

*На правах рукописи*



**Зиятдинов Радик Зяузятович**

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

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Альметьевск – 2025

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти  
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный руководитель: **Валовский Владимир Михайлович**  
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Мардашов Дмитрий Владимирович**  
доктор технических наук, профессор  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет  
Императрицы Екатерины II», научно-педагогический  
центр "Аспирантура", директор

**Ламбин Дмитрий Николаевич**  
кандидат технических наук, доцент  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Российский государственный университет нефти и  
газа (национальный исследовательский университет)  
имени И. М. Губкина», доцент

Ведущая организация: **Общество с ограниченной ответственностью  
«РН-БашНИПИнефть»**

Защита состоится 26 июня 2025 г. в 15 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета 72.1.021.01, созданного на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, улица М. Джалиля, д.32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти <http://dis.tatnipi.ru>.

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Кабирова Алевсия Хатиповна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы**

Поздняя стадия разработки характеризуется вовлечением в работу ранее не вскрытых пластов и пропластков, разработкой объектов с несколькими пластами одной скважиной, применением одновременно-раздельной эксплуатации, развитой системой поддержания пластового давления, наличием скважин с техногенным аномально высоким пластовым давлением (АВПД), широким применением обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) для стимуляции скважин и изоляции водопритоков, 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 противодавления на продуктивные пласти, 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 противовывбросовое оборудование (ПВО) с целью герметизации скважины в процессе проведения спускоподъёмных операций (СПО) с колонной труб на случай возникновения ГНВП. Установка существующего ПВО 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 ходе 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 опасность 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 технологий по снижению опасности 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. Батурина, 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. Игrevский, 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. Мардашов, 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. Чабаев, В.Г. Ясов, А.С. Visram, ЕР. Daneberger, Р. Holland, В.М.Р. Hughes, А. Podio, Р. Skaple, Р. Sheff11d, W.W. Wylie и многие другие.

Появляющиеся проблемы в виде ГНВП на поздних стадиях разработки 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 и исследование метода повышения устойчивости к перепаду давления водоизоляционных экранов.
4. Разработка метода оперативного определения прочностных свойств горных пород.

5 Разработка технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР) в скважинах в условиях поглощений глинисто-силикатным раствором.

6. Разработка технологии и технических средств герметизации устья при ремонтах скважин на месторождениях СВН.

7. Разработка технологии и технических средств герметизации устья скважин с двухлифтовыми компоновками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

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

### **Научная новизна**

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 пропанта фракции 20/40 меш с концентрацией 200 кг/м<sup>3</sup> 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 высокомодульного 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 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) и температуре в интервале проведения ремонтно-изоляционных работ в пределах 5-45°C 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 плашечный превентор для герметизации наклонного устья скважины (патент РФ на изобретение № 2724703). Технология работ с применением плашечного 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 поставленных 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-промышленных работ с опытными образцами оборудования на скважинах для оценки эффективности выполнения ремонтных работ согласно программам и методикам испытаний экспериментальными исследованиями.

### **Основные защищаемые положения**

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 и апробация результатов работы**

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

**Основные положения работы** докладывались 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. Сузdalь, 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.);

- XXXI 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 третьей 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, 17 таблиц и два приложения.

### **Личный вклад**

Вклад автора состоит 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. 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.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приводится общая характеристика работы, обосновывается её актуальность, сформулированы цели и задачи работы, излагаются защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** проведен анализ причин возникновения ГНВП в скважине. Рассмотрены условия возникновения ГНВП в процессе ремонта скважины. Приведена классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ, направленных на снижение ГНВП.

Известны пять режимов разработки залежи: жесткий водонапорный, упругий водонапорный, режим растворённого газа, гравитационный режим и газонапорный режим (газовой шапки).

Тектоническая активность горных пород 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 техногенными АВПД, что приводит к упруго-замкнутому режиму работы залежи.

В таблице 1 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 – Классификация режимов разработки залежи по степени опасности возникновения ГНВП с рекомендациями применения технологии герметизации устья скважины при проведении ремонтных работ

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

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

При глушении скважин в осложнённых геолого-технических условиях из-за разницы пластовых давлений требуется закачка значительных объёмов жидкости глушения, что представляет собой длительный, затратный и неэффективный процесс.

Известное ПВО для герметизации устья скважин в процессе проведения ремонтных работ разработано для однолифтовых компоновок на вертикальные устья скважин и не совместимо с наклонными и двухрядными устьевыми арматурами, которыми оснащены добывающие и нагнетательные скважины.

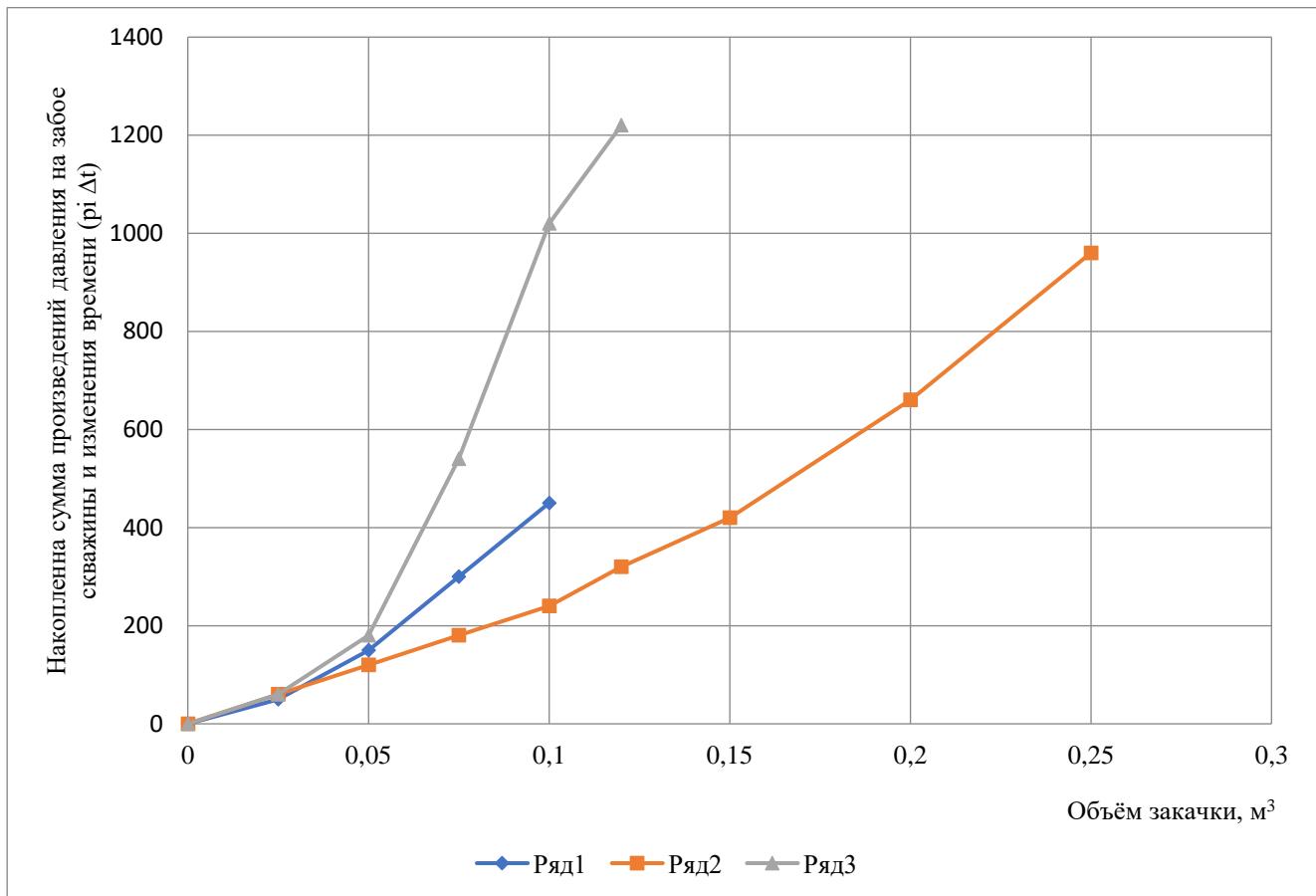
Исходя из изложенного, предложены направления исследований и методы для предотвращения ГНВП. Перспективными направлениями исследований и создания разработок с целью предотвращения ГНВП на поздней стадии разработки являются:

- метод оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны пласта;
- технологии 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 горных 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.

**Во второй главе** рассмотрен разработанный метод оперативной оценки состояния ПЗП. Одной из определяющих характеристик возникновения ГНВП является проницаемость ПЗП.

Одним из методов, повышающих устойчивость решения интегрирования давления во времени, является оперативная оценка гидродинамического состояния призабойной зоны скважины, основанная на использовании данных по закачке жидкости в скважину с использованием графика Холла.

Кратковременные циклы закачки, выполненные насосным агрегатом, позволяют определить состояние ПЗП нагнетательных скважин и её изменения в результате проведённых технологических операций. Кривые определения параметров призабойной зоны после проведения технологических операций приведены на рисунке 1, в котором ряды соответствуют определению параметров призабойной зоны после выполнения соответствующих этапов работ.



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 1 – Кривые определения параметров призабойной зоны после проведения технологических операций

Изменение наклона кривых позволяет наглядно проследить за изменением коэффициента приемистости скважины, так как угол наклона кривой линии обратно пропорционален коэффициенту приемистости скважины, то с увеличением коэффициента приемистости пласта уменьшается угол наклона кривой, и наоборот, со снижением коэффициента приемистости пласта увеличивается угол наклона кривой.

Разработана технология двухступенчатого глушения добывающих скважин с несколькими продуктивными пластами.

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 жидкость глушения, 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.

Разработаны две технологии глушения скважин с несколькими вскрытыми пластами (патент РФ на изобретение № 2754522 (варианты)).

1. Технология глушения добывающей скважины с несколькими продуктивными пластами без применения блокирующего состава.

С помощью метода оперативной оценки состояния ПЗП построили кривую (рисунок 2).

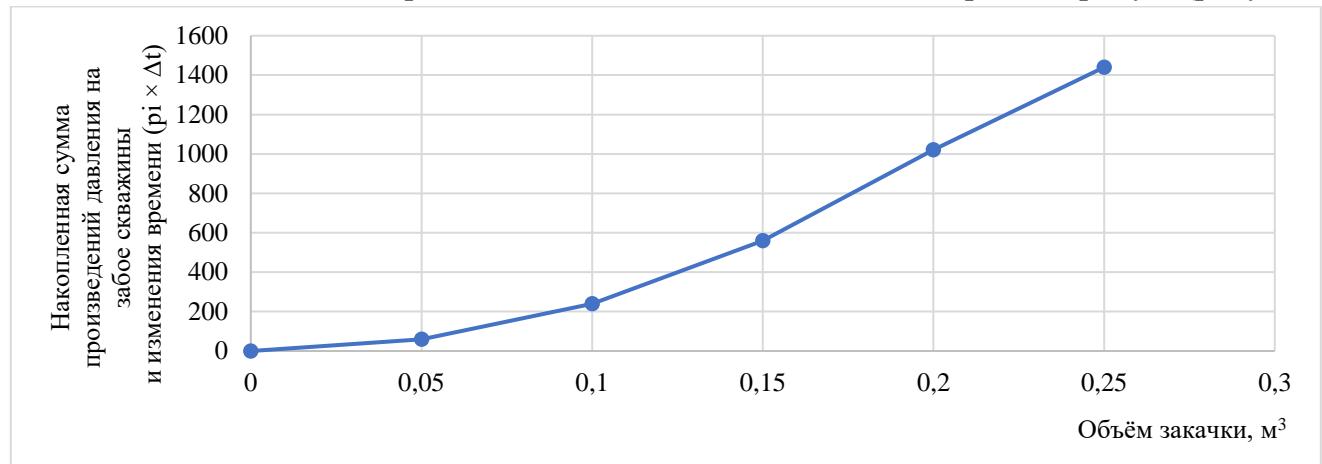


Рисунок 2 – Кривая определения исходных параметров призабойной зоны пласта

Угол наклона на кривой составил  $65^\circ$ :  $\operatorname{tg} 65^\circ = 2,14451$ .

Подставляя значения в формулу (2), получим  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент приемистости пласта:

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

Провели двухступенчатое глушение скважины без применения блокирующего состава.

2. Технология глушения добывающей скважины с несколькими продуктивными пластами с применением блокирующего состава.

С помощью метода оперативной оценки состояния ПЗП строят кривую определения исходных параметров ПЗП (рисунок 3).

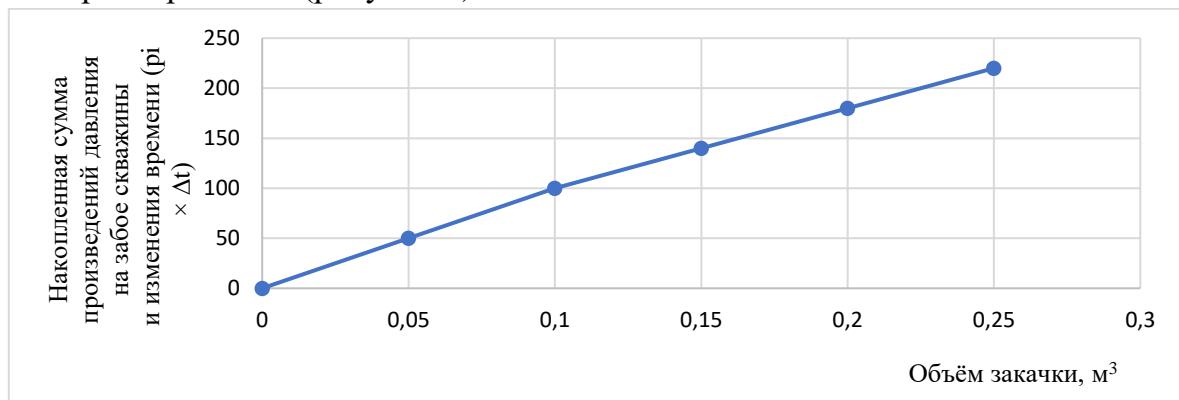


Рисунок 3 – Кривая определения исходных параметров ПЗП

Угол наклона на кривой составил  $30^\circ$ :  $\operatorname{tg} 30^\circ = 0,57735$ .

Подставляя значения в формулу (2), получим  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент приемистости пласта:

$$K_{\text{пр}} = 1/0,57735 = 1,73 > 0,5$$

Провели двухступенчатое глушение скважины с применением блокирующего состава.

Разработан метод оперативного определения прочностных свойств пород с целью предотвращения их разрушения при проведении технологических операций в скважинах, связанных с созданием избыточного давления на горные породы. Согласно кругам Мора, напряженные состояния, отвечающие точкам, лежащим вне круга, соответствуют разрушению породы, внутри круга – неразрушенной породе. Предельное состояние, т.е. разрушение горной породы, возникает от действия касательных напряжений. После построения огибающей на графике, например в программе Excel, появляется формула с числовыми коэффициентами, из которой получаем коэффициент внутреннего трения и напряжение сцепления.

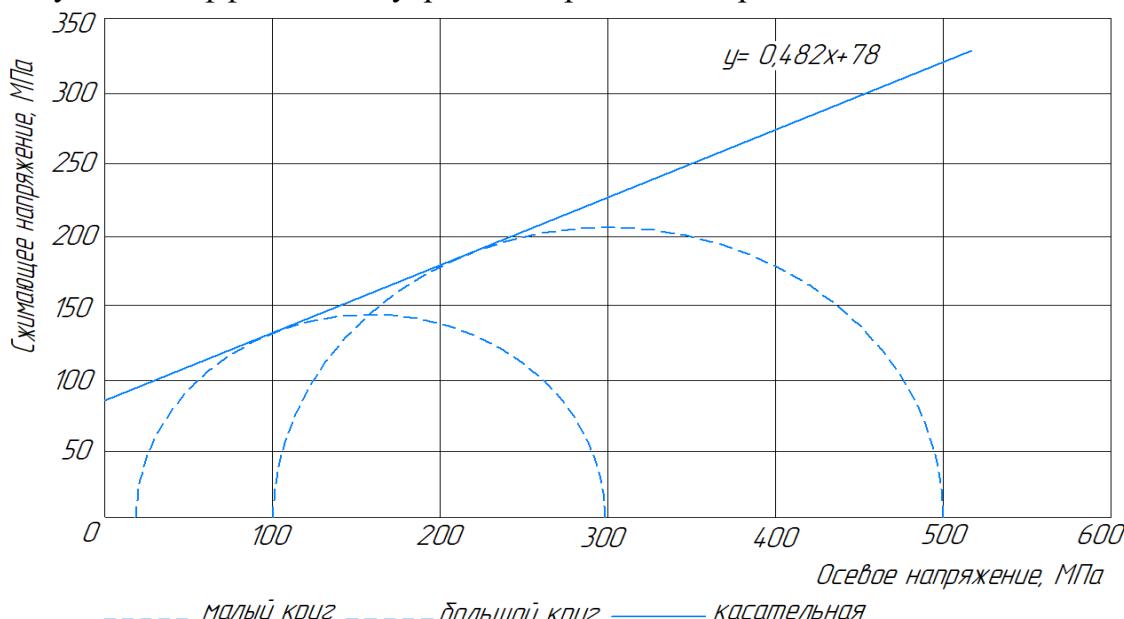


Рисунок 4 – Два круга Мора в области сжимающих напряжений и касательная

Границные изменения угла наклона огибающей:

- при  $0^\circ$  касательные напряжения равны нулю, разрушение невозможно;
- при  $90^\circ$  касательные напряжения равны нулю, разрушение невозможно.

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

Разработан и исследован метод 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.

Для предотвращения ГНВП путем повышения устойчивости к перепаду давления разработан и исследован метод 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/м<sup>3</sup>.

Для оценки эффективности создания водонепроницаемого экрана в трещиноватом пласте по данному методу проведены модельные испытания. В качестве модели трещины пласта использовались трубы из нержавеющей стали длиной 2,4 м с внутренним диаметром 4 мм, внутренний объем трубы равен 30 см<sup>3</sup>. Для создания условий, сходных с реальными, трубы первоначально заполнялись пластовой водой хлоркальциевого типа плотностью 1160 кг/м<sup>3</sup>. Модельные испытания проводились в пять этапов, а результаты модельных испытаний водоизоляционных экранов на удельное давление прорыва воды показаны в таблице 2.

Таблица 2 – 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 % раствора полиакриламида марки ПААС в пресной воде, 10 мл 10 % раствора CaCl <sub>2</sub> в пресной воде и 10 мл 1 % раствора полиакриламида В 615 в пресной воде	1,2
2	Проппант с покрытием из кремнеорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 50 кг/м <sup>3</sup> в 700 мл водного раствора полиакриламида из 698,6 мл пресной воды и 1,4 г полиакриламида DP9-8177; 1050 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной водой	5,5
3	Проппант с покрытием из кремнеорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 125 кг/м <sup>3</sup> в 300 мл водного раствора полиакриламида из 298,8 мл пресной воды и 1,2 г полиакриламида 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	Проппант с покрытием из кремнеорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш в концентрации 200 кг/м <sup>3</sup> в 180 мл водного раствора полиакриламида из 178,9 мл пресной воды и 1,1 г полиакриламида 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

Из таблицы 2 видно, что с увеличением концентрации пропанта (этапы 2-4) в тампонажном составе на основе кремнийорганического соединения увеличивается удельное давление прорыва воды.

**В третьей главе** описана разработанная технология РИР в скважинах в условиях поглощений глинисто-силикатным раствором. В настоящее время основной объём РИР осуществляется с использованием тампонажных портландцементов. Эффективность РИР в скважинах по изоляции зон поглощений в большинстве случаев не превышает 50 %.

Для повышения эффективности изоляции зон поглощения в скважине разработана технология по изоляции зон поглощений при ремонте скважин с применением глинисто-силикатного раствора. Технология проведения водоизоляционных работ основана на использовании глинисто-силикатного раствора в условиях поглощений в скважинах с приемистостью от 3,0 до 7,0 м<sup>3</sup>/ч·МПа и температуре в интервале изоляционных работ от 5 до 45 °C.

Технология изоляции зоны поглощения в скважине включает закачку в скважину одновременно-раздельно двух потоков, равных в соотношении 1:1 (по объему), следующих компонентов водоизоляционной композиции:

- смесь глинистого бурого раствора, этилацетата, неонола;
- высокомодульного жидкого стекла 100 об.%.

Перед закачкой в скважину спускают две колонны труб, каждую из которых в нижней части оборудуют клапаном, автоматически открывающимся при давлении, в 1,6–2,2 раза превышающем давление приемистости скважины. В колонны труб одновременно-раздельно закачивают два потока компонентов водоизоляционной композиции, в первом потоке закачивают смесь 93,455–95,470 об.% глинистого бурого 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 °C. Количество образующейся тампонирующей массы составляет 100 % от объема закачиваемых компонентов.

Разработаны технология и технические средства герметизации устья при ремонтах скважин с наклонным устьем на месторождениях СВН.

Герметизацию наклонного устья при ремонте скважины с наклонным устьем осуществили с усовершенствованным превентором ППО-2ФТ-152х21. Установили и закрепили центратор в верхнем фланце превентора, затем нижний фланец превентора через переходное кольцо закрепили на опорном фланце наклонной скважины.

Произвели СПО колонны труб с внутрискважинным оборудованием в скважину. В процессе 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 вращением штурвалов превентора смыкают трубные плашки превентора на колонне труб и герметизируют верхний конец колонны труб. Таким образом, скважина загерметизирована. После устранения ГНВП вращением штурвалов превентора размыкают трубные плашки превентора на колонне труб и разгерметизируют верхний конец колонны труб. Таким образом, скважины разгерметизированы.

Разработаны технология и технические средства (превентор) герметизации устья скважин с двухлифтовыми компоновками ОРЭ.

Впервые разработана технология герметизации колонны труб при последовательном спуске ДК и КК труб путём усовершенствования двухрядного плашечного превентора ППС-2Ф-180×21-2К (рисунок 5).

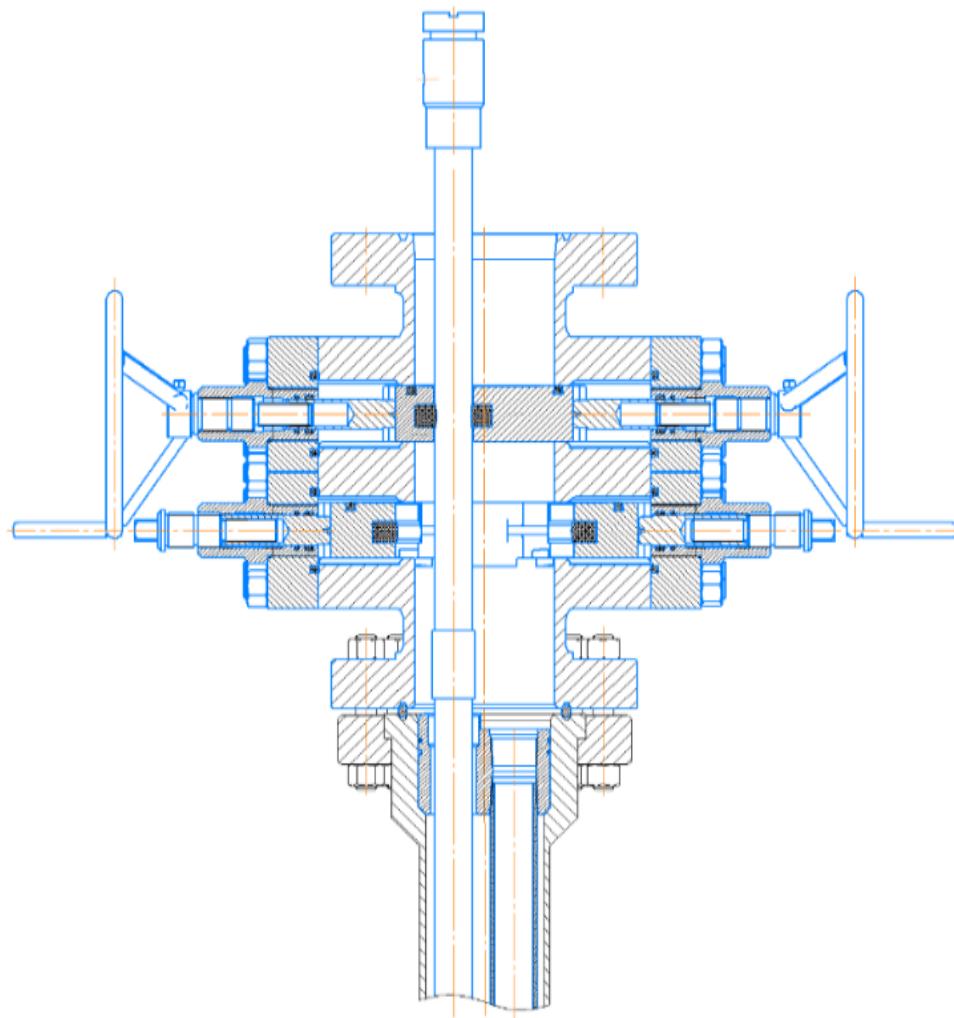


Рисунок 5 – Усовершенствованный двухрядный превентор ППС-2Ф-180×21-2К

В верхний ряд превентора (рисунок 5) устанавливают трубные плашки диаметром 48 (60) мм для герметизации КК насосно-компрессорной трубы (НКТ) (плашки со смещенными выборками под трубу), а в нижний ряд – трубные плашки диаметром 48 (60) мм для герметизации ДК НКТ. Производят последовательный спуск сначала длинной колонны труб, затем короткой, а при подъёме наоборот.

При возникновении ГНВП в зависимости от СПО с ДК или КК труб вращением верхних или нижних штурвалов превентора смыкают трубные плашки превентора на колонне труб и герметизируют верхний конец колонны труб. Скважина загерметизирована.

После устранения ГНВП вращением штурвалов превентора в обратную сторону размыкают соответствующие трубные плашки превентора на колонне труб и разгерметизируют верхний конец колонны труб. Скважина разгерметизирована.

Разработан метод ускоренной герметизации устья скважины путем усовершенствования устьевого оборудования механизированных скважин, в том числе по предупреждению ГНВП.

В настоящее время фланцевые соединения устьевых арматур скважин крепятся с помощью 12 шпилек и 24 гаек. Это приводит к дополнительным трудозатратам при демонтаже/монтаже устьевых арматур, связанных с длительностью раскрепления и крепления фланцевого соединения. Нормативное время на раскрепление и крепление фланцевого соединения составляет 33 мин.

С целью сокращения времени на герметизацию устья скважины при возникновении ГНВП было предложено крепление фланцевого соединения устьевого оборудования скважины с применением уменьшенного числа шпилек с сегментными элементами, выполненные в виде сегментных гаек, контактирующими боковыми поверхностями и образующими в совокупности кольцо с осевой линией, совпадающей с осевой линией отверстий для шпилек в колонном фланце.

Исследованы шпильки с сегментными элементами, выполненные из различных классов прочности стали (8.8; 9.8; 10.9; 12.9) по напряжению на срез шпильки, гайка и сравняны с допускаемыми напряжениями на срез –  $\tau_{ср}$  для материалов (шпилька, гайка) по ГОСТ Р 52627-2006. На рисунке 6 показаны рабочие зоны, 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.

Для классов прочности 8.8; 9.8 минимальное количество шпилек с сегментными элементами – 8 шт., максимальное – 12.

Для классов прочности 10.9; 12.9 минимальное количество шпилек с сегментными элементами – 6 шт., максимальное – 12.

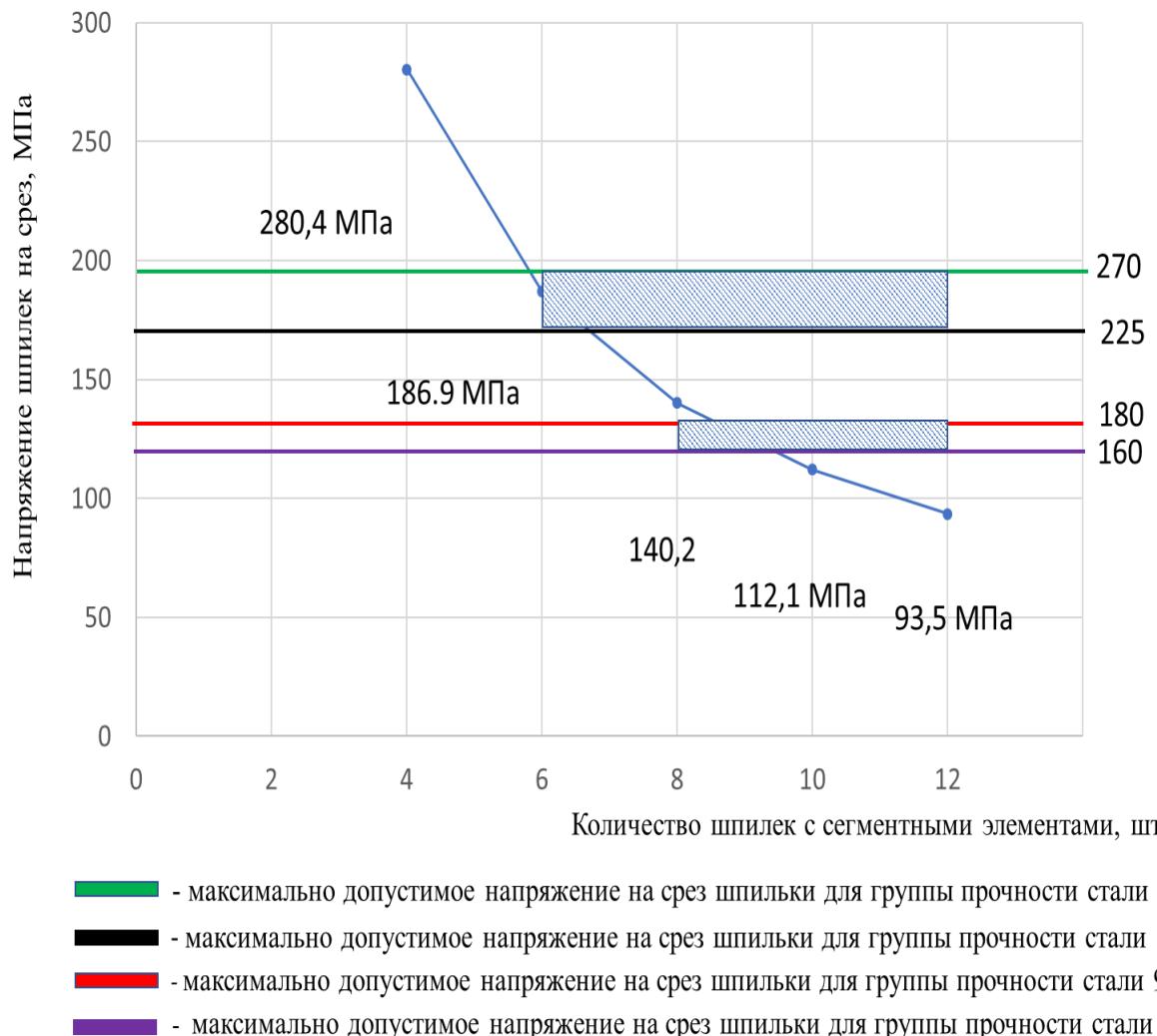


Рисунок 6 – Рабочие зоны, определяющие допустимое количество шпилек с сегментными элементами при креплении фланцев устьевых арматур механизированных скважин в зависимости от группы прочности стали шпилек

Для реализации технологии были изготовлены и внедрены в производство крепления КФ-6, представляющее собой шпильки с шестью сегментными элементами. Шпильки относительно друг друга расположены под углом  $60^\circ$  и выполнены из материала группы прочности 10,9 или 12,9.

Опытным путём доказано ускорение процесса герметизации устья скважин за счет сокращения продолжительности раскрепления и крепления шпилек 2,5 раза по сравнению с существующим креплением.

**В четвёртой главе** приведена технико-экономическая оценка внедрения разработанных технологий.

1. При расчёте технико-экономической эффективности технологии герметизации наклонного устья скважин СВН за базу сравнения принята технология с применением

превентора ППШР-2ФТ. Экономический эффект достигается за счёт сокращения продолжительности ремонтных работ. Стоимость одного бригада/часа в ценах на 01.01.2025 составляет 13,8 тыс. руб.

Экономическая эффективность технологии герметизации устья наклонной скважины СВН на весь объём в фонде внедрения в течение 10 лет показан в таблице 3.

Таблица 3 - Экономическая эффективность технологии герметизацию устья наклонной скважины СВН усовершенствованным превентором

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

2. При расчёте технико-экономического эффекта метода ускоренной герметизации устья механизированных скважин базу сравнения принята применяемая технология, предусматривающая применение 12 шпилек и 24 гаек.

Экономический эффект достигается за счёт сокращения продолжительности времени крепления/раскрепления фланцевого соединения на 0,3 часа.

Экономическая эффективность метода ускоренной герметизации устья скважин на весь объем внедрения показан в таблице 5.

Таблица 4 - Экономическая эффективность метода ускоренной герметизации устья скважин

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

Суммарный экономический эффект от внедрения технологий на 01.01.2025 г. составил 19,5 млн руб. Внедрение разработанных технологий подтверждено актами внедрения на скважинах в форме Р2. Технологии защищены патентами РФ.

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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Опробована 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 м<sup>3</sup>/(ч·МПа);
- температура в интервале проведения ремонтно-изоляционных работ в пределах 5–45°C.

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.

**Основные положения диссертационной работы опубликованы в научных работах:**

*Печатные труды в рецензируемых научных изданиях ВАК*

1. 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. 35–38.

2. Зиятдинов, Р.З. Оценка влияния режимов работы нефтяных залежей на газонефтеводопроявления. Зиятдинов Р.З. Валовский В.М., Гарифов К.М. // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1. – С. 177–184.

3. Салимов, О.В. Методика оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нефтяных скважин / О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 3. – С. 12–15.

4. Салимов, О.В. Методы построения паспортов прочности горных пород / О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 10. – С. 44–47.

5. 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.

6. Усовершенствованное фланцевое соединение / И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, С.А. Мокеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 46–47.

## *Патенты на изобретения*

12. 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.
13. Патент N 2724695 Российская Федерация, МПК E21B 33/06 (2006.01). Превентор со сменным кольцом и способ его установки на опорном фланце устьевой арматуры : N 2020102318 : заявлено 22.01.2020 : опубликовано 25.06.2020 / Зиятдинов Р.З. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. Патент N 2719877 Российской Федерации, 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.

26. Патент N 2805701 Российской Федерации, 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.

37. Патент N 2803886 Российской Федерации, 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.

28. Патент N 2736022 Российской Федерации, 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.

29. Патент N 2829313 Российская Федерация, МПК E21B 33/03 (2006.01), E21B 33/047 (2006.01). Устройство для герметизации на устье скважины двухлифтовой компоновки внутристкважинного 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.

*Прочие печатные труды*

7. 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.

8. Вероятностная оценка успешности ремонтных работ при планировании реализации геолого - технических мероприятий в неэксплуатационном фонде скважин/ И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, Насрыев Р.И. Салахова З.Р (ТатНИПИнефть) Л.Р. Загитова (АГНИ)// Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2021. – Вып. 89. – С. 251-261.

9. 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.

10. 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». – Сузdalь, 2011. – С. 193-195.

11. 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.