

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|---|
| Совершенствование технологии глушения нефтяных скважин Арбузовского месторождения блок пачками и жидкостями глушения на углеводородной основе УДК 622.276.7-026.744 |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев К.М. | к.х.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|-----------|------------------------|---------|------|
| Профессор отделения нефтегазового дела | Шарф И.В. | д.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения общетехнических дисциплин | Сечин А.А. | к.т.н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев К. М. | к.х.н | | |

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|----------------------------------|--|--|
| Системное и критическое мышление | УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий | И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними |
| | | И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению |
| | | И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания |
| | | И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области |
| Разработка и реализация проектов | УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла | И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления |
| | | И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения |
| | | И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта |
| Командная работа и лидерство | УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели | И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует |
| | | И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды |
| | | И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды |
| Коммуникация | УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег |
| | | И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.) |
| | | И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные |

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|--|---|--|
| | | И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках |
| Межкультурное взаимодействие | УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия | И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение) | УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки | И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов |
| | | И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами |
| | | И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда |

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|-----------------------------------|---|--|
| Применение фундаментальных знаний | ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области | И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций |
| Техническое проектирование | ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства | И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач |
| | ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии | И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации |

| | | |
|--------------------------------|--|--|
| Работа с информацией | ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности | И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы |
| Исследование | ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях | И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям |
| Интеграция науки и образования | ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания | И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей |

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт | Код и наименование компетенции | Индикаторы достижения компетенции |
|---|--|--|---|--|
| Тип задач профессиональной деятельности: технологический | | | | |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа | 1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин. | 19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях» | ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях» | И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами. |
| | | | | И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины. |
| | 2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, | 19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден | ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию | И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения |

| | | | | |
|---|--|--|--|--|
| | техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования. | приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин» | бурового оборудования ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке. | И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования. |
| Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский | | | | |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа | 1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин. | Мнение экспертов, пожелания работодателей. | ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы. | И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы. |
| | | | | И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств |
| | 2.Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин. | Мнение экспертов, пожелания работодателей. | ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин. | И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. |
| | | | | И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин. |

Тип задач профессиональной деятельности:
педагогический

| | | | | |
|---|---|--|---|--|
| <p>1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)</p> | <p>1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов</p> | <p>01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н).</p> <p>ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения</p> | <p>ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин.</p> <p>(ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).</p> | <p>И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин</p> |
|---|---|--|---|--|

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------------------|
| 2БМ02 | Савинову Алексею Сергеевичу |

Тема работы:

| | |
|---|-------------------------------|
| Совершенствование технологии глушения нефтяных скважин Арбузовского месторождения блок пачками и жидкостями глушения на углеводородной основе | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | Приказ №39-41/С от 08.02.2022 |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Объект исследования: блок пачки и жидкости глушения на водной и углеводородной основе Область применения: капитальный ремонт скважины |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Обзор понятия капитального ремонта скважин, жидкостей и блокирующих составов глушения <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Технологический процесс глушения скважины 1.2. Жидкости и блокирующие составы глушения 1.3. Общие принципы выбора жидкостей и блокирующих составов глушения 1.4. Анализ зарубежных и отечественных патентов жидкостей и блокирующих составов глушения <ol style="list-style-type: none"> 1.4.1. Отечественный опыт 1.4.2. Зарубежный опыт 2. Методы, оборудование и приборы экспериментальных исследований <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Метод измерения реологических показаний с помощью вискозиметра Haitongda ZNN – D6 |

| | |
|--|--|
| | <p>2.2. Метод измерения фильтрационного показателя с помощью фильтр-пресса низкого давления OFITE</p> <p>2.3. Метод измерения водородного рН показателя с помощью электронного рН – метра</p> <p>2.4. Метод измерения плотности блокирующего состава с помощью рычажных весов</p> <p>2.5. Метод определения термостабильности блокирующего состава</p> <p>3. Исследование технологических свойств жидкостей и блокирующих составов глушения на водной и углеводородной основе</p> <p>3.1. Приготовление и исследование жидкости глушения на водной основе</p> <p>3.2. Приготовление и исследование блокирующего состава глушения на углеводородной основе</p> <p>3.2.1. Приготовление блокирующего состава, обладающего углеводородной основой</p> <p>3.2.2. Подбор оптимального рецептурного состава и исследование его свойств</p> <p>3.2.3. Повышение вязкости под действием температурных пластовых условий</p> <p>3.3. Вывод по проделанным исследованиям в лаборатории</p> |
|--|--|

| | |
|---|--|
| Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i> | Необходимость в графических материалах отсутствует |
|---|--|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В. |
| Социальная ответственность | Доцент отделения общетехнических дисциплин Сечин А.А. |
| Часть на иностранном языке | Профессор отделения иностранных языков Матвеев И.А. |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

| |
|----------------|
| Killing fluids |
|----------------|

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев К.М. | К.Х.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | Технология строительства нефтяных и газовых скважин |

| | |
|---|---|
| Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: | |
| <i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при глушении скважины на Арбузовском месторождении в Томской области |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | РД 153-39-007-96 ЕНВ при капитальном ремонте скважин |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022 |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке | |
| <i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i> | Обоснование перспективности глушения скважины на Арбузовском месторождении при применении жидкости глушения на углеводородной основе |
| <i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> | Расчеты локальных смет глушения скважины на Арбузовском месторождении |
| <i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i> | Расчет итоговой стоимости глушения скважины при применении жидкости глушения на углеводородной основе |
| Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): | |
| Сводные и поясняющие таблицы при расчете стоимости и времени на глушение скважины | |

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

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Профессор ОНД | Шарф И.В. | Д.э.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|---|---|
| Группа 2БМ02 | | ФИО Савинов Алексей Сергеевич | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | Технология строительства нефтяных и газовых скважин |

Тема ВКР:

| | |
|--|--|
| Совершенствование технологии глушения нефтяных скважин Арбузовского месторождения блок пачками и жидкостями глушения на углеводородной основе | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| <p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации | <p><i>Объект исследования:</i> жидкость глушения на водной и углеводородной основе <i>Область применения:</i> капитальный ремонт скважины <i>Рабочая зона:</i> лаборатория буровых и тампонажных растворов <i>Размеры помещения:</i> 10*20м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> комплекс оборудования для приготовления и измерения свойств жидкостей глушения. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> приготовление и измерение свойств жидкостей глушения, подбор рецептуры</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. От 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда»; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 05.02.2018); Инструкция № 13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы».</p> |
| <p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора | <p>Опасные и вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Воздействие химическими реагентами; 2. Высокий температурный режим рабочих поверхностей; 3. Несоответствие показателей микроклимата 4. Подвижные механизмы 5. Высокий уровень шума и вибрации 6. Недостаточная освещенность 7. Электрический ток 8. Пожароопасность |
| <p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p> | <p>Воздействие на селитебную зону: заражение территории после розливов технических жидкостей.</p> |

| | |
|---|---|
| | <p>Воздействие на литосферу: утилизация отработанных жидкостей глушения</p> <p>Воздействие на гидросферу: утилизация отработанных жидкостей глушения</p> <p>Воздействие на атмосферу: вытягивание химических испарений через вытяжную вентиляцию</p> |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u> | Возможные ЧС: пожар в случае короткого замыкания электропроводки либо при не исправности электроприборов. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения общетехнических дисциплин | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич | | |

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|-----------------|--|------------------------------------|
| 31 декабря 2021 | 1. Проведение литературного обзора по теме | 20 |
| 1 марта 2022 | 2. Утверждение методики проведения исследования и обработки данных | 20 |
| 10 марта 2022 | 3. Проведение исследований по подбору рецептурной составляющей жидкостей и блокирующих составов глушения | 30 |
| 15 апреля 2022 | 4. Анализ полученных экспериментальных данных, промежуточная аттестация выполнения диссертации | 20 |
| 5 июня 2022 | 5. Предварительная защита диссертации | 10 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев Константин Мадестович | к.х.н. | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев Константин Мадестович | к.х.н. | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 21 рисунка, 18 таблиц, 55 литературных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважины, продуктивность скважины, жидкость или блокирующий состав глушения, эмульгатор, тиксотропия, термостабильность.

Объект исследования – блокирующие составы и жидкости глушения на водной и углеводородной основе.

Целью магистерской диссертации является разработка рецептуры блокирующего состава глушения с использованием отечественных эмульгаторов, являющихся продуктами реакции жирных кислот и талового масла.

В процессе исследования проводились лабораторные испытания, в ходе которых производился подбор компонентного составляющего блокирующего состава глушения. Осуществлялась оценка качества блокирующего состава глушения путём воздействия высоких температурных условий. Во время проведенных исследований, с помощью визуальной фиксации в течение определенного количества времени, производилось оценивание стабильности блокирующих составов.

Область применения – капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- КРС – капитальный ремонт скважин;
- РИР – ремонтно-изоляционные работы;
- ПАА - полиакриламид;
- ПАК - полиакриловая кислота;
- КМЦ - карбоксиметилцеллюлоза;
- ГЭЦ - гидроксиэтилцеллюлоза,
- КМГЭЦ - карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза;
- ГПП - гидроксипропилгуар;
- КМГПП - карбоксиметилгидроксипропилгуар;
- КМГ - карбоксиметилгуар;
- ПАВ - поверхностно-активное вещество;
- ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;
- ГИС - геофизические исследования скважин;
- УВ - углеводороды;
- ГДИС - гидродинамические исследования скважин;
- ПЗП - призабойная зона пласта;
- ЖГ - жидкость глушения;
- СЖК - синтетические жирные кислоты.
- ГНВП – газонефтеводопроявление
- ТЖ – технологическая жидкость

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение..... | 17 |
| 1.1. Технологический процесс глушения скважины..... | 19 |
| 1.2. Жидкости и блокирующие составы глушения | 23 |
| 1.3. Общие принципы выбора жидкостей и блокирующих составов глушения | 25 |
| 1.4. Анализ зарубежных и отечественных патентов жидкостей и блокирующих составов глушения..... | 27 |
| 1.4.1. Отечественный опыт | 28 |
| 1.4.2. Зарубежный опыт | 34 |
| 2. Методы, оборудование и приборы экспериментальных исследований..... | 48 |
| 2.1. Метод измерения реологических показаний с помощью вискозиметра Haitongda ZNN – D6 | 49 |
| 2.2. Метод измерения фильтрационного показания с помощью фильтр- пресса низкого давления OFITE..... | 51 |
| 2.3. Метод измерения водородного рН показания с помощью электронного рН – метра..... | 53 |
| 2.4. Метод измерения плотности блокирующего состава с помощью рычажных весов | 54 |
| 2.5. Метод определения термостабильности блокирующего состава..... | 56 |
| 3. Исследование технологических свойств жидкостей и блокирующих составов глушения на водной и углеводородной основе..... | 57 |
| 3.1. Приготовление и исследование жидкости глушения на водной основе. | 57 |
| 3.2. Приготовление и исследование блокирующего состава глушения на углеводородной основе. | 60 |
| 3.2.1. Приготовление блокирующего состава, обладающего углеводородной основой. | 61 |
| 3.2.2. Подбор оптимального рецептурного состава и исследование его свойств. | 62 |
| 3.2.3. Повышение вязкости под действием температурных пластовых условий..... | 69 |
| 3.3. Вывод по проделанным исследованиям в лаборатории..... | 71 |

| | |
|---|-----|
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ... | 72 |
| 4.1. Расчет времени подготовительных работ | 72 |
| 4.2. Расчет сметной стоимости оплаты труда рабочих и эксплуатации технических средств | 73 |
| 4.3. Расчет стоимости глушения и определения норм времени | 74 |
| 4.4. Формирование общей сметной стоимости глушения скважины | 75 |
| 5. Социальная безопасность..... | 78 |
| 5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 79 |
| 5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства..... | 79 |
| 5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя | 80 |
| 5.2. Производственная безопасность..... | 81 |
| 5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создавать объект исследования..... | 82 |
| 5.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований | 83 |
| 5.2.3. Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на лаборанта | 87 |
| 5.2.4. Расчет уровня производственного фактора..... | 88 |
| 5.3. Экологическая безопасность | 92 |
| 5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. | 92 |
| 5.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду. | 92 |
| 5.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды..... | 93 |
| 5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 94 |
| 5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований..... | 94 |
| 5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС | 94 |
| Заключение | 97 |
| Список литературы | 98 |
| Приложение А | 104 |

ВВЕДЕНИЕ

Огромное количество месторождений природных ресурсов газа и нефти Западной Сибири остаются на завершающей стадии разработки. Данные месторождения характерны аномально низкими и высокими пластовыми давлениями, а также завышенной степенью обводненности, повреждением призабойной зоны пласта и прочими свойственными осложнениями. В этих условиях для поддержания проектных объемов добычи газа и восстановления технического состояния скважин зачастую приходится проводить капитальные ремонты скважин (КРС).

Осуществление работ по капитальным ремонтам скважин на нефтяных и газовых месторождениях не является возможным без проведения мероприятий по их глушению. Стоит отметить, что в разных условиях, таких как аномально высокого или низкого пластового давления мероприятия по глушению скважин, является требование подбора характерных технологий, жидкостей глушения и блокирующих составов.

В данной работе предусматривается рассмотрение основных технических и технологических операций, связанных с проведением КРС. Ознакомление с разработанными решениями повышения эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине на основе проведенного литературного обзора, патентных документов. Формирование и тщательный подбор жидкостей и блокирующих составов глушения исходя из дополнительных исследований в лабораторных условиях для соответствующего вида работ по капитальному ремонту скважин.

Исследование, которое будет проводиться, является актуальным, учитывая тенденцию к снижению продуктивности многих скважин после проведения мероприятий по их глушению и последующих ремонтно-изоляционных работ.

1. ОБЗОР ПОНЯТИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН, ЖИДКОСТЕЙ И БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ

Капитальным ремонтом скважин (КРС) принято называть совокупность процессов, связанных с восстановлением исправности работ обсадных колонн, цементного кольца, ликвидации аварий, спуском или подъёмом скважинного оборудования для последующего ремонта, проведением работ над призабойной зоны пласта [1].

Во время проведения капитального ремонта скважины в процессе работ жидкость или блокирующий состав глушения контактирует:

- с продукцией скважины
- с минеральными составляющими горных пород, из которых состоит продуктивный горизонт
- пластовыми флюидами
- техническими жидкостями и материалами, участвующие при проведении ремонтных работ
- элементами подземного насосного оборудования и с поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб. [3,4].

Существующие виды ремонтно-изоляционных работ представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Виды ремонтно-изоляционных работ

| Шифр | Виды работ по капитальному ремонту скважин | Технико-технологические требования к сдаче |
|--------|---|--|
| КР3-2 | Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной | Выполнение запланированного объёма работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до проектной глубины. |
| КР1-15 | Промывка забоя скважины | Выполнение запланированного объёма работ. Достижение оговоренной планом работы цели. |
| КР4-1 | Переход на другие вышележащие и нижележащие горизонты | Выполнение запланированного объёма работ, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. |

1.1. Технологический процесс глушения скважины

Расстановка техники.

Необходимо, чтобы агрегаты были установленными на расстоянии друг от друга и от устья не менее чем 10 метров. При этом требуется размещение так, чтобы кабины не были обращены к устью. Иное не является допустимым.

Установка должна осуществляться строго с подветренной стороны. При наличии объективной необходимости расстояние между оборудованием может быть снижено до одного метра. Трубы для отвода выхлопных газов требуется оборудовать специальными глушителями для подавления шумов. Дополнительно требуется оснащение их гасителями искр. Это вынужденная мера для исключения пожароопасных ситуаций.

Не является допустимой установка оборудования под линиями электропередачи. То же касается случая размещения, если радиус поверхности, на которой стоит конкретный агрегат, составляет 5 метров относительно линии электропередач.

Отметить следует и тот факт, что нагнетательные системы требуют оборудования посредством специальных обратных клапанов. Дополнительно требуется установка предохранительных устройств. То же касается манометров. Отводы от предохранителей на насосном оборудовании должны быть ограждены специальными кожухами. Предполагается необходимость их вывода под конкретный агрегат. На рисунке 1.1 представлена наглядно схема расстановки единиц специального оборудования для глушения [3].

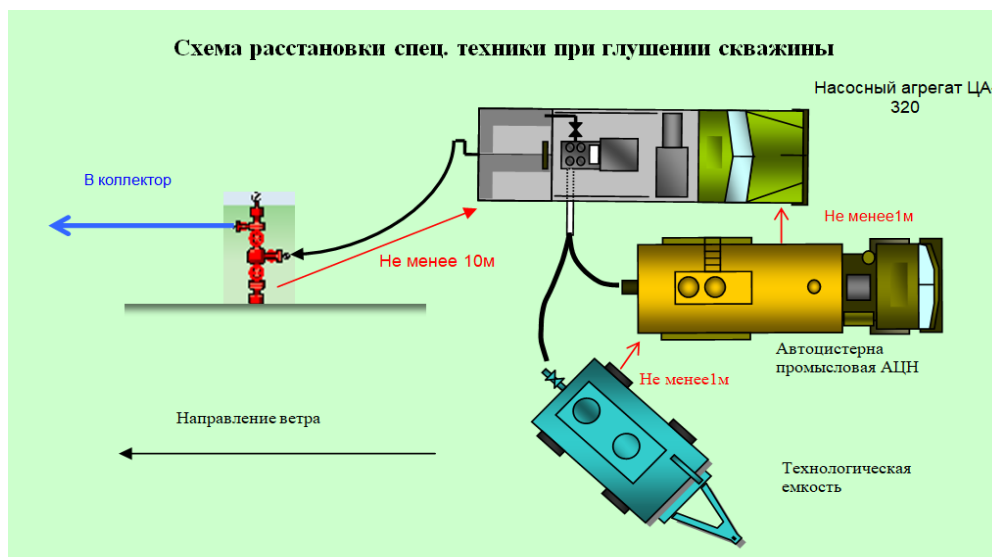


Рисунок 1.1 – Схема расстановки специальной техники для глушения скважины

Определение давления

Установить давление можно посредством манометра. Для этого необходимо руководствоваться конкретным положением специальной стрелки. На устройстве имеется специальная дополнительная отметка, которая показывает, каким является предельное давление. Устройство рекомендуется выбирать таким образом, что в любом из вероятных случаев все показания находились в условно средней части. Условно – значит допускаются некоторые несущественные отклонения.

Есть специально предусмотренная операция, специально созданная для подготовки. Речь о стравливании давления. Непосредственно перед этим следует остановить конкретную скважину. Она обладает способностью накапливать давление статически, часто оно концентрируется в рамках трубного пространства, однако может появляться и в затрубном. Стравливание является объективно необходимым, потому как в ином случае возникает вероятность аварийных ситуаций и инцидентов. После представленной операции требуется разрядка. Для этих целей предусмотрен специальный коллектор. Также давление газа может направлять в факельный амбар. В последнем случае предполагается применение специальной обвязки (если она имеет место).

Монтаж нагнетательных труб предполагает применение расходных материалов, то есть непосредственно труб, а также специальных шарниров, способных выдерживать высокие нагрузки, в том числе возникающие в результате чрезмерного давления. Все трубы необходимо располагать от непосредственно насосного оборудования так, чтобы они шли к устью.

Необходимой является предварительная проверка всех уплотнительных соединений и конструкций. Ниппели при этом, согласно технологии, необходимо направлять в муфты труд. Далее наживляется специальная гайка по часовой стрелке.

После того как «свободный ход» гайки исчерпан, требуется применение кувалды. Ее ударами нужно закрепить каждую гайку.

Чтобы обеспечить оперативность монтажных работ, можно использовать специально предусмотренные для этого шланги высокого давления.

Пример БРС представлен на рисунке 1.2.

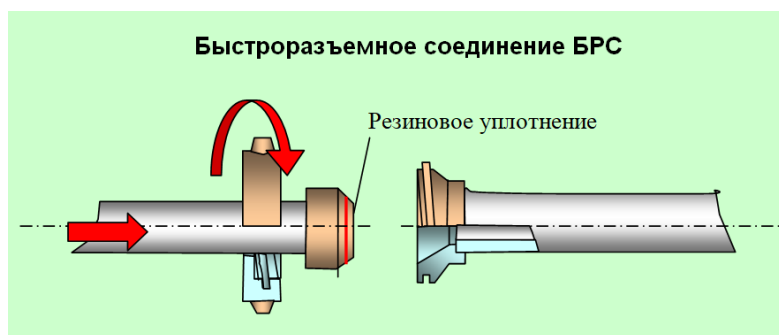


Рисунок 1.2 – Быстроразъемное соединение

Непосредственно после сборки осуществляются испытательные работы. Суть их сводится к оценке показателей герметичности. Уже упомянутая задвижка подлежит закрытию. Дополнительно из потенциально опасной зоны необходимо удалить всех членов персонала.

После специальной команды начальника мероприятий начинается намеренно нагнетание. В напорных линиях создается давление, в полтора раза превышающее по показателям то, что будет иметь место при нормальной

эксплуатации. Конкретное значение определяется с опорой на конкретный план работ в каждом отдельно взятом случае.

Принято говорить о герметичности линий в той или иной ситуации при условии, что после трех минут испытаний давление не приводит к деформациям или очевидным повреждениям. Также принято говорить об этом, если намеренно превышенное значение не падает. Дело в том, что, когда имеет место обратное, говорят о наличии утечек и течей.

Если выявлены потенциально проблемные и абсолютно проблемные места, осуществляется снижение давления как минимум до уровня атмосферного. Все пробелы и проблемы подлежат немедленному устранению. Далее испытание проводится повторно. Цикл повторяется до момента устранения всех пропусков [3].

Далее следует подробно остановиться на мероприятиях по закачке раствора глушения. Последнее может осуществляться рядом методов. Распространенными являются прямой и обратный способ. В первом случае все сводится к тому, что осуществляется закачка жидкости посредством специального насосного оборудования. Во втором же задействуют методы низкого давления, жидкость вводится в пространство за трубами. Расход ее зависит от ряда критериев. Обычно выбирают больший по сравнению с показателями производительности. При этом скорость процесса регулируется с помощью специально предусмотренной задвижки, благодаря которой удается создать противодействие со стороны давления на конкретный пласт.

Непосредственно перед началом работ необходимо открыть специальную задвижку. В ином случае их проведение не является допустимым.

В процессе необходимо тщательно отслеживать и регистрировать все показания измерительного оборудования. Также крайне важно следить за целостностью линий. Не допускается расположение или размещение персонала вблизи линий нагнетания.

Закачка осуществляется в рамках планового количества в литрах специальной жидкости. При условии, что процедура реализуется в рамках

нескольких циклов, необходимо закрыть скважину на отстой. Период закрытия должен быть четко указан в плановой документации.

Характерный признак того, что глушение окончено, следующий – плотность жидкости из скважины должна быть во всех показателях похожа на ту, что справедлива для расчетного значения.

Далее рассмотрены итоговые мероприятия, реализуемые непосредственно после глушения.

Осуществляется в первую очередь разборка промывочной линии. Начинается все только при условии, что давление снижено как минимум до атмосферного. При этом задвижка, на ФА со стороны скважины, в любом из случаев должны быть закрытой. После того как все работы закончены, необходимо закрыть задвижки. Прилегающая к той или иной скважине территория должна быть очищена.

Принято говорить, что скважина заглушена, если после завершения периода технического отстоя избыток в части давления отсутствует, также необходимо отсутствие переливов. Выход газообразных веществ не считается нормой.

После завершения описанных работ бригада может получить разрешение на последующие мероприятия по демонтажу фонтанной елки и по установке оборудования против выбросов. При этом необходимо руководство имеющейся схемой [3].

1.2. Жидкости и блокирующие составы глушения

Одно из особых мест по мере реализации ремонтных работ на скважинах принадлежит уже неоднократно упомянутым специальным жидкостям глушения. Дополнительно крайне важно обосновывать каждый выбор в пользу тех или иных расходных материалов с опорой на имеющиеся геологические и прочие данные об условиях в месте работ. Это способствует исключению вероятности того, что в процессе реализации разных операций будут иметь

место поглощения, снижение продуктивности и прочие неблагоприятные ситуации.

Важно стремиться к сохранению всех свойств продуктивных пластов. Этим и можно объяснить значимость грамотного выбора в пользу той или иной жидкости, применяемой для глушения.

С опорой на множество исследований и экспериментов можно говорить, что естественное снижение проницаемости может быть следствием воздействия некоторых неправильно подобранных жидкостей. При этом данные жидкости провоцируют отдельные негативные процессы. Среди них следует отметить:

- набухание примесей глинистого происхождения, их минеральных компонентов, если они имеют место в породе;
- блокирующие свойства воды. Объясняется данный процесс рядом капиллярных явлений. Часто они возникают в порах при условии, что осуществляется взаимно обусловленное вытеснение жидкостей, не взаимодействующих друг с другом;
- образование отложений, не являющихся растворимыми. Это является результатом реакции между отдельным фильтратами и флюидами пластов;
- закупорка пористых полостей примесями, часто твердыми. Они образуются наиболее часто при условии, что имеет место проникновение в пласт фильтрата, не являющегося чистым.

Еще одна причина в данном контексте – возникновение жидкости вблизи стенок на поверхности пород. Это приводит к тому, что проходная способность снижается. Влияние каждой из представленных в виде процессов причин зависит от текущих условий [1].

Необходимо подчеркнуть тот факт, что все без исключения жидкости, о которых идет речь, в общем случае представлены двумя группами. Первая – жидкости на водной основе, вторая – на основе углеводородов. В первую группу принято включать разнообразные пены, суспензии с солями и не только.

Во второй же выделяется непосредственно нефть, также имеют место битумные растворы.

По мере реализации ремонтных работ, что следует отметить, для обеспечения всех свойств продуктивных пластов необходимым является применения жидкостей из второй группы. Благодаря такому подходу можно добиться максимального сохранения естественной насыщенности водой пор. При этом абсолютно исключается набухание, разбухание отдельных примесей в виде глины и минералов в ее составе. Следует отметить, что часто жидкости такого рода применяется при условии, что конкретная скважина характеризуется ненормально малым уровнем давления в пластах.

На таких месторождениях обычно для ремонта используются именно жидкости из второй группы, потому что в ином случае имеют место поглощения значительных объемов составов. Это негативно влияет на стоимость ремонта, а также на периоды их проведения. Дополнительно на практике это приводит к ощутимому снижению общей продуктивности той или иной скважины в период после ремонта [1].

1.3. Общие принципы выбора жидкостей и блокирующих составов глушения

Отметить помимо всего прочего необходимо, что аналитические мероприятия по оценке текущих условиях в местах эксплуатации скважин дали возможность установить следующее: применяемы в рамках разработки традиционные жидкости на поздних стадиях эксплуатации часто становятся абсолютно непригодными. Объяснить это можно тем, что объективно возможность снижения плотности отсутствует. В условиях чрезмерно малого давления это приводит к снижению качества фильтрации продуктивных пластов. Следствием этого становится возникновение ряда проблем, которые трудно впоследствии преодолеть. Может потребоваться для восстановления

притока дополнительного воздействия, приводящего на деле к возрастанию затрат времени и денег соответственно [2].

От того, насколько рационален выбор в части эксплуатируемой жидкости глушения, зависит слишком много. Предполагается, что целесообразно в первую очередь установить все условия эксплуатации скважин, разработать мероприятия по исключению вероятности аварий, инцидентов типа поглощения жидкости и так далее.

Необходимо подчеркнуть тот факт, что все без исключения жидкости, о которых идет речь, в общем случае представлены двумя группами. Первая – жидкости на водной основе, вторая – на основе углеводородов. В первую группу принято включать разнообразные пены, суспензии с солями и не только. Во второй же выделяется непосредственно нефть, также имеют место битумные растворы.

По мере реализации ремонтных работ, следует отметить, что для обеспечения всех свойств продуктивных пластов необходимым является применения жидкостей из второй группы. Благодаря такому подходу можно добиться максимального сохранения естественной насыщенности водой пор. При этом абсолютно исключается набухание, разбухание отдельных примесей в виде глины и минералов в ее составе. Следует отметить, что часто жидкости такого рода применяется при условии, что конкретная скважина характеризуется ненормально малым уровнем давления в пластах.

Непосредственно жидкость в данном контексте должна абсолютно отвечать некоторым критериями. Среди них:

- плотность должна быть оптимальной в контексте обеспечения требуемых показателей сопротивления и давления на пласт;
- жидкость должна благодаря своим свойствам обеспечивать сохранность свойств пласта, являющегося продуктивным;
- не допускается агрессивность в отношении материала труб обсадки, к прочим элементам и узлам применяемого оборудования на скважине;

- не является допустимым влияние иным образом на оборудование, эксплуатируемое на скважине;
- необходимо, чтобы жидкость была полностью совместима с прочими расходными материалами, применяемыми в процессе реализации ремонтных работ;
- еще одно важное условие – термическая стабильность. Она должна соответствовать условиям, в которых применяется жидкость;
- необходима возможность регулирования всех технических и других свойств применяемой жидкости;
- жидкость для заглушения должна быть исключительно пожаробезопасной, наличие в составе легковоспламеняющихся или просто горючих веществ является недопустимым [2].

1.4. Анализ зарубежных и отечественных патентов жидкостей и блокирующих составов глушения

С учетом всего множества имеющихся в настоящее время сложных жидкостей, а также специальных составов для глушения, была реализована аналитическая работа по оценке практики глушения в мире на примере разных стран. Рассмотрены и оценены во множестве аспектов отечественные патенты, западные источники информации, а также разные литературные, технические и не только. Соответствующие данные представлены наглядно на рисунке 1.3. Некоторые составы учитывались исключительно в связи с критерием «многокомпонентный состав». Установлено, что отдельные варианты характеризуются сложностью с точки зрения приготовления. Обычно это обусловлено ограниченными и точными требованиями к концентрации элементов. Выявленные недостатки позволяют говорить о нерациональности применения отдельных жидкостей.



Рисунок 1.3– Доля проанализированных источников литературы

1.4.1. Отечественный опыт

Примечательной видится российская практика. Благодаря ее анализу были установлены некоторые распространенные способы, благодаря которым удастся существенно снизить уровень поглощения в ряду пластов с аномальными (низкими) давлениями [4]. Способы 2:

- повышение вязкости жидкости;
- применение специальных наполнителей, которые обеспечивают эффект закупоривания.

Принято использовать несколько типов составов для глушения скважин. Наглядно они представлены на рисунке 1.4. Необходимо подчеркнуть, что унифицированного метода снижения показателя фактического поглощения жидкости не предусмотрено. Часто на практике применяется сразу несколько методов, особенно если скважины уже являются разработанными [4-6].

В ряду научных работ [7-11] отмечено, что эффективная вязкость составов для глушения не должна быть более чем 400 мПа·с. Объясняется это некоторыми ограничениями в части технологического оборудования по

заказке в скважину. Слишком высокие значения, снижают фильтрацию. При этом исключается возможность достаточного и минимально необходимо уровня смачиваемости коллекторов, обладающих свойствами поглощения жидкости.

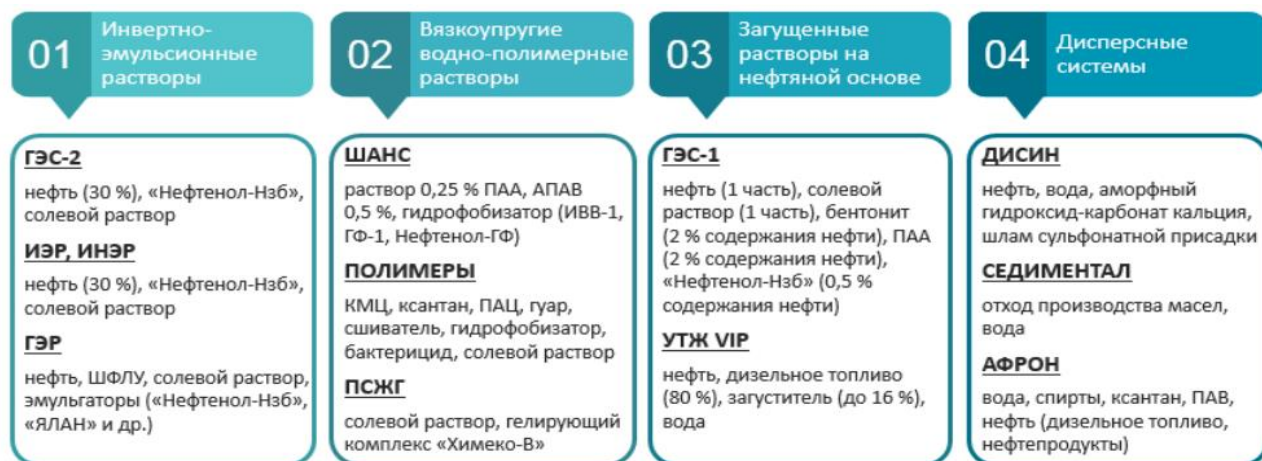


Рисунок 1.4 – Основные типы блокирующих составов

Необходимо особо отметить, что с целью глушения часто применяются суспензии с блокирующими свойствами, особенно если имеет место высокий коэффициент проницаемости или щелевые фильтры [12]. Такие составы отличаются тем, что они обладают достаточным высокими репрессивными свойствами. На базе одной из компаний, например, практике применения их позволяет говорить о высокой фактической результативности. Об этом говорят данные, касающиеся минимизации поглощения раствора на одну скважину [13].

Вопреки наличию ряда преимуществ у представленной технологии, что нужно понимать, имеет место вероятность возникновения отложений в виде солей в системе, предназначенной для сбора нефти. Отсюда ясно, что имеет место объективная необходимость совершенствования. Целесообразно вместо минерального компонента применять суспензии галита [14]. Чтобы обеспечить стабилизацию, необходимо применять дополнительно так называемые глушащие компоненты в виде полимеров. Ключевое преимущество данного

подхода сводится к тому, что удастся ощутимо повысить растворимость частиц в процессе промывки перед запуском насосного оборудования. В результате ощутимо минимизируются некоторые риски и угрозы, связанные с авариями и инцидентами.

Плюсом технологии является в первую очередь то, что она проверена практикой. Отечественные компании успели применить ее на более чем 2 тысяч скважин [8, 14]. Она часто предполагает использование дополнительных наполнителей с целью обеспечения создания специальной корки фильтрации. Ее задача – исключение поглощения той или иной жидкости пластами. Корректность выбора наполнителя во многих аспектах необходимости обусловлена существованием риска того, что порой показатели проницаемости снижаются, в результате вывод той или иной скважины на эксплуатацию становится достаточно затруднительным. При этом наполнители с крупными частицами эффективно образуют специальные фильтрационные корки, фильтрат не проникают в продуктивные пласты. Исключается, таким образом, взаимодействие пластов и жидкости. Ясно, что рационально применять наполнители с разными фракционными составляющими. Особенность действия таких жидкостей представлена на рисунке 1.5.

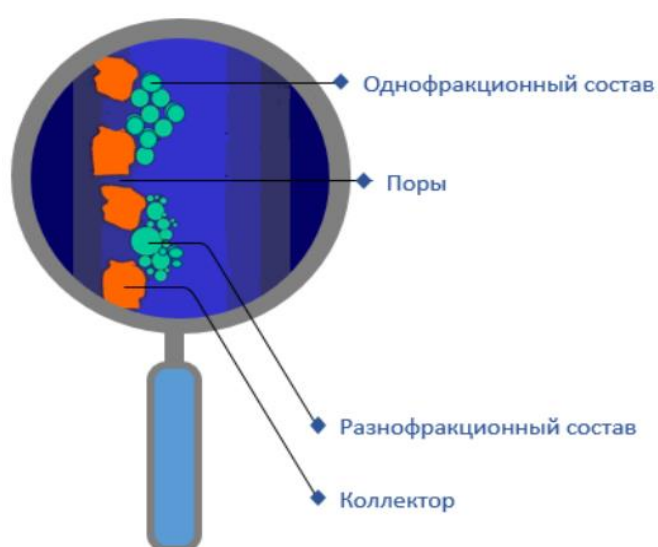


Рисунок 1.5 – Схема механизма формирования фильтрационной корки при применении наполнителей в жидкостях глушения скважин

С опорой на данные, полученные в результате аналитических мероприятий по оценке отечественной практики, можно говорить, что так называемый щадящий подход является одним из наиболее экономически целесообразных. Суть метода сводится к тому, что поэтапно закачиваются специальные составы. Делается это для того чтобы предотвратить уже отмеченные неоднократно поглощения [16]. Отметить следует, что одна из пачек – это специальные сшитые системы или полимерных соединений. Их «размещают» по всей зоне пор для исключения процессов, связанных с продавливанием нефти и газа [14]. С опорой на проведенный анализ можно говорить, что наиболее оптимальные составы для глушения – системы структурированного типа, которые могут включать растворимые в кислой среде наполнители.

В период, после ремонтных работ, часто требуется реализация серии обработок. Они являются кислотными. Цель мероприятий – удаление наполнителя. При этом при условии, что применяются щадящие составы, возникает объективная вероятность того, что будет создан так называемый блокирующий вариант. При этом становится недостаточной прочность удерживания газообразных веществ. Проблема устраняется посредством применения специальных гелей [17]. Часто в них добавляют специальные наполнители с целью снизить некоторые чрезмерные свойства и активизировать полезные [15].

Результаты множеств наблюдений, исследований и экспериментов, связанных с глушением, а также практика позволяют говорить о том, что некоторые растворы могут быть расположены по принципу снижения негативного влияния на пласты. Порядок примерный, однако, наиболее «опасными» являются жидкости с поверхностно активными компонентами, самыми оптимальными – жидкости без них [15].

Отметить следует ощутимый минус в случае с применением полимеров для обеспечения блокирующих свойств. Речь о том, что необходимо в таком случае применять специальные деструкторы. Данные устройства часто

применяются или индивидуально, или совместно с прочим оборудованием. Один из способов предполагает применение деструктора при условии контакта со всей жидкостью для абсолютной деструкции. При этом восстановление проницаемости будет высоким. Чтобы исключить поглощение, необходимо применять специальные замедлители. Обычно это полигликолевая кислота. Однако есть минус в данном случае – это замедленное разжижение жидкости в первый 2 дня после применения [13]. Есть другой способ. Он сводится к тому, чтобы контролировать поглощение посредством принципов адсорбции. Нужно отметить, что полимеры обладают адсорбционными свойствами, при этом часто при условии применения деструкции исключается разрушение, продуктивность начинает снижаться. Это негативный момент, обусловленный ощутимым снижением показателя проницаемости [13].

В процессе глушения скважин, если предполагается эксплуатация объектов в количестве не меньше двух с применением высокопроницаемых трещин или же с высокой продуктивностью коллектора, что нужно отметить, применяются специальные блокирующие составы с дисперсными фильтрами. Оптимальным является использование специального мела, являющегося разнофракционным [18]. Отметить следует, средний и оптимальный размер частиц должен быть примерно равным 33% от средней величины пор коллектора. Концентрация должна быть как минимум равной 5%. В качестве наполнителя могут выступать хлорид натрия, гидроксид кальция и не только. Для стабилизации дополнительно вводятся полимерные добавки, например, крахмал [14].

Чтобы исключить чрезмерную по длительности закупорку, часто принято применять карбонат кальция. Объясняется это тем, что его частицы поддаются удалению благодаря обработке посредством кислоты [16]. При этом следует отметить, что диффузия ее в отношении частиц, обеспечивающих закупорку, является недостаточно быстрой, потому как имеет место загущение. Даже после взаимодействия кислоты с жидкостью, основная часть первой буквально остается в пластах доломита до момента, когда доходит дело до

растворения части. В одной из работ, описанной практикой использования эмульсии с разными наполнителями, для работы с открытыми стволами (горизонтальными) [19]. Есть интересный способ глушения, сводящийся в первую очередь к спуску полимерных стержней в скважины. Благодаря этому удается добиться высокой скорости образования гелей в скважине, то есть в ее воде. При этом интервал перфорации снижается, процесс по глушению становится более экономически эффективным. При этом непосредственно период растворения стержня является достаточно длительных, что несколько тормозит сопутствующие процессы [20],

Примечательным видится состав на углеводородной основе «УТЖ VIP». Его особенность сводится к тому, что благодаря применению удается обеспечить интенсивность образования густоты по мере применения высокотемпературных источников тепла [21]. Применение подобного рода технологий позволяет говорить о высокой результативности и снижения сроков освоения разного рода объектов без воздействия на пласты в периоды после ремонта.

Эффективной является другая интересная технология, предполагающая применение специальной дисперсии. Она предполагает создание в пласте специального барьера, который является непроницаемым. При этом предполагается возможность последующего удаления. Дополнительно применяются минеральные кислоты и смеси для абсолютной очистки. Для работы с проницаемыми пластами с целью глушения могут применяться жидкости при высоких показателях вязкости. В качестве основы при этом применяются полисахариды, которые обеспечивают необходимую густоту.

Принцип действия полисахаридных жидкостей сводится к тому, что они эффективно обеспечивают блокирующие свойства фильтрационных каналов посредством специальных и уже упомянутых ранее сшивающих агентов. В результате образуются закрытые полимерные структуры. Есть минус. Все сводится к тому, что состав является достаточно поглощаемым при условии, что давление в плате является низким. Также не является эффективным

использование состава при условии, что имеет место чрезмерная проницаемость [22].

В течение последних лет активизировались работы, направленные на поиск принципиально новых вариантов жидкостей. В них часто добавляют так называемые афроны. Это специальные пузырьки газообразных веществ, не взаимодействующие с внешней средой. При этом они защищены оболочкой из солевого раствора и поверхностно активных веществ. Особенность данного рода технологий сводится к тому, что твердые наполнители не используются. Однако благодаря пене, образующейся в процессе, удается добиться достаточной прочности и стабильности барьерной структуры. Вопреки тому, что применение жидкостей с таким компонентом в составе является достаточно перспективным как таковое, пока еще оно не получило достаточно распространения по причине сложностей и проблем, связанных с внедрением указанных пузырьков в жидкость.

1.4.2. Зарубежный опыт

С опорой на практику деятельности зарубежных компаний можно говорить, что особенности контроля поглощения там отличаются от тех же, что распространены в Российской Федерации. Часто в западных странах применяются уже отмеченные ранее сшитые составы на основе полимеров. Они способствуют обеспечению требуемой вязкости жидкостей для глушения, при этом позволяют решать некоторые задачи, связанные с недостаточной или чрезмерной фильтрацией, проницаемостью.

Отдельно отметим вопросы, связанные с повышением вязкости жидкостей для глушения.

Если уменьшение плотности применяемой жидкости не приводит к снижению поглощения пластом, то необходимо повышать вязкость. Для этого, что было ранее отмечено, принято использовать специальные растворимые полимеры. При этом необходимо учитывать, что молекулярная масса

полимерных добавок должна быть высокой или как минимум достаточной. Результативность применения такого подхода во много зависит от аспектов гидратации и от ряда реологических свойства применяемых наполнителей. Отметить следует и то, что поведение ряда жидкостей с полимерами часто характеризуется динамикой скорости сдвига [23]. Учитывать соответствующие показатели обязательно.

С целью сгущения необходимо применять разные естественные или синтетические полимерные добавки. Такая практика особо распространена за рубежом. Отметить следует, что после внесения указанных добавок вязкость будет зависеть от их концентрации. Не удастся добиться экспоненциального повышения вязкости при условии, что отсутствует сшивка молекул в применяемом растворе. Для этого необходимо контролировать кислотно-щелочной баланс. Также порой для обеспечения сшивания применяются специальные соли металлов. В результате удастся получить состав из геля, который характеризуется достаточно высокими показателями вязкости.

Результативность практического применения подобных гелевых составов в части противодействия процессам поглощения является достаточно низкой. Объясняется это тем, что полимерные молекулы не обладают достаточными отличиями в части притягивания к пластам. Они порой заполняют стволы скважин с высокой эффективностью, однако часто не образуются требуемые фильтрационные корочки, характеризующиеся низкой проницаемостью. В результате часто имеют место случаи прорыва жидкости.

Все без исключения загустители на основе полимеров, применяемые в промышленности, обладают рядом недостатков. Они характерны для применения в условиях промысла. Это:

- недостаточная вязкость при критических температурных условиях;
- низкая способность к гидратации при условии, что имеет место высокая концентрация солей;
- способность вступать во взаимодействие с ионами вод в пластах.

Часто это приводит к появлению осадка, который не является растворимым.

Если уменьшение плотности применяемой жидкости не приводит к снижению поглощения пластом, то необходимо повышать вязкость. Для этого, что было ранее отмечено, принято использовать специальные растворимые полимеры. При этом необходимо учитывать, что молекулярная масса полимерных добавок должна быть высокой или как минимум достаточной. Результативность применения такого подхода во много зависит от аспектов гидратации и от ряда реологических свойства применяемых наполнителей. Отметить следует и то, что поведение ряда жидкостей с полимерами часто характеризуется динамикой скорости сдвига [23]. Учитывать соответствующие показатели обязательно.

Утрата вязкости при условии повышения температурных условий часто является следствием отличающихся друг от друга процессов. В первом случае все сводится к тому, что повышение приводит к минимизации взаимодействия молекул. При этом повышается вязкость раствора. Манипуляции с температурой часто приводят к разрушению молекул применяемого раствора, однако общая вязкость не страдает. Утрата ее возможна при условии разложения, процессе не является обратимым, то есть все изменения будут устойчивыми.

В процессе реализации ряда исследований было установлено, что ряд аминов влияет как стабилизаторы на влияние полимеров, при этом удается повышать температуру, при которой осуществляется разложение, до четырех градусов.

Суть действия стабилизирующих веществ сводится к тому, что они либо способствуют удалению растворенного кислорода, либо же приводят к возникновению в результате образования полимерных комплексов, повышающих стабильность структуры и связей.

Есть некоторые недостатки применения полимерных композиций помимо уже отмеченных. Они сводится к тому, что вещества в их составе не являются растворимыми, при этом они склонны к образованию коллоидов. По причине некоторых колебаний в размерах молекул, что нужно отметить,

возникает вероятность взаимодействия с глинистыми минеральными соединениями. При условии глубокого проникновения полимерных соединений в пласты возникает вероятность негативного влияния на проницаемость. Все просветы в худшем случае будут перекрыты. В таком случае удаление раствора становится достаточно трудным. Доказано, что эффективными являются методы расположения полимеров внутри или вне пространства пор [24-25].

Вне зависимости от фактического вида полимеры способствуют повышению вязкости благодаря гидратации молекулярных связей. Вследствие этого происходит набухание. Чтобы процесс был продуктивным, необходимо применять достаточное количество жидкости. Она нужна для смачивания и обеспечения взаимодействия между полимерными молекулами. При этом следует учитывать, что чем больше концентрация соли в растворе, тем меньше свободной влаги для гидратации. Так, можно говорить, что далеко не все полимеры обладают способностью к повышению вязкости. Часто при этом результативным становится применения полусинтетических добавок типа смесей с глюкозой и полимерами в составе. Такие продукты обычно представлены порошками.

Плюс указанной смеси сводится к тому, что она снижает вероятность образования сгустков и комков.

Есть исключение. Следует понимать, что универсальной растворимостью не могут обладать растворы, в составе которых есть цинк. Если концентрация цинка – 2-6% от массы жидкости, то образуется достаточно плотный гель. Он покрывает поверхность раствора. Чтобы исключить вероятность образования чрезмерной плотной корки, необходимо применять более легкие растворы или использовать бромид цинка. Вследствие этого концентрация цинка будет существенно ниже по сравнению с той, которая является критической.

Есть у рассматриваемой жидкости ощутимые недостатки. Особенно в предварительно диспергированном виде. Проблема в том, что имеет место образование комков. Смешиваются они при этом исключительно неправильно.

Некоторые зарубежные компании, что примечательно, используются для преодоления проблемы специальные перемешиватели. Они уничтожат все комкообразные включения. При этом следует понимать, что интенсивное перемешивание приводит к некоторому разрушению полимерных связей, поэтому концентрации растворов приходится существенно повышаться. При этом вязкость часто снижается до критического уровня. Также нужно отметить, что борьба с поглощением жидкости в данном контексте буквально требует закачки раствором с чрезмерно высокой концентрацией в достаточно больших объемах.

Примечательными следует считать полимеры, которые являются производными целлюлозы и крахмала. Они не являются такими же эффективными, как ГЭЦ. Объясняется это тем, что часто целлюлозные соединения часто не являются совместимыми с растворами, в которых имеются щелочноземельные металлы типа кальция, магния или же цинка. Некоторые виды целлюлозы не являются совместимыми с рядом жидкостей. Отметить следует, например, крахмал, который является более стабильным с точки зрения термической устойчивости по сравнению с целлюлозой. При условии, что дело касается использования жидкостей с твердыми фазами и имеет место глина, в том числе представленная в виде минеральных соединений, оптимальным решением становится применение крахмалистых соединений по сравнению с ГЭЦ.

Использование крахмала часто приводит на практике к изменению фильтрации. Особенно часто это возникает тогда, когда имеет место твердая фаза в буровом растворе. В результате может страдать образование и проницаемость корки фильтрации. Чтобы добиться высокой вязкости того или иного раствора, на что указывает практика, необходимым становится применение уже упомянутых ранее полимеров. Часто отдают предпочтение природным, то есть естественным. Наиболее распространенный вариант – смолы.

Принято выделять при этом экстракты смол, а также смолы естественного происхождения в чистом виде. Это, например, растительные полимерные смолы. Они применяются на практике чаще всего в качестве веществ, приводящих к образованию структур. Получение их осуществляется посредством обработки разных пород деревьев, в том числе их семян. По химическим характеристикам некоторые смолы похожи на полисахариды в виде полимеров, включающие в состав галактозу. Гидратация таких смол возможно только посредством воды или растворов с солями.

Если имеет место присутствие катионов двойной или тройной валентности, так называемая гуаровая смола не подвергается гидратации. Также возможной является ситуации, если не было ранее гидратации, когда образуется плотный гель. Прокачивать его почти невозможно. В таком случае говорят о сшитом поперечно голевом составе. Следует особо отметить, что гуаровая смола после специальной механической обработки начинает характеризоваться наличием в составе большого количества остатков. Он не является отделимым от смолы, при этом вероятными становятся включения вроде зародышей семян, из которых ее получают. Рядом аналитических мероприятий показано, что в случае наличия включений и остатков такого рода возникают часто ситуации, при которых возникают повреждения пластов и используемого оборудования.

Прочие смолы естественного происхождения (не гуаровая) обладают определёнными минусами. При этом есть такие смолы, в которых нет недостатков. Они обладают более высокими способностями в части растворения. Например, хорошо они поддаются растворению в солях кальция. Нередко возникает при этом образование поперечного сшивания смолы, если дело касается использования раствором металлов с валентностью не менее двух единиц. Отметить следует, что гуаровая смола часто не обладает способностью повышать вязкость жидкостей, в которых применяется, если имеет место высокая концентрация.

Среди ряда полусинтетических смол следует отметить те, при изготовлении которых применяются полисахариды и ксантановая смола.

Ксантановая смола обладает способностью быстро и с высокой эффективностью загущать растворы разные по составу катионов и металлов. При этом все так же, как и в случае с полимерами, имеет место проблема, связанная с гидратацией полимерных молекул, которая ощутимо затрудняется. Порой она исключается абсолютно. Ксантановая смола часто применяется для того чтобы делать растворы густыми. Применяется для этого хлорид или бромид кальция [26].

Отметить следует некоторые плюсы применения на практике смол, которые являются полусинтетическими. Это:

- способность сохранять вязкость при условии, что температурные условия являются критическими;
- способность демонстрировать высокую вязкость на фоне недостаточной скорости сдвига по сравнению с целлюлозами;
- высокая способность к образованию гелей, характеризующихся способностью улучшать все параметры суспензий.

Следует отметить при этом, что в случае проникновения жидкости в пласты на достаточно большие глубины вязкость в случае с низкой скоростью сдвига буквально начинает снижаться. Возникают в результате этого некоторые проблемы и трудности с вызовами притока той или иной скважины.

Существенный минус полимеров биологического происхождения. Это подверженность разложению в результате влияния и воздействия со стороны бактерий, ряда ферментов. Чтобы сохранить требуемые свойства, необходимо использовать бактерицидные добавки. Объемы их в расчете на условную единицу жидкости являются достаточно большими. Нередко к полимерам синтетического происхождения добавляют акрилаты, акриламиды и разные по сути поверхностно активные вещества. Необходимым условием при этом является высокая молекулярная масса той или иной добавки.

Полимеры, получаемые таким способом, являются более стабильными в условиях высокой температуры по сравнению с полусинтетическими или полностью естественными. Отметить следует, что для них является характерно недостаточная растворимость. Они не являются совместимыми с двухвалентными металлами. Отметить следует и то, что имеет место в данном случае схожесть с поверхностями тел, являющихся твердыми. Удалить такие жидкости из пор достаточно сложно, что порождает массу проблем, обусловленных фильтрацией.

Теперь следует коснуться вопросов и аспектов образования временной малопроницаемой корки фильтрации.

В первую очередь нужно отметить то, что включение твердой фазы в условно не позволяющие этого растворы во многом является противоречивым назначению конкретных жидкостей. Понимать необходимо то, что часто фильтрация жидкости в данной ситуации становится объективно невозможной в случае, когда снижается гидравлическое статическое давление. То же касается для случая повышения показателей всех без исключения вязкости. Наиболее рациональным становится введение специальных добавок, которые обладают свойствами закупоривания. При этом часто временная корка фильтрации является следствием взаимодействия ряда твердых веществ. Они поддаются удалению посредством операции растворения. Также возможным является удаление посредством специального обратного тока продукции конкретно взятой скважины. Твердые частицы, образующие фильтрационные корки – это чаще всего остального специальные калиброванные соли. Дополнительно при объективной необходимости могут применяться карбонаты металлов и прочие вещества, например, смолистые составы.

Отметить следует специальные полимерные загустители. В целом они представляют собой значимый компонент системы для образования фильтрационных корок. Объясняется их значимость в первую очередь тем, что они буквально обеспечивает удержание твердых частиц в толще жидкости во взвешенном состоянии. Эффективность образуемых корок становится

достаточно высокой. Иногда допускается и является рациональным применение специально сшитых полимерных соединений. Это способствует созданию непроницаемой мембраны. Допускается применение в качестве дополнительных, частиц в твердой форме, особенно когда объективно требуется твердое закупоривание [27].

Принципы применения всех из представленных систем базируются в первую очередь на образовании фильтрационных корок посредством механических процессов закупоривания. Последнему при этом подвергаются поры пластов. Оно берет начало в момент отслоения частиц и включения их в поры, они буквально проникают внутрь и занимают положения, при которых начинают быть связанными друг с другом. В результате обеспечивается взаимное уплотнение и закупоривание, ограничивается фильтрация вследствие начала процесса по адсорбции полимерных соединений.

Адсорбированный полиуретан заполняет сохранившееся расстояние между частицами, и его останавливается сильно тягостно сдвинуть, если при очень благородном перепаде давления [28]. Применение калиброванного хлорида натрия для закупоривания ограничивается сочными или близкими к насыщению растворами. Кроме соли, в их рецептуру помещаются самые разные, приблизительно нерастворимые, добавки, таковые как сульфат кальция, глинозем магнезия и кое-какие наполовину растворимые небиологические полимеры. Они содержат да полимерные загустители ради сопровождения категорических частей во взвешенном состоянии, что способствует формированию фильтрационной корки.

Иногда полимерным загустителем представляется биосинтетический полимер, использование данных солевых систем, в большинстве случаев, ограничивается каждым растворами с плотностью в диапазоне от 1200 кг/м³ пред 1560 кг/м³. Еже ли полимерным загустителем представляется ГЭЦ, ведь таковая конструкция, возможно, приспособляться в любом растворе при условии, что в ней довольно независимой воды ради раскрытия соли. Будет сильно трудно осуществлять дисперсию калиброванную ступень в растворе

кроме прибавления специального гасителя пены. Если составы для борьбы с фильтрацией на базе калиброванной соли употребляются в свойстве стопок в ненасыщенных растворах, ведь должно утилизировать буферные воды нагретого раствора для отделения стопок через некрепкий раствор с обеих сторон. После всего этого как пачка расположена в намечаемом интервале, циркуляцию некрепкого раствора должно объединить к минимуму, дабы предупредить распускание закупоривающей соли. По части некрепких систем с плотностью менее 1200 кг/м^3 , то зачастую тождественно сражаться с поглощением возможно с поддержкой калиброванной соли бората натрия и кальция (природный углерод). Потому как данная ступень нерастворима в воде, она растворяется в воде замедленно и повышает время процесса.

В конечном счете, дабы отослать данный скоропреходящий источник из пласта, его промывают водой или разведенным раствором при пуске скважины в эксплуатацию. Если ли данная ступень приспособляется совместно с каким-нибудь естественным полимерным загустителем, должно тщательно проследить кислотно-щелочной баланс воды и мешать, дабы бораты допустили осуществление поперечно связанного полимерного геля. Гель образуется до того, как будет закачана порция смеси для фильтрации, ведь у нее есть возможность существовать без прокачки относительно непродолжительное время.

Для борьбы с поглощением растворов непроницаемостью от 1000 до 1320 кг/м^3 достаточно благополучно приспособляются калиброванные закупоривающие растворяющиеся в нефти смолы [29]. Для данного приготовления таковых систем употребляются базисная смола, полиуретан для вязкости и/или удержания категорических частей во взвешенном пребывании и лиофильный поверхностно активные вещества для диспергирования смолы в растворе. Поскольку закупоривающие материалы на базе смол располагают невысокими плотностями и плавают в всякой больше нелегкой жидкости, чем пресная вода, естественно пачки растворимых в нефти ингибиторов

фильтрации на основе смол приспособляются в растворах непроницаемостью не менее чем 1200 кг/м^3 .

Смолы, которые не имеют способности растворяться в нефти, часто используются в скважинах с относительно низким удельным весом добычи. Дело в том, что легкие нефти часто обладают высокой способностью растворять разные вещества. Тяжелые же редко характеризуются той же способностью. При этом первые обеспечивают эффективное удаление закупоривания в виде смол. Иногда объективно требуется применять специальные поверхностно активные вещества. Благодаря этому удается обеспечить взаимодействие со смолами нефти и последующее их растворение. Применение мелких по дисперсии карбонатов дает возможность добиться нерастворимости. Имеет место при этом отличная реакционная способность.

Отметить следует тот факт, что в процессе выбора материала для закупоривания часто предпочитают калиброванный карбонат кальция. Однако допустимым является использование карбоната феррума, если есть объективная необходимость. В качестве понижающих фильтрацию смесей применяют оксиды магния. Обыкновенная пачка загрузки предполагает включение в состав специальных закупоривающих частиц. Также применяются образователи структур. Цель применения – повышение скорости образования фильтрационной корки [23].

Есть существенный недостаток, касающийся применения материалов для закупоривания, которые растворяются в воде. Особенно это характерно для случая, если их способность к реакциям с прочими веществами не является абсолютной. Содержание неактивных материалов в ряду карбонатов является достаточным, чтобы обеспечить закупоривание пор, даже если имеет место абсолютное растворение. Чтобы минимизировать наличие примесей, часто применяют чистый мрамор. Необходимой является его предварительная перемокла.

Впоследствии установления начального контакта, раствор, соприкасающийся с фильтрационной коркой, делается разбавленным, и каждая

последующая реакция регулируется и замедляется скоростью диффузии больше концентрированной кислоты к плоскости частиц. В случае если поровое место всецело заполнено маленькими жесткими частичками, они имеют все шансы не всецело соприкоснуться с веществом кислоты и в следствие этого навек понизить проницаемость. У карбоната железа есть ещё одно ограничение. Его важно учитывать. Дело в том, что он сформирует студенистые оксиды при кислотном-щелочном балансе более чем 4,5. При этом, впоследствии такого как кислота практически всецело расходовалась, всевозможные растворенные ионы железа имеют все шансы окисляться до оксидов железа, которые выпадают в осадок и создают пробку, которую довольно непросто, временами в том числе и нельзя выслать.

Далее рассмотрены вопросы, касающиеся формирования абсолютно не поддающегося разложения барьера на пласте.

При условии, что поглощение по скорости не поддается снижению, то есть невозможно достичь оптимального уровня, все вещества, понижающие фильтрацию, можно и нужно применять. При этом следует понимать, что многие такие материалы не поддаются разложению под влиянием кислоты.

Для обеспечения противодействия поглощению можно применять специальные твердые вещества, волокна и не только. Они позволяют создать специальную сеть, которая будет буквально ловить разные частицы и образовывать твердый абсолютно не являющийся проницаемым барьер. Это, например, фенольные полимерные вещества, разные глины, отличающиеся друг от друга составом и не только.

Теперь коснемся прочих жидкостей, которые исключают наличие твердых фаз.

Выделить следует некоторые альтернативы воде. Это, например, обыкновенное растительное масло. Также порой применяются специальные растворители на основе углеводов. Нередко применяются:

- дизельное топливо;
- минеральные масла, а также синтетические.

При выборе в первую очередь следует учитывать такие критерии как температура вспышки или давление паров при достижении критических температур.

Отметить следует 2 метода применения углеводородных растворителей [30]:

- применение жидкостей на чистой нефти или с галогеном в составе;
- применение эмульсий из воды и масле.

Отметить следует то, что при условии, что у какой-либо жидкости с высокой плотностью аналогической является вязкость, то у низкой плотности ситуация такая же, только показатель близится к аналогичному для чистой нефти. Для того чтобы обеспечить повышение вязкости, необходимо применять специальные растворяющиеся в нефти изобутаны. Иногда целесообразно применение полимерных веществ, эфиров.

Если возникает необходимость обеспечения образования геля, используют поверхностно-активные вещества. Такие, которые применяются для обеспечения гидравлического разрыва жидкостей с углеводородами в составе. Отметить следует некоторые преимущества обратных эмульсий. Они позволяют:

- добиться повторной кристаллизации при необходимости посредством температурного воздействия;
- снизить плотность раствора и исключить осложнения в части контроля скважины.

Существуют и некоторые минусы. Они связаны преимущественно с тем, что все жидкости с углеводородами наносят ущерб природе и экологии, их применение ограничено. Ко всему прочему они являются токсичными, обладают чрезмерной вязкостью, что не всегда допустимо [31]. Дополнительные минусы такие: высокая коррозионная активность, подверженность разложению под влиянием ряда органических соединений. Это относительные и легко устранимые минусы. Однако имеет место вероятность включения в виде галогенов, которые буквально приводят к тому, что имеет

место нейтрализация ряда каталитических веществ, ускоряющих ряд важных в контексте нефтепереработки процессов. Это характерно даже для случая низкой концентрации [31].

2. МЕТОДЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для оценки пригодности жидкости глушения установленным технологическим требованием в лабораторных условиях и соответственно в процессе глушения скважины применяется специализированное оборудование, при помощи которого специалист по жидкостям глушения производит измерения технологических параметров жидкости глушения.

Для измерения параметров блокирующих составов глушения используются комплекс специализированных приборов, предназначенных для измерения определенных свойств, для оценки воздействия разкокомпонентных блокирующих составов на продуктивный горизонт.

В данном исследовании для анализа блокирующих составов глушения проводились измерения и анализ таких свойств как вязкостные и реологические показатели, фильтрационные свойства, гидростатическое и гидродинамическое давление (плотность блокирующего состава), водородный показатель pH, термостабильность.

Для приготовления и измерения свойств технологических жидкостей использовались следующие приборы и материалы.

- верхнеприводная мешалка HS-100D,
- высокоскоростной миксер,
- водяная баня Memmert WNB14»,
- емкости для приготовления объемами 1000, 5000 см³,
- весы рычажные УН-2,
- ротационный вискозиметр Haitongda ZNN-D6,
- фильтр-пресс низкого давления OFITE,
- электронный pH- метр для определения водородного показателя,
- хлорид калия,
- сода кальцинированная,
- оксид магния,

- бактерицид,
- крахмал модифицированный,
- мраморная крошка фракционного состава 100, 400,
- ксантановая смола,
- хлорид кальция,
- эмульгаторы «ПДО-М-75-25» и «МЕХ-ОВ»,
- органическая глина,
- негашёная известь,
- дизельное топливо

Для проведения анализа разного разно компонентного состава в данной работе произвели приготовление блокирующих составов глушения на водной и углеводородной основе.

2.1. Метод измерения реологических показаний с помощью вискозиметра Haitongda ZNN – D6

Все жидкости характеризуются двигательными функциями, они способны течь. Стоит отметить, что первоначальное расположение частиц изменяется и происходит структурированная деформация. Данное научное явление, связанное с деформацией и течением всех встречающихся в природе тел называется реологией, а характеристики тел, связанные с течением и деформацией, называются реологическими. Характерны определенными величинами, которые называются реологическими константами.

Пластическая вязкость PV – величина, которая показывает определенную долю вязкости, которая возникает в связи со структурообразованием в жидкости.

Эффективная вязкость AV – величина, которая характеризует сумму вязкостного и прочностного сопротивления течению жидкости. Эффективная вязкость имеет возможность использоваться как показатель текучести жидкости, а также оцениваться его физико-химическое состояние. Данный

показатель используют для оценки показателя гидродинамических потерь давления в буровой колонне.

Динамическое напряжение сдвига ДНС – условная величина, которая характеризует прочность структурной сетки, которую необходимо разрушить для обеспечения движения жидкости. У этой величины нет зависимости от касательных напряжений, и она имеет свойство увеличиваться с ростом вязкостного сопротивления.

Предельное статическое напряжение сдвига СНС характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в покое растворе, и интенсивность её упрочения во времени. Величина СНС определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц утяжелителя при остановках циркуляции жидкости.

Шестискоростной вискозиметр Haitongda ZNN – D6 предназначен для измерения реологических характеристик растворов, используемых для разных видов назначения скважин. В данной модели обеспечиваются скорости 600, 300, 200, 100, 6 и 3 об/мин. Напряжение сдвига отображается непрерывно на шкале таким образом, чтобы зависимость вязкостных характеристик жидкости можно было наблюдать течением времени. Данный вискозиметр изображен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Стационарный вискозиметр Haitongda ZNN – D6

1. Производят подключение прибора к источнику питания
2. Откручивают ротор против часовой стрелки, устанавливают боб на ось, закручивают ротор
3. Наливают исследуемый раствор в стакан до метки (350 мл). Помещают стакан на подставку и поднимают платформу пока раствор не достигнет метки, нанесенной на роторе.
4. Снимают измерения при 600, 300, 200, 100, 6, 3 об/мин, рассчитывают реологические показания.
5. Когда измерения закончены, выключают питание прибора и опускают платформу.
6. По завершении испытания все детали, находившиеся в контакте с раствором, тщательно промывают.

2.2. Метод измерения фильтрационного показателя с помощью фильтр-пресса низкого давления OFITE

Фильтрация или водоотдача раствора характеризует его возможность фильтровать воду под повышенным давлением в горные породы, с которыми раствор контактирует, при этом образуя непроницаемую фильтрационную корку.

Прибор широко используется для измерения фильтрации и анализа фильтрационных корок разных видов жидкостей, в том числе буровых и тампонажных растворов. Данный фильтр-пресс был произведен согласно стандарту API и представляет собой удобное в использовании, точное в показаниях оборудование, используемое в нефтяной отрасли. На рисунке 2.2 проиллюстрирован фильтр-пресс низкого давления OFITE.



Рисунок 2.2 – Фильтр-пресс низкого давления OFITE

1. Перед проведением замера исследуемого блокирующего состава необходимо произвести проверку состояния прибора. Производится проверка всех деталей. Сетчатый элемент должен находиться в сухом и чистом состоянии, прокладки не должны быть изношены и быть подтверждены деформированию.

2. Сборка прибора осуществляется следующим образом. В нужной последовательности собирают ячейку. На крышку основания кладется резиновая прокладка, далее сетчатый элемент, на неё кладется фильтрационная бумага, ещё одна прокладка и закрывается корпусом камеры.

3. Производят заполнение камеры исследуемым блокирующим составом, заполняют таким образом, чтобы до верхнего края оставалось 10-15 миллиметров, что позволит свести к минимальному значению содержание в фильтрате примеси CO_2 . Далее производят проверку верхней крышки на наличие резиновой прокладки и её непосредственно плотном прилегании, после

чего завершают сборку. В каркас помещают камеру и закрепляют т-образным винтом.

4. Под отвод, предназначенный для выхода фильтрата, подставляют чистый, сухой мерный цилиндр.

5. Далее необходимо закрыть обратный клапан и установить регулятор для обеспечения необходимого нам давления в 100 фунтов на кв. дюйм. Принято считать отсчет времени с того момента, как произойдет опрессовка камеры.

6. Производят измерение объема, как истечет регламентируемые по замеру прибора 30 мину. После проведения замера, перекрывают ток воздуха через регулятор давления и осторожно открывают обратный клапан.

7. Объем вытекшего фильтра фиксируют в см³ с точностью до 1/10 см³. Стоит отметить, что объем полученного фильтрата регламентируется по методике API.

2.3. Метод измерения водородного рН показания с помощью электронного рН – метра

Контроль и регулирование водородного показателя жидкости или его фильтрата является одним из основных показателем, поскольку оказывает существенное влияние на свойства жидкости в целом. В зависимости от степени кислотности или щелочности в суспензии изменяются другие значимые им свойства.

Водородный показатель можно определять при помощи прибора рН – метра. Работа электронного рН – метра (рисунок 2.3) основана на преобразовании электродвижущей силы электронной системы в постоянный ток, пропорциональной измеряемой величине.



Рисунок 2.3 – Электронный рН – метр

1. Прежде чем проводить измерения, необходимо включить прибор и откалибровать его по буферному раствору.
2. Затем необходимо промыть головку зонда проточной водой, далее осторожно протереть сухой тканью.
3. Исследуемый блокирующий состав наливают в химическую емкость и погружают в него зонд.
4. При непосредственном замере водородного показателя рН фиксируют величину после того, как значение прибора стабилизируется.

2.4. Метод измерения плотности блокирующего состава с помощью рычажных весов

Для блокирующего состава, плотность играет важную роль для проведения безаварийности протекающего процесса глушения скважины. Плотность это есть отношение единицы массы состава к его общему объёму. Характеризуется размерностью г/см^3 . Для оценки характеристики гидродинамических и гидростатических способностей производится определение плотности блокирующего состава. На рисунке 2.4

проиллюстрированы рычажные весы для определения плотности блокирующего состава.



Рисунок 2.4 – Рычажные весы для определения плотности блокирующего состава

Определение плотности бурового раствора проводится по следующей методике:

1. Весы устанавливаются на ровную поверхность.
2. Вычищенная сухая чашка заполняется исследуемым блокирующим составом.
3. Крышка устанавливается на чашку и медленным но сильным движением закручивается на ней. Убедиться в том, что небольшое количество исследуемого блокирующего состава вытекает из чашки через отверстие в крышке.
4. Отверстие в крышке зажимается пальцем и весь исследуемый блокирующий состав, оказавшийся снаружи чашки и на коромысле смывается и вытирается насухо.
5. Опорная призма устанавливается на коромысло и грузик перемещается до тех пор, пока не установится равновесие между чашкой и коромыслом.
6. Плотность исследуемого блокирующего состава считывается у левой кромки грузика. При использовании расширителя диапазона измерения вводится соответствующая поправка.

2.5. Метод определения термостабильности блокирующего состава

Поскольку при проведении ремонтных работ блокирующие составы должны обладать высокой седиментационной устойчивостью при заданных высоких пластовых температурных условиях, производят исследование блокирующих составов на термостабильность.

Для визуальной оценки определения термостабильности исследуемых блокирующих составов производилось следующим образом: приготовленный состав помещался в водяную баню «Memmert WNB14» с установленной температурой 93 °С и производилась дальнейшая выдержка при заданных температурных условиях в течение 14 суток. Через каждые 24 часа визуально фиксировалось состояние пробы. Водяная баня «Memmert WNB14» проиллюстрирована на рисунке 2.5



Рисунок 2.5 – Водяная баня Memmert WNB14»

Основными критериями оценки термостабильности блокирующих составов являлись выделение водной фазы, расслоение и образование осадка.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ И БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ГЛУШЕНИЯ НА ВОДНОЙ И УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

3.1. Приготовление и исследование жидкости глушения на водной основе.

На основе технологических свойств жидкостей глушения на Арбузовском месторождении была подобрана следующая рецептура состава под названием Seal-N-Peel с необходимыми концентрациями химических реагентов, которая представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – состав жидкости глушения на водной основе

| № | Наименование химического реагента | Концентрация, кг/м ³ |
|---|------------------------------------|---------------------------------|
| 1 | Сода кальцинированная | 0,5 |
| 2 | Оксид магния | 3,125 |
| 3 | Бактерицид (Bioneutral) | 1 |
| 4 | Крахмал модифицированный (Reatrol) | 25 |
| 5 | Ксантановая смола (Geohan) | 4,16 |
| 6 | Хлорид калия | 135 |
| 7 | Мраморная крошка, фракция 100 мм | 10 |
| 8 | Мраморная крошка, фракция 400 мм | 83 |

В качестве основы для приготовления в необходимом количестве в емкость объемом 5000 см³ наливают воду. Для уменьшения жесткости воды добавляется кальцинированная сода и перемешивается верхнеприводной мешалкой со скоростью 800 об/мин в течение 1 мин.

Для регулирования водородного показателя рН далее добавляют оксид магния, перемешивают со скоростью 800 об/мин в течение 1 мин. Для предотвращения естественного гниения модифицированного крахмала в

суспензию добавляется бактерицид перемешивается со скоростью 800 об/мин в течение 1 мин.

Затем для снижения водоотдачи добавляется крахмал модифицированный. Перемешивается со скоростью 1500 об/мин в течение 10 мин.

Для придания высоких реологических свойств, высокой тиксотропии, для предотвращения оседания в статике кальматирующих добавок, добавляется ксантановая смола. Перемешивается со скоростью 3000 об/мин в течение 20 мин. Для придания необходимой плотности, в жидкость вводится хлорид калия. Перемешивается со скоростью 3000 об/мин в течение 20 мин.

Затем мы добавляем разнофракционную мраморную крошку, которая в совокупности вместе с модифицированным крахмалом создает на стенке скважины малопроницаемую фильтрационную корку. После перемешивания выдерживают суспензию в течение 16 часов в закрытой емкости при температуре 25 °С. По истечении данного времени, суспензию перемешивают в течение 10 минут со скоростью 3000 об/мин и проводят исследования.

Полученные результаты технологических свойств исследований представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – технологические свойства исследования после приготовления жидкости глушения

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) |
|---|--|---------------------------|
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,17 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 3 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 50 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 112,5 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 125 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 50/60 |
| 9 | Водородный показатель pH | 11 |

Поскольку средняя продолжительность ремонта на скважинах составляет 14 суток, результаты исследования проводились в течение всего этого времени, и проводилась визуальная фиксация термостабильности блокирующего состава, на рисунке 3.1 представлена визуальная фиксация результата состава без воздействия пластовых температурных условий. На рисунках 3.2, 3.3 после выдержки 3 и 14 суток. Блок состав помещался в водяную баню с фиксированным температурным режимом (пластовые условия, 93 °С).



Рисунок 3.1 – Визуальная фиксация, без выдержки



Рисунок 3.2 – Визуальная фиксация, выдержка 3 суток



Рисунок 3.3 – Визуальная фиксация, выдержка 14 суток

Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние блокирующего состава и изменение ее внешнего вида. Поскольку выделение водной фазы, расслоение и образование осадка не превышает 5% от общего объема блокирующего состава, суспензия считается термостабильной.

3.2. Приготовление и исследование блокирующего состава глушения на углеводородной основе.

Основываясь на опыте исследования жидкостей глушения на водной основе, производили рецептурный подбор блокирующего состава, который обладает углеводородной и водной основой. Водную основу добавляют в блокирующий состав для придания вязкостных и реологических характеристик.

3.2.1. Приготовление блокирующего состава, обладающего углеводородной основой.

В качестве основы для приготовления в необходимом количестве в ёмкость объёмом 1000 см³ наливают воду и затворяют в сухом виде CaCl₂ для получения готовой солевой суспензии. Перемешивается верхнеприводной мешалкой со скоростью 500-800 об/мин. в течение 10 минут.

В отдельную ёмкость объёмом 1000 см³ в нужном количестве заливают дизельное топливо и помещают в высокоскоростной миксер для выставления максимальных оборотов.

Для необходимого образования эмульсии, в результате которого смешивается солевая суспензия и дизельное топливо, в нужном количестве добавляется исследуемый эмульгатор. Для образования эмульсионного состава солевая суспензия добавляется в эмульгатор в дизтопливе и перемешивается с максимальной выставленной скоростью 11000 об/мин. в течение 10 минут.

Для повышения активности эмульгатора за счет кальциевых мыл жирных кислот и регулирования водородного показателя рН, в нужном количестве в сухом виде производят затворение негашёной извести. Перемешивается со скоростью 11000 об/мин. в течение 10 минут.

Для придания нужных тискотропных свойств блокирующего состава в сухом виде добавляется органическая глина. Перемешивается со скоростью 11000 об/мин. в течение 10 минут.

Для создания малопроницаемой корки в исследуемый блокирующий состав в нужном количестве в сухом виде добавляется мраморная крошка и перемешивается состав со скоростью 11000 об/мин. в течение 10 минут. После перемешивания выдерживают суспензию в течение 16 часов в закрытой емкости при температуре 25 °С. По истечении данного времени, суспензию перемешивают в течение 10 минут со скоростью 11000 об/мин и проводят исследования.

3.2.2. Подбор оптимального рецептурного состава и исследование его свойств.

Поскольку, в зависимости от соотношений водной и углеводородных фаз, блокирующий состав способен варьировать свои свойства, производился подбор разных соотношений.

В качестве необходимых исследований, блокирующий состав подбирался с соотношениями водных и углеводородных фаз 25/75, 30/70, 35/65, 40,60 % масс. Варьировались эти соотношения с целью регулирования вязкости, плотности и реологических характеристик блокирующего состава.

Исходя из расчетов, начинаем приготовление с заготовки основы для блокирующего состава. Готовится солевая и углеводородная основа, как описано ранее, далее, согласно представленным концентрациям химических реагентов, исходя из опыта в полевых условиях, продолжаем приготовление блокирующего состава. Концентрация химических реагентов представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – концентрация химических реагентов

| № | Наименование химического реагента | Концентрация, кг/м ³ |
|---|-----------------------------------|---------------------------------|
| 1 | Эмульгатор МЕХ-ОВ | 21,8 |
| 2 | Негашеная известь | 21,8 |
| 3 | Органическая глина | 21,8 |
| 4 | Мраморная крошка, фракция 100 мм | 385 |

Произвели приготовление блокирующего состава с соотношением водной и углеводородной фазы 25/75 % масс. Полученные свойства блокирующего состава представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – свойства блокирующего состава, соотношение 25/75 % масс.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) |
|---|--|---------------------------|
| 1 | Плотность, г/см ³ | не измерялся |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | не измерялся |
| 4 | Корка, мм | не измерялся |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 13 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 16 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 6 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 3/4 |

Как видно из представленных нами технологических параметров, из за низких реологических свойств проведение замера плотности, водоотдачи и визуального осмотра фильтрационной корки не возможен. В блокирующем составе содержится высокая концентрация мраморной крошки, которая должна находиться во взвешенном состоянии. С такими низкими реологическими показаниями это не возможно.

Исходя из вышеизложенного, производили исследования по выбору соотношение водной и углеводородной фаз. Произвели приготовление блокирующего состава с соотношением водной и углеводородной фазы 30/70 % масс. Полученные свойства блокирующего состава представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – свойства блокирующего состава, соотношение 30/70 % масс.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) |
|---|--|---------------------------|
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,24 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 1,2 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 26 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 36,5 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 21 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 9/10 |

Полученный блокирующий состав, для исследования на термостабильность, помещался в водяную баню с фиксированным температурным режимом (пластовые условия 93 °С).

На рисунке 3.4 представлена визуальная фиксация результата состава без воздействия пластовых температурных условий. На рисунке 3.5 после выдержки 3 суток.

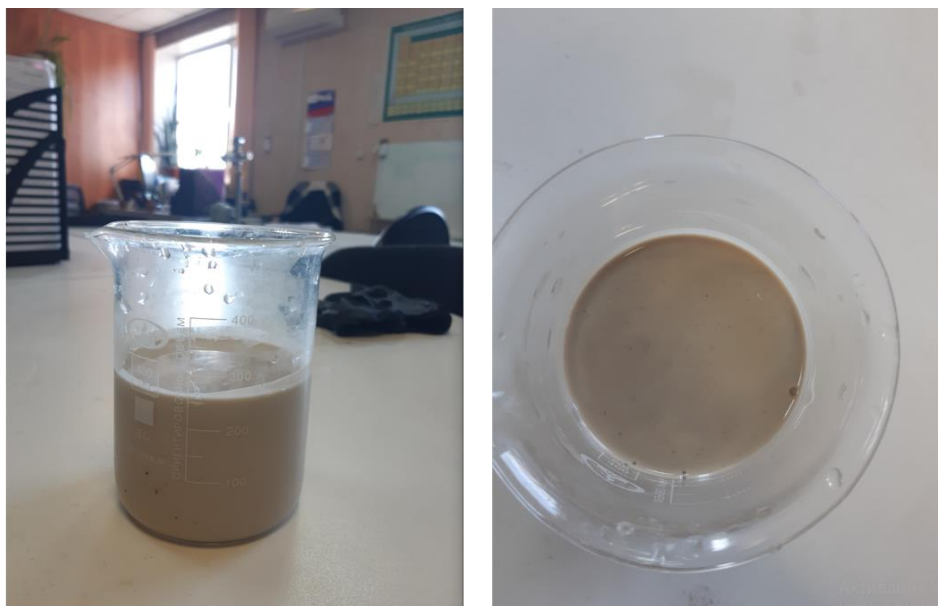


Рисунок 3.4 – Визуальная фиксация, без выдержки

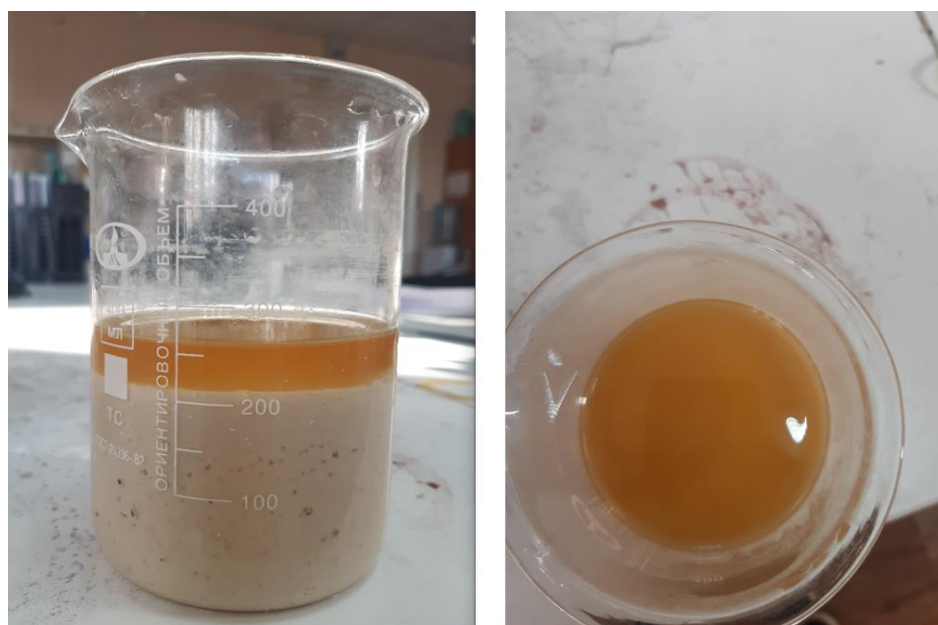


Рисунок 3.5 – Визуальная фиксация, выдержка 3 суток

Поскольку выделение основной фазы, расслоение и образование осадка превышает 5% от общего объёма блокирующего состава, суспензия считается не термостабильной. Исходя из вышенаписанного, для достижения положительного результата на термостабильность, производили дальнейший подбор соотношений водной и углеводородной фаз.

Произвели приготовление блокирующего состава с соотношением водной и углеводородной фазы 35/65 % масс. Полученные свойства блокирующего состава представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – свойства блокирующего состава, соотношение 35/65 % масс.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) |
|---|--|---------------------------|
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,27 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 1,2 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 49 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 58,5 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 19 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 15/17 |

Аналогичным образом производили исследования на термостабильность. На рисунке 3.6 представлена визуальная фиксация результата состава без воздействия пластовых температурных условий. На рисунке 3.7 после выдержки 3 суток.



Рисунок 3.6 – Визуальная фиксация, без выдержки



Рисунок 3.7 – Визуальная фиксация, выдержка 3 суток

Поскольку выделение основной фазы, расслоение и образование осадка превышает 5% от общего объёма блокирующего состава, суспензия считается не термостабильной.

Произвели приготовление блокирующего состава с соотношением водной и углеводородной фазы 40/60 % масс. Полученные свойства блокирующего состава представлены в таблице 9.

Таблица 3.7 – свойства блокирующего состава, соотношение 40/60 % масс.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) |
|---|--|---------------------------|
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,31 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 0,5 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 60 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 86 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 52 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 27/34 |

Аналогичным образом производили исследования на термостабильность. На рисунке 3.8 представлена визуальная фиксация результата состава без воздействия пластовых температурных условий. На рисунках 3.9, 3.10 после выдержки 3 и 14 суток.



Рисунок 3.8 – Визуальная фиксация, без выдержки



Рисунок 3.9 – Визуальная фиксация, выдержка 3 суток

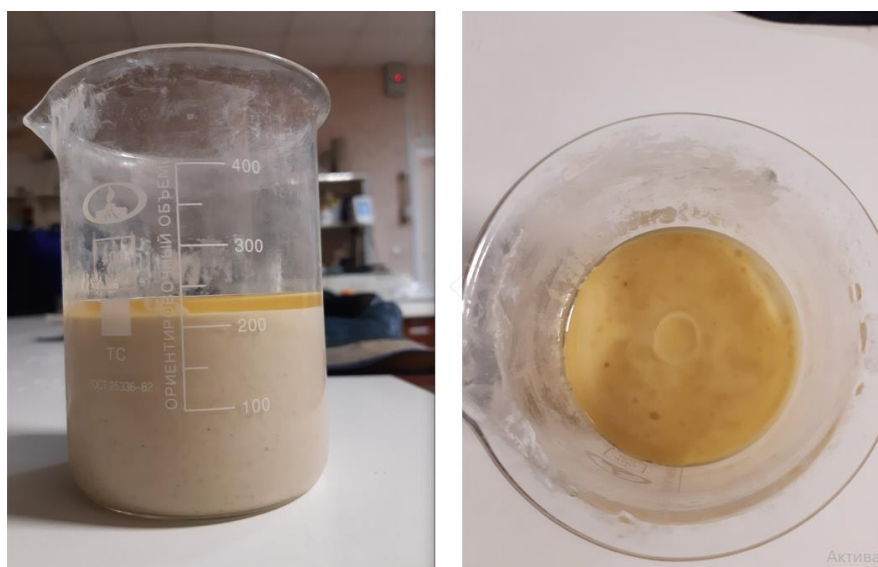


Рисунок 3.10 – Визуальная фиксация, выдержка 14 суток

Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние блокирующего состава и изменение ее внешнего вида. Поскольку выделение основной фазы, расслоение и образование осадка не превышает 5% от общего объема блокирующего состава, суспензия считается термостабильной.

Исходя из вышеизложенных исследований, можно сделать вывод, что подобранное соотношение водной и углеводородной фаз 40/60 % масс является самым оптимальным значением для рецептурного составляющего блокирующего состава. Блокирующий состав является термостабильным в

заданных нами пластовых условиях, что свидетельствует о том, что при глушении скважины, данный тип состава позволит качественно и без аварии произвести работы, сохранив естественную проницаемость коллектора.

3.2.3. Повышение вязкости под действием температурных пластовых условий.

С ростом вязкостных характеристик блокирующего состава улучшаются такие свойства как, седиментационная устойчивость, фильтрационно-емкостные характеристики, термостабильность состава. Для сравнения свойств в исследуемых блокирующих составах актуальными компонентами рассмотрим эмульгаторы «ПДО-М-75-25» и «МЕХ-ОВ».

Произвели приготовление блокирующих составов по вышеизложенной методике с соотношением водной и углеводородной фазы 40/60 % масс. Исследовали свойства полученных составов без температурной выдержки. Полученные свойства блокирующих составов представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – свойства блокирующего состава с эмульгатором ПДО-М-75-25 и МЕХ-ОВ без температурной выдержки.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) | |
|---|--|---------------------------|--------|
| | | ПДО-М-75-25 | МЕХ-ОВ |
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,31 | 1,31 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 1 | 0,5 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 59 | 60 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 83 | 86 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 48 | 52 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 24/26 | 27/34 |

Исследуемые блокирующие составы помещались в водяную баню и выдерживались в течение 16 часов при температуре 93°С , после чего

производили исследования свойств составов. Полученные свойства блокирующих составов представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – свойства блокирующего состава с эмульгатором ПДО-М-75-25 и МЕХ-ОВ после температурной выдержки.

| № | Наименование технологического параметра суспензии | Значения параметров (API) | |
|---|--|---------------------------|--------|
| | | ПДО-М-75-25 | МЕХ-ОВ |
| 1 | Плотность, г/см ³ | 1,31 | 1,31 |
| 3 | Водоотдача, мл/30 мин | 0,5 | 0,5 |
| 4 | Корка, мм | 0,5 | 0,5 |
| 5 | Пластическая вязкость, мПа*с | 42 | 45 |
| 6 | Эффективная вязкость, мПа*с | 95 | 85 |
| 7 | Динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 106 | 70 |
| 8 | Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ² | 39/42 | 30/34 |

Следует отметить, что такие технологические свойства как термостабильность, фильтрационные свойства, могут существенно повлиять на повышение качества работ по капитальному ремонту, поскольку существуют множества проблем при проведении мероприятий по глушению скважин.

Как пример можно отнести значительное поглощение блокирующей пачки или жидкости глушения. Вследствие высокой плотности, фильтрационных свойств компонентного составляющего происходит поглощение жидкости или блокирующего состава глушения в пласт. Одним из решением данной проблемы является значительное увеличение вязкостных свойств используемого состава для глушения скважин.

Применение данных составов широко найдут себя в скважинах, обладающими высокими фильтрационно-емкостными свойствами, поскольку зачастую проводят работы с высоко проницаемыми коллекторами.

Исходя из вышеизложенных исследований, можно сделать вывод, что представленные нами в составе эмульгаторы «ПДО-М-75-25» и «МЕХ-ОВ» имеют свойство увеличивать вязкостные характеристики блокирующего

состава с ростом температурных пластовых условий. В совокупности, обладая высокими вязкостными характеристиками, с высоким содержанием наполнителя, блокирующий состав будет создавать плотную не проницаемую фильтрационную корку на стенке скважины, вследствие чего значительно улучшатся фильтрационные свойства и его термостабильность.

3.3. Вывод по проделанным исследованиям в лаборатории

В ходе лабораторных исследований, исходя из сложности разнокомпонентных составов, была обозначена огромная значимость к тщательному подбору рецептурной составляющей блокирующих составов. Была исследована актуальная жидкость глушения на водной основе под названием «Seal-N-Peel», которая используется при глушении скважин Арбузовского месторождения.

Основываясь на свойствах данного состава жидкости глушения, производили подбор рецептурной составляющей блокирующего состава, обладающий углеводородной основой. Для определения качества состава произвели исследования на термостабильность из подбора множеств вариаций соотношений водной и углеводородной основы % масс. Во время проведенных исследований, с помощью визуальной фиксации в течение определенного количества времени, производилось оценивание стабильности блокирующих составов. Также было произведено сравнение двух эмульгаторов в связи с повышением эффективности работ по глушению скважин.

Не смотря на то, что блокирующие составы на углеводородной основе обладают высокой стоимостью компонентных составляющих, стоит отметить огромную важность и значимость этих составов при проведении работ по глушению скважин, поскольку они значительно могут увеличить продуктивность и рентабельность скважин, тем самым повышая качество выполняемых работ на месторождении.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе приводятся основные расчеты сметной стоимости глушения скважины на Арбузовском месторождении. В задачи входит подсчет временных затрат, трудозатрат и стоимости проведения всех соответствующих операций при проведении капитального ремонта, в частности, при глушении скважины. Объектом глушения является наклонно-направленная скважина глубиной 3137 метров.

4.1. Расчет времени подготовительных работ

В комплекс подготовительных работ при глушении скважины входит следующий ряд операций: переезд бригады на место работ, инструктаж, перемещение и размещение техники, приготовление жидкости глушения и т.д.

Полный перечень работ и соответствующие им нормы времени, согласно единым нормам времени (ЕНВ) на капитальный ремонт скважин [32] и единым нормам времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [33], представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Подготовительные работы при глушении скважины

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Норма на единицу, мин. | Общая норма, мин. |
|---|--|----------|--------|------------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Переезд на скважину бригады | | | | |
| | - с грузом | км | 15,00 | 18,00 | 540,00 |
| | - порожняком | км | 15,00 | 14,40 | 216,00 |
| 2 | Получение задания, инструктаж, оформление документов | оп | 1,00 | 7,80 | 7,80 |
| 3 | Остановка и разрядка скважины | оп | 1,00 | 60,00 | 60,00 |

Продолжение таблицы 4.1

| | | | | | |
|-------------------|--|----------------|-------|-------|----------------|
| 4 | Подготовительно-заключительные работы к задавке скважины водой (или жидкостью глушения) | оп | 1,00 | 84,00 | 84,00 |
| 5 | Определение величины пластового давления | оп | 1,00 | 34,80 | 34,80 |
| 6 | Заправка 1 машины (АЦН-10) технической водой | шт | 3,00 | 25,80 | 77,40 |
| 7 | Растарка 1 машины (АЦН-10) в бригаде | м ³ | 6,00 | 1,80 | 10,80 |
| 8 | Обвязка нагнетательной линии (резиновый буровой шланг) агрегат ЦА-320 и поворотный угольник колонны труб | оп | 1,00 | 11,00 | 11,00 |
| 9 | Опрессовка нагнетательной линии | оп | 1,00 | 5,00 | 5,00 |
| 10 | Приготовление жидкости глушения | м ³ | 58,41 | 27,00 | 1577,07 |
| Итого, мин | | | | | 2623,87 |
| Итого, час | | | | | 43,73 |

4.2. Расчет сметной стоимости оплаты труда рабочих и эксплуатации технических средств

В состав бригады по глушению скважины входят:

1. Оператор по глушению (5 и 6 разряда);
2. Моторист цементирующего агрегата ЦА-320;
3. Машинист автоцистерн АЦН-10 (АКН-10).

В состав звена технических средств входят:

1. Цементирующий агрегат ЦА-320
2. Автоцистерна АКН-10
3. Автоцистерна АЦН-10

Общая стоимость оплаты труда рабочих и эксплуатации машин напрямую связана с длительностью проведения операций, в которых принимает участие исполнительный состав бригады и технические средства. Часовые тарифные ставки и общая оплата труда были пересчитаны с учетом коэффициентов: 17,68 от заработной платы и 9,05 от эксплуатации.

Подсчитанная сметная стоимость оплаты труда персонала и технического состава представлена в таблице 4.4.

4.3. Расчет стоимости глушения и определения норм времени

Глушение скважины, как правило, представляет собой ряд технологических операций. Объем жидкости глушения скважины определяется исходя из инженерных расчетов на основании параметров и типоразмеров скважины. В таблице 4.2 представлены основные операции при глушении скважины и соответствующие им нормы времени, установленные согласно ЕНВ на капитальный ремонт скважин [32], единым нормам времени на бурение скважин, единым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [34] и технологии глушения [35].

Таблица 4.2 – Глушение скважины

| № | Наименование | Единицы измерения | Количество | Норма на единицу, мин | Общая норма, мин |
|------------------------------|---|-------------------|------------|-----------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Закачка жидкости глушения в скважину (1 м ³) | м ³ | 58,41 | 4 | 233,64 |
| 2 | Технологический отстой | оп | 1,00 | расчет | 1307,08 |
| Заключительные работы | | | | | |
| 3 | Отсоединение нагнетательной линии от поворотного угольника колонны труб со снятием страхового каната и агрегата | оп | 1,00 | 10 | 10,00 |
| 4 | Отстой скважины после глушения перед ремонтом | оп | 1,00 | 2160 | 2160,00 |
| Итого, мин | | | | | 3710,72 |
| Итого, час | | | | | 61,85 |

В таблице 4.3 представлен компонентный состав жидкости глушения и усредненные стоимости на используемые для ее приготовления компоненты. Данный компонентный состав принадлежит жидкости глушения на углеводородной основе.

Таблица 4.3 – Затраты на жидкость глушения (на углеводородной основе)

| № | Наименование | Единицы измерения | Расход | Стоимость | Всего |
|--|---|-------------------|----------|-----------|-------------------|
| | | | | единицы | Руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Жидкость глушения на углеводородной основе | | | | | |
| 1 | Хлорид кальция (CaCl ₂) | кг | 7,79 | 27,8 | 216,56 |
| 2 | Углеводородная основа (дизельное топливо) | л | 35046,00 | 48,85 | 1711997,10 |
| 3 | Эмульгатор | кг | 1314,38 | 250 | 328593,75 |
| 4 | Известь | кг | 1314,38 | 22 | 28916,25 |
| 5 | Органоглина | кг | 1314,38 | 130 | 170868,75 |
| 6 | Мраморная крошка (микрокальцит) | кг | 29931,92 | 1,9 | 56870,65 |
| Итого | | | | | 2297463,06 |

4.4. Формирование общей сметной стоимости глушения скважины

Ряд основных элементов, составляющих сводную сметную стоимость при глушении скважины, следующий:

1. оплата труда рабочих;
2. оплата эксплуатации машин и механизмов (технического звена);
3. затраты на компоненты для жидкости глушения.

На их основе формируется конечная сводная сметная стоимость глушения скважины (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – конечная сводная сметная стоимость глушения скважины

| № п/п | № сметных расчетов и др. обосновывающие источники | Наименование работ или затрат | Всего затрат по разделу, руб. |
|--|---|--|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Раздел 1. Оплата труда бригады глушения | | | |
| 1 | 1, 2 | Оплата труда состава бригады глушения | 537638,26 |
| | | с учетом накладных расходов | 227705,62 |
| | | с учетом сметной прибыли | 120177,96 |
| | | Итого по разделу 1: | 885521,85 |
| Раздел 2. Оплата эксплуатации техники | | | |
| 2 | 2 | Оплата эксплуатации машин и механизмов | 482779,50 |
| | | Итого по разделу 2: | 482779,50 |
| | | Итого по разделам 1-2: | 1368301,34 |
| Раздел 3. Стоимость применения жидкости глушения | | | |
| 3 | 3.1, 3.2 | Расходы на материалы для приготовления ЖГС | 2297463,06 |
| | | Итого по разделу 3: | 2297463,06 |
| | | Итого по разделам 1-3: | 3665764,40 |
| 4 | ВСН 39-86 | Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2% | 73315,29 |
| | | ВСЕГО с учетом резерва | 3739079,69 |
| | | ВСЕГО по сводному сметному расчету | 3739079,69 |
| | | Кроме НДС 18% | 673034,34 |
| | | Всего с НДС | 4412114,03 |

Таким образом, по современным расценкам, глушение скважины на Арбузовском месторождении при капитальном ремонте и других операциях, составляет примерно **4,4** млн. рублей. Важно отметить, что высокое значение в сметной стоимости имеет смета затрат на компоненты для буровых растворов, поэтому, можно в той или иной мере оперировать с конечной стоимостью за счет применения определенных составов жидкости глушения. Однако, для данной работы оценивалось применение именно жидкости глушения на углеводородной основе, поскольку при этом минимизируется риск снижения продуктивности скважины после проведения глушения до ремонтных работ. Кроме того, данный вид работ относится к нефтесервисным услугам, поэтому с

целью повышения конкурентоспособности в тендерном аукционе стоимость глушения скважины может быть снижена.

5. СОЦИАЛЬНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Введение

Цель магистерской диссертации является разработка рецептуры гидрофобно-эмульсионной жидкости глушения (блок-пачки) с использованием отечественных эмульгаторов, являющихся продуктами жирных кислот и талового масла. Объектами исследования являются разнокомпонентные минерализованные составы на водной и углеводородной основе жидкости глушения.

Рабочим местом является лаборатория буровых и тампонажных растворов компании ООО «Геотехновации», расположенная по адресу г.Томск, ул. 79 Гвардейской дивизии 4/5. В качестве исполнительного работника рассматривается лаборант.

В течение всего научного исследования лаборант производит экспериментальные исследования, осуществляет сбор и обработку материалов в соответствии с утвержденной методикой работы, производит подготовку, регулировку применяемых приборов, согласно существующим указаниям по эксплуатации.

Потенциальными потребителями создаваемого решения являются компании и службы, работающие в нефтяной отрасли, занимающиеся капитальным ремонтом скважин, заинтересованные в улучшении технологической и экономической эффективности процесса.

В текущем разделе магистерской диссертации будет производиться анализ возможных вредных и опасных факторов при проведении научных исследований в условиях лаборатории. Поставленной задачей данного раздела будет являться обеспечение производственной безопасности лаборанта и охрана окружающей среды.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

На трудоустройство в лабораторию, в которой производят химико-аналитические эксперименты, принимаются лица не моложе 18 лет, имеющее начальное профессиональное образование со стажем работы не менее 2 лет прошедшие медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению работ или среднее профессиональное образование без стажа работы.

Работник обязан:

- пройти вводный, первичный, периодический, внеплановый инструктаж под руководством ответственного лица;
- хорошо знать свою должностную инструкцию, методики проведения исследований, оборудование, находящееся в лаборатории и правила его эксплуатации, нормы и правила охраны труда, техники безопасности, основы трудового законодательства Российской Федерации, производственной санитарии и противопожарной защиты;
- знать, как оказывать первую помощь пострадавшему при несчастном случае до прибытия медицинского персонала, знать как пользоваться аптечкой и знать ее местоположение;
- сообщить непосредственно руководителю об существующей неисправности оборудования, неверном хранении реагентов или любом другом нарушении техники безопасности [36].

Все работники, которые трудоустроены в лаборатории, должны быть обеспечены необходимой спецодеждой и средствами индивидуальной защиты:

- хлопчатобумажный халат;
- индивидуальные средства защиты органов дыхания, респираторы;
- резиновые перчатки;
- фартук;

– индивидуальные средства для защиты глаз [37].

Необходимые условия труда в лаборатории являются допустимыми (2 класс), согласно существующей классификации условий труда [38]. Необходимые нормы, установленные для сотрудников с подобными условиями труда, таковы: длительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю; дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск не предоставляется; обработка, и защита персональных данных соблюдается, изменение оплаты труда не производится, (статьи 86, 92, 117, 147, 219 ТК РФ) [39].

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Лаборатория, в которой производят химико-аналитические опыты, должна быть оборудована энергоснабжением, подводкой холодной и горячей воды. Все имеющиеся электрооборудование должно быть в исправном состоянии и заземлено.

Электрическая разводка коммуникаций к нестационарному оборудованию и переносным приборам должна производиться открыто при помощи гибких проводов и шлангов, укрепленных на металлических трубопроводах зажимами.

Электрическое освещение помещения и специальных вытяжных шкафов должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении. Вне вытяжных шкафов устанавливаются выключатели. Лаборатория должна быть оборудована системами удаления воздуха из вытяжных шкафов или других отдельных приборов и оборудования помимо общей приточно-вытяжной вентиляции.

Вытяжные шкафы и рабочие столы которые предназначены для проведения работ с химически активными веществами (кислотами, щелочами и др.) должны быть покрыты специальными средствами, стойкими к агрессивной химической среде, и иметь бортики, для предотвращения стекание жидкости на пол.

Специальные вытяжные шкафы, в которых происходит выход вредных и горючих паров и газов при проведении работ, должны быть оборудованы верхними и нижними отводами воздуха. Для обеспечения нужной тяги воздуха дверцы вытяжных шкафов следует держать закрытыми с небольшим зазором внизу во время проведения работ.

Шкафы металлические, которые необходимы для хранения химических веществ, должны быть зарыты на ключ и опечатаны.

Специальные технические и санитарно-технические средства, входящие в конструкцию производственного оборудования (ограждения, экраны, вентиляторы и др.), существующие для устранения или снижения уровня опасных и вредных производственных факторов до допустимых значений, должны не затруднять выполнение трудовых действий [40].

5.2. Производственная безопасность

Вредные и опасные факторы, действующие на работника, занимающегося исследованиями в лаборатории, приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные факторы

| Влияющие факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Пункты работ | | | Существующие нормативные документы |
|--|--------------|--------------|--------------|--|
| | Разработка | Исследование | Эксплуатация | |
| Воздействие химическими реагентами | + | + | + | ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [6] [41] |

Продолжение таблицы 5.1

| | | | | |
|--|---|---|---|--|
| Несоответствие показателей микроклимата | + | + | + | СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [8] [43] |
| Высокий температурный режим рабочих поверхностей | + | + | | ГОСТ Р 50571.4.42-2012/МЭК 60364-4-42:2010 Электроустановки низковольтные. Часть 4-42. Требования по обеспечению безопасности. Защита от тепловых воздействий [7] [42] |
| Подвижные механизмы | + | + | + | ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности [9] [44] |
| Высокий уровень шума и вибрации | + | + | + | ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [10] [45] |
| Недостаточная освещенность | + | + | + | ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений [11] [46] |
| Электрический ток | + | + | + | ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [12] [47] |
| Пожароопасность | + | + | + | ГОСТ Р 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность [13] [48] |

5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создавать объект исследования

Воздействие химическими реагентами. Работа в химико-аналитической лаборатории тесно связана с взаимодействиями с химическими реагентами. Химические вещества, которые находятся в лаборатории, щелочи едкие, дизельное топливо, эмульгаторы, хлорид калия, натрия, органоглина,

мраморная крошка, способны оказать на организм человека раздражающее и общетоксическое воздействие [41].

Для того чтобы минимизировать существующее негативное для человеческого здоровья фактора предлагается использовать устройства вентиляции, работу с веществами разного класса опасности проводить в водяной бани, обязательно использовать средства защиты органов дыхания.

5.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

Высокий температурный режим рабочих поверхностей. При лабораторных исследованиях, которые требуют проведения экспериментов в условиях высокого температурного режима, в лаборатории появляется нужда в электрооборудовании, у которого поверхность превышает значения температурного режима, установленных существующей нормативной документацией (80°C) и велика вероятность получения ожога при случайном контакте с поверхностью[42].

Несоответствие показателей микроклимата. Для оптимального и допустимого теплового состояния организма человека, показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой. Несоответствие показателей от оптимальных и допустимых условий в большинстве случаев могут привести к возникновению ощущений теплового дискомфорта, излишнему напряжению механизмов терморегуляции, худшему состоянию самочувствия и к снижению работоспособности.

К общепринятым показателям, характерным для микроклимата в специализированных помещениях, относятся температурный режим воздуха и поверхностей; относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха; характеризующей интенсивностью теплового облучения [43].

Работа лаборанта по уровню энергозатрат относится к категории работ I б. Допустимые и оптимальные условия микроклимата на рабочих местах в лабораторных помещениях должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Допустимые и оптимальные условия микроклимата на рабочих местах производственных и лабораторных помещений

| Период года | Температура воздуха, °С | Температура поверхностей, °С | Относ. влажность воздуха, % | Скорость движения воздуха, м/с | Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более |
|-------------|-------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|---|
| Холодный | 21-23 | 20-24 | 60-40 | 0,1 | - |
| Теплый | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 | - |
| Холодный | 19-24 | 18-25 | 15-75 | 0,1-0,2 | 100 |
| Теплый | 20-28 | 19-29 | 15-75 | 0,1-0,2 | |

С помощью вентилирования помещения в теплый период года и применения обогревателей в холодный период года производится соблюдение регламентируемых показателей микроклимата.

Подвижные механизмы. Предметами возникновения данного фактора являются верхнеприводные мешалки, которые имеют открытые вращающиеся лопасти, не оборудованные защитным кожухом, вследствие чего высока вероятность получения травмы в случае контакта с работающим оборудованием [44].

Так как вышеописанные действия не предусматривают предупреждения травматизма от конструкции оборудования, мероприятия минимизации опасного фактора сводятся к соблюдению техники безопасности при работе в лаборатории. Запрещается применять лабораторное устройство не по назначению, а также использовать при существующей неисправности.

Высокий уровень шума и вибрации. Предметом такого фактора как источник шума и вибрации в лабораторных условиях будет являться оборудование с роторным двигателем. Мешалки верхнеприводные, вискозиметры, система кондиционирования либо внешние источники (которые находятся за пределами лаборатории).

Вибрация и шум оказывают негативное воздействие на органы слуха и на весь человеческий организм через центральную нервную систему. В результате чего ослабляется внимание, реакция снижается, число ошибок значительно увеличиваются, возможное ухудшение слуха [45].

Допустимый уровень шума при работе, требующей оптимальной сосредоточенности с высокими требованиями к процессу наблюдения в лабораторных условиях составляет 60 дБА [49].

Существующий регламент для лаборатории и рабочих мест, расположенных в общественных местах, уровень виброускорения не должен превышать $0,01 \text{ м/с}^2$, или 80 дБ [50].

Средства индивидуальной и коллективной защиты от шума не предусматриваются, поскольку уровень шума оборудования, используемое в лаборатории по техническим характеристикам не превышает уровень шума в 50 дБ.

Недостаточная освещенность. Нецелесообразное расположение рабочих мест в лаборатории, которое приводит в некоторых рабочих зонах к пониженной естественной освещенности, является одним из источников возникновения данного фактора. Негативно сказывается малое количество источников искусственного освещения.

Несовершенное освещение оказывает резко негативное воздействие на функции зрительного аппарата, а также на эмоциональное состояние сотрудника. В результате чего проявляется усталость глаз, переутомление, что приводит к снижению работоспособности [46].

Нормативы искусственного, естественного и смешанного типов освещений согласно представлены в таблице 5.3 [51].

Таблица 5.3 – Нормы освещения для аналитической лаборатории

| Помещение | Рабочая поверхность и плоскость нормирования освещения КЕО | Естественное освещение | | Совмещенное освещение | | Искусственное освещение | | | | |
|--------------------------------|---|--|-----------------------|--|-----------------------|----------------------------------|--------------|---------------------|----------------------------------|--|
| | | КЕО, % | | КЕО, % | | Освещенность, лк | | | Показатель дискомфорта, не более | Коэффициент пульсации освещенности % не более |
| | | При верхнем или комбинированном освещении | При боковом освещении | При верхнем или комбинированном освещении | При боковом освещении | При комбинированном освещении | | При общем освещении | | |
| | | | | | | Всего | От общего | | | |
| Аналитическая лаборатория | Г-0,8 | 4,0 | 1,5 | 2,4 | 0,9 | 600 | 400 | 500 | 40 | 10 |
| Научно-техническая лаборатория | Г-0,8 | 3,5 | 1,2 | 2,1 | 0,7 | 500 | 300 | 400 | 40 | 10 |

Электрический ток. Подключенные к электросети электрические приборы, такие как вискозиметры, верхнеприводные мешалки, водяные бани, которые имеют повреждения изоляции токоведущих проводов, либо отсутствует заземление, являются главными источниками данного опасного фактора. Ток в организме человека оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Ожоги, повреждение капилляров, сосудов и вен выражается вследствие термического воздействия на организм. Разложение крови и нарушение её состава выражается вследствие электролитического воздействия на организм. Нервные судороги и раздражение тканей, выражается вследствие биологического воздействия на организм [47].

Пожароопасность. Оборудование, которое расположено или эксплуатируется с нарушением норм техники безопасности, является источником данного опасного фактора. Мелкодисперсные и легковоспламеняющиеся реагенты также относятся к данному источнику опасного фактора.

Стоит отметить, что при образовании пожара, образуется точка повышенной температуры, способная вызвать ожоги. Также токсичные продукты горения и дым, вызывающие отравление и нарушение дыхания. Помимо всего этого возникает опасность взрыва горючих веществ. Требования к организационно-техническим мероприятиям и способам обеспечения пожарной безопасности указаны в ГОСТ 12.1.004-91 [48].

5.2.3. Обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия опасных и вредных факторов на лаборанта

Электробезопасность.

Поскольку условия, которые могли бы создать повышенную опасность, отсутствуют, опираясь на классификацию правил устройств электроустановок в отношении высокой опасности убийства людей электрическим током, исследовательская лаборатория считается как помещение без повышенной опасности [36].

Для того, чтобы исключить поражение обслуживающего персонала электрическим током необходимо предусмотреть:

- с минеральными составляющими горных пород, из которых состоит продуктивный горизонт
- изоляция токоведущих частей электрооборудования должна быть усиленной;
- защитное заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования $R_3 \leq 4$ Ом, безопасное значение напряжения до 36 В, а силы тока – 0,1 А;

- размещение аппаратуры с напряжением до 1000 В и выше должно быть раздельным;
- ограждение электронного источника, исключающее возможность прикосновения к токоведущим частям;
- отключение всех источников питания от тока установки одним общим рубильником.

Пожароопасность.

Научно-исследовательская лаборатория относится к категории В3 исходя из системы классификации помещений по пожарной и взрывопожарной опасности. Трудногорючие и горючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие материалы (в том числе волокна и пыли), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся, не относятся к категории А или Б.

Огнетушитель порошковый ОП–4(з)–АВСЕ (закаченной с массой огнетушащего вещества 4кг, предназначенный для тушения твердых, жидких и газообразных веществ и электроустановок до 1000 вольт) присутствует в научно-исследовательской лаборатории. Для того, чтобы оперативно отреагировать на возгорание, локализовать или ликвидировать пожар силами сотрудников установленных средств первичного пожаротушения достаточно [52].

5.2.4. Расчет уровня производственного фактора

Расчет системы общего равномерного искусственного освещения.

Выбор светильника.

Лаборатория является пожароопасным помещением с средним выделением пыли, поэтому следует использовать светильник ПВЛ (2x40 Вт), т.к. он является пылевлагозащищенным и пригодным для пожароопасных помещений.

Расчет числа светильников

В соответствии с СП 52.13330.2016, а именно с нормативными показателями освещения основных помещений общественных, жилых и вспомогательных зданий, помещений и сооружений объектов общепромышленного назначения, для лабораторных помещений требуется создать освещенность $E_n=300$ лк при комбинированном типе освещения.

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м:

H – высота помещения;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

h_{pn} – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_{pn}$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью.

Для создания благоприятных зрительных условий на рабочем месте, для борьбы со слепящим действием источников света введены требования по ограничению наименьшей высоты светильников над полом: для светильников ПВЛ наименьшая допустимая высота подвеса над полом – 3 м.

Определяем высоту светильников над полом и над рабочей поверхностью по формулам, приведенным выше: $h_n = 3,5$ м, $h = 2$ м

Следующим этапом определяется расстояние между соседними светильниками или рядами по формуле:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (1)$$

где L – расстояние между соседними светильниками;

λ – интегральный критерий оптимального расположения светильников;

h – расчетная высота светильника над рабочей зоной.

$$L = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ (м)}$$

Определяем расстояние от крайних светильников или рядов до стены (1), учитывая, что оптимальное расстояние рекомендуется принимать равным $L/3$, таким образом:

$$l = 2,2/3 = 0,73 \text{ (м)}$$

Определяем количество рядов светильников, а также количество светильников по формулам:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(B - \frac{2}{3}L\right)}{L} + 1, \quad (2)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(A - \frac{2}{3}L\right)}{l_{\text{св}} + 0,5}, \quad (3)$$

где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м;

$n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду;

A – длина помещения, м;

$l_{\text{св}}$ – длина светильника, м

Учитывая размер помещения, а также расчетные значения расстояния между соседними светильниками и минимальным расстоянием от крайних светильников до стены, принимается решение разместить по три светильника в два ряда, при этом уменьшив расстояние между двумя светильниками с 0,5 до 0,27 для увеличения количества ламп, следовательно, число ламп равно 12.

Расчет коэффициента использования светового потока и потребляемого светового потока.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_l \cdot \eta}, \quad (4)$$

где Φ – световой поток лампы;

E_n – нормативная освещенность по СП 52.13330.2016 (300лк);

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильников (1,8);

Z – коэффициент неравномерности освещения (1,1 – для люминесцентных ламп);

N_l – число ламп в помещении (12);

η – коэффициент использования светового потока.

Чтобы найти коэффициент использования светового потока требуется найти индекс помещения (i) по формуле:

$$i = S/h(A+B) \quad (5)$$

Согласно полученному значению индекса помещения (1,2), а также учитывая значение коэффициентов отражения потолка и стен, коэффициент использования светового потока составляет 52%.

Рассчитав по формуле 4 световой поток лампы (2285 лм), подбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД мощностью 40 Вт, световой поток 2300 лм.

Выполняем проверку полученных значений:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{станд}} - \Phi_{\text{расч}}}{\Phi_{\text{станд}}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (6)$$

$$-10\% \leq 0,7\% \leq +20\%$$

Таким образом, необходимый поток лампы находится в пределах допустимого диапазона. Далее определяем электрическую мощность осветительной системы по формуле:

$$P = N_l \cdot p_l \quad (7)$$

$$P = 12 \cdot 40 = 480 \text{ Вт}$$

Как итог по результатам проведенного нами анализа и расчета были выбраны пылевлагозащищенные светильники, поскольку они являются самыми пригодными к пожароопасным помещениям. Был произведен расчет числа ламп в количестве 12 штук, что при верном схематичном расположении для

равномерного искусственного освещения, является благоприятным условием для зрительного контакта.

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.

Исходя из перечня к ГОСТ 17.1.3.06-82 [53], буровые скважины и разные горные выработки относятся к источникам загрязнения подземных вод.

Объектом данного научного исследования являются разнокомпонентные системы жидкостей глушения на водной и углеводородной основе. В зависимости от рецептурной составляющей жидкости глушения на водной основе, в составе находятся такие компоненты как каустическая сода, хлорид калия, оксид магния, крахмал, ксантановая смола, мраморная крошка. Ксантановая смола и крахмал являются биоразлагаемыми компонентами, остальные реагенты оказывают минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

При проведении работ по капитальному ремонту скважины, с целью защитить подземные воды от загрязнения необходимо рассмотреть меры по уменьшению фильтрационных свойств жидкости глушения в пласт, также оборудование мест хранения реагентов, оборудования емкостного блока для жидкостей глушения. [54].

5.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.

Через вытяжную вентиляцию в атмосферу при удалении химических отходов производится сильное воздействие на атмосферу. Объем реагентов, участвующих в исследовании, дает незначительное количество вредных

выбросов и укладывается в допустимые нормы ПДК [41]. В таблице 5.4. приведены предельно допустимые концентрации величин ПДК.

Таблица 5.4 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

| Наименование вещества | Величина ПДК, кг/м ³ | Преимуществ. Агрегатное состояние | Класс опасности |
|--|---------------------------------|-----------------------------------|-----------------|
| Щелочи едкие (в пересчете на гидроксид натрия) | 0,5 | а | 2 |
| Натрий хлорид | 5 | а | 3 |
| Калий хлорид | 5 | а | 3 |
| Органоглина | 10 | а | 4 |

Воздействие на гидросферу и литосферу характеризуется качеством работы городскими очистных сооружений, так как отходы от приготовления и отработанные модельные растворы утилизируются через городскую систему канализации.

5.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для научно-исследовательской лаборатории в первую очередь при выполнении исследований необходимо соблюдать инструкции и правила техники безопасности. Рассеивание с помощью вытяжной вентиляции будет достаточным методом защиты атмосферного воздуха.

В условиях научно-исследовательской лаборатории для того, чтобы защитить гидросферу имеется нужда в применении устройств с физико-химическими методами очистки. Как вариант для сброса твердой фазы в специализированные отстойники в систему водоотведения к рассмотрению возможно применение свойств флокуляции отходов исследований. После того, как происходит осушения твердой фазы, её можно утилизировать так же, как и обычные твердые бытовые отходы.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

Пожар следует отнести к вероятным ЧС, возникающими в ходе эксплуатации в лаборатории. Пожар может возникнуть в случае короткого замыкания электропроводки, при не правильной работоспособности электроприборов, либо при их использовании нарушая технику безопасности.

5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Исходя из вышеописанной чрезвычайной ситуации, необходимо проводить организационные, технические, эксплуатационные и режимные мероприятия по пожарной профилактике для их предотвращения.

К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год. Сотрудники должны быть ознакомлены с планом эвакуации, знать места расположения средств пожаротушения и уметь их применить при возникновении пожара, знать свои обязанности в случае возникновения ЧС.

Каждый день должна проводиться очистка рабочего места, с удалением остатков горючих реагентов, участвующих при работе. Работы, связанные с выделением легковоспламеняющихся веществ, должны производиться только внутри исправно работающего вытяжного шкафа. В лаборатории запрещается:

- загромождать к средствам пожаротушения;
- мыть полы с использованием горючих жидкостей;
- оставлять горючие материалы в рабочей зоне;
- хранить в лаборатории любые средства обладающие неизвестными пожароопасными свойствами;

- использовать электронагревательные приборы с открытой спиралью;
- убирать случайно пролитые горючие жидкости при включенных электронагревательных приборах.

В соответствии с правилами устройства электроустановок предполагается монтаж и эксплуатация электрических установок [55]. Также обязательным условием является наличие противопожарной сигнализации, которая при срабатывании произведет звуковое оповещение находящийся в здании персонал и посетителей о необходимости эвакуации. Научно-исследовательская лаборатория в обязательном порядке должна быть оборудована порошковыми огнетушителями для оперативного реагирования на возгорание.

Порядок действий персонала в случае возникновения ЧС:

- немедленно отключить электрооборудование и вентиляцию;
- в случае нужной необходимости обесточить помещение;
- немедленно сообщить о случившемся по телефону в пожарную охрану – 01, 101, 112 (необходимо сообщить адрес объекта, место возникновения пожара, свою фамилию);
- сообщить по телефону, заведующему лабораторией и охране здания;
- при необходимости удалить с места возгорания горючие вещества и материалы;
- принять меры по ликвидации очага возгорания при помощи первичных средств пожаротушения;
- при необходимости произвести эвакуацию находящихся в помещении лиц согласно плану эвакуации (рис. 5.1).

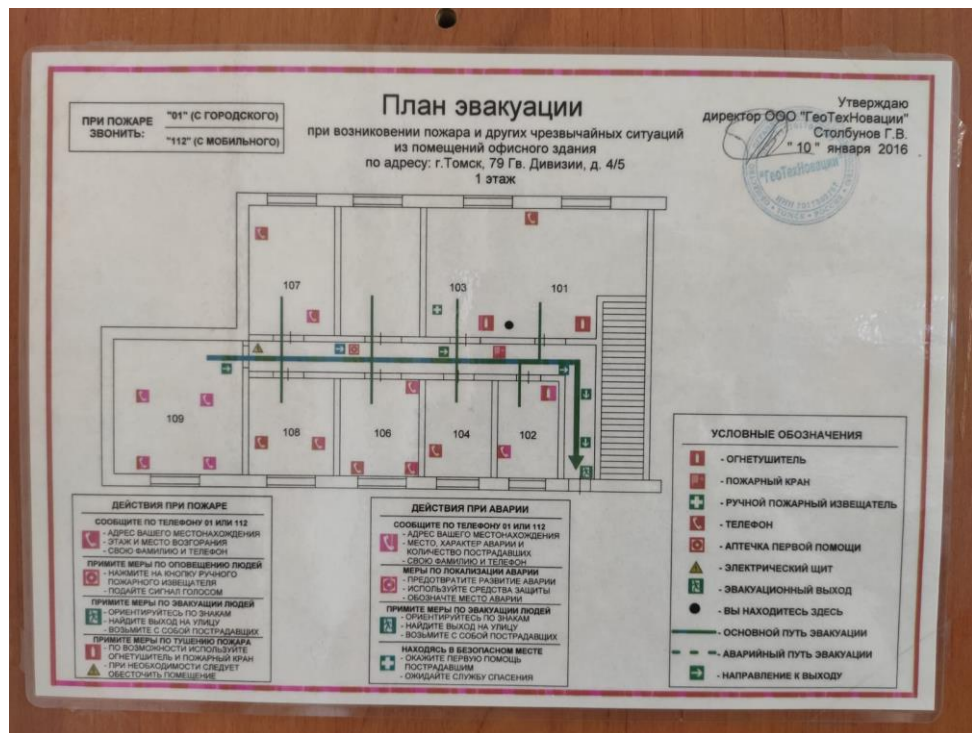


Рисунок 5.1 – План эвакуации из помещения при возникновении пожара и других ЧС

В процессе выполнения раздела «Социальная ответственность» была произведена разносторонняя оценка опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении лабораторных исследований. Были рассмотрены действия по минимизации их воздействия на организм человека и окружающую среду. Кроме того, были рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации и действия по их предупреждению и ликвидации. Стоит отметить, что дополнительное уделенное внимание к выполнению анализа безопасности работ всегда вознаграждается в виде сохраненных материальных ценностей, жизни и здоровья работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены и проанализированы основные технические и технологические операции, связанные с проведением ремонтно-изоляционных работ в скважине.

На основе патентного поиска базы патентов были проанализированы и оценены наиболее значимые изобретения из отечественного и зарубежного опыта в сфере жидкостей и блокирующих составов глушения для проведения капитального ремонта скважин. Произвели описание и принцип действия существующих разнокомпонентных составов жидкостей глушения, которые используются для проведения капитального ремонта скважин.

В ходе лабораторных исследований, исходя из сложности разнокомпонентных составов, была обозначена огромная значимость к тщательному подбору рецептурной составляющей блокирующих составов. Поскольку средняя продолжительность ремонта на скважинах составляет 14 суток, исходя из исследуемых свойств, для определения качества составов жидкость глушения оценивалась на термостабильность в течение всего этого времени.

Была исследована актуальная жидкость глушения на водной основе под названием «Seal-N-Peel», которая используется при глушении скважин Арбузовского месторождения. Основываясь на свойствах данного состава жидкости глушения, производили подбор рецептурной составляющей блокирующего состава, обладающий углеводородной основой. Стоит подчеркнуть, что применение блокирующих составов на углеводородной основе найдут своё применение для проведения работ по глушению скважин. Они значительно могут увеличить продуктивность и рентабельность скважин, тем самым повышая качество выполняемых работ на месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.0-088-01. Классификатор ремонтных работ в скважинах: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 22 октября 2001 г. № 297: взамен РД 39-0147009-531: дата введения 2001.11.01 / ОАО Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности «ВНИИОЭНГ». – Москва: Стандартинформ, 2001. – 20 с. – Текст: непосредственный.
2. Булатов, Анатолий Иванович. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: монография: в 4 т. / А. И. Булатов, О. В. Савенок. – Краснодар: Юг, 2012.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. – М.: ООО “Недра - Бизнесцентр”, 2001. – 543с.: ил.
4. Меркулов, А.П. Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением химическими реагентами группы компаний Zirax / А.П. Меркулов, М.П. Мершиев // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7. – С. 13-15.
5. Гусаков, В.Н. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений / В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский, А.Ф. Хакимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №2. – С. 92-95.
6. Петров, Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Н.А. Петров, Д.Н. Идиятуллин, С.Г. Сафин и др. – М.: Химия, 2005. – 172 с.
7. Пономарева, И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И.Н. Пономарева, П.Ю. Илюшин, Д.А. Мартюшев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 62-65.

8. Желонин, П.В. 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.
9. Здольник, С.Е. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения / С.Е. Здольник, И.М. Згоба, А.Г. Телин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – №1. – С. 35-38.
10. Позднышев, Г.Н. Применение гидрофобных эмульсий для глушения, обработки призабойной зоны и освоения скважин / Г.Н. Позднышев, Е.А. Румянцева, Т.М. Лысенко // Интервал. – 2006. – №4. – С. 25-28.
11. Пономаренко, М.Н. Комплексный подход к решению задач РИР и глушению скважин / М.Н. Пономаренко, О.Д. Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №6. – С. 66-69.
12. Sergeev, V. Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation / V. Sergeev, K. Tanimoto, M. Abe // Paper SPE 197510. – 2019. – 12 p.
13. Здольник, С.Е. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С.Е. Здольник, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №11. – С. 62-65.
14. Акимов, О.В. Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Акимов Олег Валерьевич. – Уфа, 2011. – 125 с.
15. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.
16. Патент №2487909 Российская Федерация, МПК С09К 8/20 (2006.01), С09К 8/42 (2006.01). Блокирующий состав для изоляции зон поглощений при бурении и капитальном ремонте скважин: №2012114634/03: заявл. 12.04.2012: опубл. 20.07.2013 / В.В. Дуркин, А.В. Бондаренко, М.Н. Мымрин и др. – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.

17. Патент №2662720 Российская Федерация, МПК E21В 43/22 (2006.01), C09К 8/42 (2006.01), C09К 8/92 (2006.01). Способ глушения 130 нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта: №2017135375: заявл. 05.10.2017: опубл. 27.07.2018 / В.В. Сергеев. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

18. Рогачев, М.К. Разработка и выбор гидрофобизирующих составов для глушения скважин при текущем ремонте / М.К. Рогачев, Ю.В. Зейгман, Ф.С. Гарифуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 116-118.

19. Юшин, Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е.С. Юшин. – Ухта: УГТУ, 2019. – 292 с.

20. Паршукова, Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с

21. Рябоконь, С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконь. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [б. и.], 2009. – 338 с.

22. Патент №2357997 Российская Федерация, МПК C09К 8/42 (2006.01). Блокирующая жидкость «ЖГ-ИЭР-Т»: №2007142458/03: заявл. 19.11.2007: опубл. 10.06.2009 / Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, Г.Г. Гиляев и др. – 9 с.: ил. – Текст: непосредственный.

23. Bridges, K.L. Treatment of completion/workover fluids to remove particulates efficiently: Advances in filtration and separation technology / K.L. Bridges, S.L. Berry. – Houston: Gulf Publishing Co., 1991. – Vol. 3. – 21 p.

24. Cantu, L.A. Laboratory and field evaluation of a combined fluid-losscontrol additive and gel breaker for fracturing fluids / L.A. Cantu, P.A. Boyd // Paper SPE 18211. – 1990. – 8 p.

25. King, M.T. Encapsulated breaker for aqueous polymeric fluids / M.T. King, J. Gulbis, G.W. Hawkins and others // Paper PETSOC-90-89. – 1990. – 8 p.

26. Bouts, M.N. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker / M.N. Bouts, R.A. Trompert, A.J. Samuel // Paper SPE 31085. – 1996. – 11 p.
27. Dorman, J. Comparative evaluation of temporary blocking fluid systems for controlling fluid loss through perforations / J. Dorman, F. Udvary // Paper SPE 3081. – 1996. – 11 p.
28. Warren, F.P. Adopting aphron fluid technology for completion and workover applications / F.P. Warren, C. Robert, T. Brookey and others // Paper SPE 112439. – 2008. – 10 p.
29. Fischer, P.W. An organic "clay substitute" for nondamaging water base drilling and completion fluids / P.W. Fischer, J.P. Gallus, R.F. Krueger and others // Paper SPE 4651. – 1971. – 11 p.
30. Ahmed, U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D.N. Meehan. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2016. – 860 p.
31. Rylance, M. If at first you don't succeed, try, try again: time dependent fracturing success / M. Rylance // Paper SPE 135827. – 2010. – 12 p.
32. Единые нормы времени на капитальный ремонт скважин. URL: <http://ipravo.info/sssr1/legal71/224-3.htm> (дата обращения: 11.05.2022).
33. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf> (дата обращения: 10.05.2022).
34. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. URL: <https://rulaws.ru/acts/Edinye-normy-vremeni-na-ispytanie-razvedochnyh-i-ekspluatatsionnyh-skvazhin/> (дата обращения: 11.05.2022).
35. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. URL: <https://rulaws.ru/acts/Edinye-normy-vremeni->

na-ispytanie-razvedochnyh-i-ekspluatatsionnyh-skvazhin/ (дата обращения: 11.05.2022).

36. ПНД Ф 12.13.1-03 Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях.

37. РД 34.03.277-93 Типовая инструкция по охране труда для лаборанта химического анализа.

38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда».

39. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).

40. Инструкция № 13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы.

41. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

42. ГОСТ Р 50571.4.42-2012/МЭК 60364-4-42:2010 Электроустановки низковольтные. Часть 4-42. Требования по обеспечению безопасности. Защита от тепловых воздействий.

43. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

44. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

45. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

46. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

47. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

48. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.

49. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

50. СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук.

51. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

52. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 07.03.2019) "О противопожарном режиме".

53. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

54. СП 2.1.5.1059–01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения.

55. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) Издание седьмое.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Killing fluids

Студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2БМ02 | Савинов Алексей Сергеевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|-------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Минаев К.М. | к.х.н. | | |

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|--------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор отделения иностранных языков | Матвеев И.А. | Д.филол.н. | | |

Technological process of well killing

Equipment placement.

Units should be installed at least 10 m away from the wellhead and in such a way that their cabins are not facing the wellhead. The units should be installed on the leeward side. The distance between the units must be at least 1 m. Exhaust pipes must be equipped with mufflers and spark arresters. DO NOT allow the unit to be installed under power lines or within 5m of power lines. Equipment placement. Units should be installed at least 10 m away from the wellhead and in such a way that their cabins are not facing the wellhead. The units should be installed on the leeward side. The distance between the units must be at least 1 m. Exhaust pipes must be equipped with mufflers and spark arresters. DO NOT allow the unit to be installed under power lines or within 5m of power lines.

Pressure lines from units must be equipped with check valves, factory calibrated safety devices and pressure gauges. The branch from the safety device on the pump must be closed by the cover and lead out under the unit. Figure 1 shows the scheme of special equipment arrangement when killing the well [3].

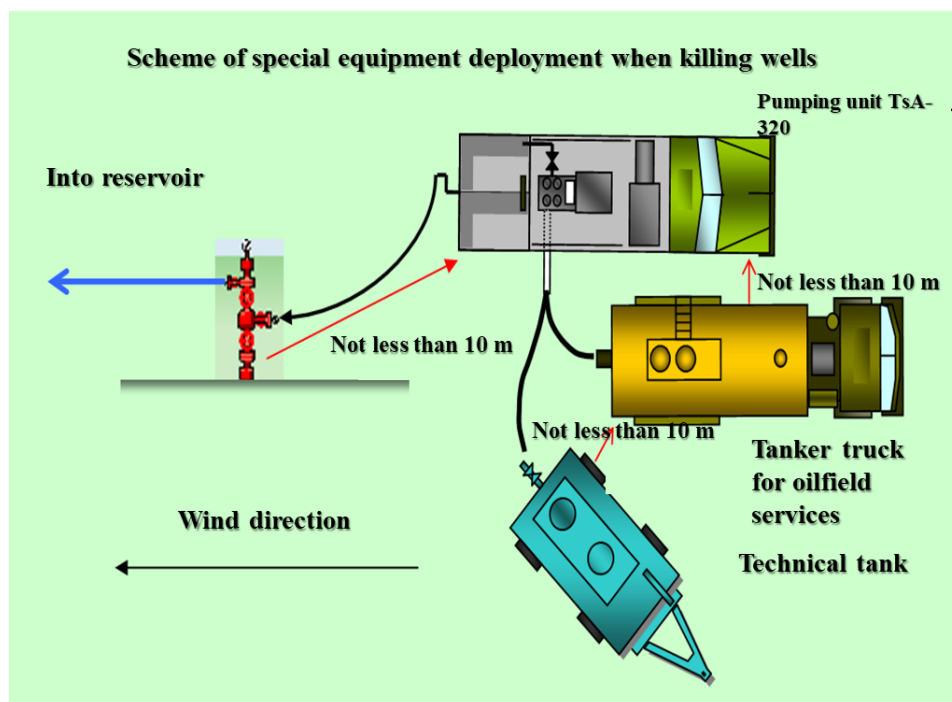


Figure 1 - scheme of arrangement of special equipment for killing the well

Pressure Determination

The pressure is determined using a pressure gauge by reading the arrow. The pressure gauge should be fitted with a reference arrow showing the maximum working pressure. The pressure gauge should be selected so that the intended operating pressure reading is in the middle third of the gauge scale.

Pressure release is a preparatory technological operation. Before pressure release, the well is stopped, after the well has accumulated its static pressure in the pipe and behind the pipe space (in case of a long stop), the next step is to discharge the well by opening the gate valve. As a rule, discharging is carried out to the manifold of the metering unit or to the flare barn, through the borehole piping and throttle block.

Injection line installation should be made of high pressure pipes and steel swivel joints. The discharge line pipes are laid out from the pump units to the wellhead;

- check the serviceability of the rubber sealing element on the pipe nipple;
- the nipple is directed into the socket of the neighboring pipe and the nut is tightened in a clockwise direction;
- use a sledgehammer to fasten the nut;
- you can also use high-pressure hoses to speed up installation of the coupler line

The quick disconnect is shown in Figure 2.

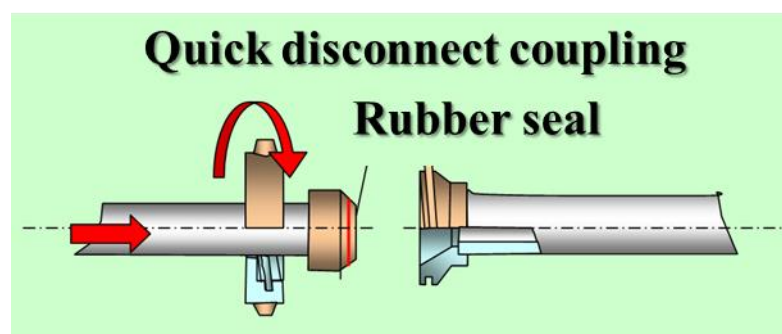


Figure 2 - quick disconnect connection

After the lines are assembled, the lines are tested for leaks. The gate valve is closed on the fountain valve;

- personnel are removed from the danger zone;
- at the command of the work manager begins pumping fluid into the pressure lines to 1.5 times the expected working pressure (specified in the work plan);
- the lines are considered leak-tight if the pressure of the pressurization does not drop within 3 minutes.

If a leak is detected, the pressure is reduced to atmospheric pressure, the leak is eliminated and the pressure test is repeated again [3].

Pumping of killing fluid

The killing of wells may be performed by the direct and reverse methods. With the direct method the killing fluid is pumped through the tubing, with the reverse method it is pumped into the behind-the-pipe space. The flow rate of the killing fluid should be greater than the productivity of the well by adjusting the pumping rate or by means of fittings to create a back pressure on the formation.

Before you start pumping fluid into the well, open the gate valve on the wellhead.

While pumping, monitor the pressure gauges and the integrity of the injection lines. DO NOT stay in areas close to the injection lines.

The planned volume of target fluid is injected.

If the well is killed in two or more cycles, the well is closed and put to rest for the time specified in the plan.

The density of the fluid coming out of the well complies with the density of the killing fluid, and the pumped killing fluid volume must be at least equal to the calculated value, which indicates the well killing completion.

Final work after muting

Disassembly of the flushing line should be started only after pressure in the discharge line decreases to the atmospheric pressure. At the same time the gate valve on the flowing armature on the well side should be closed. After the killing of the

well the gate valves should be closed, the area around the well should be cleaned, the well should be considered plugged if there is no overpressure and there is no overflow of liquid and gas coming out after those standstills are finished.

After the silencing is finished, the permission for further works is received from the service of anti-fountain safety, the fountain tree is dismantled and the air defense system is mounted according to the approved scheme [3].

Killing fluids

The most important role in the process of well workover is played by the killing fluids, scientifically substantiated choice of which, taking into account geological and technical conditions of wells, allows to prevent such complications as absorption of LHG by formation, hydro perforating, decrease of well productivity in the post-repair period, corrosion destruction of the underground equipment, etc.

One of the most important measures when choosing a killing fluid is preservation of reservoir properties of the productive formation.

In accordance with numerous experimental data, a decrease in natural oil permeability of the reservoir occurs due to its in-pore collimation under the influence of process fluids due to the following microprocesses:

- swelling of clay minerals contained in the reservoir rock;
- blocking effect of water due to capillary and surface phenomena occurring in the pore space as a result of mutual displacement of immiscible fluids;
- formation of insoluble deposits in the pore space as a result of the interaction between filtrates and formation fluids;
- clogging of pores by solid particles penetrating into formation together with filtrate (liquid phase).

An additional reason can be considered the formation of walled liquid layers on the surface of rock grains, reducing the cross-section of pore channels. The degree of influence of each of these reasons is determined by specific conditions [1].

It should be noted that all killing fluids are divided into two categories: water-based and hydrocarbon-based. The first category includes foams, salt suspensions, hydrogels and clay suspensions. The second category includes commercial or thickened oil, lime-bitumen solutions and reverse emulsions with water phase content up to 70%.

In the process of workover operations it is recommended to use hydrocarbon-based killing fluids to preserve reservoir properties as much as possible. Such KF systems keep natural water saturation of pores of bottomhole formation zone as much as possible and also exclude swelling of clay minerals of the formation. To a greater degree such systems are applied as killing fluids for wells with abnormally low formation pressure.

At the fields with abnormally low formation pressure and at the late stage of development the killing of wells intended for repair with water or water solutions of higher density is often accompanied by their absorption in considerable volumes. In this case the cost and terms of workover operations increase, as well as well productivity in the post-repair period decreases [1].

General principles for selecting a killing fluid

The analysis of mining and geological conditions of field wells showed that the traditional killing fluids, such as calcium and sodium chloride solutions, hydrophobic emulsions, invert-micellar dispersions etc., applied at the initial stage of field development, especially in conditions of abnormally low formation pressures, became unsuitable at the late stage of exploitation, since it is impossible to decrease the density and increase the viscosity of these solutions. In the conditions of abnormally low formation pressure, they can worsen filtration characteristics of pay zones, which creates a number of complicated problems during workover and development of wells due to absorption of solutions. As a result, to restore the flow after repair, as a rule, additional influence on bottomhole zone of formation is required, connected with big expenses and time [2].

Rational choice of killing fluid is made with consideration of geological and technical conditions of wells, which helps in developing of various measures to prevent such complications as absorption of killing fluid by the productive formation, oil and gas leakages, decreased productivity of wells in the post-repair period, corrosion destruction of underground equipment, etc.

The muting fluid must meet the following requirements:

- its density must be sufficient to provide the necessary back pressure on the formation;
- be manufacturable in preparation and use;
- must provide maximum preservation of reservoir properties of productive formation;
- it must not be corrosive to metal of casing or process equipment components;
- shall not affect the indicators of geophysical surveys in the well;
- do not worsen reservoir properties of productive formations during perforating operations;
- must be compatible with other process fluids used during well workover;
- must be thermally stable under specific conditions of its application;
- technological properties should be adjustable within a wide range of mining and geological conditions of well operation;
- be fire and explosion-proof [2].

Analysis of foreign and domestic patents

During the analysis of world experience in killing oil wells in fractured-pore reservoirs with the absorption control the RF patents (1996-2020), foreign patents (1991-2020), Russian and foreign periodicals (1995-2020), scientific and technical literature (1996-2020). Some compositions of well killing fluids were not taken into consideration due to their multi-component nature, complexity of preparation

connected with necessity of precise dosage of reagents. This combination of disadvantages often makes the use of methods and compositions technologically and economically inefficient.

Foreign experience

Foreign experience of killing oil wells in fractured-pore carbonate reservoirs with absorption control differs considerably from domestic technologies. Foreign companies widely use cross-linked and water swelling polymer compositions to increase viscosity of LHCP, as well as technologies related to formation of temporary low-permeability filtration crust and non-degradable barrier in bottomhole formation zone.

Increasing the viscosity of the well killing fluid

If, when the density of the process fluid is reduced, its absorption by the formation is not reduced, the second method should be applied - to increase the viscosity of the fluid using soluble polymers with a high molecular weight. The effectiveness of this method depends on the hydration and rheological characteristics of the polymers. The behavior of these fluids is almost always characterized by a decrease in viscosity with an increase in shear rate [5]. A variety of natural, semi-synthetic, and synthetic long-chain polymers are used abroad to thicken solutions with varying degrees of effectiveness [6]. In all cases, the initial viscosity after polymer addition depends on the concentration of the hydrated polymer. This exponential increase in viscosity and flow resistance at a given concentration can be achieved by cross-linking the polymer molecules in solution. In many cases, the pH is adjusted and bi- or trivalent metal salts are added for this cross-linking. The end result is a viscoplastic gel with very high viscosity.

The effectiveness of using such gels to combat uptake is low because the polymer molecules have a very high affinity for each other and are weakly attracted

to the formation. They can fill the wellbore, but they cannot form a low-permeability crust, which leads to fluid breakthrough between the gel plug and the wellbore walls into the formation. All commercially produced polymeric thickeners have disadvantages when used in the field. These disadvantages include: loss of viscosity with increasing temperature; inability to hydrate with increased salt concentration; chemical interaction with formation water ions, which leads to the precipitation of insoluble sediment [7].

The loss of viscosity with increasing temperature is the result of two different processes. In one case, viscosity decreases depending on the temperature, because as the temperature increases, the intermolecular interaction decreases and, therefore, the viscosity of the polymer solution decreases. As the temperature decreases, the viscosity is restored. In the second case, as the temperature rises, the polymer molecules break down into smaller molecules that do not increase viscosity.

The viscosity loss due to decomposition at elevated temperature is irreversible. In studies of polymer thickeners, it was found that certain organic amines can have a stabilizing effect on polymers and increase the decomposition temperature up to 4 °C. The principle of action of these polymer stabilizers is that they either remove dissolved oxygen, which is the main cause of polymer degradation, or form complexes with polymers to increase the stability of the most thermally exposed chemical bonds. Another drawback of using polymers is that they essentially do not dissolve, but form colloidal systems. Because of the size of the molecules, i.e., chain lengths that can exceed 0.1 μm , they can have an effect on clay minerals. If the polymer penetrates deep into the formation, it can significantly reduce permeability by physically blocking pore lumen openings or by adsorbing to the rock surface in the pore space. In either case, removal of the polymer would be problematic. Numerous methods have been tested, with varying success, to disperse the polymer outside and inside the pore space [8-9]. Regardless of the type, the dispersed polymer results in increased viscosity due to hydration of its molecules, their swelling or unfolding. This process requires a sufficient amount of water for wetting and covalent interaction with the polymer molecules to be successful. The

higher the salt concentration in the solution, the less free water is left to hydrate the polymer molecules and the more likely the interaction between the salt and polymer will occur (i.e., salt crystals or polymer will precipitate from the solution). Thus, not many polymers can successfully increase the viscosity of high-density solutions. The semisynthetic polymer hydroxyethyl cellulose is most commonly used to combat the absorption of viscous liquids [10].

This product is available as a dry powder, as well as in the form of "activated" dispersion in an organic substance causing swelling, for example in ethylene glycol [11]. The advantage of a thick concentrate mixture is that it reduces the probability of formation of clots or lumps ("fish eyes") of partially hydrated adhesive polymer in concentrated solutions. Since the polymer is already dispersed in the liquid medium and partially swollen by the water-soluble organic dispersant, water can easily reach and hydrate the individual molecules. A less desirable approach involves dispersing hydroxyethyl cellulose in diesel fuel. Diesel fuel envelops the polymer grains and allows dispersion in solution, but since diesel is insoluble in water, it does not allow free water to easily reach the polymer molecules. Because of this, the hydration process is very slow; microgels are formed due to the fact that water was not able to displace from the hydroxyethyl cellulose pellets all the diesel covering them. The result is a particle 3-5 microns in diameter with a dry core surrounded by an almost impermeable partially hydrated gel. Hydroxyethyl cellulose has the following advantages: it is inexpensive compared to other polymer thickeners; it is easily hydrated in most industrial solutions of different concentrations; since it is non-ionogenic, it is weakly influenced by the salt composition of the solution.

The only exception to this universal solubility are aqueous solutions containing zinc. At zinc concentrations between 2% and 6% wt. Hydroxyethyl cellulose does not hydrate properly and essentially forms a dense gel that floats on the surface of the solution. To successfully disperse hydroxyethyl cellulose in solutions with densities between 1870 kg/m³ and 1980 kg/m³, one must either hydrate the polymer in a heavier or lighter solution and then pour it into the working solution, or add enough ZnBr₂ to increase the zinc concentration above 6% wt.

One disadvantage of hydroxyethyl cellulose, even in its pre-dispersed form, is that it forms lumps when improperly mixed. To eliminate this problem, foreign service companies provide agitators that can disperse these lumps. However, such intensive mixing causes degradation of the polymer, and therefore higher concentrations of hydroxyethyl cellulose are needed to achieve the desired viscosity. In addition, the viscosity of hydroxyethyl cellulose decreases by nearly half when the temperature rises from 25 to 45 °C, so to effectively combat fluid uptake at standard wellbore temperatures, very high concentrations and/or very large volumes of hydroxyethyl cellulose packs must be injected.

Other polymers, cellulose and starch derivatives, have proven less effective than hydroxyethyl cellulose in most cases. Carboxymethyl cellulose, for example, is anionic and generally incompatible with any concentrated aqueous solutions containing alkaline earth metals like Ca^{2+} and Mg^{2+} or transition metals like Zn^{2+} . So-called polyanionic cellulose is also chemically incompatible with most process liquids. Starch or starch derivatives have the same restrictions on use in solutions as cellulose, plus they are less thermostable than cellulose. When used in solid-phase fluids containing clay minerals, starch is more suitable than hydroxyethyl cellulose for controlling filtration due to its interaction with clay minerals in the fluid.

Starch application reduces filtration in solid-phase fluids in the same way as in drilling mud, by reducing the permeability of the clayey filtration crust. To increase the viscosity of completion and workover fluids, some natural polymers are found in foreign experience. Usually they are called resins and can be divided into two categories, depending on the source of their origin. There are extracts of resins of plant and animal origin and biosynthetic resins. Examples of plant polymeric resins are guar gum and xanthan gum, which are used as structural formers of solutions. Guar gum is derived from the seeds of the carob tree. Chemically, it is described as a galactomannan, a polysaccharide polymer composed of mannose and galactose residues. In its unchanged form, guar gum hydrates only in water, aqueous solutions prepared from salts of univalent metals, or solutions with a low concentration of salts.

In the presence of divalent and trivalent cations, guar gum either does not hydrate or, if it has previously been hydrated, can form a dense, non-pumpable gel, sometimes called a cross-linked gel. In addition, mechanically processed guar gum contains a significant amount of insoluble residue that remains in the resin as a result of the process of separating the endosperm from the husks and seed germs. Studies have shown that these insoluble residues cause serious damage to the stratum.

Other natural resins have the same disadvantages as guar gum [12]. Hydroxy alkylated guar gum does not contain the residues found in unmodified guar gum. They are better soluble in aqueous solutions, including saturated solution of calcium salts, and sometimes less sensitive to changes in pH, which can lead to cross-linking of natural resin in solutions of divalent metals. Modified guar resins are more thermostable than natural guar resins. It is worth emphasizing that modified forms of guar cannot significantly increase the viscosity of solutions unless used in very high concentrations, moreover, without crosslinkers. Among various biosynthetic resins, the heteropolysaccharide xanthan gum is most often added to the fuel oil in field conditions [13].

Such a resin can easily thicken solutions containing both monovalent and and/or divalent alkali and alkaline earth metal cations. However, as in the case of all polymeric thickeners, when the concentration of salts is high and the amount of free water for hydration of polymer molecules is limited, thickening is difficult or even does not occur. Xanthan resin can sometimes be used to thicken high-density $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ solutions and even solutions containing zinc using high shear and pre-hydration techniques. These methods are considered to be the property of foreign service companies supplying the FCs and are used by them as marketing tools [14].

Advantages of biosynthetic polymers in controlling uptake include their ability to maintain their viscosity at elevated temperatures, plus they have, at a given concentration, higher viscosity at low shear rates than cellulosic polymers or natural resins. In addition, these polymers form gels that improve slurry properties when wells need to be flushed during completion or routine workovers. However, this viscosity at low shear rates can lead to complications when attempting to induce well

flow [15] if the fluid penetrates the formation at greater depth or in larger volumes. Another disadvantage of biopolymers is their increased susceptibility to bacterial or residual enzymatic decomposition. In order to preserve the properties of thickened solutions and to prevent a decrease in the effectiveness of fluid absorption control, it is necessary to add bactericides in relatively large quantities into them. Purely synthetic polymers that can increase the viscosity of completion fluids include polymerized acrylates, acrylamides, and various commercially produced, high molecular weight surfactants.

Such polymers have much higher temperature stability compared to natural or semi-synthetic polymers. At the same time, they are characterized by reduced solubility and incompatibility with divalent metal ions. In addition, due to their affinity to the surfaces of solids and their resistance to chemical and enzymatic effects, they are difficult to remove from the pore space of formations. Because of this adsorption capacity, these products increase the anti-filtration efficiency of systems with solids by clogging the pore space of the filtration crust.

References

1. RD 153-39.0-088-01. Classifier of workover operations in wells: national standard of Russian Federation: official edition: approved and enacted by Order of Russian Ministry of Energy from 22 October 2001 № 297: instead of RD 39-0147009-531: date of introduction 2001.11.01 / OAO All-Russian Research Institute of Organization, Management and Economics of Oil and Gas Industry "VNIIOENG". - Moscow: Standartinform, 2001. - 20 c. - Text: direct.

2. Bulatov, Anatoly Ivanovich. Capital underground repair of oil and gas wells: a monograph: in 4 vol. - Krasnodar: South, 2012.

Basarygin Y.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Proselkov Y.M. Technological bases of development and killing of oil and gas wells: For Higher Education Institutions. - Moscow: OOO Nedra - Business Center, 2001. - 543p.: Ill.

4. Vagina T.Sh. Development of blocking composition for killing wells in the fields of Western Siberia taking into account modern requirements / T.Sh.

Vagina, A.A. GavriloVA // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2014. - №6. - C. 38-41.

5. Bridges, K.L. Treatment of completion/workover fluids to remove particulates efficiently: Advances in filtration and separation technology / K.L. Bridges, S.L. Berry. - Houston: Gulf Publishing Co., 1991. - Vol. 3. - 21 p.

6. Teeuw, D. Power-law flow and hydrodynamic behaviour of biopolymer solutions in porous media / D. Teeuw, F.T. Hesselink // Paper SPE 8982. - 1980. - 14 p

7. Bridgers, C.L. Completion and workover fluids / K.L. Bridgers. - Moscow: Institute for Computer Research, 2016. - 236 c.

8. Cantu, L.A. Laboratory and field evaluation of a combined fluid-loss control additive and gel breaker for fracturing fluids / L.A. Cantu, P.A. Boyd // Paper SPE 18211. - 1990. - 8 p.

9. King, M.T. Encapsulated breaker for aqueous polymeric fluids / M.T. King, J. Gulbis, G.W. Hawkins and others // Paper PETSOC-90-89. - 1990. - 8 p.

10. Scheuerman, R.F. Guidelines for using HEC polymers for viscosifying solids-free completion and workover brines / R.F. Scheuerman // Paper SPE 10666. - 1983. - 9 p

11. Darlington, R.K. Viscous heavy brine completion fluids / R.K. Darlington, R.F. House, D.V. Hunter // Paper SPE 10671. - 1982. - 15 p.

12. Tuttle, R.N. New nondamaging and acid-degradable drilling and completion fluids / R.N. Tuttle, J.H. Barkman // Paper SPE 4791. - 1994. - 6 p.

13. McNeely, W.H. Industrial gums, polysaccharides and their derivatives / W.H. McNeely, K.S. Kang. - New York: Academic Press, 1973. - 820 p.

14. Bouts, M.N. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker / M.N. Bouts, R.A. Trompert, A.J. Samuel // Paper SPE 31085. - 1996. - 11 p.

15. Zeigman, Y.V. Features of choice of well killing fluid compositions in complicated conditions of well operation / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, S.B. Kharina et al. // Neftyanoye upravlenie. - 2017. - №1. - C. 66-69.