении скважинного флюида ЖГ, при котором исключается ГНВП. Однако некачественное глушение может привести к осложнениям из-за проникновения солевого водного раствора в продуктивный пласт: снижается фазовая проницаемость для нефти, увеличиваются сроки

освоения и вывода скважин на рабочий режим, снижаются дебиты и послеремонтный период эксплуатации. Также ошибки при подборе параметров глушения и нарушении технологии могут привести к уменьшению продуктивности скважин.

Также известно, что в зависимости от вида насосного оборудования [43–46], глубины его спуска, давления и коллекторских свойств пласта глушение производится заменой скважинной жидкости:

- одноциклической;
- двух- или многоциклической.

Условия глушения скважин в один цикл:

- низ колонны НКТ спущен до интервала перфорации или размещен не выше 150 м от верхних перфорационных отверстий;
- низ колонны установлен выше 150 м от интервала перфорации, если есть возможность продавливания жидкости.

Глушение скважин в два и более циклов производится при нахождении глубиннонасосного оборудования (ГНО) на 150 м выше верхних перфорационных отверстий, нескольких продуктивных пластах, вскрытых одной скважиной, и низкой проницаемости пласта, обуславливающей невозможность закачки ЖГ на поглощение.

Глушение скважины осложняется при наличии в скважине нескольких пластов с разными пластовыми давлениями, так как пласт с меньшим пластовым давлением или трещинным коллектором будет поглощать ЖГ, а при использовании блокирующей жидкости необходимо исключить потерю коллекторских свойств пласта вскрытых продуктивных пластов. При коэффициенте приемистости пласта менее 0,5 экономически целесообразно глушить скважину без использования блокирующей жидкости, а при коэффициенте приемистости пласта 0,5 и более использовать блокирующую жидкость [126-128]. В зимнее время закачка больших объёмов ЖГ приводит к охлаждению ПЗП и снижению коллекторских свойств пласта.

Для решения данных задач предложены два метода глушения добывающей скважины с эксплуатационной подвеской (включают спуск колонны труб и насоса выше продуктивных пластов) (патент РФ на изобретение № 2754522 (варианты)).

Не более чем за 3 сут до глушения скважины определяют пластовое давление в каждом пласте скважины, определяют плотность и объём ЖГ.

1. Метод глушения добывающей скважины с несколькими продуктивными пластами при отсутствии поглощения жидкости пластами, при этом коэффициент приемистости ПЗП, полученный в результате определения параметров ПЗП должен быть менее 0,5. Глушение скважины осуществили без применения блокирующего состава.

Определили приемистость пласта методом оперативной оценки состояния ПЗП. Построили кривую определения исходных параметров ПЗП (рисунок 2.2).

Угол наклона на кривой составляет 65° : $\text{tg } 65^\circ = 2,14451$.

Подставляя значения в формулу (2.2), получили коэффициент приемистости пласта $K_{\text{пр}}$:

$$K_{\text{пр}} = 1/2,14451 = 0,46 < 0,5.$$

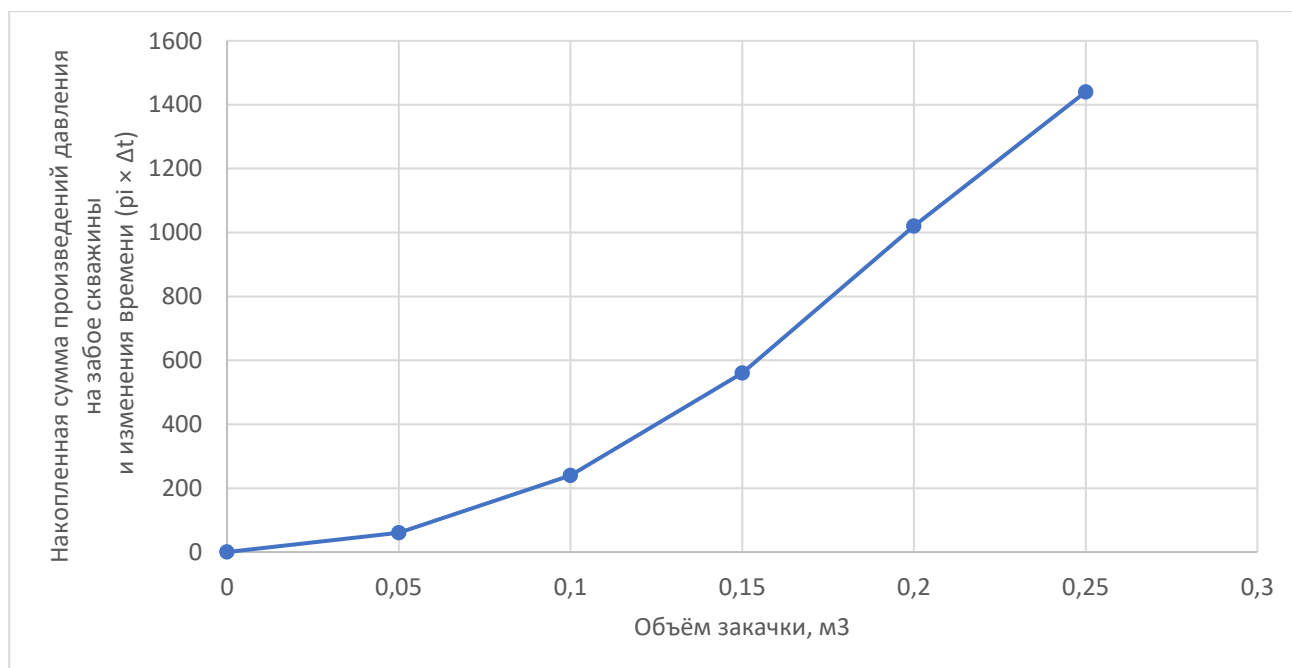
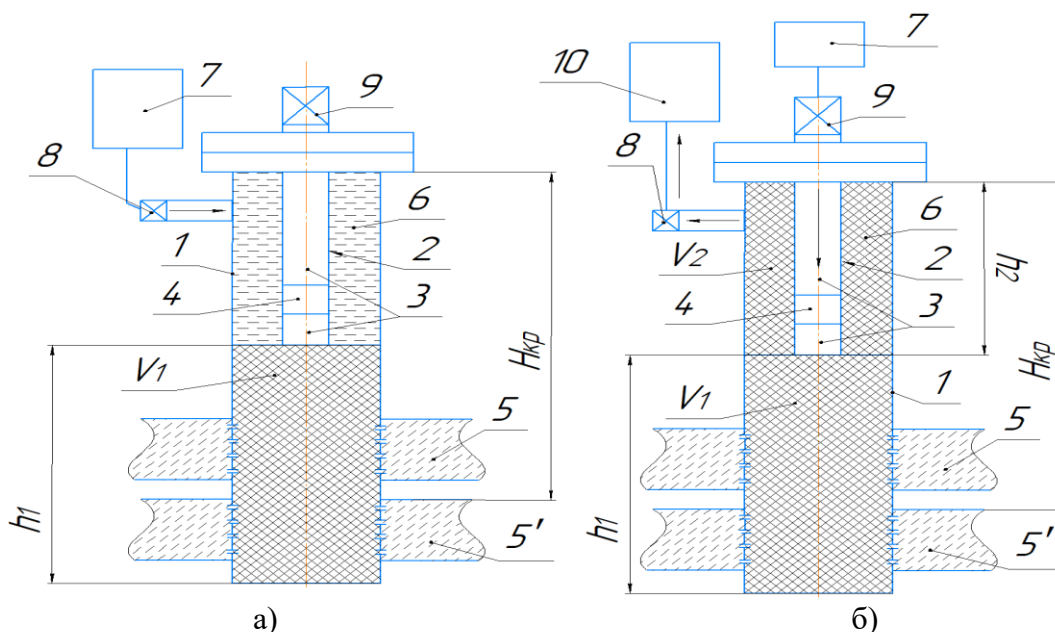


Рисунок 2.2 – Кривая определения коэффициента приемистости скважины перед глушением

В добывающую скважину 1 (рисунок 2.3) спущена эксплуатационная подвеска 2, состоящая из колонны НКТ 3 с циркуляционным клапаном и электроцентробежным насосом (ЭЦН) 4, расположенными выше продуктивного пласта 5. Перед глушением добывающей скважины в эксплуатационной подвеске 2 колонны НКТ 3 произвели открытие (сбивание) циркуляционного клапана, расположенного выше ЭЦН 4. Определили плотность скважинной жидкости: $\rho_{\text{ж}} = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Определили пластовое давление продуктивных пластов 5 и 5' за 2 сут до глушения скважины 1 с помощью глубинного манометра. Глубинный манометр спустили на геофизическом кабеле в межтрубное пространство 6 скважины 1 в интервал середины перфорации каждого продуктивного пласта 5 и 5'. Произвели последовательное измерение пластового давления с выдержкой глубинного манометра напротив продуктивных пластов 5 и 5', соответственно, в течение 20–30 мин.



1 – скважина; 2 – эксплуатационная подвеска; 3 – колонна НКТ с циркуляционным клапаном; 4 – ЭЦН, 5 – верхний продуктивный пласт; 5' – нижний продуктивный пласт; 6 – межтрубное пространство; 7 – насосный агрегат; 8 – затрубная задвижка; 9 – трубная задвижка; 10 – желобная ёмкость

Рисунок 2.3 – Метод глушения скважины с несколькими продуктивными пластами при отсутствии поглощения скважинной жидкости: первый цикл замещения ЖГ (а); второй цикл замещения ЖГ (б)

По результатам измерения определили давление верхнего продуктивного

пласта 5 ($P_1 = 8,5$ МПа) и нижнего продуктивного пласта 5' ($P_2 = 10,6$ МПа).

Далее по формуле (2.3) определили плотность ЖГ:

$$\rho_{ж.г.} = K \cdot \frac{P_{пл.} \times 10^6}{g \cdot (H_{кр.} - L_{удл.})} \quad (2.3)$$

где $\rho_{ж.г.}$ – плотность ЖГ, кг/м³;

K – коэффициент, учитывающий рост пластового давления с глубиной:

$K = 1,1$ – для скважин глубиной до забоя до 1200 м по вертикали (интервалов от 0 до 1200 м);

$K = 1,05$ – для скважин глубиной до забоя от 1200 м по вертикали (интервалов от 1200 м и более);

$P_{пл.}$ – пластовое давление, МПа;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения;

$H_{кр.}$ – глубина скважины до кровли пласта с наибольшим пластовым давлением, м;

$L_{удл.}$ – удлинение скважины, м.

В зависимости от рассчитанной плотности ЖГ подобрали состав ЖГ, приведенной в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Жидкости глушения

Расчетная плотность жидкости глушения ($\rho_{ж.г.}$)	Состав жидкости глушения
Менее 1010 кг/м ³	Пресная вода (99,9 %) с 0,1 % моющего ПАВ
1010–1180 кг/м ³	Сточная (техническая) вода с 0,1 % моющего ПАВ

а) глубина скважины от забоя до кровли нижнего пласта по вертикали:

$H_{кр.} = 1260$ м;

б) глубина скважины по вертикали 1280 м ($K = 1,05$);

в) наибольшее пластовое давление продуктивного пласта 5':

$P_{пл.} = 10,6$ МПа;

г) $L_{удл.} = 250$ м;

д) глубина спуска эксплуатационной подвески $h_1 = 650$ м.

Подставляя числовые значения в формулу (2.3), получили:

$$\rho_{ж.г} = 1,05 \cdot (10,6 \cdot 10^6) / (9,8 \cdot (1260 - 250)) = 1120 \text{ кг/м}^3.$$

Исходя из таблицы, в качестве ЖГ выбрали сточную (техническую) воду с 0,1 % моющего ПАВ.

Глубина скважины 1 до кровли продуктивного пласта 5 по вертикали составляла $H_{кр} = 1260$ м, а глубина спуска эксплуатационной подвески 2 была равна $h_1 = 650$ м.

Определили объём (V) ЖГ для глушения скважины 1.

Для эксплуатационной колонны диаметром 0,168 м с толщиной стенки 0,008 м объём одного метра высоты составляет 0,0182 м³.

$$\text{Тогда } V = 0,0182 \text{ м}^3 \cdot 1260 \text{ м} = 22,9 \text{ м}^3.$$

В качестве ЖГ (таблица 2.4) использовали сточную (техническую) воду с 0,1 % моющего ПАВ плотностью $\rho_{ж.г} = 1120 \text{ кг/м}^3$ объёмом $V = 22,9 \text{ м}^3$.

Закачку ЖГ в ствол скважины выполнили в два цикла.

В первом цикле произвели закачку ЖГ от забоя до нижнего конца эксплуатационной подвески 2 (h_1) (рисунок 2.3а) через межтрубное пространство 6 скважины 1 до интервала $h_1 = H_{кр} - h_2 = 1260 \text{ м} - 650 \text{ м} = 610 \text{ м}$ в объёме $V_1 = 0,0182 \text{ м}^3 \cdot 610 \text{ м} = 11,1 \text{ м}^3$ насосным агрегатом 7 при открытой затрубной 8 и трубной 9 задвижках на устье скважины 1.

Осуществили технологическую выдержку в течение 4 ч. Во это время происходило самоосаждение закачанной в скважину 1 в первом цикле ЖГ, которая замещала скважинную жидкость плотностью $\rho_{ж.} = 1050 \text{ кг/м}^3$, при этом скважинная жидкость разместилась над ЖГ благодаря меньшей плотности, чем ЖГ ($1050 \text{ кг/м}^3 < 1120 \text{ кг/м}^3$).

Затем произвели второй цикл замены скважинной жидкости ЖГ от нижнего конца подвески 2 ($h_2 = 650$ м) до устья.

Во втором цикле (рисунок 2.3б) произвели закачку ЖГ насосным агрегатом 7 по колонне НКТ 3 с циркуляцией жидкости через межтрубное пространство 6 скважины 1 на устье и в желобную ёмкость 10 при открытой затрубной 8 и

трубной 9 задвижках, не превышая при этом давления, допустимого на эксплуатационную колонну.

Таким образом, закачали по колонне НКТ 3 оставшийся объем ЖГ: $V_2 = V - V_1 = 22,9 \text{ м}^3 - 11,1 \text{ м}^3 = 11,8 \text{ м}^3$ – и полностью заместили скважинную жидкость на ЖГ. Технологический процесс глушения добывающей скважины был завершен.

2. Метод глушения добывающей скважины с несколькими продуктивными пластами при отсутствии поглощения жидкости пластами, при этом коэффициент приемистости ПЗП, полученный в результате определения параметров ПЗП, должен быть более 0,5. Глушение скважины осуществляли с применением блокирующего состава.

Определили приемистость пласта методом оперативной оценки состояния ПЗП. Построили кривую определения исходных параметров ПЗП (рисунок 2.4).

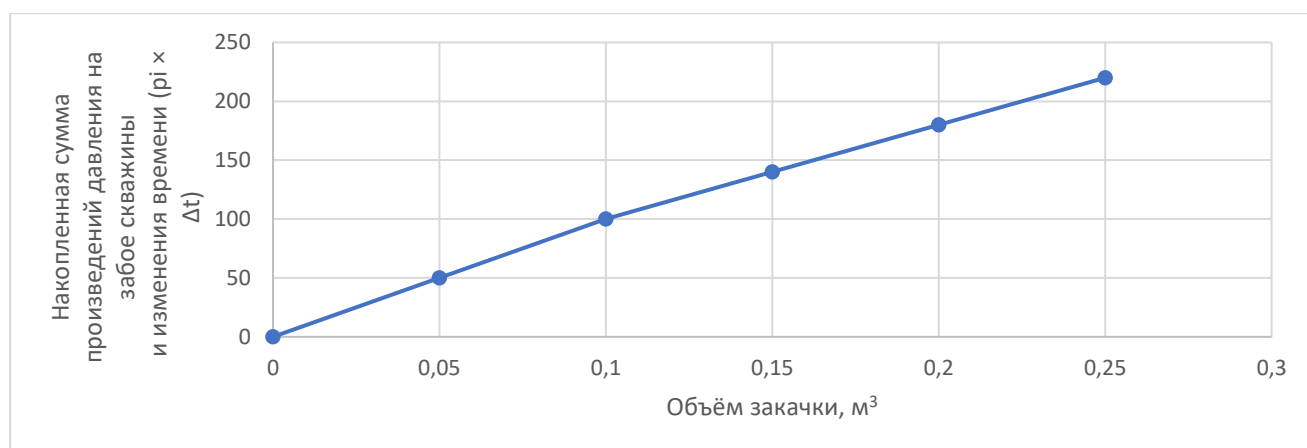


Рисунок 2.4 – Кривая определения исходных параметров ПЗП

Угол наклона на кривой составляет 25° : $\operatorname{tg} 65^\circ = 0,57735$.

Подставляя значения в формулу (2.2), получим коэффициент приемистости пласта: $K_{\text{пр}} = 1/2,14451 = 1,73 > 0,5$.

Глушение скважины проводим с применением блокирующего состава.

В добывающую скважину 1 (рисунок 2.5а, б, в) спущена эксплуатационная подвеска 2, состоящая из колонны НКТ 3 и штангового глубинного насоса (ШГН) 4, расположенного выше продуктивного пласта 5.

Скважина 1 вскрыла два продуктивных пласта 5 и 5':

$h_{п1}$ – высота верхнего продуктивного пласта 5, $h_{п1} = 2$ м;

$h_{п2}$ – высота нижнего продуктивного пласта 5', $h_{п2} = 3$ м.

Плотность скважинной жидкости $\rho_{ж} = 1080$ кг/м³.

Перед глушением добывающей скважины 1 в эксплуатационной подвеске 2 колонны НКТ 3 сорвали ШГН 4 из замковой опоры и перевели балансир станка-качалки в верхнее положение.

Последовательно определили пластовое давление продуктивных пластов 5 и 5' за сутки до глушения скважины 1 с помощью глубинного манометра. Глубинный манометр спустили на геофизическом кабеле в межтрубное пространство 6 скважины 1 в интервал середины перфорации каждого продуктивного пласта 5 и 5'. Произвели последовательные измерения пластовых давлений с выдержкой глубинного манометра напротив продуктивных пластов 5 и 5', соответственно, в течение 30 мин.

По результатам измерения давление верхнего продуктивного пласта 5 (P_1) – 6,0 МПа, а давление нижнего продуктивного пласта 5' (P_2) – 13,8 МПа.

Далее по формуле 2.3 произвели расчёт плотности жидкости глушения, приняли глубину скважины до кровли пласта 5' с наибольшим пластовым давлением $P_2 = 13,8$ МПа:

а) глубина скважины до кровли нижнего пласта по вертикали: $H_{кр} = 1800$ м;

б) глубина скважины до забоя по вертикали 1815 м – ($K = 1,05$);

в) наибольшее пластовое давление продуктивного пласта 5':

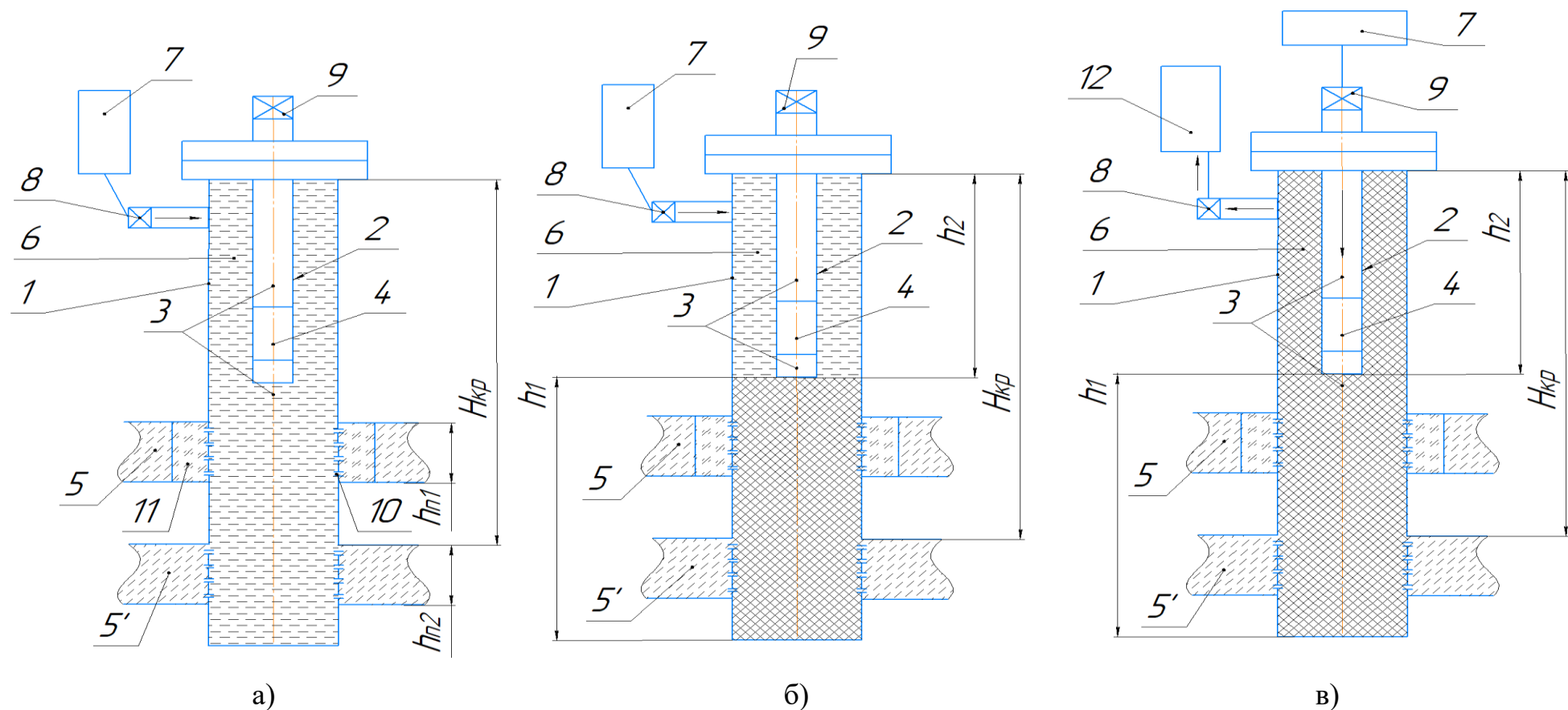
$$P_{пл.} = 13,8 \text{ МПа};$$

г) $L_{удл.} = 350$ м;

д) глубина спуска эксплуатационной подвески $h_1 = 700$ м.

Подставляя числовые значения в формулу 2.3, получим:

$$\rho_{ж.г.} = 1,05 \cdot (13,8 \cdot 10^6) / (9,8 \cdot (1800 - 350)) = 1020 \text{ кг/м}^3.$$



1 – скважина; 2 – эксплуатационная подвеска; 3 – колонна НКТ с циркуляционным клапаном; 4 – ЭЦН; 5 – верхний продуктивный пласт; 5' – нижний продуктивный пласт; 6 – межтрубное пространство; 7 – насосный агрегат; 8 – затрубная задвижка; 9 – трубная задвижка; 10 – перфорационные отверстия; 11 – призабойная зона; 12 – желобная ёмкость

Рисунок 2.5 – Метод глушения скважины с несколькими продуктивными пластами при наличии поглощения скважинной жидкости: продавка блокирующего состава в пласт (а); первый цикл замещения ЖГ (б); второй цикл замещения ЖГ (в)

Исходя из таблицы 2.4, в качестве ЖГ выбирают сточную (техническую) воду с 0,1 % моющего ПАВ.

При глубине скважины до кровли нижнего пласта по вертикали $H_{кр.} = 1800$ м определили объём ЖГ для скважины 1. Для эксплуатационной колонны диаметром 0,168 м с толщиной стенки 0,007 м объём одного метра высоты составляет 0,0182 м³. Тогда объём ЖГ: $V = 0,0182 \text{ м}^3 \cdot 1800 \text{ м} = 32,8 \text{ м}^3$.

Для предотвращения поглощения ЖГ продуктивным пластом 5 с меньшим пластовым давлением ($P_1 = 6,0$ МПа) рассчитали объём блокирующего состава.

Объём блокирующего состава при глушении скважин определяют исходя из коэффициента приемистости, полученного по графику Холла, на основе экспериментальных данных, связанных с созданием блокирующего эффекта (таблица 2.5). Согласно таблице 2.5, при коэффициенте приемистости $K_{пр} = 1,73$ необходимо применить блокирующий состав в объёме 3,5 м³.

Таблица 2.5 – Определение объема блокирующего состава

Коэффициент приемистости, полученный по графику Холла	От 0,5 до 1,5	От 1,5 до 5	От 6 до 15	От 16 до 30	Свыше 30
Объем блокирующего состава, м ³	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0

Для блокировки поглощающего пласта 5 выбрали в качестве блокирующего состава обратную эмульсию (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Рецептuru блокирующего состава

Обратная эмульсия:	Плотность – 1040 кг/м ³ , Вязкость – 150 мПа·с	Терригенный и карбонатный коллекторы
- нефть – 37-38 %;		
- ПДВ – 60 %;		
- эмульгатор – 2-3 %		

Осуществили предварительную закачку блокирующего состава в объёме $V_3 = 3,5 \text{ м}^3$ плотностью $\rho_3 = 1040 \text{ кг/м}^3$ в соответствии с рисунком 2.5а в

межтрубное пространство 6 скважины 1 при открытой затрубной 8 и трубной 9 задвижках. При достижении блокирующим составом нижнего конца интервала подвески 2 трубную задвижку 9 на устье скважины закрыли. Закачку блокирующего состава в добывающей скважине при отсутствии пакеров произвели в интервале перфораций пласта, подлежащего глушению, спуском гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ) по межтрубному пространству.

Затем насосным агрегатом 7 начали первый цикл закачки ЖГ по межтрубному пространству добывающей скважины 1, при этом блокирующий состав (рисунок 2.6) продавливается через интервалы перфорации 10 согласно рисунку 2.5а, попадает в призабойную зону 11 продуктивного пласта 5 с наименьшим пластовым давлением ($P_1 = 6,0$ МПа) и блокирует его.

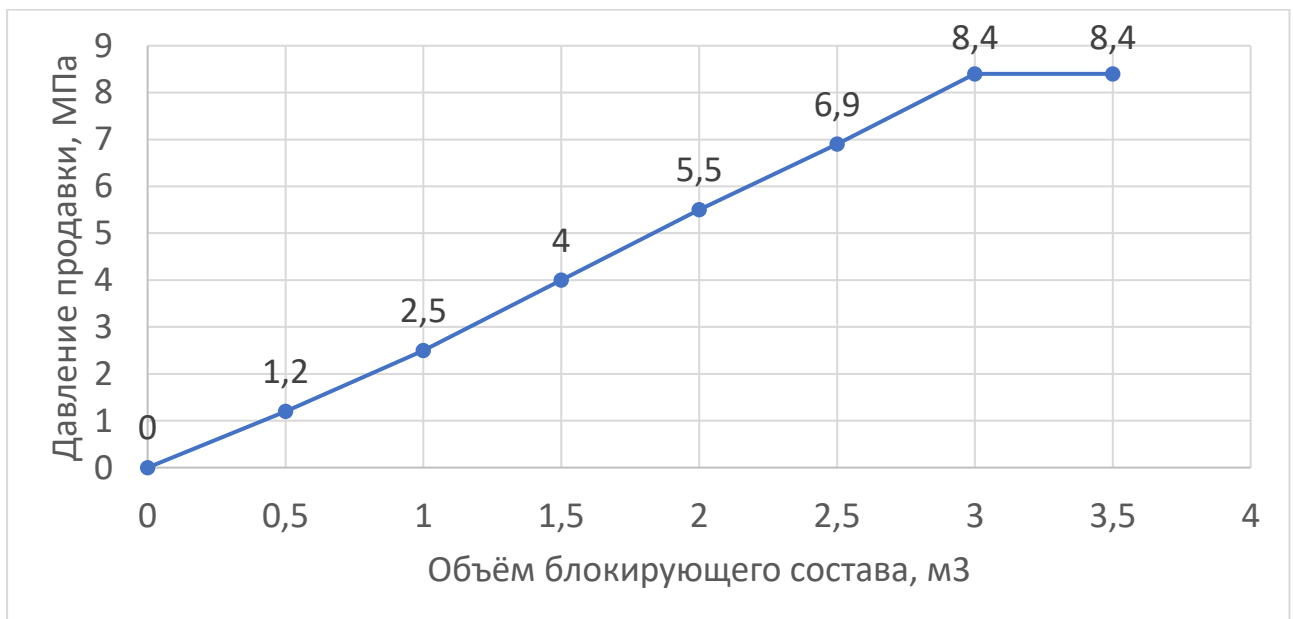


Рисунок 2.6 – График устьевого давления при продавке блокирующего состава из ГНКТ по межтрубному пространству

Экспериментально установлено, что для достижения блокирующего эффекта в ПЗП необходимо задавить в пласт 60–80 % блокирующей жидкости от ее общего закачиваемого объема.

Продолжили первый цикл закачки ЖГ. Для этого насосным агрегатом 7 (рисунок 2.5б) при открытой затрубной 8 и трубной 9 задвижках через межтрубное

пространство 6 скважины 1 произвели закачку ЖГ до нижнего конца эксплуатационной подвески 2, т.е. до интервала:

$$h_1 = H_{кр} - h_2 = 1800 \text{ м} - 700 \text{ м} = 1100 \text{ м в объёме } V_1 = 0,0182 \text{ м}^3 \cdot 1100 \text{ м} = 20,0 \text{ м}^3.$$

Осуществили технологическую выдержку в течение 4 ч. В это время происходило самоосаждение закачанной в скважину 1 в первом цикле ЖГ, которая заместила скважинную жидкость $\rho_{жс.} = 1149 \text{ кг/м}^3$, при этом скважинная жидкость размещается над ЖГ благодаря меньшей плотности, чем ЖГ ($1000 \text{ кг/м}^3 < 1020 \text{ кг/м}^3$).

Произвели второй цикл замены скважинной жидкости закачкой ЖГ от нижнего конца подвески 2 ($h_2 = 1100 \text{ м}$) до устья скважины 1.

Во втором цикле насосным агрегатом 7, согласно рисунку 2.5в, произвели закачку ЖГ при открытой затрубной 8 и трубной 9 задвижках по колонне НКТ 3 с циркуляцией жидкости через межтрубное пространство 6 скважины 1 на устье и в желобную ёмкость 12, не превышая при этом давления, допустимого на эксплуатационную колонну скважины 1, например 10 МПа.

Таким образом, закачали по колонне НКТ 3 оставшийся объём ЖГ:

$$V_2 = V - V_1 = 32,8 \text{ м}^3 - 20,0 \text{ м}^3 = 12,8 \text{ м}^3.$$

В результате скважинная жидкость заместила на ЖГ. Технологический процесс глушения добывающей скважины завершен.

Скважина считается заглушенной и подготовленной к ремонту, если при сообщении трубного и межтрубного пространства с атмосферой не наблюдается перелива жидкости или выхода газа.

2.3. Разработка метода оперативного определение прочностных свойств горных пород

Разработка метода оперативного определение прочностных свойств пород выполняется с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанных с созданием избыточного давления на горные породы.

Прочностные свойства горных пород влияют на ГНВП следующим образом:

- позволяют оценить механические свойства горных пород и их способность удерживать давление, установить критические давления, при которых порода начинает разрушаться;

- выявляет естественные трещины и другие дефекты в породе, помогает оценить, как они могут повлиять на эффективность закачки жидкости и поддержание пластового давления.

Таким образом, определение прочностных свойств пород помогает предотвратить ГНВП, так как позволяет учитывать особенности структуры пород и подбирать условия для работы с ними.

ГНВП и разрушение горных пород при ремонте скважины связаны между собой. Разрушение горных пород при ремонте скважин может происходить в виде обвалов – нарушений устойчивости стенок скважины вследствие хрупкого объёмного разрушения породы. Обвалы присущи в основном глинистым и песчано-глинистым комплексам (глины, аргиллиты, алевролиты, сланцы, мергели и др.) [124]. Они часто встречаются при пересечении зон тектонических нарушений в виде разломов, трещин. Ещё одно явление, связанное с разрушением горных пород при ГНВП, – обрушение. Оно чаще наблюдается из-за чрезмерного увлажнения стенок скважины или отдельных пластов горных пород при водопроявлении в скважине и агрессивном воздействии пластовых вод с различной химической активностью.

Известно, что разрушение горных пород влияет на ГНВП следующим образом:

- ухудшением условий фильтрации жидкости из пласта. Большой перепад давления приводит к выпадению солей, выносу в скважину твёрдых частиц пород пласта, образованию отложений смол и асфальтенов, возникновению турбулентного движения жидкости. Всё это ухудшает условия фильтрации жидкости из пласта;

- перетоками флюидов из одного пласта в другой, что сопровождается загрязнением источников водоснабжения и продуктивных горизонтов. Кроме того, в случае сообщения крупных трещин или разлома с поверхностью Земли создаётся

наибольший перепад давлений, разрушение залежей протекает бурно и на месте их выхода наблюдаются газовые выбросы и источники нефти.

В процессе ремонта скважин при таких технологических операциях, как углубление забоя скважины, а также в интервалах кыновских, сарайлинских и малиновских глин происходит набухание глин, которое приводит не только к смятию эксплуатационных колонн, но и к потере герметичности, что является потенциальным источником ГНВП.

Прочность горных пород влияет на устойчивость стенок скважины. Если прочность горных пород превышает величину напряжённого состояния, то ствол скважины будет устойчив. Прочность пород зависит от их минерального состава, структуры и текстуры, глубины залегания и других факторов.

Прочность песчаников и известняков снижается при насыщении их водой на 25–45 %. Прочность пород растёт по мере их погружения в недра. У глин прочность возрастает от 2–10 МПа на поверхности до 50–100 МПа в зоне метаморфизма, где глины преобразуются в сланцы. Недостаточная прочность скелета пласта может привести к его гидроразрыву. Например, чрезмерное утяжеление ЖГ или высокая скорость ее циркуляции в затрубном пространстве при имеющемся нарушении в эксплуатационной колонне может привести к повышению гидродинамического давления на стенки скважины, и если оно превысит механическую прочность горных пород, то возможен их гидравлический разрыв.

Прочность горных пород влияет на закачку жидкости в пласт, так как для расширения в пласте существующих трещин необходимо снять в породах пласта напряжение, создаваемое горным давлением. В каждой сцементированной горной породе имеются естественные микротрещины, которые под действием горного давления плотно сжаты. Под давлением, создаваемым в скважине при нагнетании жидкости, последняя фильтруется в первую очередь по зонам наибольшей проницаемости, в том числе в естественные трещины. При этом между пропластками по вертикали создаётся разность давления, так как в более проницаемых пропластках и трещинах давление будет больше, чем в мало- или практически непроницаемых. В результате возникает усилие, действующее на

кровлю и подошву проницаемого пласта, при этом вышележащие породы подвергаются деформации, а на границах пропластков образуются трещины или же расширяются уже имеющиеся микротрещины.

Паспорт прочности горных пород – это графическое представление объёмной прочности горных пород в форме огибающей главных кругов Мора, построенной по результатам испытаний прочностных свойств пород. Он представляет собой зависимость предельных разрушающих касательных напряжений от действующих в горной породе нормальных напряжений. Точки на огибающей соответствуют сочетанию нормальных и касательных напряжений, при которых горная порода разрушается.

С помощью кругов Мора можно определить следующие прочностные свойства: сцепление, угол внутреннего трения. Согласно кругам Мора, напряженные состояния, отвечающие точкам, лежащим вне круга, соответствуют разрушению породы, внутри круга – неразрушенной породе.

Угол, который характеризует степень связности, показывает, что для связных пластичных пород (глины, суглинки) огибающая почти параллельна оси абсцисс, а для рыхлых (песок, гравий) начинается в начале координат.

Прочность горных пород является одним из основных показателей, определяющих разрушение породы под действием приложенных нагрузок. Расчет прочности горных пород по экспериментальным данным связан со сложными математическими выкладками, поэтому разработано несколько методов его определения. Согласно предложенной методике сначала строим круги Мора по экспериментальным данным. Задаемся определенным числом точек круга, например $N = 50$. Подсчитываем безразмерные абсциссы точек круга по формуле (2.4):

$$x = 1 - \cos((\pi/N) \cdot n), \quad (2.4)$$

где N – общее число точек круга (в данном случае полуокружности);

n – номер конкретной точки.

Переводим их в размерные параметры по формуле (2.5):

$$\sigma = \sigma_{\min} + (\sigma_{\max} - \sigma_{\min})/2 \cdot x, \quad (2.5)$$

где σ – текущая размерная абсцисса;

σ_{\min} – минимальное главное напряжение;

σ_{\max} – максимальное главное напряжение;

x – текущая безразмерная абсцисса.

Это делается для того, чтобы получить на диаграмме круг. Подсчитываем ординаты по общеизвестной формуле:

$$\tau = \sqrt{\frac{(\sigma_{\max} - \sigma_{\min})^2}{4} - \left(\sigma - \left(\frac{\sigma_{\max} + \sigma_{\min}}{2} \right)^2 \right)}, \quad (2.6)$$

где τ – касательное напряжение.

Таким образом, строим несколько кругов, по числу экспериментов.

Задаемся формулой огибающей по М.М. Протодыяконову:

$$\tau = \tau_{\max} \left[\frac{(\sigma + \sigma_p)^2}{(\sigma + \sigma_p)^2 + a^2} \right]^{\frac{3}{8}} \quad (2.7)$$

где τ_{\max} – максимальное сопротивление породы сдвигу;

a – параметр формы кривой, который задает форму (крутизну) огибающей в начале координат;

σ_p – предел прочности породы при всестороннем растяжении.

В уравнении (2.4) имеются три независимых показателя, которые должны соответствовать данным испытания породы: τ_{\max} , a и σ_p . По данным исследования горных пород Донбасса и Кривого Рога установлено, что:

$$\tau_{\max} = 0,73 \cdot a, \quad (2.8)$$

это снижает число параметров на 1.

Задаваясь произвольными значениями двух оставшихся параметров, строим огибающую на той же диаграмме, что и круги Мора. Пусть число точек равно 100, тогда $x + \sigma_p$ будет меняться от нуля до максимального значения, которое определяется умножением на некоторый множитель. Абсцисса для построения графика находится вычитанием σ_p из $(x + \sigma_p)$. Все преобразования огибающей в

зависимости от изменения параметров будут представлены визуально. Метод не имеет ограничений ни на форму кривой, ни на комплекс исследований (растяжение – сжатие). Кроме того, получив круги Мора для сжатого состояния и построив огибающую, можно определить пределы прочности на одноосное и всестороннее растяжение, построив и подогнав круг Мора растянутого состояния к огибающей.

Огибающую кругов Мора при испытаниях на трехосное сжатие следует аппроксимировать прямолинейной касательной. Двух образцов для этого испытания достаточно, при этом нет необходимости испытывать их на растяжение. Это позволит определить основные прочностные параметры: коэффициент внутреннего трения и сцепление в области реально существующих напряжений в земной коре. Выделяя поочередно точки и перемещая их вверх-вниз, устанавливаем правильное положение касательной. Диаграмма приобретает вид, показанный на рисунке 2.7. Чтобы получить значения параметров касательной (угол наклона и пересечение с осью ординат), выделяем ее и строим тренд. На диаграмме появится формула с числовыми коэффициентами. Из нее непосредственно получаем коэффициент внутреннего трения 0,482 (пересчитывая в угол внутреннего трения, получаем $\alpha = 25,73^\circ$) и сцепление 78 атм.

Граничные изменения угла α :

- при $\alpha = 0^\circ$ касательные напряжения будут равны 0, а следовательно, разрушение невозможно;
- при $\alpha = 90^\circ$ касательные напряжения будут равны 0, а следовательно, разрушение невозможно. Предельное состояние (разрушение в горной породе) возникает от действия касательных напряжений.

Предложенный метод позволяет вычислять прочностные характеристики и строить паспорта прочности горных пород на персональных компьютерах в программе Excel.

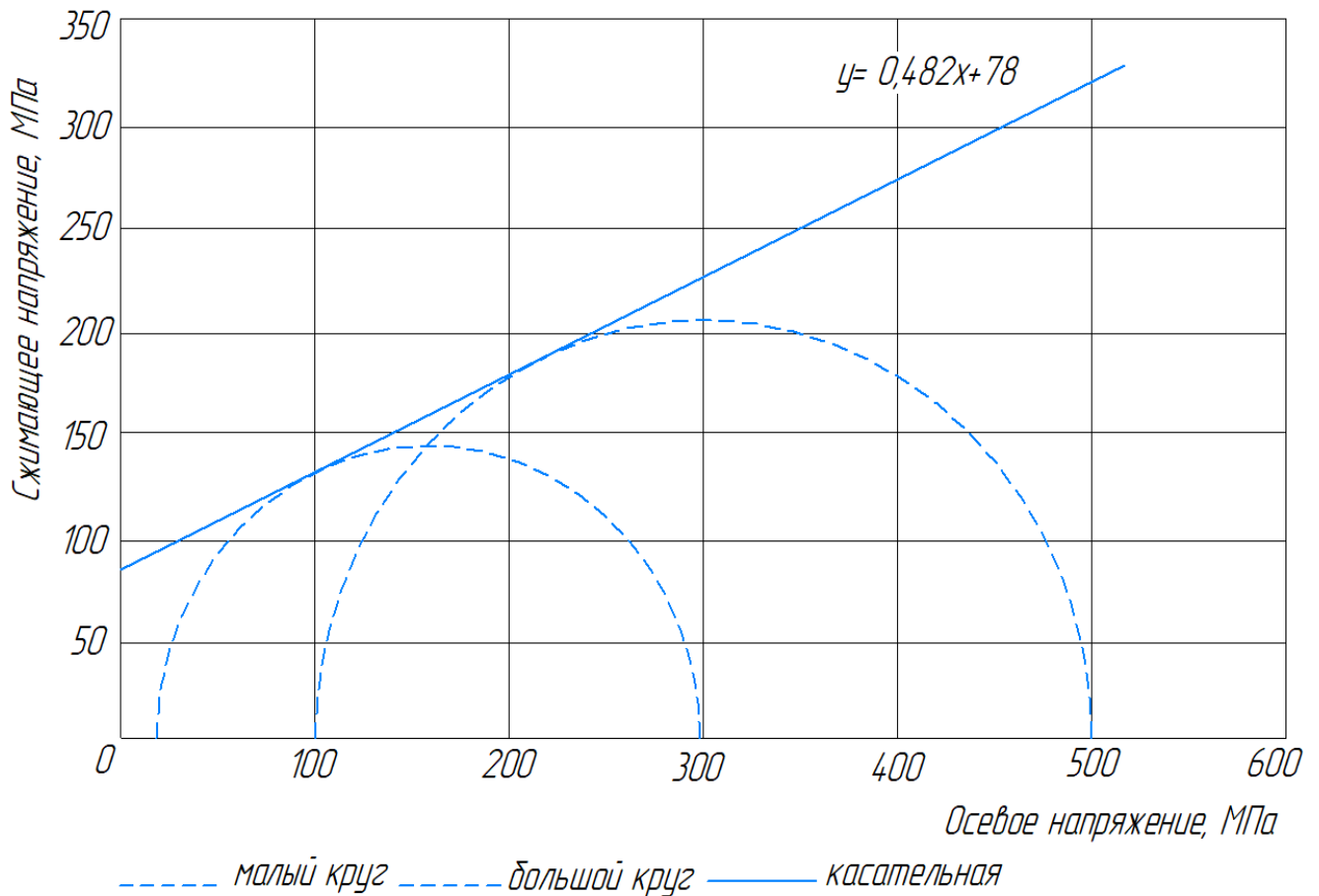


Рисунок 2.7 – Два круга Мора в области сжимающих напряжений и касательная

2.4. Разработка и исследование метода повышения устойчивости к перепаду давления водоизоляционных экранов

Трещиноватый пласт увеличивает риск возникновения ГНВП. Это связано с высоким уровнем проницаемости таких коллекторов и недостаточным интервалом критических уровней давления. Трещины могут прорваться в водоносный пласт или в вышерасположенную газовую шапку, притягивая к скважинам воду и газ. Также они могут способствовать поглощению ЖГ пластом при проведении ремонта скважин. Кроме того, микро- и макротрещины пород под влиянием повышенных гидродинамических давлений в скважине расширяются, углубляются, разрываются и образуют разветвлённую сеть, что приводит к обвалам и осыпям, а также к поглощению.

Для снижения возникновения рисков ГНВП путем повышения устойчивости

к перепаду давления разработан и исследован метод [120] установки различных водоизоляционных экранов из известных тампонажных материалов, в том числе с твердыми частицами, в качестве которых применяли проппант фракции 20/40 меш с покрытием из кремнийорганического соединения концентрацией 50, 125 и 200 кг/м³.

Для оценки эффективности создания водонепроницаемого экрана в трещиноватом пласте по данному методу проводили модельные испытания. В качестве модели трещины пласта использовались трубки из нержавеющей стали длиной 2400 мм с внутренним диаметром 4 мм, внутренний объем трубки равен 30 см³. Для создания условий, сходных с реальными, трубки первоначально заполнялись пластовой водой хлоркальциевого типа плотностью 1160 кг/м³. Модельные испытания проводились в пять этапов.

На первом этапе в трубку последовательно закачали 10 мл 0,5 %-ного раствора полиакриламида (ПАА) марки ПААС в пресной воде, 10 мл 10 %-ного раствора CaCl₂ в пресной воде и 10 мл 1 %-ного раствора ПАА В 615 в пресной воде.

На втором, третьем и четвертом этапах оценивали эффективность метода при рекомендованных значениях концентраций и объемов реагентов. Модельные испытания вне рекомендованных значений концентрации и объемов реагентов не проводились по следующим причинам.

При использовании водного раствора ПАА с массовой долей ПАА менее 0,2 % проппант не удерживался во взвешенном состоянии, что не позволяло закачать его в трубку. При использовании водного раствора ПАА с массовой долей ПАА более 0,6 % способность удерживать проппант существенно не изменялась, но при этом неоправданно возрастали расходы из-за увеличения требуемого количества ПАА. Концентрация проппанта в жидкости носителе менее 50 кг/м³ не может быть обеспечена при применении большинства типов используемых в промысловых условиях смесителей, а при попытках закачивания в трубку проппанта с концентрацией в растворе ПАА более 200 кг/м³ проппант забивал только начало трубки, не попадая в ее отдаленные участки. Объем закачиваемой

пресной воды выбран равным 1,5–2 объемам закачанного водного раствора ПАА для отмывания, закачанного ранее проппанта от раствора ПАА (вымывания ПАА).

После закачивания в трубку проппанта в водном растворе ПАА проводилось прокачивание через эту же трубку пресной воды, а у изливающейся из трубки воды проводился контроль динамической вязкости как показателя наличия в пресной воде ПАА, так как при растворении в воде даже незначительного количества ПАА динамическая вязкость ощутимо увеличивалась. Вязкость воды, изливающейся из трубки, контролировалась на ротационном вискозиметре, показанном на рисунке 2.8.



Рисунок 2.8 – Вискозиметр Rheotest RN4.1 ротационный

При прокачивании через трубку пресной воды в объеме менее 1,5 объема закачанного водного раствора ПАА вязкость воды, изливающейся из трубки, существенно превышала 1 мПа·с (соответствует вязкости пресной воды), следовательно, в трубке еще оставался ПАА. При прокачивании через трубку пресной воды в объеме более двух объемов закачанного водного раствора ПАА

вязкость воды, изливающейся из трубки, была близка к 1 мПа·с и с увеличением количества прокачиваемой воды уже не изменялась.

На втором этапе в трубку в качестве первой порции закачивался проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 50 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,2 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачивалась пресная вода в объеме, равном 1,5 объема от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачивалось в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава выходили через открытый конец трубки.

На третьем этапе в трубку в качестве первой порции закачивался проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 125 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,4 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачивалась пресная вода в объеме, равном 1,75 объема от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачивалось в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава выходили через открытый конец трубки.

На четвертом этапе в трубку в качестве первой порции закачивался проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 200 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,6 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачивалась пресная вода в объеме, равном двум объемам от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции

отверждающегося тампонирующего материала закачивалось в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава вышли через открытый конец трубки.

На пятом этапе оценили эффективность предлагаемого способа, но без закачки пропанта, то есть тампонировали трубку, закачали в неё 30 мл отверждающегося кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. Через 24 ч провели испытание на устойчивость к выдавливанию закачанных реагентов под влиянием перепада давления на всех этапах работ. Для этого на конце трубки, противоположном концу, через который первоначально производили закачивание, повысили давление закачиванием пресной воды до момента ее прорыва. Замеренную величину давления прорыва воды поделили на длину трубки для определения величины удельного давления прорыва воды (в МПа/м). Проведенные на каждом этапе испытания повторяли три раза, усредненные результаты приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты модельных испытаний водоизоляционных экранов на удельное давление прорыва воды

Номер этапа	Закачанные в модель реагенты	Удельное давление прорыва воды, МПа/м
1	10 мл 0,5 %-ного раствора ПАА марки ПААС в пресной воде, 10 мл 10 %-ного раствора CaCl_2 в пресной воде и 10 мл 1 %-ного раствора ПАА В 615 в пресной воде	1,2
2	Проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 50 кг/м^3 в 700 мл водного раствора ПАА из 698,6 мл пресной воды и 1,4 г ПАА DP9-8177; 1050 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной водой	5,5

(Продолжение таблицы 2.7)

3	Проппant с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 125 кг/м ³ в 300 мл водного раствора ПАА из 298,8 мл пресной воды и 1,2 г ПАА DP9-8177; 525 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной водой	5,7
4	Проппant с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 200 кг/м ³ в 180 мл водного раствора ПАА из 178,9 мл пресной воды и 1,1 г ПАА DP9-8177; 360 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной водой	5,8
5	30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной водой	3,8

Удельное давление прорыва воды через модель при испытаниях предлагаемого метода (см. этапы 2–4 в таблице 2.7) существенно превышает удельное давление прорыва воды через модель при испытаниях (см. этап 1 в таблице 2.7) и удельное давление прорыва воды через модель, заполненную отверждающимся кремнийорганическим тампонажным составом без использования проппанта (см. этап 5 в таблице 2.7).

Таким образом, модельные испытания подтвердили повышение стойкости создаваемого водоизоляционного экрана к перепадам давления водоизоляционных экранов из известных тампонажных материалов, в том числе с твердыми частицами, в качестве которых применяли проппant фракции 20/40 меш с покрытием из кремнийорганического соединения концентрацией 50, 125 и 200 кг/м³.

2.5. Выводы по главе 2

1. График Холла представляет собой удобный инструмент для оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта скважины. Его преимуществами являются наглядность графического представления данных и высокая оперативность. Кратковременные циклы закачки-излива позволяют определить состояние призабойной зоны нагнетательных скважин и её изменение в результате технологических операций, выполненных насосным агрегатом.

2. Методы глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами путем исследования состояния призабойной зоны пласта методом кратковременной закачки-излива жидкости с получением коэффициента приемистости позволяют определить один из двух методов глушения скважины (с предварительной закачкой блокирующего состава или без закачки блокирующего состава), чтобы в полном объеме заглушить скважину и уменьшить опасность ГНВП.

3. Метод оперативного определения прочностных свойств пород с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанный с созданием избыточного давления на горные породы позволяет вычислить прочности горных пород на персональном компьютере в программе Excel.

4. Модельные испытания подтвердили повышение стойкости создаваемого водоизоляционного экрана к перепадам давления при введении в состав водоизолирующего материала твердых частиц (проппанта).

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ, ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УСТЬЯ СКВАЖИН В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

3.1. Разработка технологии ремонтно-изоляционных работ в скважинах в условиях поглощений глинисто-силикатным раствором

В настоящее время ремонтно-изоляционные работы (РИР) в условиях больших поглощений выполняются в основном с использованием составов на основе тампонажного портландцемента и различных добавок (кордное волокно, резиновая крошка, бентонитовый глинопорошок, древесная мука, нефть, акриловые полимеры и др.). К недостаткам этих составов относятся плохая прокачиваемость, быстрое отверждение при контакте с пластовыми флюидами и сложность получения гомогенных рабочих растворов. Эффективность РИР в скважинах по изоляции зон поглощений в большинстве случаев не превышает 50-60 %. Для повышения эффективности изоляции зон поглощения в скважинах разработана технология [121, 122, 123] изоляции зон поглощений при ремонте скважин с применением глинисто-силикатного раствора. Изоляции зон поглощений могут проводиться как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах.

Технология проведения водоизоляционных работ основана на использовании глинисто-силикатного раствора в условиях поглощений в скважинах с приемистостью от 3,0 до 7,0 м³/ч·МПа и температурой в интервале проведения РИР в пределах 5–45 °С. Отверждение глинисто-силикатного раствора происходит в присутствии этилацетата, при этом свободная вода прочно связывается формирующимся глинисто-силикатным гелем. Формирующийся при структурировании глинисто-силикатного раствора тампонажный материал имеет однородную прочную структуру, обладает химическим сродством и адгезией к породам, слагающим пласты. Через 2–4 ч с момента смешения всех компонентов раствор теряет подвижность. Пластическая прочность образовавшейся

тампонажной массы, определенная по методу конического пластомера П.А. Ребиндера, составляет 0,1–0,2 МПа.

Характеристика глинисто-силикатного раствора представлена в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Характеристика глинисто-силикатного раствора

Тампонажный состав	Предназначение	Компоненты	Свойства тампонирующей массы после отверждения
Глинисто-силикатный раствор	Герметизация нарушений эксплуатационной колонны и отключение пластов с приемистостью от 3,0 до 7,0 м ³ /ч·МПа	Глинистый раствор (на основе комовой глины Биклянского месторождения) и силикат натрия (высокомодульное жидкое стекло)	Однородная прочная структура, обладает химическим сродством и адгезией к породам, слагающим пласт

Возможность получения тампонажной массы была проверена в лабораторных условиях. Проведенные исследования показали, что при использовании жидкого стекла СИЛИНОМ ВН-М с величиной силикатного модуля в пределах от 4,2 до 6,2 (соответствует всему интервалу возможной величины силикатного модуля жидкого стекла СИЛИНОМ ВН-М по ТУ 2145-014-13002578-2008), свойства тампонажной массы существенно не изменяются. Поэтому, в дальнейшем при исследованиях использовали только жидкое стекло СИЛИНОМ ВН-М с силикатным модулем 5,0. Результаты исследований иллюстрируются примерами, приведенными в таблице 3.2.

Технология изоляции зоны поглощения в скважине включает закачку в скважину одновременно-раздельно двух потоков компонентов водоизоляционной композиции: первого потока из смеси глинистого бурового раствора, этилацетата, неопола и равного по объему первому второму потока компонентов водоизоляционной композиции, состоящего из 100 об. % высокомодульного жидкого стекла. Перед закачкой в скважину спускают две колонны труб, каждую из которых в нижней части оборудуют клапаном, автоматически открываемым при давлении, в 1,6–2,2 раза превышающем давление приемистости скважины, в колонны труб одновременно-раздельно закачивают два потока компонентов водоизоляционной композиции.

Таблица 3.2–Исследование свойств тампонажной массы

Пример №	Содержание компонентов, об.%				Время потери текучести, ч-мин
	Глинистый буровой раствор	Этилацетат	Неонол АФ9-6	Высокомодульное жидкое стекло	
1	92,955	7,0	0,045	100	0-14
2	93,455	6,5	0,045	100	0-47
3	93,960	6,0	0,040	100	1-08
4	94,965	5,0	0,035	100	1-39
5	94,465	5,5	0,035	100	1-42
6	95,470	4,5	0,030	100	3-02
7	96,470	3,5	0,030	100	6-49

В первом потоке закачивают смесь 93,455–95,470 об. % глинистого бурового раствора, 4,5–6,5 об. % этилацетата и 0,030–0,045 об. % неонола марки АФ 9-6. Во втором потоке, равном по объему первому, закачивают 100 об. % высокомодульного жидкого стекла марки СИЛИНОМ ВН-М.

Отверждение глинисто-силикатного раствора происходит в присутствии производных карбоновых кислот. Время потери текучести регулируется катализатором отверждений в диапазоне температур 5–45 °С. Количество образующейся тампонирующей массы составляет 100 % от объёма закачиваемых компонентов. Основная доля работ приходилась на герметизацию эксплуатационной колонны и отключение пластов с приемистостью более 3,0 м³/ч·МПа.

Промысловые испытания проводились в скважине в интервале 1408,0–1411,0 м, обнаружено нарушение целостности 168 мм эксплуатационной колонны с приемистостью 450 м³/сут при давлении 1,0 МПа. Спустили в скважину на глубину 1390 м две колонны труб. Первая – колонна 73 мм НКТ, оборудованная в нижней части клапаном, открывающимся при давлении 2,1 МПа. Вторая – колонна 38 мм ГТ, оборудованная в нижней части клапаном, открывающимся при давлении 2,1 МПа, спуск ГТ проводили с использованием колтюбинговой установки.

На стационарном узле приготовления буровых растворов смешением в емкости исходных компонентов приготовили 93,960 об. % (8,4564 м³) глинистого бурового раствора. В каждом 1 м³ глинистого бурового раствора содержится 200 кг комовой глины Биклянского карьера, 5 кг – кальцинированной соды, 3 кг – карбоксиметилцеллюлозы, 360 кг – мела, остальное – пресная вода.

В ёмкости объемом 1 м³ перемешали в течение 10 мин 6 об. % (0,54 м³) этилацетата и 0,040 об. % (0,0036 м³) неонола АФ 9-6. Полученный раствор откачали в автоцистерну с 93,960 об. % (8,4564 м³) глинистого бурового раствора и работой цементировочного агрегата все перемешали в автоцистерне, таким образом, был получен первый поток компонентов водоизоляционной композиции.

Автоцистерну обвязали с цементировочным агрегатом, а цементировочный агрегат с колонной НКТ. Автоцистерну со 100 об. % (9 м³) жидкого стекла

СИЛИНОМ ВН-М с силикатным модулем 5,0, представляющего собой второй поток компонентов водоизоляционной композиции, обвязали с цементирующим агрегатом, а цементирующий агрегат с колонной ГТ.

Работой двух цементирующих агрегатов с одинаковым расходом 5,4 м³/ч закачали одновременно-раздельно по ГТ 9,0 м³ высокомодульного жидкого стекла и по НКТ 9,0 м³ смеси из глинистого бурового раствора, этилацетата и неолола АФ 9-6, далее закачиванием пресной воды в НКТ и ГТ продавили водоизоляционную композицию в изолируемый интервал. Подняли НКТ и ГТ из скважины, а скважину закрыли на 24 ч для упрочнения тампонажной массы.

Промысловые испытания данной технологии изоляции зон поглощений с применением глинисто-силикатного раствора проведены на месторождениях ПАО «Татнефть» на 20 скважинах. Успешность работ составила 82 %.

Повышение эффективности и успешности работ в сравнении с использованием тампонажных портландцементов достигается за счет более интенсивного перемешивания двух потоков компонентов водоизоляционной композиции и упрощения технологии применения за счет использования неолола с более низкой температурой замерзания.

3.2. Разработка технологии и технических средств герметизации устья при ремонтах скважин на месторождениях сверхвязкой нефти

Известно, что залежи СВН Ашальчинского месторождения ПАО «Татнефть» находятся на небольшой глубине – до 100 м – и разрабатываются скважинами с протяжёнными горизонтальными участками, оборудованными фильтрами (патенты РФ №№ 2514040, 2522031) с наклонным устьем [47, 48].

Залежь СВН имеет относительно низкие пластовые давления до 5,0–6,0 МПа, поэтому при проведении ремонтных работ в скважине большую опасность представляет не пластовое давление, а высокая температура скважинной жидкости.

При разработке месторождений СВН методом парогравитационного воздействия в пласте находятся пар, конденсат, нефть и пластовая вода. Пар через промытые зоны, трещины и поры попадает в добывающую скважину. Если давление в пласте (в образовавшейся паровой камере за счёт закачки пара) выше давления ЖГ, заполняющей скважину, то пар выбрасывает жидкость из скважины, и возникает паровой фонтан, а иногда и водонефтяной фонтан. Это осложняет работу по извлечению оборудования из скважины и её ремонту.

Выбросы пара и воды могут быть не только в результате проникновения пара в скважину под превышающим пластовым давлением из паровой камеры. Особенно интенсивно пар может образовываться в разогретой скважине (свыше 100 °С) из-за снижения давления на устье скважины при длительных перерывах при ремонте скважины.

При снижении давления происходит мгновенное вскипание жидкости на забое скважины, при этом плотность жидкости снижается, а объём значительно увеличивается. Учитывая большую протяженность горизонтальной части скважины в отношении её глубины, вес столба жидкости не может противостоять давлению пара, в результате чего происходит выброс. Кроме того, выбросы могут возникать и при понижении уровня жидкости в скважине в процессе подъёма труб.

В связи с этим ремонт скважин СВН, согласно [1], должен обязательно производиться с установленным на устье ПВО с целью предупреждения или герметизации устья скважины в случае возникновения ГНВП.

В процессе проведения ремонтных работ невозможно загерметизировать наклонное устье скважины СВН установкой существующего превентора ППО-2ФТ-152х21. Это обусловлено ограниченной высотой рабочей площадки при ремонте наклонных скважин СВН, появляется дополнительное увеличение высоты конструкции из-за применения переходных катушек для различных типоразмеров опорных фланцев (диаметрами 300, 445 мм), что является критичным при возникновении ГНВП.

Для решения данной задачи нижний фланец превентора выполнили под минимальный типоразмер опорного фланца устьевой арматуры [49, 50]. Крепление превентора к опорному фланцу устьевой арматуры больших типоразмеров осуществляли с помощью сменных переходных колец, показанных на рисунке 3.1, соответствующих другим типоразмерам опорных фланцев устьевых арматур (диаметрами 380 и 445 мм).



Рисунок 3.1 – Сменные переходные кольца под опорные фланцы диаметрами 380, 445 мм

Использование сменных переходных колец [50] в отличие от существующих переходных катушек с превентором [51–58] позволило:

- сократить время монтажа-демонтажа превентора на опорном фланце устьевой арматуры;
- снизить высоту установки превентора на опорном фланце устьевой арматуры;
- повысить удобство установки превентора на опорный фланец скважины с наклонным устьем;
- повысить безопасность проведения работ на устье наклонных скважин СВН в критической ситуации при возникновении ГНВП.

Кроме того, существующий узел центрирования колонны труб превентора ППШР-2ФТ-152х21 не предназначен для центрирования колонны труб относительно оси наклонного устья скважины, поэтому колонна труб «лежит» на плашках превентора, передавая свой вес на плашки.

Для решения этой задачи превентор оснащали узлом центрирования. Узел центрирования выполнен в виде вставных центраторов, состоящих из двух продольно разрезанных равных половин различных типоразмеров под колонны НКТ с наружными диаметрами 60, 73, 89 мм, с которой производят СПО. Такая конструкция центратора позволяет после спуска одной трубы НКТ с внутрискважинным оборудованием в скважину установить центратор поверх трубы НКТ, затем вставить и жестко закрепить вставной центратор в верхнем фланце превентора.

Вставной центратор позволяет отцентрировать герметизируемую трубу относительно центральной оси наклонного устья скважины благодаря равномерному охвату по периметру герметизируемой трубы, что облегчает вращение штурвалов в процессе схождения трубных плашек герметизирующего узла превентора [59–67] и исключает пропуски жидкости через герметизирующий узел (трубные плашки) превентора в скважинах с наклонным устьем при возникновении ГНВП.

Провели промысловые испытания усовершенствованного превентора ППО-2ФТ-152х21. Для этого крепление превентора осуществляли через сменное переходное кольцо (рисунки 3.2 и 3.3) диаметром 445 мм [50] на опорном фланце арматуры устьевой двуствольной (АУД) наклонной скважины.



Рисунок 3.2 – Превентор, соединённый с устьевой арматурой сменным переходным кольцом диаметром 445 мм



Рисунок 3.3 – Загерметизированное наклонное устье скважины СВН

Провели опрессовку трубных плашек в наклонной скважине следующим образом. Установили в превентор трубные плашки под трубу НКТ наружным диаметром 89 мм. С помощью шпилек закрепили переходное кольцо (300×445 мм) к нижнему фланцу превентора, предварительно установив между ними уплотнительное кольцо. С помощью грузоподъёмных стропов подняли превентор

и смонтировали его на опорном фланце устьевой арматуры АУД наклонной скважины. В наклонную скважину сквозь осевой канал превентора спустили пакер с одной трубой НКТ диаметром 89 мм.

Установили разрезной вставной центратор в верхний фланец превентора и жестко закрепили его под трубу НКТ с условным диаметром 89 мм. Далее на трубах НКТ диаметром 89 мм спустили пакер до глубины 100 м и посадили его в наклонной скважине. Обвязали боковой отвод опорного фланца наклонной скважины с насосным агрегатом. Заполнили наклонную скважину жидкостью до излива жидкости через превентор. Вращением штурвалов превентора до упора трубных плашек в трубу НКТ диаметром 89 мм снаружи загерметизировали трубу НКТ. С помощью насосного агрегата подняли гидравлическое давление жидкости под превентором до 3,0 МПа (рисунок 3.4). Опрессовали трубные плашки превентора под трубу НКТ диаметром 89 мм (выдержали в течение 30 мин).



Рисунок 3.4 – Опрессовка превентора на наклонном устье скважины СВН

Отключили насосный агрегат, стравили гидравлическое давление под превентором и демонтировали превентор с опорного фланца устьевой арматуры АУД наклонной скважины в обратной последовательности. Результат занесли в п. 1 таблицы 3.2.

Таблица 3.3 – Промысловые испытания усовершенствованного превентора ППШР-2ФТ-152х21

Контролируемый показатель	Номинальное значение	Результат
1. Крепление превентора через переходное кольцо на опорном фланце АУД (Ø 445мм) наклонной скважины и проверка герметичности трубных плашек, МПа	3 МПа	Адаптирован, крепится 3,0 МПа
2. Крепление превентора через переходное кольцо на опорном фланце АОД (Ø 380 мм) наклонной скважины	-	Адаптирован, крепится
3. Длительность установки превентора на опорный фланец наклонной скважины и закрытия устья скважины, мин.	15 мин	15 мин

Провели проверку крепления превентора через сменное переходное кольцо на опорном фланце АОД (Ø380 мм) наклонного устья скважины СВН.

С помощью шпилек закрепили переходное кольцо 4 (300 × 380 мм) к нижнему фланцу превентора, предварительно установив между ними уплотнительное кольцо. С помощью стропов подняли превентор и смонтировали его на опорном фланце устьевого одноствольной двухрядной арматуры (АОД) наклонной скважины. Демонтировали превентор опорного фланца устьевого АОД наклонной скважины в обратной последовательности. Результат занесли в п. 2 таблицы 3.2.

Определили длительность установки превентора на опорный фланец наклонной скважины и закрытия устья скважины. Установили превентор возле рабочей площадки и запустили секундомер. Стропами подняли превентор и смонтировали его на опорном фланце устьевого АОД наклонной скважины. Остановили секундомер. Результат занесли в п. 3 таблицы 3.2.

Технологию герметизации наклонного устья при ремонте скважин с помощью усовершенствованного превентора ППО-2ФТ-152х21 осуществляют следующим образом:

– выбирают превентор с минимальными присоединительным (шпильки с гайками) и герметизирующим (металлическое кольцо овальной формы) размерами нижнего фланца, соответствующими опорному фланцу устьевой арматуры. Нижний фланец превентора соединяют со сменным кольцом большего типоразмера, чем нижний фланец, но соответствующего размерам опорного фланца устьевой арматуры. Превентор со сменным кольцом поднимают за грузоподъёмные проушины с углом наклона, соответствующим углу наклона опорного фланца скважины с наклонным устьем, и герметично крепят на опорном фланце устьевой арматуры с помощью шпилек и гаек. Далее через превентор спускают в скважину с наклонным устьем одну трубу с технологическим оборудованием. Устанавливают в верхнюю часть превентора вставной разрезной центратор под типоразмер спускаемой колонны труб (60,73 или 89 мм) и крепят центратор в превенторе резьбовым фиксатором;

– производят СПО колонны труб в скважину. В процессе проведения СПО с колонной труб центратор центрирует ось колонны труб с осью превентора, что исключает смещение колонны труб относительно центральной оси превентора и, следовательно, наклонного устья скважины СВН. При возникновении ГНВП закрывают межколонное пространство скважины вращением штурвалов превентора по часовой стрелке. На верхний конец колонны труб наворачивают запорную компоновку с краном. Поворачивают кран в положение «закрыто». Таким образом, скважина загерметизирована;

– после устранения ГНВП переводят кран в положение «открыто», отворачивают запорную компоновку с верхнего конца колонны труб. Открывают межколонное пространство скважины вращением штурвалов против часовой стрелки и продолжают СПО с колонной труб. При извлечении колонны труб из скважины перед последней трубой раскрепляют резьбу, крепящую вставной разрезной центратор в верхней части превентора, и снимают вставной разрезной центратор с превентора, после чего поднимают последнюю трубу из скважины.

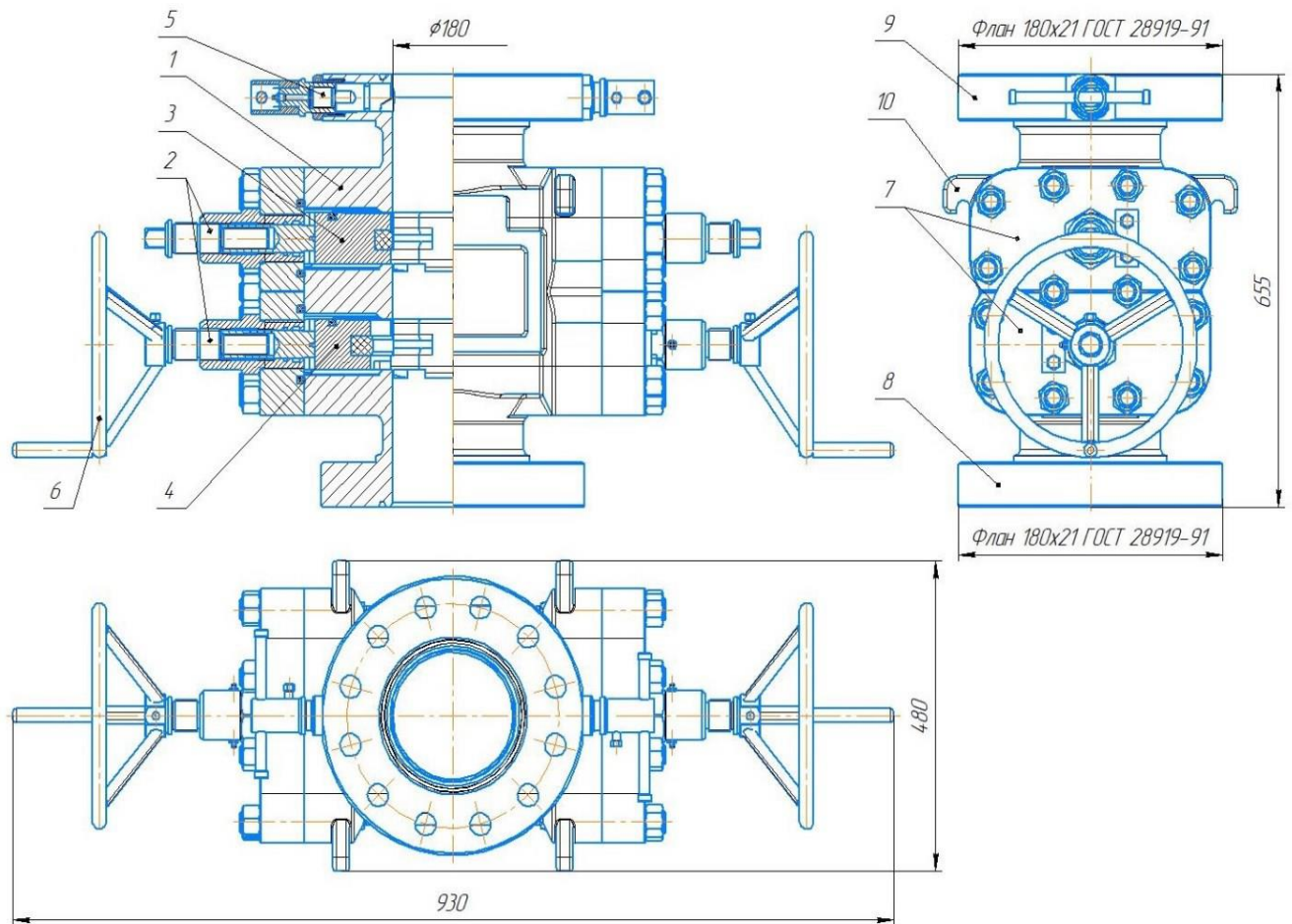
В приложении А приведён акт по форме Р2 внедрения в производство.

3.3. Разработка технологии и технических средств герметизации устья скважин с двухлифтовыми компоновками одновременно-раздельной эксплуатации

Существующие в России и за рубежом превенторы позволяют герметизировать только одну колонну труб с внутрискважинным оборудованием, спущенным в скважину. Впервые разработана технология герметизации колонны труб при последовательном спуске ДК и КК труб [125], при этом был разработан превентор следующей конструкции.

Превентор [68] содержит корпус 1 (рисунок 3.5), механизм привода плашек 2, верхний ряд ассиметричных плашек 3 (рисунок 3.6) и нижний ряд симметричных плашек 4 (рисунок 3.5), механизм фиксации герметизирующих вставок 5, штурвал 6, крышку привода плашки 7, нижний фланец 8, верхний фланец 9, грузовой крюк 10. Механизм привода плашек 2 ручной винтовой с возможностью дистанционного управления. Верхний ряд плашек 3 оснащен эластичными уплотнителями для герметизации короткой колонны труб с наружным диаметром 48 мм. Нижний ряд плашек 4 оснащен эластичными уплотнителями для герметизации ДК труб с наружным диаметром 48, 60, или 73 мм. Крышки привода плашек 7 предназначены для монтажа и демонтажа плашек верхнего 3 и нижнего 4 рядов при проведении технического обслуживания превентора. В исходном положении превентор крепится на устье ремонтируемой скважины с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования. Верхний 3 и нижний 4 ряды плашек должны находиться в открытом положении. На квадратные торцы механизмов привода плашек 2 устанавливаются штурвалы 6. При необходимости герметизации устья скважины с короткой или длинной колонной труб вращают штурвалы 6 механизмов привода плашек 2 соответствующего верхнего 3 или нижнего 4 ряда плашек вправо (по часовой стрелке). При герметизации ДК труб вращают штурвалы 6 механизмов привода плашек 2 нижнего ряда 4. При герметизации короткой колонны вращают штурвалы 6 механизмов привода плашек 2 верхнего ряда 3. Плашки верхнего 3 и нижнего 4 ряда начинают движение в направлении к вертикальной оси корпуса 1.

Положение верхнего 3 и нижнего 4 рядов плашек контролируется по прорезам на винте механизма привода плашек 2. В результате встречного движения плашки одного из рядов верхнего 3 или нижнего 4 сходятся в центре корпуса 1, плотно обжимая герметизируемую колонну труб [68–81].



1 – корпус; 2 – механизм привода плашек; 3 – верхний ряд плашек; 4 – нижний ряд плашек; 5 – механизм фиксации герметизирующих вставок; 6 – штурвал; 7 – крышки привода плашек; 8 – нижний фланец; 9 – верхний фланец; 10 – грузовой крюк

Рисунок 3.5 – Конструкция усовершенствованного двухрядного плашечного превентора ППС-2Ф-180х21-2К

Промысловые испытания превентора ППС-2Ф-180х21-2К проводились на устьевой арматуре конструкции 2АНК-50/40х2, 2АНК-40х21, 2АШК-50/40х21 или

2АШК-40х21 с применением превентора для ремонта скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования ППС-2Ф-180×21-2К.

На скважине демонтировали верхнюю обвязку скважины и верхний фланец устьевой арматуры. В превентор установили трубные плашки:

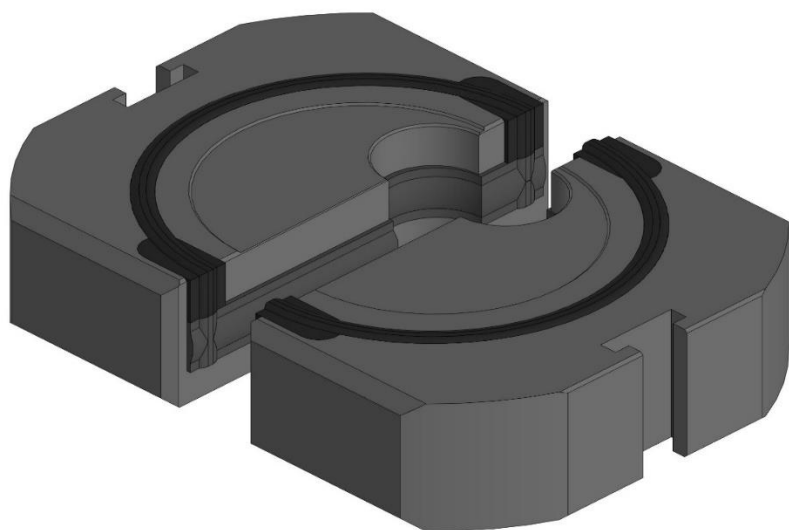
- верхний ряд трубных плашек под НКТ диаметром 48 мм показан на рисунке 3.6 (плашки со смещенными выборками под трубу);
- нижний ряд трубных плашек под НКТ диаметром 60 мм.

Проверка соосности отверстия, образуемого плашками верхнего ряда в короткой колонне труб

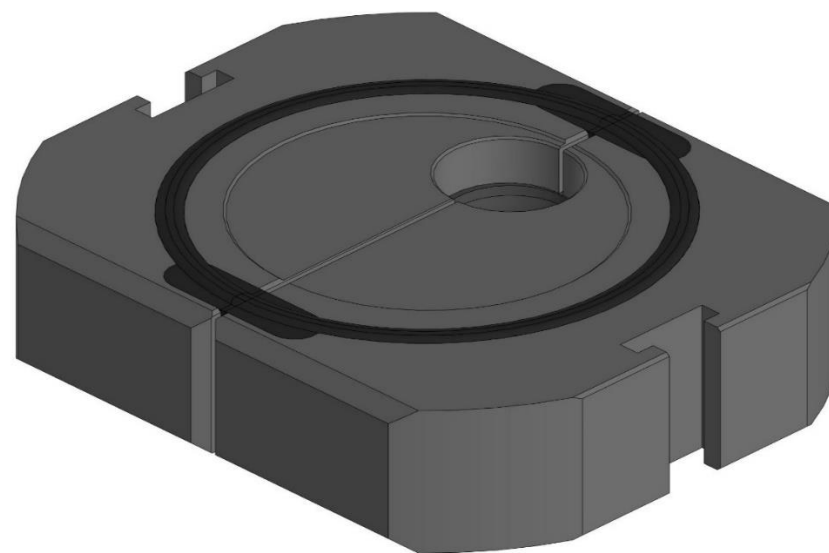
На опорный фланец скважины установили герметизирующее кольцо, затем превентор ППС-2Ф-180×21-2К нижним фланцем установили на опорный фланец скважины и закрепили превентор ППС-2Ф-180×21-2К шпильками. Превентор ППС-2Ф-180×21-2К сориентировали так, чтобы отверстие, образованное верхними трубными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К, было соосно отверстию под короткую колонну НКТ в трубодержателе.

Подняли короткую колонну НКТ диаметром 48 мм на 30 м и навернули запорную компоновку. Дopusтили короткую колонну НКТ диаметром 48 мм в скважину и под муфту запорной компоновки над осевым каналом превентора ППС-2Ф-180×21-2К установили элеватор. Вращая штурвалы привода верхних трубных плашек превентора ППС-2Ф-180×21-2К, подвели плашки к запорной арматуре.

Убедившись, что отверстие, образуемое трубными плашками верхнего ряда превентора ППС-2Ф-180×21-2К, соосно короткой колонне НКТ диаметром 48 мм (КК труб), разгрузили колонну НКТ диаметром 48 мм на элеватор (рисунок 3.7).



а)



б)

Рисунок 3.6 – 3D конструкция ассиметричной плашки усовершенствованного двухрядного плашечного превентора ППС-2Ф-180x21-2К:
верхние плашки в разомкнутом состоянии (а); верхние плашки в сомкнутом состоянии (б)



Рисунок 3.7 – Превентор ППС-2Ф-180×21-2К в процессе подъёма КК труб

Вращая штурвалы привода верхних плашек превентора ППС-2Ф-180×21-2К, свели плашки до упора – герметизации КК труб (рисунок 3.8). Результат занесли в п. 1 таблицы 3.3.

Таблица 3.4 – Промысловые испытания усовершенствованного превентора ППС-2Ф-180×21-2К

Контролируемый показатель	Номинальное значение	Результат
1. Проверка соосности отверстия, образуемого плашками верхнего ряда колонне труб	соосно	соосно
2. Проверка соосности отверстия, образуемого плашками нижнего ряда колонне труб	соосно	соосно



Рисунок 3.8 – Герметизация КК труб ассиметричными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К

Вращая штурвалы превентора ППС-2Ф-180×21-2К, развели трубные плашки верхнего ряда, демонтировали запорную компоновку и подняли короткую колонну НКТ диаметром 48 мм из скважины.

Проверка соосности отверстия, образуемого плашками нижнего ряда в длинной колонне труб

Приподняли длинную колонну НКТ диаметром 60 мм за трубодержатель. Трубодержатель провели через осевой канал превентора ППС-2Ф-180×21-2К и демонтировали. Подняли длинную колонну НКТ диаметром 60 мм на 30 м и наверху запорную компоновку. Дopusтили длинную колонну НКТ диаметром 60 мм в скважину и под муфту запорной компоновки установили элеватор. Вращая штурвалы привода нижнего ряда трубных плашек превентора ППС-2Ф-180×21-2К, подвели плашки к запорной арматуре. Убедившись, что отверстие, образуемое трубными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К, соосно длинной колонне

НКТ диаметром 60 мм, разгрузили колонну НКТ диаметром 60 мм (ДК труб) на элеватор (рисунок 3.9).



Рисунок 3.9 – Превентор ППС-2Ф-180×21-2К после спуска ДК труб

Вращая штурвалы привода нижнего ряда трубных плашек превентора ППС-2Ф-180×21-2К, свели плашки до упора герметизации ДК труб (рисунок 3.10). Результат занесли в п. 2 таблицы 3.3.



Рисунок 3.10 – Герметизация ДК труб симметричными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К

Вращая штурвалы, развели трубные плашки нижнего ряда превентора ППС-2Ф-180×21-2К, демонтировали запорную компоновку и подняли длинную колонну НКТ диаметром 60 мм из скважины.

Технология герметизации устья при ремонте скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования на арматуре 2АНК-50/40х2, 2АНК-40х21, 2АШК-50/40х21 или 2АШК-40х21 усовершенствованным превентором ППС-2Ф-180х21-2К

Перед установкой превентора на устье скважины проверили, чтобы в превенторе были установлены в верхний ряд трубные плашки диаметром 48 мм для герметизации короткой колонны НКТ (плашки со смещенными выборками под трубу), в нижний ряд трубные плашки диаметром 48 (60 или 73) мм (подбираются

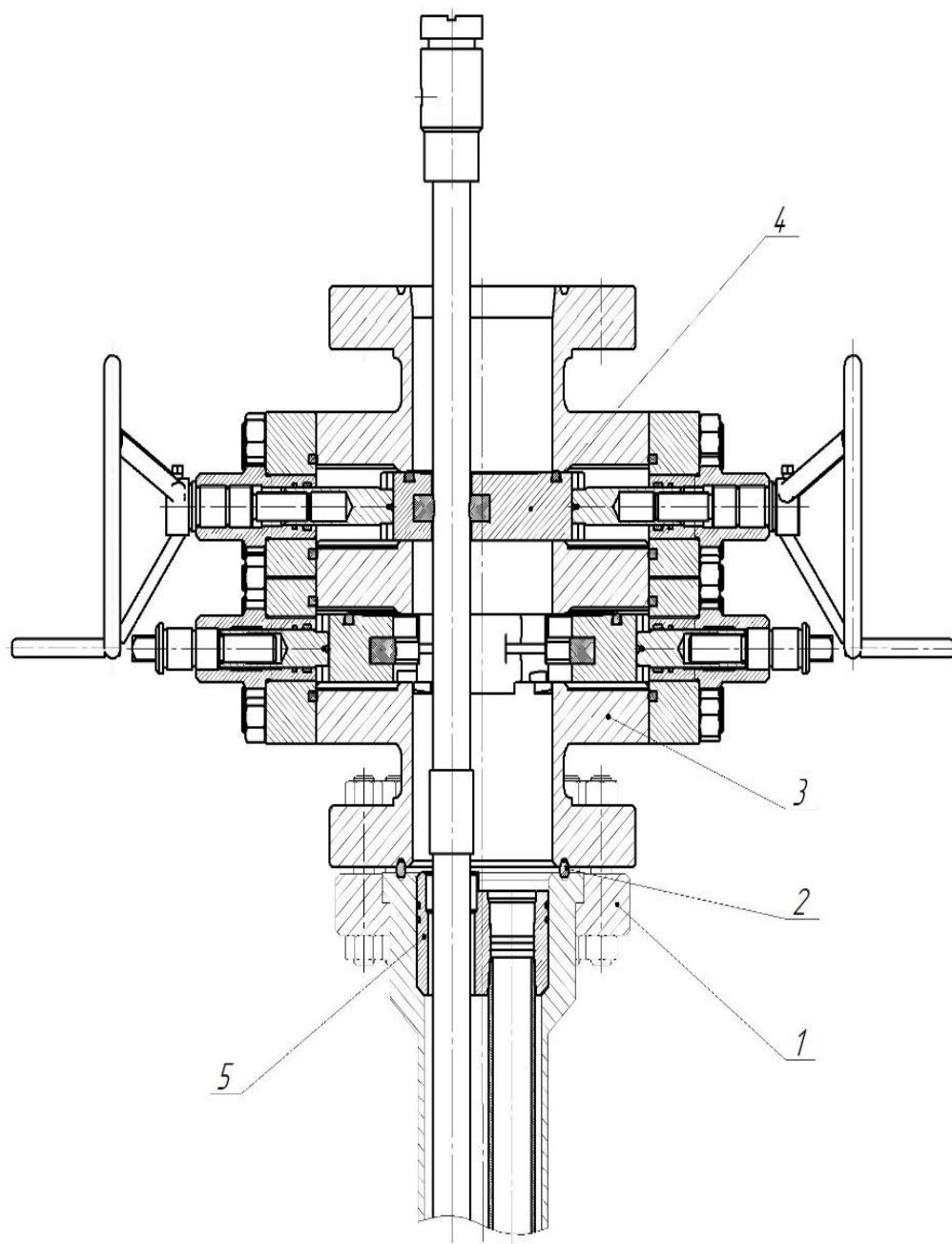
в зависимости от диаметра используемой запорной компоновки) для герметизации длинной колонны НКТ.

Запорная компоновка состоит из переводника (используется в случае, когда патрубок запорной компоновки больше диаметра колонны НКТ), патрубка и шарового крана. При выборе патрубка запорной компоновки необходимо, чтобы его наружный диаметр был равен диаметру отверстия, образуемого плашками, установленными в превентор.

Для установки превентора [82], согласно рисунку 3.11, демонтировали верхнюю обвязку скважины (если в состав ГНО входит ШГН, в том числе штанги) и верхний фланец устьевой арматуры (на рисунке 3.11 не показан). На опорный фланец 1 установили герметизирующее кольцо 2, затем нижним фланцем превентор 3 и закрепили шпилечными соединениями. Превентор 3 необходимо сориентировать так, чтобы отверстие, образованное верхними ассиметричными плашками 4 превентора 3, было соосно отверстию под короткую колонну НКТ в трубодержателе 5 и была возможность вывести управление плашками превентора на защитные щиты. Произвели подъём короткой колонны НКТ.

В резьбовое отверстие (рисунок 3.11) под длинную колонну НКТ в трубодержателе 5 установили технологический патрубок длиной не менее 1,2 м, приподняли за него длинную колонну НКТ и демонтировали трубодержатель 5.

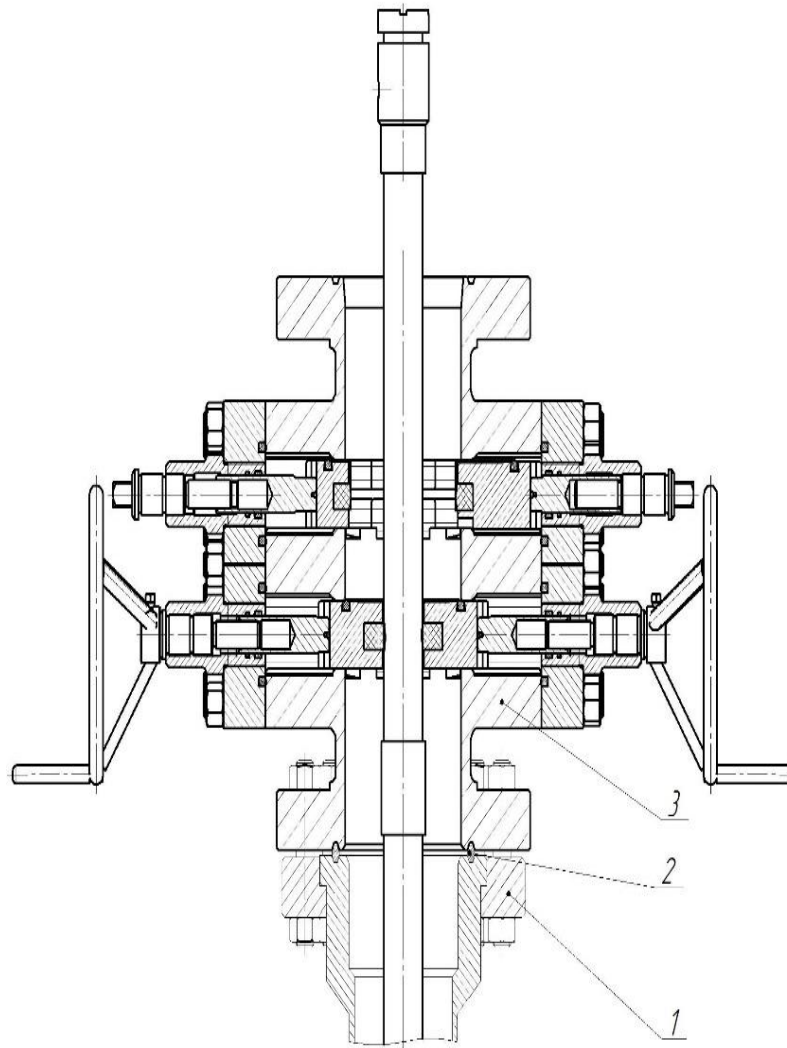
На колонну НКТ наверху шаблон и технологический пакер для опрессовки ПВО. Спустили пакер и посадили его на глубине 8–20 м. Опрессовали ПВО согласно [1].



1 – опорный фланец; 2 – герметизирующее кольцо; 3 – превентор;
4 – верхние ассиметричные плашки; 5 – трубодержатель

Рисунок 3.11 – СПО короткой колонны на скважине,
оснащённой арматурой АНК или АШК

Сорвали пакер для опрессовки ГНО. Извлекли из скважины технологический пакер для опрессовки ПВО и шаблон. Подняли длинную колонну из скважины согласно рисунку 3.12.



1 – опорный фланец; 2 – герметизирующее кольцо; 3 – превентор

Рисунок 3.12 – СПО длинной колонны на скважине, оснащённой арматурой АНК или АШК

При проявлении признаков ГНВП для перекрытия внутреннего канала труб совместно с превентором использовали запорную компоновку, состоящую из переводника (в случае если диаметр колонны отличается от диаметра патрубка запорной компоновки), патрубка (соответствующего типоразмеру применяемых в превенторе трубных плашек) и шарового крана.

Конструкция шарового крана позволяет спускать его в скважину. Длина патрубка обеспечивает расположение муфты ниже трубных плашек превентора. Высота запорной компоновки позволяет производить закрытие шарового крана после герметизации кольцевого пространства.

Запорная компоновка находится рядом с устьем скважины в подготовленном состоянии, с открытым шаровым краном.

Для предупреждения повреждения ПВО в процессе эксплуатации необходимо регулярно следить за центровкой вышки и в случае необходимости центровать ее.

Герметизацию устья скважины при СПО с колонной НКТ необходимо производить в следующей последовательности:

- при проявлении признаков ГНВП колонну труб разгрузить на клиновую подвеску или элеватор ЭХЛ, на муфту верхней трубы навернуть запорную компоновку (патрубок (с переводником в случае, если отличаются диаметр колонны и патрубка), соответствующий диаметру трубных плашек превентора + шаровой кран). Колонну НКТ снять с клиновой подвески, спустить в скважину и установить патрубок запорной компоновки напротив плашек превентора;
- закрыть трубные плашки превентора путем вращения штурвалов по часовой стрелке, а при необходимости использовать карданную передачу между плашками и штурвалами для дистанционного закрытия трубных плашек превентора [76];
- закрыть шаровой кран компоновки;
- оставить колонну НКТ в подвешенном состоянии на талевой системе;
- сообщить о случившемся мастеру.
- вести контроль за давлением на устье скважины.

3.4. Разработка метода ускоренной герметизации устья скважины путём усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин

В настоящее время фланцевые соединения устьевых арматур скважин крепятся с помощью 12 шпилек и 24 гаек [83–90]. Это приводит к дополнительным трудозатратам при демонтаже/монтаже устьевых арматур, связанных с длительностью крепления и раскрепления фланцевого соединения [91–100]. Другим недостатком является низкая надежность крепления из-за вибрации

устьевой арматуры в процессе работы скважины [101–119], в связи с чем приходится периодически подтягивать гайки шпилек для обеспечения герметичности фланцевых соединений эксплуатационных скважин. Нормативное время на крепление и раскрепление фланцевого соединения составляет 33 мин [109].

В целях ускорения процесса герметизации устья скважины путем усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин, в том числе при возникновении ГНВП, разработаны и исследованы по напряжению на срез шпильки с сегментными элементами, показанные на рисунках 3.13 и 3.14.

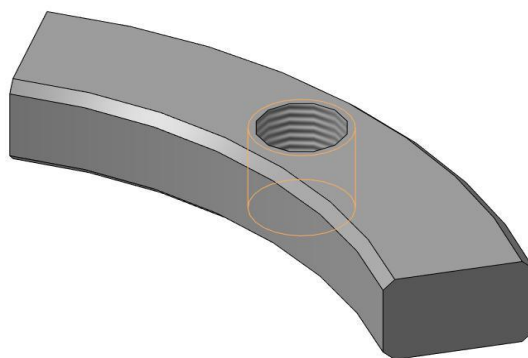


Рисунок 3.13 – Сегментный элемент

Шпильки с сегментными элементами могут быть выполненные из различных классов прочности стали (8.8; 9.8; 10.9; 12.9) по напряжению на срез шпильки-гайки и сравнены с допускаемыми напряжения на срез – $\tau_{ср}$ для материалов (шпилька, гайка) по ГОСТ Р 52627-2006.

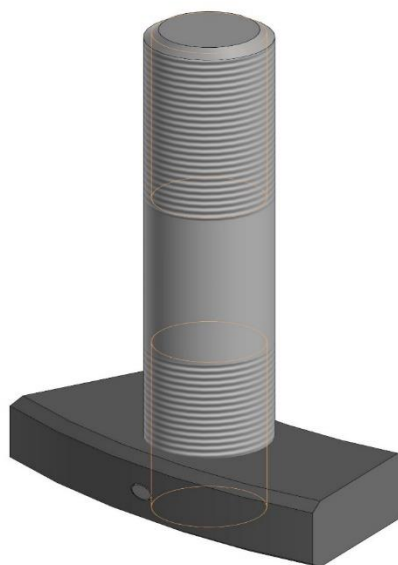
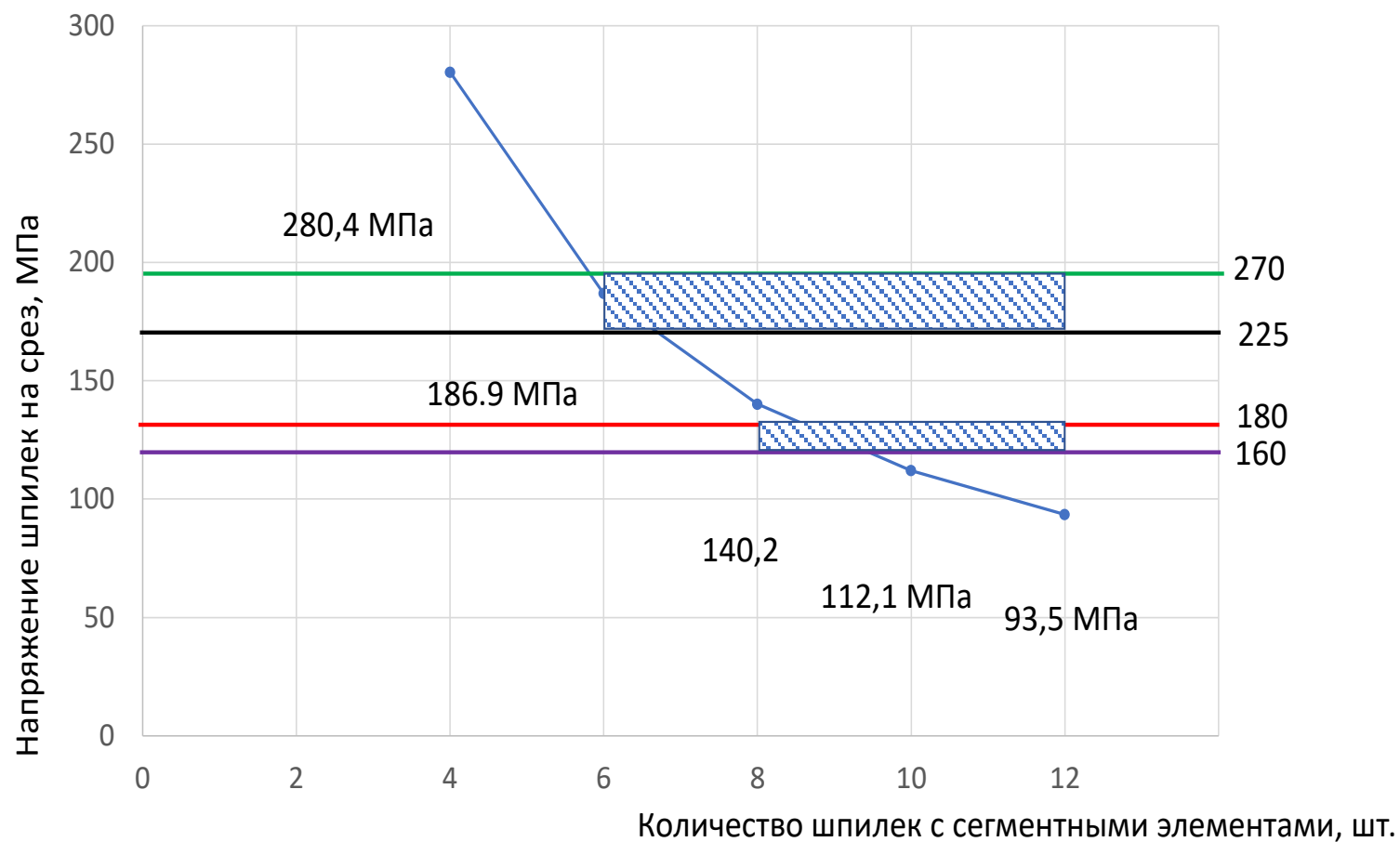


Рисунок 3.14 – Шпилька с сегментным элементом

На рисунке 3.15 показаны рабочие зоны по напряжению резьбы на срез (шпилька-гайка) в соединении, определяющие допустимое количество шпилек с сегментными элементами при креплении фланцев устьевых арматур механизированных скважин в зависимости от группы прочности стали шпилек для существующих фланцевых соединений, состоящих из 12 отверстий.

Из рабочих зон на рисунке 3.15 видно, что для классов прочности 8.8; 9.8 соответствует минимальное количество шпилек с сегментными элементами 8 шт., максимальное – 12, а для классов прочности 10.9; 12.9 по напряжению на срез шпильки-гайки минимальное количество шпилек с сегментными элементами – 6 шт., максимальное – 12.



- - максимально допустимое напряжение на срез шпильки для группы прочности стали 12,9 МПа;
- - максимально допустимое напряжение на срез шпильки для группы прочности стали 10,9 МПа;
- - максимально допустимое напряжение на срез шпильки для группы прочности стали 9,8 МПа;
- - максимально допустимое напряжение на срез шпильки для группы прочности стали 8,8 МПа.

Рисунок 3.15 – Рабочие зоны, определяющие допустимое количество шпилек с сегментными элементами при креплении фланцев устьевых арматур в зависимости от группы прочности стали шпилек

Разработаны:

– крепление КФ-6, представляющее собой шпильки с шестью сегментными элементами и таким же количеством гаек. Шпильки относительно друг друга расположены под углом 60° и выполнены из материала группы прочности 12.9 [112, 113]. Сегментные элементы жёстко соединены на шпильках. Конструкция узла крепления КФ-6 представлена на рисунке 3.16;

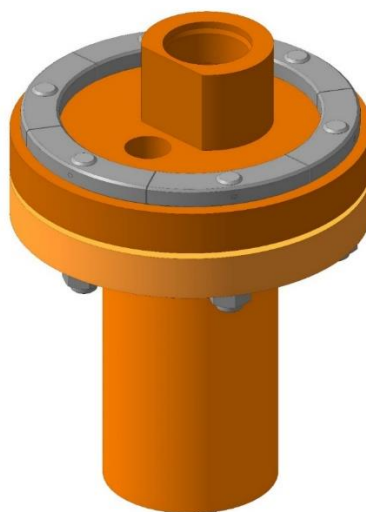


Рисунок 3.16 – Конструкция крепления КФ-6

– крепление КФ-12, представляющее собой шпильки с двенадцатью сегментными элементами и таким же количеством гаек. Шпильки относительно друг друга расположены под углом 30° и выполнены из материала группы прочности 8.8. Сегментные элементы жёстко соединены на шпильках. Конструкция узла крепления КФ-12 представлена на рисунке 3.17.

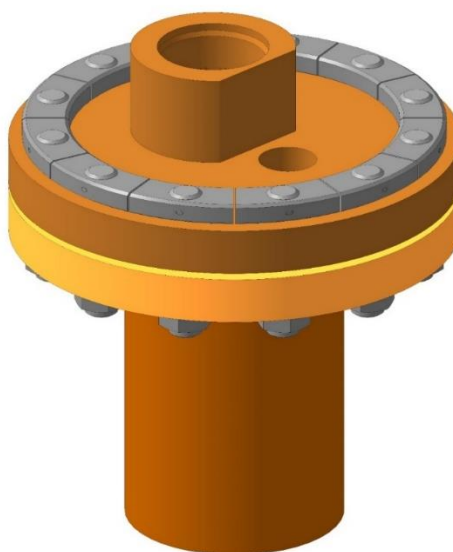


Рисунок 3.17 – Конструкция крепления КФ-12

Крепления фланцевых соединений добывающих скважин КФ-6 и КФ-12 [111] предназначены для механизированных скважин с АУ-140-50, оснащенной штанговым глубинным насосом (ШГН), и АУЭ-140-50, оснащённой электроцентробежным насосом (ЭЦН).

Стендовые испытания шпилек с сегментными элементами на разрыв проводились на разрывной машине на испытательном стенде института «ТатНИПИнефть».

Перед проведением стендовых испытаний шпильки с сегментным элементом из комплекта КФ-6 провели визуальный осмотр, замер геометрических размеров деталей, проверку резьб шпилек. Подготовили разрывную машину и одну шпильку с сегментным элементом из комплекта КФ-6 для проведения испытаний. Установили и закрепили шпильку с сегментным элементом в разрывной машине. Провели испытания шпильки с сегментным элементом на разрыв (рисунок 3.18). Демонтировали шпильку с сегментными элементами с разрывной машины.

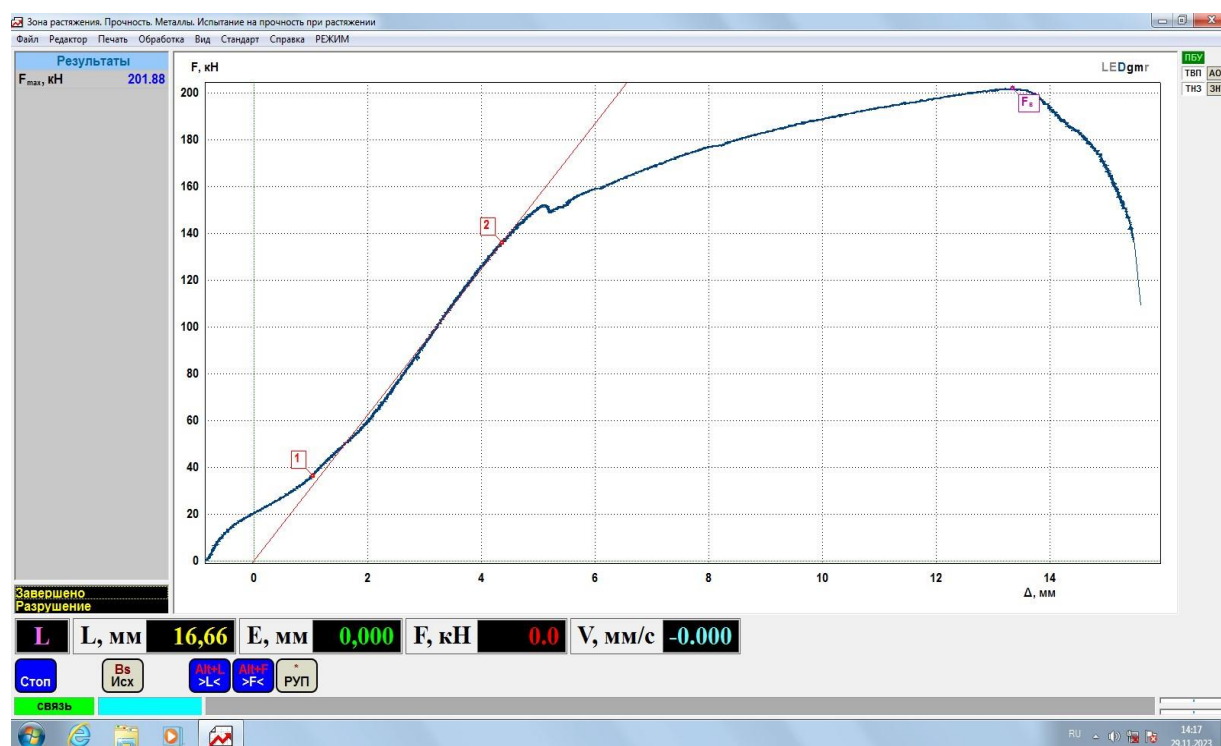


Рисунок 3.18 – График величины растяжения шпильки с сегментным элементом КФ-6 в зависимости от усилия разрыва

Заключение: разрыв шпильки с сегментным элементом КФ-6 произошёл при усилии $204 \text{ кН} = 20,4 \text{ тн}$.

Перед проведением стендовых испытаний одной шпильки с сегментным элементом из комплекта КФ-12 провели визуальный осмотр, замер геометрических размеров деталей, проверку резьб шпилек. Подготовили разрывную машину и одну шпильку с сегментным элементом КФ-12 для проведения испытаний. Установили и закрепили шпильку с сегментным элементом в разрывной машине. Провели испытание шпильки с сегментным элементом на разрыв (рисунок 3.19). Демонтировали шпильку с сегментными элементами с разрывной машины.

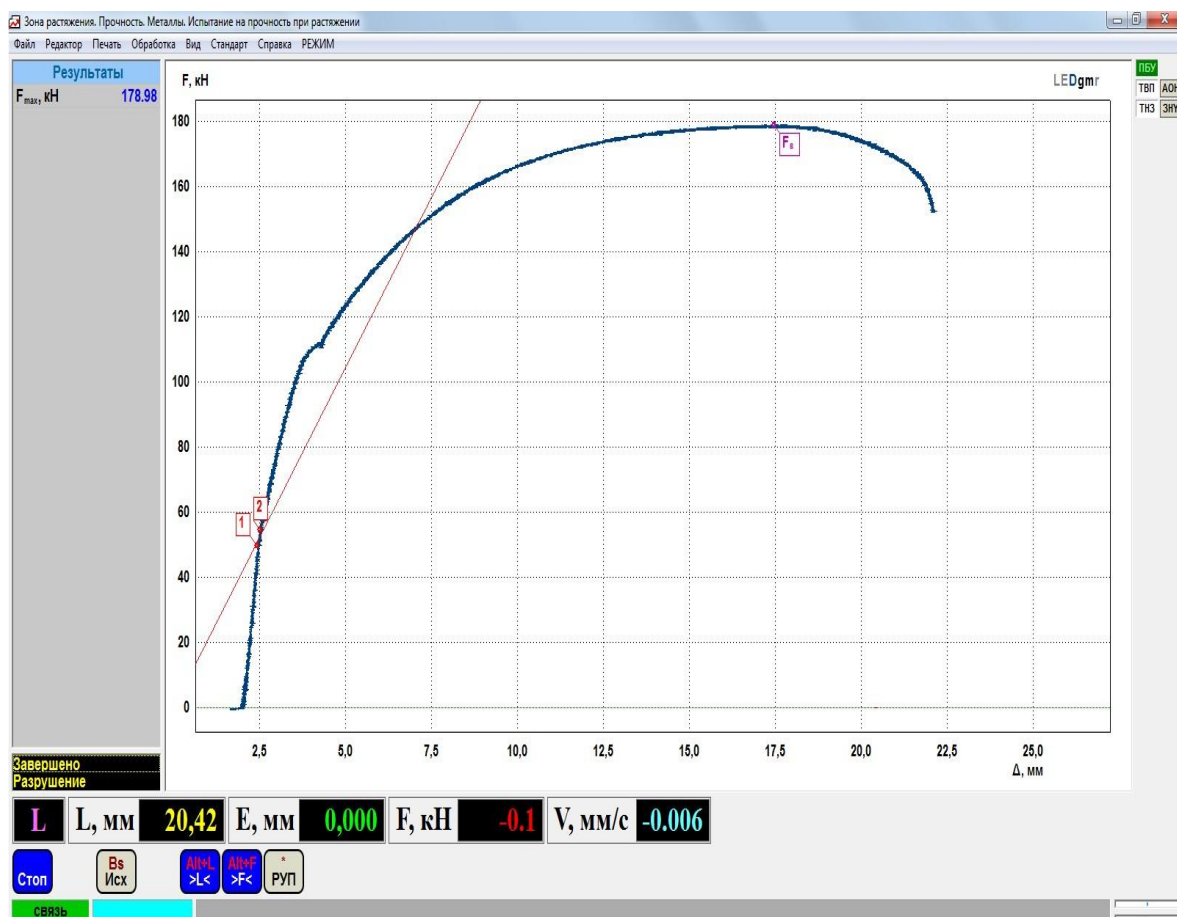


Рисунок 3.19 – График величины растяжения шпильки с сегментным элементом КФ-12 в зависимости от усилия разрыва

Заключение: разрыв шпильки с сегментным элементом КФ-12 произошёл при усиллии 179 кН = 17,9 тн.

Проверку фланцевого соединения на герметичность на максимально допустимом давлении, закреплённого комплектами креплений КФ-6 и КФ-12, осуществили поочередно на испытательном стенде базы производственного обслуживания управления подземного ремонта скважин. При этом смонтировали на фланцевом соединении крепления КФ-6. Обвязали нагнетательную линию насосного агрегата с межколонным пространством скважины. Закрыли трубную задвижку на колонне НКТ. С помощью насосного агрегата подняли гидравлическое давление жидкости в межколонном пространстве скважины до 21,0 МПа. Опрессовали крепление КФ-6 выдержкой в течение 15 мин. Фланцевое соединение герметично (рисунок 3.20). Отключили насосный агрегат, стравили гидравлическое

давление в межколонном пространстве скважины до нуля. Демонтировали нагнетательную линию насосного агрегата.



Рисунок 3.20 – Опрессовка крепления КФ-6 на максимально допустимое гидравлическое давление 21,0 МПа

Смонтировали на фланцевом соединении крепление КФ-12. Обвязали нагнетательную линию насосного агрегата с межколонным пространством скважины. Закрыли трубную задвижку на колонне НКТ. С помощью насосного агрегата подняли гидравлическое давление жидкости в межколонном пространстве скважины до 21,0 МПа. Опрессовали крепление КФ-12 выдержкой в течение 15 мин. Фланцевое соединение герметично (рисунок 3.21). Отключили насосный агрегат, стравили гидравлическое давление в межколонном пространстве скважины до нуля. Демонтировали нагнетательную линию насосного агрегата.



Рисунок 3.21 – Опрессовка крепления КФ-12 на максимально допустимое гидравлическое давление 21,0 МПа

Опытно-промысловые испытания креплений фланцевых соединений КФ-6 (12) проводились на добывающих скважинах НГДУ «Альметьевнефть», оснащённых АУ-140-50 и АУЭ-140-50 [114].

Нормативное время в п. 1 и 2 таблицы 3.4 на крепление и раскрепление фланцевого соединения, состоящего из 12 шпилек и 24 гаек, взято справочно [110].

Осуществили проверку длительности сборки/разборки крепления КФ-6 (рисунок 3.22). Запустили секундомер и произвели сборку крепления КФ-6. В совмещённые отверстия устьевого фланца и трубодержателя вставили шпильку с сегментным элементом. Повернули сегментный элемент внутренним радиусом в сторону центральной оси устьевого фланца. На шпильку завернули гайку. Аналогичным образом поочерёдно установили в совмещённые отверстия устьевого фланца и трубодержателя оставшиеся пять шпилек с сегментными элементами, завернув гайки. Далее поочередно протянули гайки ручным ключом. Остановили секундомер. Результат занесли в п. 3 таблицы 3.4.

Таблица 3.5 – Продолжительности крепления/раскрепления креплений КФ-6 и КФ-12 в сравнении с базовым вариантом

Показатель	Длительность, мин	Итого
1. Нормативное время сборки крепления на устьевой арматуре по базовому варианту, мин	18	33
2. Нормативное время разборки крепления на устьевой арматуре по базовому варианту, мин	15	
3. Длительность сборки крепления КФ-6 на устьевой арматуре, мин	8	13
4. Длительность разборки крепления КФ-6 на устьевой арматуре, мин	5	
5. Длительность сборки крепления КФ-12 на устьевой арматуре, мин	10	17
6. Длительность разборки крепления КФ-12 на устьевой арматуре, мин	7	



Рисунок 3.22 – Монтаж/демонтаж крепления КФ-6 на устьевой арматуре

Запустили секундомер и произвели разборку крепления КФ-6. Поочередно ослабили шесть гаек ручным ключом и отвернули гайки со шпилек. Сняли все шпильки с сегментными элементами из совмещённых отверстий устьевого фланца и трубодержателя. Остановили секундомер. Результат занесли в п. 4 таблицы 3.4.

Проверили длительности сборки крепления КФ-12 на АУ-140-50. Запустили секундомер и произвели сборку крепления КФ-12 (рисунок 3.23). Для этого в совмещённые отверстия устьевого фланца и трубодержателя вставили шпильку с сегментным элементом.



Рисунок 3.23 – Монтаж/демонтаж крепления КФ-12 на устьевой арматуре

Повернули сегментный элемент внутренним радиусом в сторону центральной оси устьевого фланца. На шпильку завернули гайку. Аналогичным образом поочерёдно установили в совмещённые отверстия устьевого фланца и трубодержателя оставшиеся 11 шпилек с сегментными элементами, завернув гайки. Далее поочередно протянули гайки ручным ключом. Остановили секундомер. Результат занесли в п. 5 таблицы 3.4.

Запустили секундомер и произвели разборку крепления КФ-12. Поочередно ослабили 11 гаек ручным ключом и отвернули гайки со шпилек. Сняли все шпильки с сегментными элементами из совмещённых отверстий устьевого фланца и трубодержателя. Остановили секундомер. Результат занесли в п. 6 таблицы 3.4.

3.4. Выводы по главе 3

1. Предложена и внедрена технология проведения водоизоляционных работ, основанная на использовании глинисто-силикатного раствора в условиях поглощений в скважинах с приемистостью от 3,0 до 7,0 м³/ч·МПа и температурой в интервале изоляционных работ от 5 до 45 °С, при этом высокомодульное жидкое стекло имеет силикатный модуль, равный 5.

2. Предложена и внедрена технология герметизации наклонного устья скважины СВН усовершенствованным превентором ППШР-2ФТ. Внедрение технологии при возникновении ГНВП при ремонте скважин в процессе проведения СПО с колонной труб повышает безопасность проведения работ на устье наклонной скважины СВН, а благодаря возможности центрирования герметизируемой колонны труб относительно превентора обеспечивается надёжная работа герметизирующего узла, не зависящего от угла наклона устья скважины (акт Р2 приложения А).

3. Предложена и внедрена технология герметизации устья при проведении последовательных СПО ДК и КК труб двухлифтовых компоновок с внутрискважинным оборудованием. При реализации технологии оборудование монтируется на устьевой арматуре ОРД и ОРЗ скважины при проведении СПО ДК и КК труб и позволяет произвести герметизацию устья скважин на различных типах устьевых арматур в процессе проведения СПО с ДК и КК труб при ремонте скважин в случае возникновения ГНВП.

4. Предложен и внедрен в производство метод крепления фланцевых соединений по окончании ремонта добывающих скважин, в том числе после ликвидации ГНВП. Метод ускоряет процесс крепления и раскрепления фланцев за счет сокращения продолжительности раскрепления и крепления шпилек.

Для крепления КФ-6 продолжительность крепления/раскрепления сокращается в 2,5 раза по сравнению с существующим креплением.

Для крепления КФ-12 продолжительность крепления/раскрепления сокращается в 2 раза по сравнению с существующим креплением.

Максимальное сокращение продолжительности раскрепления и крепления шпилек обеспечивает крепление КФ-6.

Метод обеспечивает герметичность фланцевых соединений на добывающих скважинах, оборудованных ШГН и ЭЦН, при максимальном давлении 21 МПа и давлениях, допустимых на эксплуатационную колонну. Крепления безопасны и обеспечивают удобные условия работы для обслуживающего персонала при монтаже и демонтаже фланцевых соединений, так как для затяжек гаек используется один ключ. Отсутствует необходимость периодического подтягивания шпилек за счет применения сегментных элементов на шпильках, которые, соприкасаясь между собой, предотвращают проворот шпилек.

Объём внедрения крепления КФ-6 фланцев арматур устьевых добывающих скважин АУ-140-50 и АУЭ-140-50 на 01.11.2024 составил более 500 скважин (акт Р2 приложения Б).

ГЛАВА 4. РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

4.1. Расчет экономического эффекта от внедрения технологии и технических средств герметизации устья скважин

Экономический эффект от реализации новой технологии рассчитывался по формуле (4.1):

$$\mathcal{E} = Z_1 - Z_2, \quad (4.1)$$

где \mathcal{E} – экономический эффект от использования мероприятия;

Z_1 – затраты по базовому варианту;

Z_2 – затраты по новому варианту.

При расчёте технико-экономической эффективности за базу сравнения взят существующий превентор ППО-2ФТ. Продолжительность монтажа/демонтажа превентора на наклонном устье скважины по базовому и новому варианту показана в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Продолжительность монтажа/демонтажа превентора на наклонном устье скважины по базовому и новому вариантам

Показатель	Длительность, часы
1. Нормативное время монтажа /демонтажа превентора ППШР -2 ФТ с использованием переходных катушек (базовый вариант)	1,5
Длительность монтажа /демонтажа усовершенствованного превентора ППО-2 ФТ (новый вариант)	0,5

Экономический эффект достигается за счёт сокращения продолжительности ремонтных работ на 1 ч. Стоимость одного бригады/часа в ценах на 01.01.2025 составляет 13,8 тыс. руб.

Экономический эффект от технологии герметизации устья наклонной скважины СВН внедрённой на 01.01.2025 г., а также потенциальный ЧДД на объём в фонде внедрения показан в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Экономическая эффективность технологии герметизации устья наклонной скважины СВН усовершенствованным превентором

Внедрено на 01.01.2025 г., скважино-операций	1260
Экономический эффект на 01.01.2025 г. млн. руб.	17,4
Объём в фонде внедрения, скважино-операция	4200
Потенциальный ЧДД, млн. руб.	57,96

4.2. Расчет экономического эффекта от внедрения метода ускоренной герметизации устья механизированных скважин

При расчёте технико-экономического эффекта метода ускоренной герметизации устьевых арматур на механизированных скважинах за базу сравнения принято существующее крепление фланцев с помощью 12 шпилек и 24 гаек. Нормативное время крепления/раскрепления фланцевого соединения составляет 33 мин (таблица 4.3) в соответствии со сборником унифицированных норм времени на текущий ремонт скважин НМД 293-06-553-2016 – Альметьевск: ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. Научно-исследовательская станция, 2016. – С 37–40.

Таблица 4.3 – Продолжительности крепления/раскрепления креплений КФ-6 в сравнении с базовым вариантом

Показатель	Длительность, мин	Итого
1. Нормативное время сборки крепления на устьевой арматуре по базовому варианту, мин	15	33
2. Нормативное время разборки крепления на устьевой арматуре по базовому варианту, мин	18	
3. Длительность сборки крепления КФ-6 на устьевой арматуре, мин	8	13
4. Длительность разборки крепления КФ-6 на устьевой арматуре, мин	5	

Разница времени крепления/раскрепления фланцевого соединения составляет $33 - 13 = 20$ мин = 0,3 ч.

Стоимость одного бригады/часа в ценах на 01.01.2025 составляет 13,8 тыс. руб.

При сокращении продолжительности ремонта на 0,3 ч экономический эффект на один объект составит: $13,8 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,3 = 4\,140$ руб.

Экономический эффект от метода ускоренной герметизации устьевых арматур на механизированных скважинах внедрённого на 01.01.2025 г., а также потенциальный ЧДД на объём в фонде внедрения показан в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Экономическая эффективность метода ускоренной герметизации устья скважин.

Внедрено на 01.01.2025 г., скважин	500
Экономический эффект на 01.01.2025 г. млн. руб.	2,1
Объём в фонде внедрения, скважин	10923
Потенциальный ЧДД, млн. руб.	45,22

Суммарный экономический эффект от внедрения от технологий на 01.01.2025 г. составил более 19,5 млн руб.

Внедрение технологий проводится согласно следующим инструкциям:

- «Глушение и промывка скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивных пластов». ЕРБ 2515-2023. ПАО «Татнефть» – 91 с., ил.;
- «По глушению скважин в осложнённых условиях». ЕРБ 2171-2022. ПАО «Татнефть» – 45 с., ил.;
- «По проведению работ с применением превентора плашечного на наклонном устье скважины СТО ТН 644 – 2020. ПАО «Татнефть» – 25 с., ил.;
- «По проведению работ с применением превентора для ремонта скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования». ЕРБ 2683-2024. ПАО «Татнефть» – 31 с., ил.;
- «Порядок проведения работ с применением креплений фланцев устьевых арматур». ЕРБ 2236-2022. ПАО «Татнефть» – 30 с., ил.;

- «Технологии герметизации нарушений эксплуатационной колонны с большими поглощениями в верхних горизонтах»: ЕРБ 01-292-1.0-2010. ПАО «Татнефть» – 14 с., ил.

Все технологии защищены патентами РФ. Внедрение указанных технологий подтверждено актами внедрения на скважинах в форме Р2 (Приложение А.Б).

Технологии позволяют повысить эффективность ремонтных работ, сократить время ремонта скважин, а в случае возникновения ГНВП в кратчайшие сроки предотвратить его путём герметизации устья скважины, чтобы свести к минимуму нанесённый ущерб. получить экономический эффект.

4.3. Выводы по главе 4

1. Реализация технологии герметизации устья наклонной скважины СВН усовершенствованным превентором ППО-2ФТ экономически целесообразна. При сравнении её с герметизацией обычным превентором потенциальный ЧДД составляет 57,96 млн руб. на фонд в количестве 4200 скважин.

2. Реализация метода ускоренной герметизации устья механизированных скважин экономически целесообразна. При сравнении его с обычной герметизацией устья механизированных скважин с помощью 12 шпилек и 24 гаек потенциальный ЧДД составляет 45,22 млн руб. на фонд в количестве 10923 скважин.

3. Экономический эффект зависит от времени сокращения продолжительности ремонта скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Опробирована методика оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нагнетательных скважин с использованием графика Холла применительно к технологическим операциям в скважине. Установлено, что с увеличением коэффициента приемистости пласта уменьшается угол наклона кривой и, наоборот, со снижением коэффициента приемистости пласта увеличивается угол наклона кривой.

2. Разработана технология двухступенчатого глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами, позволяющая на основании определения коэффициента приемистости пласта определить необходимость использования блокирующей жидкости перед проведением глушения скважины.

3. Разработан метод оперативного определения прочностных свойств горных пород с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанных с созданием избыточного давления на горные породы. В сравнении с существующими решениями метод прост в использовании без применения сложных математических пакетов.

4. На основании модельных испытаний доказано увеличение предельного удельного давления прорыва воды через водоизоляционный экран, создаваемый в трещиноватых коллекторах, путем введения в состав водоизолирующего материала твердых частиц в сравнении с существующими водоизолирующими составами.

5. Определены границы области эффективного применения технологии для изоляции зон поглощений в скважинах, основанной на одновременно-раздельной закачке глинистого бурового раствора и высокомодульного жидкого стекла:

- удельная приемистость зоны поглощения от 3,0 до 7,0 м³/(ч·МПа);
- температура в интервале проведения ремонтно-изоляционных работ в пределах 5–45°С.

Промысловые испытания на 28 скважинах позволили повысить успешность изоляции зон поглощений в сравнении с существующими тампонажными составами в 1,5 раза.

6. Промышленное внедрение в ПАО «Татнефть» усовершенствованного превентора ППО-2ФТ и технологии работ с ним при проведении ремонтных работ в наклонных скважинах СВН (патент № 2763154) доказало эффективность герметизации устья для предотвращения ГНВП.

7. Промысловые испытания усовершенствованного превентора ППС-2Ф-180×21-2К и технологии работ с ним в скважинах, оснащённых двухлифтовыми компоновками одновременно-раздельной эксплуатации (патент № 2808812), впервые доказали возможность герметизации устья скважины при проведении последовательных СПО с длинной и короткой колоннами труб в процессе ремонта скважин.

8. По результатам промысловых испытаний и промышленного внедрения в ПАО «Татнефть» метода ускоренной герметизации устья скважины (патент № 2763154) путем усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин достигнуто сокращение времени на 0,3 часа на герметизацию устья скважины в сравнении с существующими креплениями устьевой арматуры механизированных скважин.

9. Разработанные в ходе исследований 18 технических решений выполнены на уровне изобретений. Результаты исследований включены в 5 утвержденных ведомственных инструкций на технологии. Внедрение указанных технологий позволяет получить суммарный экономический эффект 19,5 млн руб., повысить эффективность ремонтных работ и сократить время ремонта скважин, предотвратить ГНВП, а в случае возникновения ГНВП в кратчайшие сроки загерметизировать устье скважины.

10. Перспективы дальнейшей разработки темы состоят:

– в продолжении разработки технологии интеллектуального глушения, которая обеспечивает максимально эффективный и предсказуемый процесс глушения за счёт применения специального комплекса оборудования и программного обеспечения, при этом производится моделирование, прогнозирование и автоматизация процесса глушения скважины;

— в продолжении разработки компактных и лёгких герметизирующих устройств, а именно на основе комплекса герметизирующего оборудования модернизированного, устанавливаемого на устья скважин СВН и скважин с двухлифтовыми компоновками внутрискважинного оборудования с целью сокращения времени на герметизацию устья для предотвращения ГНВП;

— в создании и исследовании новых составов для изоляции зон поглощений в скважинах, позволяющих расширить границы области их эффективного применения;

— в подборе твёрдых частиц и водоизолирующих материалов для увеличения предельного удельного давления прорыва воды через водоизоляционный экран, создаваемый в трещиноватых коллекторах.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей диссертации применяются следующие сокращения и обозначения:

АВПД – аномально высокое пластовое давление

АНПД – аномально низкое пластовое давление

АНК – арматура нагнетательная колонная

АОД – арматура одноствольная двухрядная

АУД – арматура устьевая двуствольная

АШК – арматура штанговая колонная

ГНВП – газонефтеводопроявление

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба

ГНО – глубиннонасосное оборудование

ГТ – гибкая труба

ДК – длинная колонна труб

ЖГ – жидкость глушения

КК – короткая колонна труб

КРС – капитальный ремонт скважин

КФ – крепление фланцев

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта

ОРД – одновременно-раздельная добыча

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ПАА – полиакриламид

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПАО – публичное акционерное общество

ПВО – противовыбросовое оборудование

ПЗП – призабойная зона пласта

ППР – плашечный превентор с ручным приводом

ППС – плашечный превентор с прорезывающими плашками

ППС-2Ф-180×21-2К – ППС – превентор плашечный сдвоенный; 2Ф – двухфланцевый; 180 – условный проход, мм; 21 – рабочее давление, МПа; 2К – для скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования

ППШР-2Ф-152×21 – превентор плашечно-шиберный с отдельным расположением плашек и шибера; 2Ф – двухфланцевый; 152 – условный проход, мм; 21 – рабочее давление, МПа

РИР – ремонтно-изоляционные работы

СВН – сверхвязкая нефть

СПО – спускоподъемные операции

СТО – стандарт организации

ТРС – текущий ремонт скважин

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

ЭХЛ – элеваторы Халатяна

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору N 534 от 15 декабря 2020 г. – 329 с.

2. Инструкция по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении, освоении, испытании, текущем, капитальном ремонте, ликвидации консервации и эксплуатации нефтяных и газовых скважин» : СТО ТН 793-2021 / ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2021. – 74 с.

3. Влияние горно-геологических факторов на интенсивность возникновения нарушений эксплуатационных колонн / И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, М.Ф. Асадуллин, Д.В. Страхов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 108-110.

4. Восстановление работоспособности эксплуатационных колонн с применением технических средств / И.Х. Махмутов, Р.Г. Габдуллин, Р.З. Зиятдинов, Д.В. Страхов, М.Ф. Асадуллин // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана : сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. – М. : НП «Закон и порядок», 2006. – С. 360-362.

5. Технология ремонта поврежденных эксплуатационных колонн в интервалах кыновских глин / И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, Д.В. Страхов, М.Ф. Асадуллин, В.Б. Оснос, О.В. Салимов, Ю.Р. Стерлядев, Р.А. Табашников // Техническая ярмарка идей и предложений ОАО «Татнефть», посвященная добыче трехмиллиардной тонны нефти: ремонт скважин, добыча нефти и газа / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2007. – С. 12-18.

6. Состояние работ и пути развития способов герметизации эксплуатационных колонн в ОАО «Татнефть» / И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, М.Ф. Асадуллин, Д.В. Страхов // Сборник научных трудов

ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – Вып. 79. – С. 246-253.

7. Анализ результатов опытно-промысловых работ при капитальном ремонте скважин в 2013 г. / И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, И.И. Гирфанов, А.М. Зотов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82. – С. 289-297.

8. Вероятностная оценка успешности ремонтных работ при планировании и реализации геолого-технических мероприятий на неэксплуатационном фонде скважин / И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, Р.И. Насрыев, З.Р. Салахова, Л.Р. Загитова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2021. – Вып. 89. – С. 251-258.

9. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А.В. Кустышев, Л.У. Чабаяев, Ю.В. Ваганов [и др.] ; под ред. А.В. Кустышева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 178 с.

10. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. – М. : Академия, 2010. – 33 с.

11. Шамгунова, А.А. Автоматизация долива жидкости в скважину при спускоподъемных операциях и геофизических исследованиях / А.А. Шамгунова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы VII Всерос. конф., г. Пермь, 28-31 окт. 2014 г. – Пермь : ПНИПУ, 2014. – С. 597-598.

12. Габбасова, А. Определение времени движения газовой пачки от забоя до устья скважины при газопроявлении / А. Габбасова // GEOPETROL-2016 – Współpraca nauki i przemysłu w rozwoju poszukiwań i eksploatacji złóż węglowodorów : X międzynarodowa konferencja naukowa-techniczna, Zakopane, 19-22 сент. 2016 г. – Краков : Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, 2016. – С. 435-439.

13. Контроль скважин при ГНВП. Практические задания по управлению скважиной / В.А. Долгушин, А.А. Земляной, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 115 с.

14. Вахромеев, А.Г. Фонтаноопасность нефтяных и газовых залежей как проявление режимов фонтанирования / А.Г. Вахромеев, К.А. Чернокалов, Е.Е. Милосердов // Современные научно-практические решения и подходы : материалы Третьей Междунар. науч.-практ. конф., г. Москва, 15 июля 2016 г. – Уфа : Инфинити, 2016. – С. 84-88.
15. Васильев, С.И. Горно-геологические и технико-технологические факторы, обуславливающие фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин / С.И. Васильев, Е.Е. Милосердов, Н.Д. Булчаев // Горная промышленность. – 2015. – № 3. – С. 85-86.
16. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л.У. Чабаяев, Д.М. Чудновский, С.Р. Хлебников [и др.]. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. – 267 с.
17. Васильев, С.И. Проблемы эксплуатации нефтяных и газовых скважин / С.И. Васильев, Е.Е. Милосердов, Н.Д. Булчаев // Горная промышленность. – 2015. – № 3. – С. 86-88.
18. Пашина, Л.А. Применение компьютерных технологий при оценке фонтаноопасности в процессе бурения нефтяных и газовых скважин / Л. А. Пашина, О.Я. Юн // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 1. – С. 26-29.
19. Чудновский, Д.М. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и их роль в возникновении газонефтеводопроявлений / Д.М. Чудновский, В.А. Долгушин, Ж.С. Попова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 117-120.
20. Гусева, Т.А. Оценка влияния технологических параметров противовыбросового оборудования на уровень риска отказа, приводящего к фонтану / Т.А. Гусева, В.Я. Кершенбаум // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 5. – С. 6-9.
21. Петрушин, В.И. Перспективное отечественное противовыбросовое оборудование / В.И. Петрушин, А.Н. Сорокин // Безопасность труда в промышленности. – 2005. – № 12. – С. 14-19

22. Баграмов, Р.А. Буровые машины и комплексы : учебник для вузов / Р.А. Баграмов. – М. : Недра, 1988. – 501 с.
23. Гульянц, Г.М. Противовыбросовое оборудование скважин, стойкое к сероводороду : справочное пособие / Г.М. Гульянц. – М. : Недра, 1991. – 348 с.
24. Биргер, И.А. Расчет на прочность деталей машин : справочник / И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1993. – 311 с.
25. Писаренко, Г.С. Справочник по сопротивлению материалов / Г.С. Писаренко, А.П. Яковлев, В.В. Матвеев ; отв. ред. Г.С. Писаренко. – 2-е изд., перераб. и доп. – Киев : Наукова думка, 1988. – 734 с.
26. Раабен, А.А. Монтаж бурового и эксплуатационного оборудования / А.А. Раабен, П.Е. Шевалдин, Н.Х. Максutow. – М. : Недра, 1975. – 304 с.
27. Оганов, А.С. Практическая подготовка студентов-буровиков : учеб.-метод. пособие / А.С. Оганов, С.Л. Симонянц. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2017. – 162 с.
28. Контроль скважин при ГНВП. Практические задания по управлению скважиной / В.А. Долгушин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 115 с.
29. Исаев, В.И. Управление скважиной. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений : учеб. пособие / В.И. Исаев, О.А. Марков. – М. : ФАЗИС, 2006. – 134 с.
30. Овчинников, В.П. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений : учеб. пособие для вузов / В.П. Овчинников, В.М. Гребенщиков. – Тюмень : Нефтегазовый университет, 2010. – 123с.
31. Лесецкий, В.А. Буровые машины и механизмы : учебник для техникумов / В.А. Лесецкий, А.Л. Ильский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1980. – 391 с.
32. Раабен, А.А. Монтаж и ремонт бурового и нефтепромыслового оборудования : учеб. / А.А. Раабен, П.Е. Шевалдин, Н.Х. Максutow. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1980. – 398 с.
33. ГОСТ Р 71075–2023 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции : национальный

стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 октября 2023 г. № 1314-ст : введен впервые : дата введения 30.12.2023. – М. : Российский институт стандартизации, 2023. – 17 с.

34. Патент N 2459074 Российская Федерация, МПК E21B 47/10 (2012.01), E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/27 (2006.01). Способ определения характеристик скважины, призабойной зоны пласта : N 2011110871/03 : заявлено 22.03.2011 : опубликовано 20.08.2012 / Насыбуллин А.В., Салимов О.В., Зиятдинов Р.З., Бакиров И.М. ; Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

35. Регламент ведения ремонтных работ в скважинах ПАО «Татнефть» : СТО ТН 400-2021 / ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2021. – 201 с.

36. Жидкости для глушения нефтяных скважин : учеб. пособие / А.М. Кунакова, О.Р. Олехнович, О.В. Клим [и др.]. – СПб. : Университет ИТМО, 2021. – 42 с.

37. Глушение и промывка скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивных пластов : инструкция : ЕРБ 2515-2023 / ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2023. – 91 с.

38. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин / П.В. Желонин, Д.М. Мухаметшин, А.Б. Арчиков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 2. – С. 76-81.

39. Технология предупреждения поглощений при проведении ПРС в условиях низких пластовых давлений / В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский, А.Ф. Хакимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 50-52.

40. Тараскин, А.В. Решение задачи по оценке эффективности работы различных блокирующих составов при глушении скважин с трещиноватыми коллекторами с АНПД / А.В. Тараскин // Молодой ученый. – 2022. – № 13. – С. 19-26.

41. Насыров, А.М. Освоение и глушение нефтяных скважин : учеб. пособие / А.М. Насыров, С.Ю. Борхович, О.Н. Барданова. – Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 264 с.

42. Паршукова, Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин : учеб. пособие / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень : ТИУ, 2013. – 96 с.

43. Басарыгин, Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар : Совет. Кубань, 2002. – 582 с.

44. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М. : Недра, 2001. – 543 с.

45. Щадящее глушение скважин как основа сохранения коллекторских свойств пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов, А.В. Мокрушин // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 94-96.

46. Патент N 2754552 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01). Способ глушения добывающей скважины (варианты) : N 2021105993 : заявлено 10.03.2021 : опубликовано 03.09.2021 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

47. Патент N 2514040 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01). Способ установки скважинного фильтра в добывающей горизонтальной скважине : 2012157813/03 : заявлено 27.12.2012 : опубликовано 27.04.2014 / Ибатуллин Р.Р., Валовский В.М., Махмутов И.Х., Зиятдинов Р.З., Сулейманов Р.Г. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

48. Патент N 2522031 Российская Федерация, МПК E21B 43/08 (2006.01), E21B 43/10 (2006.01). Способ установки скважинного фильтра в паронагнетательной скважине горизонтальной скважине : N 2013111511/03 : заявлено 14.03.2013; опубликовано 10.07.2014 / Ибатуллин Р.Р., Валовский В.М., Махмутов И.Х., Зиятдинов Р.З., Сулейманов Р.Г. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

49. Инструкция по проведению работ с применением превентора плашечного на наклонном устье скважины : СТО ТН 644 – 2020 / ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2020. – 25 с.

50. Превентор для герметизации устья наклонно направленных скважин на месторождениях сверхвязкой нефти в ПАО «Татнефть» / И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, Р.И. Насрыев, С.А. Мокеев // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 132-133.

51. Патент N 2724695 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор со сменным кольцом и способ его установки на опорном фланце устьевого арматуры : N 2020102318 : заявлено 22.01.2020 : опубликовано 25.06.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

52. Патент N 2719884 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважин с наклонным устьем : N 2019137988 : заявлено 25.11.2019 : опубликовано 23.04.2020 / Насрыев Р.И., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

53. Патент N 2730162 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважин с двухрядной колонной труб : N 2020113885 : заявлено 17.04.2020 : опубликовано 19.08.2020 / Зиятдинов Р.З. ; Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

54. Патент N 2719877 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор : N 2019124319 : заявлено 31.07.2019 : опубликовано 23.04.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

55. Патент 2724703 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Плашечный превентор для скважин с наклонным устьем : N 2019140184 : заявлено 09.12.2019 : опубликовано 25.06.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

56. Патент 2708737 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Устройство для опрессовки превентора на скважине : N 2019124325 : заявлено 31.07.2019 : опубликовано 11.12.2019 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

57. Патент N 2719878 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Устройство для опрессовки превентора на скважине : N 2019134820 : заявлено 30.10.2019 : опубликовано 23.04.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

58. Патент N 2724724 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора в скважине : N 2020106545 : заявлено 12.02.2020 : опубликовано 25.06.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

59. Патент N 2745949 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора в скважине : N 2020106545 : заявлено 12.02.2020 : опубликовано 25.06.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

60. Патент 2733867 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважины с наклонным устьем и двухрядной колонной труб : N 2020119950 : заявлено 17.06.2020 : опубликовано 07.10.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

61. Патент N 2736022 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважины с двухрядной колонной труб и наклонным устьем : N 2020124655 : заявлено 24.07.2020 : опубликовано 11.11.2020 / Зиятдинов Р.З. ; Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

62. Патент N 2719887 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор плащечный : N 2019132936 : заявлено 17.10.2019 : опубликовано 23.04.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

63. Патент N 2732177 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора в наклонной скважине : N 2020116700 : заявлено 21.05.2020 : опубликовано 14.09.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

64. Патент N 2713032 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор плащечный для скважин с двухрядной колонной труб : N 2019113446 : заявлено 30.04.2019 : опубликовано 03.02.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

65. Патент N 2708748 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора в скважине : N 2019127336 : заявлено 30.08.2019 : опубликовано 11.12.2019 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

66. Патент N 2731975 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Комплект плашек трубных превентора : N 2020112657 : заявлено 27.03.2020 : опубликовано 09.09.2020 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

67. Патент N 2719879 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора на скважине : N 2019136507 : заявлено 14.11.2019 : опубликовано 23.04.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

68. Патент N 2789685 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважины с двухрядной колонной труб : заявлено 26.08.2022 : опубликовано 07.02.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

69. Патент N 2808812 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор для скважины с двухрядной колонной труб : N 2023125457 : заявлено 04.10.2023 : опубликовано 05.12.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

70. Патент N 2804049 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Комплект плашек трубных превентора : N 2023103000 : заявлено 10.02.2023 : опубликовано 26.09.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

71. Патент N 2791830 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор с катушкой и способ его установки на опорном фланце устьевой арматуры : N 2022126631 : заявлено 13.10.2022 : опубликовано 13.03.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина.

72. Патент N 2805701 Российская Федерация, МПК E21B 33/04 (2006.01), E21B 33/047 (2006.01). Способ установки превентора на опорном фланце устьевой арматуры и последовательного подъёма из скважины двухлифтовой компоновки внутрискважинного оборудования и устройство для его осуществления : N 2023108159 : заявлено 03.04.2023 : опубликовано 23.10.2023 / Зиятдинов Р.З., Мокеев С.А., Макаров Д.Н. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

73. Патент N 2796145 Российская Федерация, МПК E21B 33/04 (2006.01), E21B 33/047 (2006.01). Переходная катушка устьевой арматуры для превентора с двумя рядами плашек (варианты) : N 2023105589 : заявлено 10.03.2023 : опубликовано 17.05.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

74. Патент N 2788207 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), G01M 3/00 (2006.01). Стенд для опрессовки превентора : N 2022121743 : заявлено 10.08.2022 : опубликовано 17.01.2023 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

75. Патент N 2795659 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), G01M 3/00 (2006.01). Стенд для опрессовки двухрядного превентора : N 2023105587 : заявлено 10.03.2023 : опубликовано 05.05.2023 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

76. Патент N 2808287 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Стенд для опрессовки двухрядного превентора на скважине : N 2023113297 : заявлено 23.05.2023 : опубликовано 28.11.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина.

77. Патент N 2803886 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01). Способ герметизации устья скважины при спуске двухлифтовой компоновки с параллельной подвеской колонн при нефтегазоводопроявлении (варианты) : N 2023110032 : заявлено 20.04.2023 : опубликовано 21.09.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина.

78. Патент N 2795662 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), G01M 3/00 (2006.01). Устройство для опрессовки двухрядного превентора на скважине : N 2023106967 : заявлено 23.03.2023 : опубликовано 05.05.2023 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

79. Патент N 2829318 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), E21B 33/047 (2006.01), E21B 47/00 (2012.01), G01M 3/28 (2006.01). Способ опрессовки превентора в скважине с двумя колоннами труб : N 2024110863 : заявлено 19.04.2024 : опубликовано 30.10.2024 / Зиятдинов Р.З., Мокеев С.А. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

80. Патент N 2829313 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), E21B 33/047 (2006.01). Устройство для герметизации на устье скважины двухлифтовой компоновки внутрискважинного оборудования : N 2024109248 : заявлено 05.04.2024 : опубликовано 30.10.2024 / Мокеев С.А., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

81. Патент N 2829686 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор плащечный : N 2024114312 : заявлено 27.05.2024 : опубликовано

05.11.2024 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

82. Инструкция по проведению работ с применением превентора для ремонта скважин с двухлифтовой компоновкой внутрискважинного оборудования : ЕРБ 2683-2024 / ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2024. – 31 с.

83. Фык, М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений : учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко ; под ред. И.М. Фыка. – Харьков : Фолио, 2015 – 301 с.

84. Дмитриев, А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / А.Ю. Дмитриев, В.С. Хорев. – Томск : ТПУ, 2016. – 272 с.

85. Минханов, И.Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие для вузов / И.Ф. Минханов, С.А. Долгих, М.А. Варфоломеев. – Казань : КФУ, 2019. – 96 с.

86. Росляк, А.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Т. Росляк, С.Ф. Санду. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 152 с.

87. ГОСТ 28919-91. Фланцевые соединения устьевого оборудования. Типы, основные параметры и размеры : издание официальное : дата введения 01.07.1992. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2005. – 14 с.

88. Линник, Ю.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебник / Ю.Н. Линник, А.В. Троицкий, В.Ю. Линник. – М. : КноРус, 2024. – 518 с.

89. Поплыгин, В.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / В.В. Поплыгин. – Пермь : ПНИПУ, 2013. – 192 с.

90. Быков, И.Ю. Технология добычи нефти и газа. Освоение, эксплуатация и подземный ремонт скважин : учебник / И.Ю. Быков, Н.Д. Цхадая, А.А. Мордвинов. – Текст : электронный. – Старый Оскол : ТНТ, 2024. – 312 с. – URL: <https://www.tnt-ebook.ru/library/book/589> (дата обращения: 13.03.2025).

91. Сахаров, В.А. Эксплуатация нефтяных скважин : учебное пособие для вузов / В.А. Сахаров, М.А. Мохов. – М. : Недра, 2008. – 250 с.

92. Юшин, Е.С. Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет : учебник / Е.С. Юшин. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 373 с.

93. Сидоров, Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебник / Н. А. Сидоров. – М. : Недра, 1982. – 376 с.

94. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / Н.Ю. Башкирцева, Р.Р. Рахматуллин, А.А. Газизов, Е.Н. Тремасов. – Казань : КНИТУ, 2016. – 108 с.

95. Лаврушко, П.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / П.Н. Лаврушко, В.М. Муравьев. – М. : Недра, 1971. – 367 с.

96. Опыт организации ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях Республики Татарстан : учеб. пособие / А.Ф. Сливченко, Л.Б. Хузина, С.В. Любимова. – Альметьевск : АГНИ, 2022. – 104 с.

97. Предупреждение и ликвидация аварий при ремонте нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие: [для подготовки и переподготовки инженерно-технических работников] / Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, А.А. Мелехин, С.Е. Чернышов. – Пермь : Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013. – 230 с.

98. Сафин, С. Г. Капитальный ремонт скважин: учебное пособие / С.Г. Сафин. – Архангельск : Северный (Арктический) федеральный университет, 2010. – 239 с.

99. Ваганов, Ю.В. Технологии и материалы для ремонта скважин : учеб. пособие / И.И. Клещенко, Д.С. Леонтьев, Ю.В. Ваганов. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 351 с.

100. Покрепин, Б.В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / Б.В. Покрепин, Е.В. Дорошенко, Г.В. Покрепин. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2016. – 284 с.

101. Марков, О.А. Управление давлением при сервисных работах в скважине : учеб. пособие / О.А. Марков, В.М. Подгорнов, С.О. Бороздин. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2021. – 354 с.

102. Капитальный и подземный ремонт скважин: учебно-методическое пособие / Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа ; сост.: Н.Г. Квеско, А.А. Харитонов. – Текст : электронный. – Красноярск : СФУ, 2023. – 52 с.
103. Сулейманов, А.Б. Техника и технология капитального ремонта скважин / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. – М. : Недра, 1987. – 316 с.
104. Сулейманов, А.Б. Практические задачи и расчеты в капитальном ремонте скважин / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. – М. : Недра, 1984. – 224 с.
105. Дмитриев, А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие для СПО / А.Ю. Дмитриев, В.С. Хорев. – Саратов : Профобразование, 2021. – 271 с.
106. Бухаленко, Е.И. Оборудование и инструмент для ремонта скважин : учеб. для ПТУ / Е.И. Бухаленко, В.Е. Бухаленко. – М. : Недра, 1991. – 336 с.
107. Эксплуатация и ремонт скважин, подготовка нефти и воды / [ред. совет: Люшин С.Ф. и др.]. – Уфа, 1985. – 128 с. – (Труды / БашНИПИнефть ; вып. 72).
108. Сизов, В.Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин : учеб. пособие / В.Ф. Сизов, О.Ю. Турская. – Ставрополь : СКФУ, 2017. – 195 с.
109. Подготовительные работы перед подъемом труб из скважины : § 59 // Сборник унифицированных норм времени на текущий ремонт скважин / ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Альметьевск, 2016. – С. 37.
110. Заключительные работы после спуска труб с УЭПН : § 66 // Сборник унифицированных норм времени на текущий ремонт скважин / ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Альметьевск, 2016. – С. 40.
111. Усовершенствованное фланцевое соединение / И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, С.А. Мокеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 46-47.
112. Формулы по физике / ЛИЕН. – Саратов : Лицей-интернат естественных наук, 2011. – 16 с.
113. Биргер, И.А. Резьбовые и фланцевые соединения / И.А. Биргер, Г.Б. Иосилевич. – М. : Машиностроение, 1990. – 388 с.

114. Порядок проведения работ с применением креплений фланцев устьевых арматур : инструкция : ЕРБ 2236-2022 / ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2022. – 13 с.

115. Патент N 2738559 Российская Федерация, МПК E21B 33/04 (2006.01). Фланцевое соединение устьевого оборудования : N 2020126487 : заявлено 07.08.2020 : опубликовано 14.12.2020 / Р.З. Зиятдинов ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

116. Патент N 2749686 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), F16L 23/036 (2006.01). Устройство для соединения фланцев при ремонте скважины : N 2020141998 : заявлено 18.12.2020 : опубликовано 16.06.2021 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

117. Патент N 2749657 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), F16L 23/02 (2006.01). Фланцевое соединение устьевого оборудования : N 2020139002 : заявлено 27.11.2020 : опубликовано 16.06.2021 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

118. Патент N 2789726 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), F16L 23/036 (2006.01). Крепление фланцевого соединения шпильками с сегментными элементами : N 2022120674 : заявлено 28.07.2022; опубликовано 07.02.2023 / Газизов М.С., Зиятдинов Р.З., Ершов А.А., Исмагилов Ф.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

119. Патент N 2760446 Российская Федерация, МПК E21B 33/038 (2006.01), F16L 23/036 (2006.01). Способ крепления фланцевого соединения шпильками с сегментными элементами и устройство для его осуществления : N 2021114039 : заявлено 18.05.2021 : опубликовано 25.11.2021 / Зиятдинов Р.З. ; Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

120. Патент N 2496970 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01). Способ водоизоляционных работ в трещиноватых коллекторах : N 2012116087/03

: заявлено 20.04.2012 : опубликовано 27.10.2013 / Махмутов И.Х., Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

121. Патент N 2504641 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/504 (2006.01). Способ изоляции зон поглощения в скважине : N 2012132368/03 : заявлено 27.07.2012 : опубликовано 20.01.2014 / Махмутов И.Х., Жиркеев А.С., Зиятдинов Р.З., Хасанова Д.К., Кадыров Р.Р. ; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

122. Технологии герметизации нарушений эксплуатационной колонны с большими поглощениями в верхних горизонтах: инструкция по: ЕРБ 01-292-1.0-2010 / ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2008. – 14 с.

123. Новые технологии изоляции зон поглощений при ремонте скважин / Э.Р. Хамидуллина, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова // Эфиры целлюлозы и крахмала, другие новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин : материалы 15 Междунар. науч.-практ. конф. (7-10 июня 2011 г.) / группа компаний «Полицелл» и «Спецбурматериалы». – Суздаль, 2011. – С. 193-195.

124. Зиятдинов, Р.З. Совершенствование технологии бурения боковых каналов из необсаженных горизонтальных скважин / Р.З. Зиятдинов // Сборник тезисов докладов научно-технического форума ООО «СамараНИПИнефть». – Самара : Портал Инноваций, 2021. – С. 48-49.

125. Зиятдинов, Р.З. Совершенствование технологий герметизации устья при ремонте эксплуатационных скважин / Р.З. Зиятдинов, С.А. Мокеев // Современные вызовы и пути решения в нефтегазовой отрасли : сб. тез. докл. науч.-практ. конф., г. Альметьевск, 5-6 дек. 2024 г. / ТатНИПИнефть. – Альметьевск, 2024. – С. 65-73.

126. Рогачев, М.К. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, К.В. Стрижнев, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 1. – С. 91-94.

127. Рогачев, М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 180-190.

128. Бондаренко, А.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Территория «Нефтегаз». – 2018. – № 10. – С. 42-49.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1.1. Число нарушений эксплуатационных колонн в зависимости от глубины добывающих скважин в ПАО «Татнефть».....	С. 16
Рисунок 1.2. Число нарушений эксплуатационных колонн в зависимости от горизонта (яруса) в нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть».....	С. 17
Рисунок 1.3. Основные элементы плашечного превентора.....	С. 23
Рисунок 1.4. Виды плашек плашечного превентора.....	С. 24
Таблица 1.1. Конструктивные особенности плашечных превенторов	С. 25
Рисунок 1.5. Типы плашек	С. 27
Рисунок 1.6. Первая схема обвязки ПВО при ремонте скважин.....	С. 28
Рисунок 1.7. Вторая схема обвязки ПВО при ремонте скважин.....	С. 29
Таблица 1.2. Классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ	С. 30
Рисунок 1.8 – Структурная схема проведения исследований.....	С. 33
Рисунок 2.1. Кривые определения параметров призабойной зоны после проведения технологических операций.....	С. 38
Таблица 2.1. Замеры по первому этапу исследований.....	С. 39
Таблица 2.2. Замеры по второму этапу исследований.....	С. 40
Таблица 2.3. Замеры по третьему этапу исследований.....	С. 41
Рисунок 2.2. Кривая определения коэффициента приемистости скважины перед глушением	С. 44
Рисунок 2.3. Метод глушения скважины с несколькими продуктивными пластами при отсутствии поглощения скважинной жидкости.....	С.45
Таблица 2.4. Жидкости глушения	С. 46

Рисунок 2.4. Кривая определения исходных параметров ПЗП	С. 48
Рисунок 2.5. Метод глушения скважины с несколькими продуктивными пластами при наличии поглощения скважинной жидкости.....	С.50
Таблица 2.5. Определения объема блокирующего состава.....	С. 51
Таблица 2.6. Рецепттура блокирующего состава	С. 51
Рисунок 2.6. График устьевого давления при продавке блокирующего состава из ГНКТ по межтрубному пространству.....	С. 52
Рисунок 2.7. Два круга Мора в области сжимающих напряжений и касательная.....	С. 59
Рисунок 2.8. Вискозиметр Rheotest RN4.1 ротационный.....	С. 61
Таблица 2.7. Результаты модельных испытаний водоизоляционных экранов на удельное давление прорыва воды.....	С. 63
Таблица 3.1. Характеристика глинисто-силикатного раствора.....	С. 67
Таблица 3.2. Исследование свойств тампонажной массы	С. 68
Рисунок 3.1. Сменные переходные кольца под опорные фланцы диаметрами 380, 445 мм.....	С. 72
Рисунок 3.2. Превентор, соединённый с устьевой арматурой сменным переходным кольцом диаметром 445 мм.....	С.74
Рисунок 3.3. Загерметизированное наклонное устье скважины СВН.....	С. 74
Рисунок 3.4. Опрессовка превентора на наклонном устье скважины СВН....	С. 75
Таблица 3.3. Промысловые испытания усовершенствованного превентора ППШР-2ФТ-152х21.....	С. 76
Рисунок 3.5. Конструкция усовершенствованного двухрядного плашечного превентора ППС-2Ф-180х21-2К.....	С. 79
Рисунок 3.6. 3D конструкция ассиметричной плашки усовершенствованного двухрядного плашечного превентора ППС-2Ф-180х21-2К.....	С. 81
Рисунок 3.7. Превентор ППС-2Ф-180×21-2К в процессе подъёма КК труб...	С. 82
Таблица 3.4. Промысловые испытания усовершенствованного превентора ППС-2Ф-180×21-2К.....	С. 82

Рисунок 3.8. Герметизация КК труб ассиметричными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К.....	С. 83
Рисунок 3.9. Превентор ППС-2Ф-180×21-2К после спуска ДК труб.....	С. 84
Рисунок 3.10. Герметизация ДК труб симметричными плашками превентора ППС-2Ф-180×21-2К.....	С. 85
Рисунок 3.11. СПО короткой колонны на скважине, оснащённой АНК или АШК.....	С. 86
Рисунок 3.12. СПО длинной колонны на скважине, оснащённой АНК или АШК.....	С. 88
Рисунок 3.13. Сегментный элемент.....	С. 90
Рисунок 3.14. Шпилька с сегментным элементом.....	С. 91
Рисунок 3.15. Рабочие зоны, определяющие допустимое количество шпилек с сегментными элементами при креплении фланцев устьевых арматур в зависимости от группы прочности стали шпилек.....	С. 92
Рисунок 3.16. Конструкция крепления КФ-6.....	С. 93
Рисунок 3.17. Конструкция крепления КФ-12.....	С. 94
Рисунок 3.18. График величины растяжения шпильки с сегментным элементом КФ-6 в зависимости от усилия разрыва.....	С. 95
Рисунок 3.19. График величины растяжения шпильки с сегментным элементом КФ-12 в зависимости от усилия разрыва.....	С. 96
Рисунок 3.20. Опрессовка крепления КФ-6 на максимально допустимое гидравлическое давление 21,0 МПа.....	С. 97
Рисунок 3.21. Опрессовка крепления КФ-12 на максимально допустимое гидравлическое давление 21,0 МПа.....	С. 97
Таблица 3.5. Продолжительность крепления/раскрепления креплений КФ-6 и КФ-12 в сравнении с базовым вариантом.	С. 98
Рисунок 3.22. Монтаж/демонтаж крепления КФ-6 на устьевой арматуре.....	С. 99
Рисунок 3.23. Монтаж/демонтаж крепления КФ-6 на устьевой арматуре.....	С. 100
Таблица 4.1. Продолжительность монтажа/демонтажа превентора на наклонном устье скважины по базовому и новому вариантам.....	С. 103

Таблица 4.2. Экономическая эффективность технологии герметизации устья наклонной скважины СВН усовершенствованным превентором.....	С. 104
Таблица 4.3. Продолжительность крепления/раскрепления креплений КФ-6 в сравнении с базовым вариантом.....	С. 104
Таблица 4.4. Экономическая эффективность метода ускоренной герметизации устьевых арматур на механизированных скважинах.....	С. 105

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Акт внедрения патента № 2724695

Форма документа № Р-2

Акт об использовании РИД № _____

« _____ » _____ 2021 г.

НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть»

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства № 2724695 от 22.01.2020 г.Название: «Превентор со сменным кольцом и способ его установки на опорном фланце устьевой арматуры»№ договора/заказ-наряд 19.4299.21Использовано с 01.04.2021 г.скв. № 13008.12343

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Руководитель предприятия

Подпись

Иванов А.А.

ф.и.о.

Члены комиссии:

Начальник ОРИС ЦТР

ПАО «Татнефть»

Подпись

Баров Ю.Н.

ф.и.о.

Ответственное лицо

подразделения

Подпись

Алтынбаев И.И.

ф.и.о.

« _____ » _____ 2021 г.

(Приложение А. Продолжение)

Лист согласования к документу № 3382-ПТННЧ(750) от 17.09.2021

Инициатор согласования: Зиятдинов Р.З. Заведующий сектором отдела эксплуатации и ремонта скважин

Согласование инициировано: 16.09.2021 16:11

Лист согласования		Тип согласования: последовательное		
№	ФИО, должность	Передаю на визу	Срок согласования	Результат согласования
1	Гарифов К.М., Начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин	16.09.2021 - 16:11		Согласовано 16.09.2021 16:26:21
2	Зарипов А.Т., Первый заместитель директора	16.09.2021 - 16:26		Подписано 16.09.2021 16:45:07
3	Алтынбаев И.И., Заместитель начальника Ямашского ЦПРС	16.09.2021 - 16:45		Подписано 16.09.2021 17:27:08
4	Баров Ю.Н., Первый заместитель директора по организационному развитию	16.09.2021 - 17:27		Подписано 17.09.2021 05:25:23
5	Иванов А.А., Заместитель начальника управления по производству НГДУ "Нурлатнефть" ДДНГ	17.09.2021 - 05:25		Подписано 17.09.2021 06:38:28

(Приложение А. Окончание)

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2724695

**Превентор со сменным кольцом и способ его установки на
опорном фланце устьевой арматуры**

Патентообладатель: *Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)*

Автор: *Зиятдинов Радик Зяузатович (RU)*

Заявка № 2020102318

Приоритет изобретения 22 января 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 25 июня 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 22 января 2040 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Акт внедрения патента № 2760466

Форма документа № Р-2

Акт об использовании РИД № 2760466
«08 ноября 2022 г.

НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства № 2760446 от 25.11.2021 г.

Название: «Способ крепления фланцевого соединения шпильками с сегментными элементами и устройство для его осуществления»

№ договора/заказ-наряд 21.6475.22 «Разработка шпилек с сегментными элементами для крепления фланцев устьевых арматур» НИОКР-6475

Использовано с 01.06.2022 г.

на скв. №№ 32052 (01.06.2022 г.), 32313 (17.06.2022 г.), 32443 (21.06.2022 г.)

в НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Заместитель начальника
управления по технологии и
сервису УПРС ПАО «Татнефть»

Подпись

Д.Н. Макаров
Ф.И.О.

Члены комиссии:

Начальник ОРИС ЦТР
ПАО «Татнефть»

Подпись

Ю.Н. Баров
Ф.И.О.

Заместитель начальника по СВН
Ямашского цеха УПРС
ПАО «Татнефть»

Подпись

А.А. Хабиров
Ф.И.О.

(Приложение Б. Продолжение)

Лист согласования к документу № 4623-ПТННЧ(750) от 11.11.2022

Инициатор согласования: Зиятдинов Р.З. Заведующий сектором отдела эксплуатации и ремонта скважин

Согласование инициировано: 10.11.2022 14:33

Лист согласования		Тип согласования: последовательное		
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
1	Гарифов К.М., Начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин	10.11.2022 - 14:33		Согласовано 10.11.2022 14:38:56
2	Зарилов А.Т., Первый заместитель директора	10.11.2022 - 14:38		Подписано 10.11.2022 14:47:50
3	Хабиров А.А., Заместитель начальника Ямашского ЦПС	10.11.2022 - 14:47		Подписано 10.11.2022 21:56:08
4	Барсов Ю.Н., Первый заместитель директора по организационному развитию	10.11.2022 - 21:56		Перенаправлено 11.11.2022 07:51:28
Переадресация(параллельно)				
	Трофимова Н.В., Специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	11.11.2022 - 07:51		Согласовано 11.11.2022 08:45:05
4.1	Барсов Ю.Н., Первый заместитель директора по организационному развитию	11.11.2022 - 08:45		Подписано 11.11.2022 09:08:28
5	Макаров Д.Н., Заместитель начальника управления по технологии и сервису	11.11.2022 - 09:08		Подписано 11.11.2022 09:25:46

