

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
Исследование современных составов жидкостей глушения

УДК 622.245.06

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Шарапов Максим Владиславович		

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	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
		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.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»</p>	<p>ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин</p> <p>ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»</p>	<p>И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.</p> <p>И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.</p> <p>И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.</p>	
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p>ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p>ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения</p> <p>И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.</p>	
	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				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (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»).	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

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) – 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	Шарапов Максим Владиславович

Тема работы:

Исследование современных составов жидкостей глушения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№145-26/с от 25.05.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: технологические жидкости глушения. Область применения: глушение скважин для создания противодавления на пласт при проведении текущих и капитальных ремонтов.
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>	1 Понятие о пластах-коллекторах 1.1 Снижение коллекторских свойств продуктивного пласта 1.2 Горно-геологические и технические условия при ремонте скважин 2 Классификация жидкостей глушения и их применение 2.1 Глушение скважин двух и трехфазными пенами

	<p>2.1.1 Упругие свойства пен при циркуляции в скважине</p> <p>2.1.2 Закупоривающие свойства пен</p> <p>2.1.3 Глушение скважин пенами.</p> <p>2.2 Растворы минеральных солей</p> <p>2.2.1 Приготовление рассола</p> <p>2.3 Глинистые растворы</p> <p>2.4 Полимерные системы в качестве жидкости глушения</p> <p>2.5 Прямые эмульсии в качестве жидкости глушения</p> <p>2.6 Жидкости глушения на основе обратной эмульсии</p> <p>3 Тенденции развития в области технологии глушения нефтяных и газовых скважин</p> <p>3.1 Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов</p> <p>3.2 Разработка блокирующего состава с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов</p> <p>3.3 Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором</p> <p>3.4 Щадящее глушение скважин</p> <p>3.5 Разработка полисахаридной жидкости для глушения и промывки скважин от АСПО (ПСЖГ-УСП) на основе реагента Нефтенол-УСП</p> <p>3.6 Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения</p> <p>3.7 Алгоритм выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Сечин А.А.</p>
<p>Часть на иностранном языке</p>	<p>Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н., Матвеевко И.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p>Concentrated salt-resistant emulsions of the "oil in water" type used for the development of oil and gas wells</p>	

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	Шарапов Максим Владиславович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Шарапов Максим Владиславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/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 на проведение мероприятия по глушению нефтяной скважины
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.</i>	РД 39-0147009-6.30-86 РД 39-01/02-001-89 РД 153-39.0-098-01
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 28.05.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет затрат на проведение технологической операции «глушение скважины»
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности проведения операции «глушение скважины»

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Шарапов Максим Владиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Шарапов Максим Владиславович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Технология строительства нефтяных и газовых

Тема ВКР:

Исследование образования видов коррозии в различных жидкостях заканчивания	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования: технологические жидкости глушения.</i></p> <p><i>Предмет исследования: исследование современных составов жидкостей глушения, их свойства и критерии применимости</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда».</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 6. Поражение электрическим током 7. Пожаровзрывоопасность
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <p>3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>3.2. Охрана недр</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; 2. Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате стаивания отвалов; 3. Нарушение естественных свойств геологической среды

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований. 4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p>	<p>1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения – газонефтеводопроявление (ГНВП), возгорание ГСМ, наводнение. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление. 2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p>
---	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Шарапов Максим Владиславович		

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) – 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)
30 декабря 2022	1. Проведение литературного обзора	
1 марта 2022	2. Проведение аналитического обзора и обобщения опыта по тематике диссертации	
13 апреля 2022	3. Обзор современных жидкостей глушения и их применения	
10 мая 2022	4. Анализ полученных результатов на основе литературного обзора	
10 июня 2022	5. Обобщение информации и формирование диссертации.	
	6. Предварительная защита диссертации	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Определения, обозначения, сокращения

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

АНПД – аномально низкое пластовое давление;

БЖГ – блокирующая жидкость глушения;

БК – биополимерная композиция;

БСГ – блокирующий состав глушения;

ВНЭ – водонефтяная эмульсия;

ВУС – вязкоупругий состав;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГЭЦ – гидроксипропилцеллюлоза;

ГНВП – газонефтеводопроявления;

ЖГС – жидкость глушения скважин;

ИЭР – инвертный эмульсионный раствор;

КВД – кривая восстановления давления;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

КМГЭЦ – карбоксиметилгидроксипропилцеллюлоза;

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;

КРС – капитальный ремонт скважин;

КР – ксантановая резина;

КС – ксантановая смола;

МП – мерзлые породы;

МФ – масляная фаза;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ОЭЦ – оксиэтилцеллюлоза;

ПАА – полиакриламид;

ПСЖГ – полисахаридная жидкость для глушения скважин;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПОЭ – полиаксиэтилен;

СКО – солянокислотная обработка;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ССБ – сульфитспиртовая барда;

ТИФ – температурой инверсии фаз

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства;

Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 20 рисунков, 13 таблиц, 68 литературных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: ремонт скважин, технологическая жидкость, глушение скважин, сохранение коллекторских свойств, растворы, эмульсии, реологические свойства, геолого-технические условия, призабойная зона пласта

Объект исследования: технологические жидкости для глушения скважин

Цель работы: исследование типов и составов современных жидкостей глушения, критериев их применения

Результаты исследования: обобщение и систематизация данных в области технологий глушения скважин, разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения и алгоритма выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий

Методы проведения исследования: был проведен сбор данных применения различных типов и составов жидкостей глушения и технологии их применения, по результатам проведенного анализа составлена матрица критериев для оценки применимости ЖГС, а также представлен алгоритм выбора технологии глушения в сложных геолого-технологических условиях

Область применения: глушение скважин при проведении ремонтно-восстановительных работ

Оглавление

1 Снижение коллекторских свойств продуктивного пласта	20
1.1 Горно-геологические и технические условия при ремонте скважин	23
2 Классификация жидкостей глушения и их применение	26
2.1 Глушение скважин двух и трехфазными пенами	26
2.1.1 Упругие свойства пен при циркуляции в скважине	26
2.1.2 Закупоривающие свойства пен	27
2.1.3 Глушение скважин пенами	28
2.2 Растворы минеральных солей	30
2.2.1 Приготовление рассола	31
2.3 Глинистые растворы	31
2.4 Полимерные системы в качестве жидкости глушения	33
2.5 Прямые эмульсии в качестве жидкости глушения	40
2.6 Жидкости глушения на основе обратной эмульсии	41
3 Тенденции развития в области технологии глушения нефтяных и газовых скважин	45
3.1 Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов	45
3.2 Разработка блокирующего состава с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов	49
3.3 Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором	56
Разработка и исследование соленасыщенных составов для глушения и освоения низкотемпературных пластов на основе концентрированных эмульсий типа «масло в воде»	60
3.4 Щадящее глушение скважин	71
3.6 Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения	75
3.7 Алгоритм выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий	85
Введение	89
4.1 Исходные данные для расчета стоимости проведения операции	89
4.2 Капитальные вложения и амортизация применяемого оборудования	90
4.3 Расчет сырья и материалов	91
4.4 Расчет фонда оплаты труда и страховых взносов в государственные внебюджетные фонды	92
4.5 Итоговая стоимость глушения скважины на Усть-Балыкском месторождении	93
Заключение	94
5 Социальная ответственность	95
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	95
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	96

5.2 Производственная безопасность	97
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	97
5.2.1.1 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	98
5.2.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте.	99
5.2.1.3 Повышенный уровень вибрации.....	100
5.2.1.4 Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	102
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	103
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	103
5.2.2.2 Поражение электрическим током	103
5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность	104
5.3 Экологическая безопасность	105
5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду	105
5.3.2 Охрана недр	106
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований	107
5.4.1.1 Газонефтеводопроявление.....	108
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	109
Вывод	109
Заключение	110
Список использованных источников	112
Приложение I	119

Введение

На современном этапе развития отечественной нефтедобывающей отрасли достаточно острой становится проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти. Если ранее она успешно решалась за счет увеличения объемов бурения и ввода в эксплуатацию большого количества новых добывающих скважин, то в настоящее время, когда объемы буровых работ резко сократились, стабилизировать уровень добычи нефти возможно лишь посредством интенсификации работы старых эксплуатационных скважин на месторождениях, которые, в большинстве случаев, вступили в позднюю стадию разработки.

Поддержание работоспособности большинства скважин предполагает проведение различных видов текущих и капитальных ремонтов. Практика показывает, что почти половина ремонтных работ на скважинах проводится с предварительным глушением пород продуктивных нефтяных пластов. Продуктивность пластов в значительной мере зависит от степени загрязнения призабойной зоны технологическими жидкостями, применяемыми на различных этапах строительства и эксплуатации скважин.

Поэтому изучение механизма взаимодействия различных технологических жидкостей с породами продуктивных пластов и насыщающими их флюидами и, на основе этого, выбор типа жидкостей глушения скважин (ЖГС), составов и технологий их применения, обеспечивающих максимальное сохранение коллекторских характеристик пород пласта, приобретает особую важность.

Целью работы является исследование взаимодействия различных технологических жидкостей с продуктивными пластами и насыщающими их жидкостями и обоснование подхода к выбору типа, составов ЖГС и технологий их применения.

1 Снижение коллекторских свойств продуктивного пласта

Большинство продуктивных пластов взаимодействуют с технологическими жидкостями, применяемыми в тех или иных производственных процессах (бурении, цементировании обсадных колонн, перфорации и т.д.). Любая применяемая технологическая жидкость, которая химически и/или физически отлична от пластовой, способна снизить коллекторские свойства пласта, к которым относятся пористость и проницаемость.

Сведение к минимуму снижения ФЕС в призабойной зоне является решающим фактором для успешного заканчивания скважины и для сохранения ее продуктивности.

Степень ухудшения ФЕС пласта зависит от физико-химических и геолого-технических характеристик пласта и от характеристик технологических жидкостей, которые используются при работах по ремонту или заканчиванию скважин. При выборе наиболее подходящего типа жидкости для использования должно приниматься во внимание её воздействие на продуктивный пласт, снижающее ФЕС пласта.

Снижение ФЕС пласта.

а) Засорение твердыми частицами может происходить на стенке коллектора и в перфорированной зоне. Появление твердых частиц вызвано многими источниками и причинами. Это могут быть: утяжелители для растворов, глины, загустители, реагенты для регулирования водоотдачи, буровой шлам, частицы цемента, остатки от зарядов для перфорации, ржавчина и окалина от фрез, трубная смазка, нерастворенная соль, образовавшиеся осадки, парафин или асфальтены.

б) Технологические жидкости могут содержать различные виды и концентрации положительных и отрицательных ионов и поверхностноактивных веществ (ПАВ). Под действием дифференциального

давления жидкость проникает в пористые зоны, замещая или смешиваясь с естественными пластовыми жидкостями. Это может вызвать закупоривание и снижение абсолютной проницаемости пор.

Фильтрат может образовать вязкую эмульсию с естественной пластовой нефтью (или водой) или может привести к гидрофобизации (смачиваемости нефтью) породы, уменьшая фазовую проницаемость по нефти.

Гидрофильность и гидрофобность пласта являются существенными факторами устойчивости эмульсии. Эмульсии показывают намного большую устойчивость и вязкость в пластах, сильно смачиваемых нефтью.

Эмульсиям придают устойчивость небольшие твердые частицы: мелкие частицы продуктивного пласта, глинистые частицы бурового раствора или жидкости для заканчивания, твердые углеводородные частицы.

Факторы вязкости влияют на образование эмульсионного блока, закупоривающего поровые каналы, снижая ФЕС пласта. Такие явления могут происходить из-за неправильно подобранных загустителей и разжижителей (деэмульгаторов).

Эмульсионные блоки могут образовываться, когда фильтрат, поступивший в пласт, образует эмульсию с пластовой водой, или, когда вода из выше или ниже залегающего пласта поступает в пласт и смешивается с нефтяной фазой. Эмульсионные блоки проявляют эффект «обратного клапана», который может быть обнаружен при сравнении испытаний на приемистость и продуктивность.

Вязкие водонефтяные эмульсии в пристволенной зоне пласта могут существенно снизить продуктивность нефтяных или газовых скважин. В карбонатных пластах эмульсии обычно возникают при кислотном гидроразрыве. Эмульсии в пласте могут быть разрушены закачкой в пласт деэмульгирующих ПАВ при условии создания взаимодействия между ПАВ и каждой каплей эмульсии.

Чтобы разрушить эмульсию, поверхностно-активное вещество должно быть адсорбировано на поверхности капель эмульсии для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

Для разрушения эмульсии в пласте обычно необходимо закачать деэмульгирующее поверхностно-активное вещество, объем которого составляет от 2 до 3% от объема чистой воды или чистой нефти.

Повышенное водонасыщение в пристволенной зоне является результатом проникновения фильтрата или образования языков или конусов обводнения пластовой водой. Проникновение фильтрата обычно называют «водяным барьером». Степень понижения нефтеотдачи зависит от степени водонасыщения и радиуса обводненной зоны.

Образование водяного барьера обычно можно предотвратить, добавляя во все закачиваемые скважинные жидкости от 0,1 до 0,2% от объема поверхностно-активного вещества, выбранного для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. ПАВ также должен гидрофилизировать (обеспечить смачиваемость водой) пласт и предотвратить образование эмульсий. Устранение водяного барьера требует во много раз больших объемов ПАВ, чем для предотвращения его образования.

Снимки песчаников под электронным микроскопом показывают, что даже чистые песчаники содержат относительно большое количество мелкозернистого материала. Такие частицы могут оставаться прикрепленными к песчаному зерну в статическом состоянии, но могут начать движение, когда начинается движение пластового флюида и особенно когда поток достигает определенной критической скорости.

Типичный пример движения мелких частиц – это миграция глинистых частиц. Все типы глин в той или иной степени способны к диспергированию при контакте с водой.

Физико-химические свойства пластовых флюидов, минералогический состав пластов должны быть тщательно изучены, проанализированы и учтены при выборе закачиваемой технологической жидкости. Взаимодействия «порода-флюид» и «флюид-флюид» могут привести к вышеперечисленным снижением ФЕС пласта: как набухание глин, миграция мелких частиц, образование осадков, эмульсий, водяных барьеров.

При вводе скважины в эксплуатацию, поровая система вокруг ствола скважины может быть загрязнена подвижным природным (пластовым) материалом. При этом при низких скоростях потока, частицы двигаются более спокойно и сами могут постепенно распределиться, так, чтобы они, одна за другой, могли найти себе путь через суживающийся канал без его закупоривания.

Тот факт, что засорение частицами поровых каналов зависит от скорости потока, предполагает, что очистку скважины после заканчивания или ремонта не следует проводить при высокой скорости потока.

Лабораторные исследования, подкрепленные экспериментальными промышленными данными, показывают, что подвижные частицы в поровых каналах ПЗП скважины наилучшим образом могут быть удалены при медленном начале добычи и дальнейшем постепенном ее увеличении до достижения желаемого темпа. Если засорение образовалось из-за высокой скорости потока, то попытки удалить его обратной промывкой редко были успешными.

1.1 Горно-геологические и технические условия при ремонте скважин

Наиболее важную роль в процессе выполнения ремонтных работ играют жидкости глушения, научно-обоснованный выбор которых с учетом геолого-технических условий скважин позволяет обеспечивать предупреждение таких осложнений, как поглощение ЖГ продуктивным пластом, ГНВП, снижение

продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др.

В процессе ремонта скважин ЖГ вступает в контакт с продукцией скважины; минералами горных пород, слагающих продуктивный горизонт; флюидами пласта; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ; а также с поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб (НКТ) и элементами насосного оборудования.

Ухудшение проницаемости ПЗП происходит в результате проникновения технологических жидкостей в пласт, а также из-за движения естественных мелких частиц в матрице коллектора вследствие химических и реологических различий между скважинными жидкостями и флюидами коллектора.

В соответствии с многочисленными экспериментальными данными, снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутривыводной коагуляции при воздействии технологических жидкостей за счет следующих микропроцессов:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешиваемых жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой).

Дополнительной причиной можно считать образование пристенных слоев жидкости на поверхности зерен горных пород, уменьшающих проходное сечение поровых каналов. Степень влияния каждой из перечисленных причин определяется конкретными условиями.

В общем виде жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям:

- плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- должна обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- быть технологичной в приготовлении и использовании;
- не оказывать коррозионно-агрессивного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование;
- не влиять на показатели геофизических исследований в скважине;
- не ухудшать коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении перфорационных работ;
- должна быть совместима с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;
- должна быть термостабильной в конкретных условиях ее применения;
- технологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно-геологических условий эксплуатации скважин;
- должна быть взрыво- и пожаробезопасной.

Все жидкости глушения условно делят на две группы: на водной и углеводородной основе.

В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии.

Вторая группа включает в себя товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70% [63].

2 Классификация жидкостей глушения и их применение

2.1 Глушение скважин двух и трехфазными пенами

При низких пластовых давлениях, составляющих менее половины гидростатического, для предотвращения загрязнения призабойной зоны положительные результаты дает применение двух- и трехфазных пен в качестве рабочих жидкостей для глушения скважин.

Их применение предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и снижения интенсивности поглощения, или полное его прекращение путем регулирования структурно-механических свойств пены. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости. В состав двухфазных пен входят – вода, ПАВ – пенообразователь и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров, а трехфазных пен – дополнительно высокодисперсная твердая фаза.

2.1.1 Упругие свойства пен при циркуляции в скважине

Практика проведения работ по глушению и освоению скважин с применением трех- и двухфазных пен показывает, что после прекращения закачки пены в скважину происходит ее перелив как из трубного пространства, так и межтрубного. Известно, что в результате перелива забойное давление может быть снижено более чем на 50 % по сравнению с давлением, которое наблюдалось при циркуляции.

Причины перелива пены из скважины после прекращения циркуляции следующие:

- упругое расширение пены в результате снижения давления на значение гидравлических потерь на трение;

- температурное расширение пены в результате прогрева до температуры окружающих скважину горных пород;

- дополнительное температурное расширение пены за счет получения дополнительного количества теплоты, компенсирующего снижение температуры в результате уменьшения давления.

Все эти процессы происходят одновременно, и перелив пены прекращается при условии равенства суммарной энергии, приводящей к увеличению объема пены, потерям энергии на трение в результате движения пены.

Исходя из этих положений, с целью предотвращения перелива пены из скважины технология глушения скважин должна предусматривать закачку определенного количества бурового раствора как в межтрубное пространство, так и в трубное. Гидростатическое давление столба бурового раствора должно компенсировать давление, развиваемое пеной, в результате температурного, упругого и дополнительного температурного расширения.

В общем виде это может быть выражено следующей зависимостью:

$$P_{гр} = P_{тр п} + P_{тра} + P_v$$

где $P_{гр}$ — необходимое гидростатическое давление столба бурового раствора для предотвращения перелива пены; $P_{тр п}$ — потери давления на трение при переливе пены; $P_{тра}$ — коэффициент запаса энергии пены; P_v — давление, создаваемое пеной в результате температурного расширения.

Значение $P_{гр}$ определяется на основе промысловых данных по технологии глушения.

2.1.2 Закупоривающие свойства пен

Закупоривающие свойства пен объясняются следующими физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции ПАВ;

- прилипанием пузырьков пены к гидрофобизованной поверхности поровых каналов;
- проявлением эффекта Жамена;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Таким образом, можно сделать вывод, что пена проникает в пласт на небольшую глубину и для дальнейшего ее проникновения необходимо приложить значительные градиенты давления.

Наряду с высокими закупоривающими свойствами устойчивые пены обладают и низкой водоотдачей, а это значит, что и проникновение фильтрата в пласт будет значительно меньше, чем при использовании обычных жидкостей; водоотдача пен в 3 — 6 раз меньше, чем водоотдача исходных буровых растворов.

2.1.3 Глушение скважин пенами.

В остановленную скважину через межтрубное или трубное пространство закачивается объем пены, достаточный для создания давления, равного $(0,5+0,7) P_{пд}$. Для того чтобы предотвратить проникновение пены в продуктивный пласт, сумма давления столба пены и давления на устье скважины должна равняться пластовому давлению

После закачки пены скважина закрывается на время x , достаточное для ее прогрева. При этом давление на устье скважины поддерживается постоянным, а давление на забое в результате структурообразования и других факторов снизится до значения (рисунок 2.1.3 б)

К этому времени газ может частично поступить в ствол скважины и оттеснить пену из призабойной зоны. Через промежуток времени как в трубное, так и в межтрубное пространство закачиваются объемы бурового раствора, необходимые для создания нужного давления.

Суммарное гидростатическое давление столбов пены и бурового раствора при полностью разрушенной структуре должно превышать пластовое в 1,2 раза, т.е. (рисунок 2.1.3 в)

Вследствие того, что не все давление, создаваемое столбом бурового раствора, передается на забой и что произойдет “зависание” бурового раствора и пены, фактическое давление (рисунок 2.1.3 е)

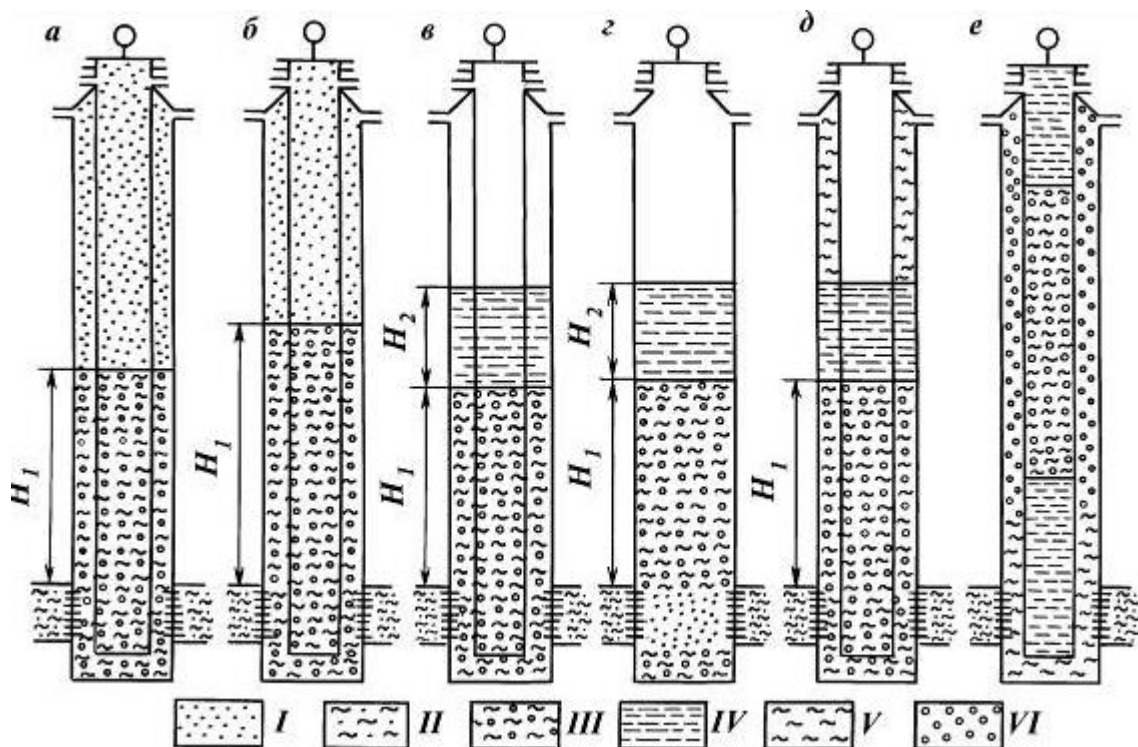


Рисунок 2.1.3 - Схема глушения скважины трехфазной пеной:

I - газ; II - продуктивный пласт; III - трехфазная пена; IV пенаглинистый раствор; V - газоконденсат; VI – двухфазная пена

После проведения необходимых ремонтных работ и спуска НКТ проводится освоение скважины двухфазной пеной. Перед освоением в межтрубное пространство закачивается газоконденсат. Закачка газоконденсата преследует следующую цель. Если в процессе глушения и проведения ремонтных работ пена практически не контактирует с пластом, то в процессе освоения картина меняется т.е. создаются условия для контактирования пены с продуктивным пластом. Несмотря на то что время

этого контакта незначительное, пена все-таки может проникнуть в пласт на незначительное расстояние. Для разрушения пены, попавшей в пласт, и пены в стволе скважины производится закачка газоконденсата (рисунок 2.1.3 г).

2.2 Растворы минеральных солей

В группе жидкостей глушения на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Для выбора жидкости глушения учитывают ряд факторов: снижение набухания глин, температуру замерзания, коррозионную стойкость, совместимость с пластовыми жидкостями, плотность, возможную опасность для персонала и окружающей среды. Уделяется внимание выбору жидкостей глушения в зависимости от ряда показателей назначения. В частности, выбор концентрации добавок солей к воде для приготовления различных жидкостей глушения с целью достижения ингибирования глин рекомендуется осуществлять в следующих пределах: для NaCl – 5-10 %; CaCl₂ – 1-4 %; KCl – 1-3 %.

Таблица 2.2.1 - состав и максимальные значения плотности чистых рассолов, используемых для глушения

Электролиты	Максимальная плотность рассолов, г/см ³
NH ₄ Cl	1,07
KCl	1,17
NaCl	1,20
MgCl ₂	1,30
KBr	1,37
CaCl ₂	1,40
NaBr	1,51
K ₂ CO ₃	1,55
CaBr ₂	1,82
ZnBr ₂	2,30
NaCl+Na ₂ CO ₃	1,20-1,27
NaCl+CaCl ₂	1,20-1,40
NaCl+NaBr	1,20-1,51
CaCl ₂ +CaBr ₂	1,40-1,81
CaBr ₂ +NaBr ₂	1,80-2,30
CaCl ₂ +CaBr ₂ +ZnBr ₂	1,80-2,30

Наибольшее распространение получили соли хлористого натрия «Галита» (NaCl) так как имеют наименьшую стоимость и доступность по сравнению с другими солями. Хлористый натрий обычно используют для приготовления жидкости глушения до плотности $1,18 \text{ г/см}^3$. Для приготовления более плотных жидкостей плотностью от 1,18 до $1,30 \text{ г/см}^3$ используют хлористый кальций (CaCl_2). Для получения жидкостей глушения плотностью более $1,30 \text{ г/см}^3$ используют карбонат калия (поташ), а также другие соли или их смеси.

2.2.1 Приготовление рассола

Основой для приготовления рассола может быть:

- пресная вода.
- техническая вода (должна быть отфильтрована от твердых частиц, возможна несовместимость с пластовой жидкостью).
- пластовая вода (здесь может быть использовано преимущество полной совместимости с пластовыми флюидами).

2.3 Глинистые растворы

Несмотря на относительную дешевизну и доступность, глинистые растворы наименее подходят для ремонта и глушения скважин, так как могут вызвать резкое снижение их продуктивности, что затраты на продолжительное освоение превысят стоимость бурения.

Во всех случаях контакт глинистого раствора с поровой средой продуктивного пласта приводит к снижению ФЕС последнего за счет комплексного воздействия твердой фазы и фильтрата жидкости глушения.

Исследования на искусственно приготовленных и естественных кернах продуктивных горизонтов (песчаников) в широком диапазоне проницаемостей показали, что твердая фаза проникает в глубь пористой среды не более чем на 40 мм. В трещины твердые частицы могут проникать на несколько десятков сантиметров. Проникновение происходит при любых

значениях абсолютной проницаемости коллектора, однако большая степень кольтматации соответствует большей его исходной проницаемости.

Опыты В.Т. Алекперова и В.А. Никишина [65], проведенные с использованием металлокерамических колец, насыщенных дистиллированной водой, при прокачке через них глинистого раствора с перепадом давления 0,5 МПа позволили получить зависимость степени кольтматации от проницаемости образцов. Было установлено, что независимо от перепада давления и исходной проницаемости наиболее интенсивная кольтматация происходит в течение первых 3-5 мин и практически заканчивается через 15 мин. Эти выводы были подтверждены при исследовании образцов пород, изготовленных из кернов продуктивных пород проницаемостью 0,0026-2,35 мкм². Отмечено снижение проницаемости почти в 3 раза.

При использовании в качестве жидкости глушения глинистого раствора в продуктивный пласт проникает его фильтрат, количество которого определяется, прежде всего, проницаемостью фильтрационной корки (если она есть) на поверхности фильтрации, а также проницаемостью пласта. Исследования, проведенные В.А. Трофиловым на установке, моделирующей забойные условия с использованием естественных кернов месторождений Башкирии, показали, что чем меньше исходная проницаемость коллектора, тем меньшее количество фильтрата раствора проникает в пласт. Одновременно было установлено, что минимальная степень извлечения фильтрата у мало – и среднепроницаемых пород. Максимальный вынос фильтрата даже у высокопроницаемых (порядка 0,5 мкм²) пород, не превышает 80%.

По данным М.Л. Сургучева, на месторождениях Западной Сибири и Мангышлака после 1-5 месяцев воздействия глинистого раствора на пласт глубина проникновения достигала 8 м. Объем фильтрата, внедрившегося в пласт за тот же период, превышал 5 м³ /м эффективной толщины. Показано,

что за двое суток контакта глинистого раствора, имеющего водоотдачу 8-10 см³ /30 мин, фильтрат проникает в продуктивный пласт на глубину 2-3 м в количестве 1,5-2,5 м³ /м эффективной толщины. В результате этого проницаемость в ПЗП добывающих скважин (на Самотлорском месторождении в 1,6-22,6 раза) ниже, чем в удаленной зоне. Радиус зоны ухудшенной проницаемости изменяется от 6,5 до 13,6 м.

При глушении глинистым раствором скважин пермокарбонной залежи Усинского месторождения ПО «Коминнефть» средний расход жидкости глушения превышал требуемый на 44% за счет интенсивного поглощения трещиноватым коллектором; время освоения составляло 3-6 сут. При этом на ряде скважин (около 30%) выполняли повторные глушения из-за снижения динамического уровня скважинной жидкости до отметок ниже допустимых для работы погружных насосов и выхода их из строя.

Таким образом, можно заключить, что глинистые растворы при глушении скважин вызывают значительное, необратимое снижение проницаемости продуктивных пластов, представленных гранулярными нетрещиноватыми коллекторами. В еще большей степени это относится к трещиноватым коллекторам [63].

2.4 Полимерные системы в качестве жидкости глушения

Полимерные системы в зависимости от типа применяемого полимера могут быть тиксотропными и нетиксотропными. Нетиксотропные жидкости глушения обладают повышенной вязкостью, но не способны к гелеобразованию. Их применение ограничено лишь необходимостью повысить выносящую способность жидкости при циркуляции. Тиксотропные жидкости глушения характеризуются значительной вязкостью и структурированностью, что позволяет им удерживать во взвешенном состоянии твердые частицы длительное время после прекращения циркуляции жидкости.

К загустителям, регулирующим вязкость растворов, предъявляются следующие требования:

— они не должны терять свои свойства в присутствии электролитов или при загрязнении жидкости;

— при воздействии на пласт классическими методами (кислотная обработка и др.) они должны легко растворяться в порах пласта и на забое скважины;

— вязкость раствора не должна изменяться с увеличением температуры.

Повышение вязкости растворов обеспечивают следующие добавки природных и синтетических органических коллоидов:

— крахмалы – полисахариды, выделенные из картофеля, риса, пшеницы, кукурузы, частично растворимые в воде, но недостаточно термостойкие;

— КМЦ – производные целлюлозы, различающиеся по степени полимеризации, концентрации и чистоты. КМЦ менее чувствительна к температуре, не подвергается ферментации, ее эффективность снижается с увеличением минерализации жидкости;

— карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) и гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) – производные целлюлозы, которые растворимы в 15%-ной HCl;

— биополимеры – образуются при бактериальной ферментации гидрата углерода, растворимы в пресной и соленой воде, дают взвешенные коллоиды;

— резины – полимеры натуральной резины, практически не используются из-за необходимости просеивания и значительного негативного влияния на пласт;

— синтетические полимеры — полиакриламид (ПАА), полиаксиэтилен (ПОЭ) обладают хорошей загущающей способностью.

Для всех типов полимерных загустителей чистых рассолов существуют реагенты-деструкторы, способствующие восстановлению эксплуатационных качеств продуктивных пластов. Деструкторами являются реагенты-окислители, генераторы свободных радикалов, кислоты. При использовании первых двух типов деструкторов (например, гипохлорид и персульфат) соблюдают особую осторожность, чтобы не допустить образования брома. Деструкторами растворов ГЭЦ в воде и растворе поваренной соли также являются ферменты целлюлозы.

При выборе деструкторов предпочтение отдается соляной кислоте, особенно в тех случаях, когда планируется повторное использование жидкости. При использовании ферментов в качестве деструкторов повторное загущение невозможно.

Полимеры, регулирующие вязкость пресной воды, по их термостойкости располагаются следующим образом: ПАА, КМЦ-600, серогель Е-55, МЦ-65 (деструкция метилцеллюлозы начинается уже при 50°C). Минерализация воды влияет на реологические свойства полимерных растворов. Наличие солей в них приводит к частичной нейтрализации зарядов полимера, сворачиванию молекул, резкому снижению вязкости жидкости.

Установлено, что 10-20%-ные водные растворы хлористого натрия снижают термостойкость КМЦ-600, что проявляется в резком снижении вязкости растворов при температурах выше 50°C. Из рассмотренных реагентов в указанной области температур можно использовать только ПАА.

Изменение вязкости растворов хлористого кальция зависит от устойчивости полимеров к агрессии ионов кальция и способности образовывать с ними нерастворимые соединения. Полимеры типа КМЦ не обладают устойчивостью к двухвалентным ионам. Активность МЦ-65

сохраняется при содержании в растворе до 15% хлористого кальция. Однако реагент термостабилен до 45°C, далее происходит вспенивание раствора. Несмотря на то, что ПАА относится к классу полимеров, неустойчивых к агрессии хлоридов многовалентных металлов, он является единственным реагентом, способным регулировать вязкость растворов плотностью до 1,25 г/см³.

Б.А. Андресоном с соавторами [66] разработан состав ЖГ на основе ПАА, представляющий собой водный раствор хлористого кальция с добавкой ПАВ. Присутствие ПАА обеспечивает высокую вязкость жидкости и низкую фильтрацию, что снижает степень ее проникновения в пласт. Промысловые исследования показали, что если при глушении скважин возврат рассола плотностью 1,35-1,87 г/см³ при его сборе составлял 30-40 % (из-за разбавления пластовой водой), то применение разработанной жидкости увеличило этот показатель до 57-64 %. После освоения скважин, заглушенных такой жидкостью, наблюдалось увеличение добычи нефти.

В зарубежной практике одним из первых полимерных загустителей, который использовали в 5%-ных растворах хлорида натрия, была растительная смола (гуар). Увеличение вязкости раствора улучшало условия выноса частиц горной породы и песка из ствола скважины, снижало проникновение жидкости в пласт. Однако лабораторные исследования, проведенные с использованием образцов низко- и высокопроницаемого песчаника, показали, что во всех случаях имеет место непрерывное ухудшение фильтрационных свойств кернов. Это объясняется гидролизом гуаровой смолы под действием ферментов или кислоты с образованием нерастворимого осадка (до 3%).

Другим широко используемым загустителем рассолов является кислоторастворимый полимер – ксантогеновая смола. В растворах с низким

содержанием ионов кальция она обеспечивает хорошую несущую способность и низкую фильтрацию жидкости в пласт.

К полимерам, увеличивающим вязкость и удерживающих способность рассолов, относится ксантановая резина (КР). Это высокомолекулярный полимер, вырабатываемый бактериями, загуститель и стабилизирующий агент для большинства ЖГ. Он является структурообразующим агентом, что позволяет использовать его в системах с твердыми кольматантами. Температурная стабильность реагента – до 120-135°C; с использованием специальных добавок – до 150°C.

Требованиям, предъявляемым к загустителям рассолов, в наибольшей степени отвечают ГЭЦ и ее модификации. ГЭЦ в товарной форме – неслеживающийся, мелко измельченный нетоксичный продукт белого цвета, полностью растворяется в воде. Водные растворы ГЭЦ псевдопластичны, но не тиксотропны. В настоящее время предпочтение отдается полимеру высокой молекулярной массы. Наибольшая вязкость при наименьших затратах образуется при использовании ГЭЦ под условным наименованием «Селлосайз» QR-100M. Химическая модификация делает его временно нерастворимым в воде. В этом случае не происходит слипания частиц полимера, образования труднорастворимых комков, нет необходимости использования специальных технологических приемов растворения. Растворы с добавками ГЭЦ термостабильны до 120-135°C, однако специальные реагенты расширяют пределы этих температур до 150°C. Для лучшего растворения ГЭЦ значения pH жидкости должны быть в пределах 6,5-8,0. При pH>3 в растворе происходит снижение вязкости из-за гидролиза полимера. Скорость гидратации ГЭЦ зависит от исходной плотности рассола. Так, загущение рассолов плотностью до 1,62 г/см³ происходит при комнатной температуре. Для загущения рассолов большей плотности, содержащих

бромиды кальция и цинка, необходимы нагрев жидкости и ее непрерывное перемешивание.

Для регулирования фильтрационных свойств чистых рассолов плотностью 1,09-2,30 г/см³ разработан загуститель нового типа, представляющий собой низкомолекулярное азотистое соединение. В отличие от традиционно используемых полимеров данный реагент вызывает предельное увеличение вязкости рассолов без образования комков в течение 3-5 мин. Рассолы, содержащие это соединение, дают незначительное и кратковременное снижение проницаемости продуктивного пласта, которое гораздо ниже, чем в случае использования ЖГ, загущенных ГЭЦ.

Сравнительные данные по влиянию на проницаемость кернов растворов ряда полимеров представлены в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1 - Сравнительные данные по влиянию на проницаемость кернов растворов ряда полимеров

Тип керна	Проницаемость, мкм ²	Вид и концентрация полимера	Проницаемость, мкм ²	
			После прокачки жидкости, % от начальной	После обратной прокачки воды, % от начальной
Песчаник Супресс	2,400	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Супресс	0,740	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Вереа	0,230	0,35% ПОЭ	100	100
Известняк Bedford	0,004	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Супресс	0,740	0,4% ГЭЦ	15	43

Песчаник Cypress	0,740	0,4% ГЭЦ+HCl	76	92
Песчаник Cypress	0,740	0,4% Гуара	1	25
Песчаник Berea	0,230	0,2% Гуара	17	30
Известняк Bedford	0,004	0,1% Гуара	6	16
Песчаник Bedford	0,740	0,4% Гуара с ферментным преобразователем	10	54

Известна жидкость глушения газовых скважин, имеющая плотность 0,90-0,96 г/см³ и состоящая из водного раствора КМЦ с добавками сульфонола и извести-пушонки. Обладая условной вязкостью 780-960 с, водоотдачей 4 см³ /30 мин и значениями СНС 0-1,5/1,5-3 дПа, жидкость способствует сохранению естественной проницаемости продуктивного пласта и сокращению сроков освоения скважин за счет предупреждения ее поглощения.

Для глушения газовых скважин разработана жидкость, обладающая повышенной вязкостью, ограничивающей ее проникновение в продуктивный пласт. Жидкость глушения содержит водный раствор КМЦ, ПАВ (неонол П12-14/2), технический глицерин и моноэтаноламид. Плотность жидкости глушения изменяется в пределах 0,20-1,12 г/см³, а вязкость регулируется в широких пределах разбавлением смеси водой. При освоении скважины жидкость легко извлекают обычной промывкой водным раствором ПАВ и продувкой газом.

В качестве жидкости глушения может быть использована смесь химически осажденного мела, КМЦ, воды, минеральной соли, а также сульфонола и щелочи. Указанная жидкость обладает невысокой вязкостью,

повышенной стабильностью и эффективностью при последующей солянокислотной обработке пласта. Чем выше концентрация соли, тем значительнее стабилизирующее действие на нее сульфонола. Технология приготовления системы включает растворение в воде сульфонола и щелочи с последующей добавкой соли и КМЦ, выдерживание смеси в течение суток для гидратации полимера (при нагреве до 70°C процесс ускоряется) и введение мелового порошка. Область применения такой жидкости глушения - терригенные коллекторы с карбонатностью не более 15% и проницаемостью не выше 2 мкм².

Для глушения газовых скважин, склонных к поглощению ЖГ, разработана разновидность гидрогелевого раствора, в которой в качестве затравки используют негашеную известь. Жидкой основой этого раствора является пластовая вода Оренбургского газоконденсатного месторождения (ОГКМ) хлормагнезиевого типа. Для практического применения рекомендуется добавка извести в количестве 3-10% от массы состава. Структурные свойства системы обеспечивают дополнительно вводимые в нее мелкодисперсные наполнители любого химического состава. Улучшению освоения скважин после ремонта способствует добавка неионного ПАВ.

2.5 Прямые эмульсии в качестве жидкости глушения

К водным системам, обладающим низкой фильтрацией в пласт, помимо полимерных систем, относятся прямые эмульсии.

Для глушения скважин, построенных в условиях МП, разработана жидкость глушения, содержащая воду, хлористый кальций, бентонитовую глину, газовый конденсат и сульфонол. Данная система представляет собой прямую эмульсию, дисперсный характер которой препятствует ее проникновению в пласт и обеспечивает быстрое освоение скважин.

В СевкавНИИгазе для глушения газовых скважин с целью предупреждения поглощения жидкости глушения разработана высоковязкая,

неструктурированная прямая эмульсия, состоящая из ССБ и газоконденсата в соотношении от 1:1 до 1:3. Для устранения вспенивания в эмульсию добавляют резиновую крошку (0,25-0,50% к объему газоконденсата).

Плотность нетекущей через воронку эмульсии составляет 0,90-1,0 г/см³, а фильтрация – 1,5-3,0 см³ /30 мин. Необходимым условием стабильной эмульсии является плотность раствора ССБ, которая должна быть не менее 1,14 г/см³. Наиболее устойчивая система образуется при содержании ССБ 30-40%. Разжижают эмульсию пресной или пластовой водой. В емкость последовательно загружают расчетное количество газоконденсата и резиновой крошки, перемешивают в течение 30 минут, добавляют необходимое количество ССБ и тщательно перемешивают систему. Промысловые данные свидетельствуют о высокой эффективности этой ЖГ.

С целью ускорения сроков восстановления проницаемости коллекторов в скважинах, где были проведены ремонтные работы, разработан состав прямой слабофильтрующейся эмульсии.

Эмульсия содержит лигнин, щелочь, КМЦ, нефтепродукт (нефть или дизтопливо), ПАВ, воду и этилендиамин. Ускорение восстановления проницаемости обеспечивает добавка этилендиамина. Жидкость глушения готовят следующим образом: последовательно растворяют в щелочном растворе лигнин, КМЦ, нефтепродукт, ПАВ и, наконец, при интенсивном перемешивании вводят этиленамин.

2.6 Жидкости глушения на основе обратной эмульсии

В мире 83 % жидкостей, используемые для глушения скважин – это водные жидкости. Минусом таких жидкостей является ухудшение пористости, проницаемости пласта после каждой операции по глушению скважины.

Несмотря на то, что эмульсионные растворы требуют повышенных мер пожарной и экологической безопасности, их применяют из-за множества положительных свойств. В частности, в тех случаях, когда с другими

технологическими растворами не достичь должного уровня качества физико-химического воздействия на нефтяные пласты.

Велико внимание исследователей и практиков к жидкостям глушения на углеводородной основе, у которых отсутствуют отрицательные стороны систем на водной основе.

В США использование растворов на углеводородной основе составляет около 17 %, в РФ только 0,5 %. Основным преимуществом технологических жидкостей на углеводородной основе является то, что водная дисперсионная среда заменена на углеводородную. Это снижает химическое взаимодействие таких растворов с разрезом скважин, особенно в условиях наличия неустойчивых хемогенных и глинистых отложений, и значительно уменьшает интенсивность проявления капиллярных сил. При этом для таких систем растворов характерны низкая фильтрация жидкой фазы в проницаемые пласты и высокая агрегативная стабильность при воздействии забойных температур и поступлении пластового флюида и мелкодисперсной твердой фазы. Кроме этого, растворы на углеводородной основе перспективны в условиях сероводородной агрессии, поскольку агрегативно устойчивы к воздействию кислых газов и хорошо их поглощают.

В статье [27], учитывая опыт использования жидкости на углеводородной основе, провели лабораторные испытания жидкостей глушения на основе обратной эмульсии, используя 12 эмульгаторов (рисунок 2.6.1)



Рисунок 2.6.1 - Внешний вид и порядковый номер исследуемых образцов

Лабораторные исследования проводились для определения следующих критериев.

1. Время приготовления эмульсии:

Данный параметр определяет общую технологичность процесса, время задействования спецтехники, период остановки скважины, что в конечном счёте сказывается на экономической рентабельности работ.

2. Стабильность эмульсии (время жизни при заданной температуре):

Стабильность эмульсии определяет максимальный период возможной технической остановки скважины при котором отрицательного воздействия на пласт и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств не происходит, а пласт считается «защищённым» от пагубного влияния растворов глушения и технологический жидкостей.

3. Термостабильность (максимальная температура, при которой эмульсия стабильна)

4. Расход реагентов:

Данный критерий косвенно определяет экономическую составляющую технологии, а также технологичность процесса.

5. Необходимость в применении дополнительных реагентов (нефть, соли и пр.):

Один из определяющих факторов, который в зависимости от технологии и реагентов диктует необходимость применения нефтевозов, нефти, солей и т.д. Требуется повышенная осторожность при использовании, соблюдение техники безопасности и охраны окружающей среды. Самый лучший вариант, когда для приготовления эмульсии не требуется дополнительных реагентов.

6. Тип получаемой эмульсии (прямая или обратная):

Тип получаемой эмульсии определяет защитные свойства блокирующих жидкостей глушения. Обратная эмульсия представляет собой эмульсию типа вода в масле, т.е. с внешней углеводородной фазой. А прямая эмульсия наоборот. Внешняя фаза должна быть углеводородной, т.е. эмульсия обратного типа не должна вызывать капиллярный эффект, понижать фазовую проницаемость для нефти.

7. Вязкость эмульсии:

Вязкость является одним из основных механизмов, определяющих эффективность применения блокирующих жидкостей глушения. Плохое проникновение эмульсии в пласт связано с вязкостью. Жидкости с повышенной вязкостью требуют большего перепада давления для фильтрации.

Согласно проведенным исследованиям был сделан вывод, что жидкости глушения на основе обратной эмульсии наиболее перспективны для использования на месторождениях. Физическое моделирование подтвердило положительные свойства жидкостей: сохранение и увеличение проницаемости ядра, термическая стабильность, низкая коррозионная активность.

Данные жидкости глушения имеют широкую область применения на различных глубинах залегания продуктивных пластов, на объектах с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями, на горизонтальных скважинных, на пластах с технологией гидроразрыва пласта, на высокотемпературных залежах, на чувствительных к изменению характера насыщения пласта, склонных к снижению проницаемости, набуханию пород и развитию неблагоприятных капиллярных эффектов.

Большим плюсом является стабильность технологических свойств жидкости глушения в течение более 14 суток, что обеспечивает штатный режим проведения работ на скважинах.

3 Тенденции развития в области технологии глушения нефтяных и газовых скважин

3.1 Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов

Наиболее перспективными направлениями являются технологии глушения скважин с использованием сложных технических устройств типа пакеротсекателей или с закачкой в интервалы продуктивных пластов вязкоупругих составов (ВУС). Данные способы исключают возможность проникновения жидкостей глушения в коллекторы, обеспечивая их естественную проницаемость. Но какими бы совершенными не были технические средства глушения скважин, они создают риски возникновения аварийных ситуаций. Поэтому, для снижения отрицательного воздействия жидкости глушения на проницаемость приствольной зоны пласта (ПЗП), перспективно применение технологии глушения скважин с использованием в качестве блокирующего материала ВУС.

Задача решается за счет подбора полимерных реагентов и состава дисперсионной среды, а также реагентов для придания упругих свойств

системе. ВУС обладают высокими показателями структурно-механических свойств, ограничивающими проникновение жидкости глушения в ПЗП, тем самым максимально сохраняя ее проницаемость. Использование ВУС существенно снижает количество жидкости глушения, сокращает время выхода скважин на рабочий режим после запуска глубинно-насосного оборудования.

Несмотря на высокую эффективность применяемых технологий глушения скважин с применением ВУС, существуют и недостатки, которые выражаются в неоднородности состава, преждевременном структурообразовании ВУС, возможности загрязнения продуктивных пластов остатками ВУС.

После использования вязкоупругих составов (гелей) в качестве жидкости глушения состав необходимо удалить из ствола скважины. Для беспрепятственного удаления геля его структура должна быть разрушена, что может быть достигнуто различными способами, например, механически, путем кислотной обработки или введением деструкторов.

Анализ использования ВУС и исследование деструкторов были проведены в диссертации Окроелидзе Г.В. [28]. В качестве базовой рецептуры ВУС выбран состав на основе реагента из класса полисахаридов - оксиэтилированной целлюлозы, комплексообразователя CuSO_4 , регулятора рН, неорганических солей для утяжеления состава.

Реакция поликонденсации при изменении рН системы с кислой или нейтральной на щелочную проходит практически мгновенно, способствуя получению ВУС с высокими структурно-механическими свойствами. В результате реакции выделяется вода, что приводит к уменьшению объема ВУС вследствие сжатия макромолекул полимера. Появление на границе «ВУС-стенка скважины» прослойки воды нарушает адгезионный контакт состава с

колонной и/или со стенкой скважины. В связи с этим возникает необходимость подбора реагентов-ингибиторов реакции поликонденсации, способствующих снижению скорости реакции и «удержанию» в системе избытка выделяющихся в процессе реакции молекул воды.

В качестве потенциальных ингибиторов базовой рецептуры ВУС автором статьи были исследованы: смесь углеводородов различных классов; смесь диоксановых спиртов; смесь триглицеридов жирных спиртов, эмульгаторов и присадок; этиленгликоль; диэтиленгликоль; глицерин. Наибольшую эффективность в качестве реагента-ингибитора реакции поликонденсации при приготовлении ВУС показали трехатомные спирты (глицерин) при минимальной концентрации 20 кг/м³. Реагенты данной группы обеспечивают возможность регулирования структурно-механических свойств ВУС на этапе «сшивки» и исключают водоотделение. К тому же, эти реагенты способствуют повышению вязкости и, как следствие, позволяют снизить концентрацию полимера.

Дальнейшие исследования проводились с целью доработки состава ВУС с точки зрения влияния различных деструктурирующих составов на его структурно-механические свойства, кинетику реакции, монодисперсность продуктов реакции и конечную вязкость диспергированного состава.

На данный момент, по мнению автора, наиболее перспективным является повышение кинетики диспергирования ВУС за счет использования в качестве деструкторов пероксигидрата и лимонной кислоты. При выборе химического деструктора дополнительное внимание уделялось стоимости и наличию производства в России. Методикой испытаний предусматривалось: измерение массы остатка неразрушенного ВУС, который в идеальном случае должен быть равен нулю и определение динамической вязкости

диспергированного ВУС, значение которой не должно превышать показателя динамической вязкости пластовой нефти при скорости сдвига 100 с^{-1} .

По результатам исследований наиболее активное действие в отношении деструкции ВУС в условиях невысоких пластовых температур показывают деструктурирующие составы комплексного действия, сочетающие в себе окислительный деструктор из класса персульфатов или органических пергидратов и кислотный деструктор из класса органических кислот.

Результаты лабораторных испытаний позволили обосновать использование окислительного деструктора на этапе приготовления ВУС на основе капсулированного пероксигидрата. Дополнительная обработка ВУС комплексным деструктором (пероксигидрат мочевины + лимонная кислота) за счет синергетического эффекта обеспечила увеличение скорости разрушения и монодисперсность ВУС с низкой динамической вязкостью продукта реакции. В целом, по результатам выполненных исследований разработана технология глушения скважин с использованием ВУС с регулируемыми сроками деструкции (РСД) при обосновании и выборе типа и концентрации реагентов в деструктурирующем составе в зависимости от необходимого времени стабильности ВУС (требуемое «время жизни» ВУС определяется расчетным временем от операции глушения до запуска глубинно-насосного оборудования).

Помимо лабораторных, были проведены успешные промышленные испытания и оценка эффективности разработанной технологии глушения скважин с использованием вязкоупругого состава на месторождениях Пермского края. Улучшенная технология глушения позволяет снизить пусковые токи глубинного насосного оборудования в среднем на 27%. Разработанная технология глушения скважин с применением ВУС принята к промышленному внедрению на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛПЕРМЬ».

Экономический эффект от применения новой технологии составил 427 603 руб. в расчете на скважину.

Как итог, на выходе всех испытаний была разработана технология глушения нефтегазовых скважин с применением вязкоупругого состава на основе глицерина - 2%, оксиэтилцеллюлозы - 1%, медного купороса - 0,4%, включающая этапы пассивной и активной фаз деструкции ВУС. Пассивная фаза обеспечивает монодисперсность разрушения ВУС за счет применения на стадии его приготовления капсулированного пероксигидрата. Активная фаза деструкции вязкоупругого состава минимизирует время диспергирования ВУС закачкой лимонной кислоты или комплекса пероксигидрата и лимонной кислоты после завершения внутрискважинных работ.

3.2 Разработка блокирующего состава с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов

Глушение нефтяных скважин перед проведением ремонтных работ на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, с карбонатным типом коллектора, аномально низким пластовым давлением (АНПД) и высоким газовым фактором, как правило, сопровождается рядом осложнений: интенсивными поглощениями технологических жидкостей, прорывами газа из пласта в скважину, понижением уровня жидкости в скважине и др.

Данные осложнения приводят к увеличению продолжительности глушения скважины и сроков вывода ее на режим эксплуатации, снижению продуктивности и дополнительным затратам. Это может усугубиться дополнительными технико-технологическими условиями: два и более продуктивных интервала с различными пластовыми давлениями, открытый и протяженный горизонтальный участок ствола скважины, оборудование скважин забойными пакерами, проведение гидравлического разрыва пласта

(ГРП) и/или массивированных соляно-кислотных обработок (СКО), наличие в пластовом флюиде агрессивных компонентов (сероводорода и/или углекислого газа).

Таким образом, актуальной является разработка блокирующего состава, позволяющего повысить эффективность глушения скважин в сложных геолого-физических и технологических условиях их эксплуатации за счет надежного перекрытия интервала перфорации (или открытого ствола) с целью предотвращения поглощений и прорыва газа из пласта.

Широко используются два основных физических принципа снижения поглощения раствора глушения: повышение вязкости блокирующей жидкости глушения (БЖГ) и кольматация пор и каналов фильтрации твердыми частицами. Эти принципы реализованы в БЖГ, представляющих собой гелированные водные растворы, эмульсии и дисперсные системы с твердой (суспензии) или газовой (афроны) фазами. Способы повышения блокирующих свойств ЖГС: повышение вязкости БЖГ, кольматация пор (трещин) и каналов фильтрации твердыми частицами.

Наиболее распространенными в нефтегазовой промышленности видами кольматантов, используемыми в различных технологических жидкостях при ремонте скважин, являются:

- кислоторастворимые – доломит, мел, сидерит, алюмосиликаты, гидроксиды железа или кальция, окись магния;
- нефтерастворимые – смолы, каучуки, продукты и отходы нефтепереработки; • водорастворимые – соли (хлориды кальция, магния, калия, натрия) и полимеры (карбоксиметилцеллюлоза, гидроксиметилцеллюлоза, полиакриламид, гуар, ксантан, лигнин, крахмал);
- нерастворимые – бумага, сажа, глина, бентонит, опилки, барит, шелуха риса, грецких орехов, искусственные волокна, кремнезем.

Среди наиболее часто используемых при глушении скважин блокирующих составов являются углеводородные эмульсионные системы и вязкоупругие водно-полимерные растворы, их блокирующие свойства можно повысить за счет добавления различных кольматантов. Наиболее технологичным видом кольматанта является карбонат кальция (CaCO_3). Он относится к категории кислоторастворимых кольматантов, поэтому может быть удален из скважины за счет солянокислотной обработки. Однако необходимо учитывать, что это приводит к усложнению и, как следствие, удорожанию технологической операции по подготовке скважины к подземному ремонту.

В статье [29] описывается программа лабораторных исследований по разработке блокирующих составов с улучшенными свойствами в сравнении с традиционно применяемыми инвертно-эмульсионным раствором (ИЭР) и биополимерной композицией (БК) компании ООО «Ветеран» (Бузулук), которая состояла из следующих этапов:

- определение основных физико-химических параметров эмульсионного (или биополимерного) состава с наполнителем (микрокальцитом) в сравнении с применяемым ИЭР (или БК): плотности; термостабильности; седиментационной стабильности; динамической вязкости; скорости коррозии; температуры застывания и др.;
- исследование блокирующих и фильтрационных свойств блокирующих составов при моделировании трещинного коллектора;
- формирование рекомендаций, основанных на комплексном анализе результатов физико-химических и фильтрационных исследований блокирующих составов, по повышению эффективности глушения добывающих скважин в условиях НГКМ с трещинным коллектором, аномально низким пластовым давлением, интенсивными поглощениями и высоким содержанием газа (газовым фактором более $200 \text{ м}^3 / \text{м}^3$).

Эффективность блокирующих жидкостей глушения скважин оценивалась на основании результатов лабораторных фильтрационных экспериментов по их влиянию на изменение проницаемости моделей пласта (керн) с трещинами разной степени раскрытости (0,1-1,0 мм). Фильтрационные исследования проводились с использованием установки оценки степени повреждения пласта FDES-645 (Coretest Systems Corporation) в условиях, максимально приближенных к пластовым исследуемого нефтегазоконденсатного месторождения (при температуре 37 °С и давлении 9 МПа), использовались образцы естественного керна материала НГКМ с имитацией трещин раскрытостью 0,1, 0,5 и 1 мм.

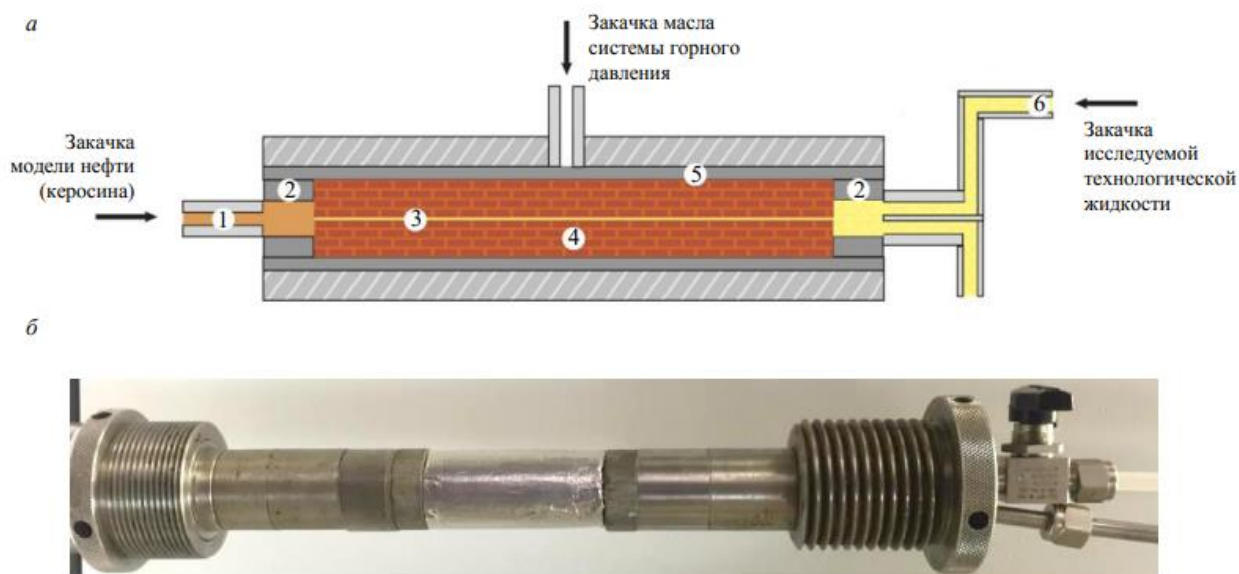


Рисунок 3.2.1 - Схема работы (а) и внешний вид (б) кернодержателя для фильтрационных исследований с трещинной породой-коллектором: 1 – модель нефти (керосин); 2 – кольца промывки; 3 – искусственно созданная трещина; 4 – карбонатная порода; 5 – система горного давления; 6 – исследуемый состав

На рисунке 3.2.1 представлена конструкция кернодержателя, используемого при проведении фильтрационных исследований с

эмульсионными и полимерными блокирующими жидкостями глушения, которые содержат кольматант.

В качестве наполнителя в составе ИЭР и БК использовались смеси четырех типов микрокальцита (мрамора молотого или измельченного) с различным размером частиц, изготовленного по ТУ 5716-001-56390243-2015 (ООО «Шишимский мрамор и К°», Челябинская обл.): МК-500 (до 0,5 мм); МК-200/500 (0,2-0,5 мм); МК-500/1000 (0,5-1 мм); МК-1000/1500 (1-1,5 мм).

Результаты физико-химических и реологических исследований ИЭР при добавлении в него микрокальцита показали следующие изменения его свойств: плотность повышается на 2,4-13% в зависимости от концентрации микрокальцита (5-30%); термостабильность сохраняется (состав термостабилен при температуре до 90 °С); седиментационная стабильность сохраняется (разница плотностей верхнего слоя эмульсии относительно нижнего не превышает 16 кг/м³); эффективная вязкость снижается на 40-45%, а статическое напряжение сдвига – на 17-28 %; состав не смешивается с нефтью, пластовой водой и водными растворами хлорида натрия и кальция; скорость коррозии незначительно повышается (до 0,06 мм/год), но остается в пределах требований нормативной документации; температура застывания является стабильной (-15 °С).

Физико-химические и реологические исследования БК при добавлении в него микрокальцита показали следующее: состав седиментационно стабилен при любой концентрации микрокальцита по причине высокой вязкости; добавление микрокальцита не влияет на термостабильность БК при температуре до 80 °С; добавление микрокальцита в количестве 5 % по массе приводит к уменьшению времени начала гелеобразования примерно в два раза, незначительному увеличению эффективной вязкости композиции примерно на 3,5 % и уменьшению критического напряжения сдвига примерно

в два раза; состав БК с микрокальцитом лишь частично разрушается в шестипроцентном растворе соляной кислоты в течение 24 ч, при этом в первую очередь происходит растворение микрокальцита с выделением газа (CO₂); состав не смешивается с нефтью и водным раствором хлорида кальция; скорость коррозии БК с микрокальцитом превышает установленный норматив (0,10-0,12 мм/год); состав, полученный после смешения БК-1, БК-2 и пресной воды, застывает при температуре –8 °С, т.е. при применении БК в зимний период его необходимо подогревать в процессе приготовления.

В результате комплекса физико-химических и фильтрационных исследований установлено, что для повышения блокирующих свойств традиционно применяемых на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) инвертно-эмульсионного раствора и биополимерной композиции по отношению к трещинам карбонатного коллектора, рекомендуется добавление разнофракционного микрокальцита.

Технология применения блокирующих составов ИЭР и БК с микрокальцитом заключается в их размещении напротив интервала перфорации с частичным продавливанием в призабойную зону скважины. Выше блокирующих составов размещается водный солевой раствор требуемой плотности для создания на забое скважины необходимого давления.

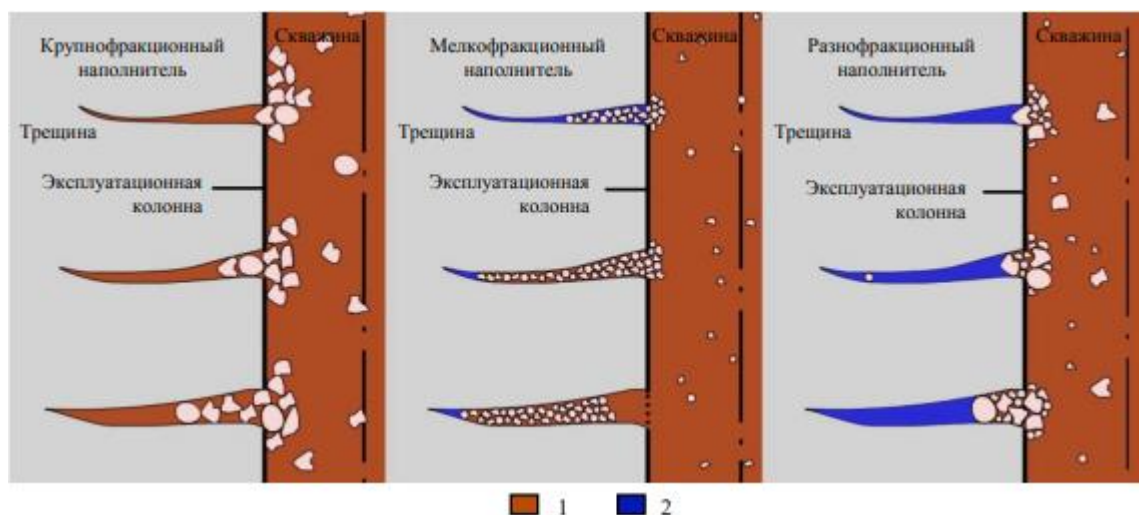


Рисунок 3.2.2 - Формирование экрана в призабойной зоне скважины при использовании в блокирующем составе наполнителя различной фракции 1 – ИЭР/БК; 2 – пластовый флюид

Анализ результатов опытно-промысловых испытаний технологии ИЭР с микрокальцитом на одном из НГКМ с карбонатным коллектором показал, что в процессе глушения скважины наблюдается рост давления при продавливании в призабойную зону пласта блокирующего состава ИЭР с микрокальцитом в сравнении с аналогичной обработкой скважины традиционным составом ИЭР без кольматанта, что свидетельствует о формировании в трещинах блокирующего экрана, способствующего предотвращению поглощения технологической жидкости. Давление на насосном агрегате (ЦА-320) при окончании глушения составило 120 атм, что на 20 атм больше в сравнении с предыдущей операцией по глушению этой же скважины с применением ИЭР без наполнителя.

На основе результатов проведенных лабораторных исследований и промысловых испытаний к применению на НГКМ с карбонатным типом коллектора в осложненных условиях (карбонатные породы-коллекторы и АНПД) при глушении добывающих скважин перед подземным ремонтом можно сделать вывод о эффективности блокирующих составов ИЭР и БК с

кольматантом (микрокальцитом) различного фракционного состава. Реализация данной технологии может способствовать предотвращению поглощений и газопроявлений при глушении скважин, уменьшению объема применяемых жидкостей глушения скважин, снижению сроков проведения операции по глушению скважины, сохранению продуктивности скважины, снижению обводненности добываемой продукции, сокращению сроков освоения и вывода скважин на режим эксплуатации.

3.3 Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором

На сегодняшний день в процессе капитального ремонта нефтяных скважин с большим газовым фактором используются загущенные жидкости глушения на водной основе, которые можно разделить на следующие основные виды: пены и полимерные жидкости глушения.

Сравнительно новым направлением в разработке жидкостей глушения является применение рассолов на основе солей муравьиной кислоты — формиатов натрия, калия, которые позволяют регулировать плотность в очень большом диапазоне. Формиаты обладают несомненными преимуществами перед обычно применяемыми солями. Являясь мощными водоструктурными антиоксидантами, они позволяют увеличивать термостабильность полисахаридов, таких как ксантановая смола (КС), крахмалы, производные целлюлозы, особенно при длительной эксплуатации. Все соли муравьиной кислоты отличаются ярко выраженной способностью ингибировать набухание глинистых пород. В состав буровых растворов формиаты часто вводятся именно с этой целью. К важным свойствам формиатов относится также их низкая коррозионная активность. Применяемые в бурении соли муравьиной кислоты нетоксичны, биоразлагаемы.

Для глушения скважин в высокопроницаемых пластах необходимы жидкости, обладающие повышенной вязкостью и низкой фильтрацией.

В статье [30] рассказывается про исследования полисахаридных жидкостей для глушения скважин (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе, которые представляют собой гели на основе модифицированных гуаров. При добавлении сшивающих агентов полисахаридный гель образует единую сшитую структуру, эффективно блокирующую крупные поры и трещины. Полисахаридный водный гель термостабилен при пластовой температуре до 100 °С, вязкость геля может изменяться в широких диапазонах, ЖГ отличается низкой фильтрацией, а фильтрат обладает низким межфазным натяжением, что снижает его сопротивление для притока нефти в скважину. В качестве водной основы для приготовления ПСЖГ используется пресная техническая или подтоварная вода с низким содержанием поливалентных катионов (≤ 500 мг/л), которая для увеличения плотности может содержать солиминерализаторы с одновалентными катионами: хлористый калий или натрий.

ПСЖГ практически не загрязняет продуктивный пласт и обладает хорошим ингибирующим эффектом по отношению к глинистым породам. Увлажняющая способность ПСЖГ (оцененная по РД 39-2-813-82): скорость увлажнения, рассчитываемая по изменению массы цилиндра глины, впитавшего раствор за 4 часа, равна 0,05–0,10 см/час, а скорость набухания глины (по Жигачу — Ярову) равна 0,01–0,02 см/час, что достаточно для обеспечения сохранения продуктивности, остаточной проницаемости 0,94. Также стоит отметить, что данный состав можно использовать в низкопроницаемых терригенных коллекторах с пластовой температурой 80–95 °С, со склонными к набуханию глинами, глушение в которых водно-солевыми растворами значительно снижало дебит нефти, увеличивало

обводненность пласта, а время вывода скважины на режим составляло от одной до нескольких недель.

Были выполнены исследования в реальных промысловых условиях. Глушение с применением ПСЖГ проводилось с использованием комбинированной замены скважиной жидкости (расход жидкости 3–5 м³, а в скважинах с высоким газовым фактором — 5–8 м³ на одну скважину). Плотность полученного раствора составляла 1020–1180 кг/м³. Скважины подвергались различным видам текущего ремонта: проводилось освоение скважины после гидравлического разрыва пласта (ГРП) с установкой электрического центробежного насоса (УЭЦН), установка штангового насоса (УШГН), смена УШГН на УЭЦН, смена УЭЦН на УШГН и наоборот. При этом во всех случаях был получен стабильный положительный результат [31]. Анализ вывода скважин на режим после глушения с ПСЖГ по результатам обработок показал, что средний дебит нефти на одну скважину был увеличен на 3,6 т/сут, при этом средняя обводненность на одну скважину увеличилась лишь на 0,7 %, а средняя продолжительность вывода скважины на режим составила 2,2 суток на одну скважину. На рисунке 3.3.1 представлено изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2013–2014 гг.

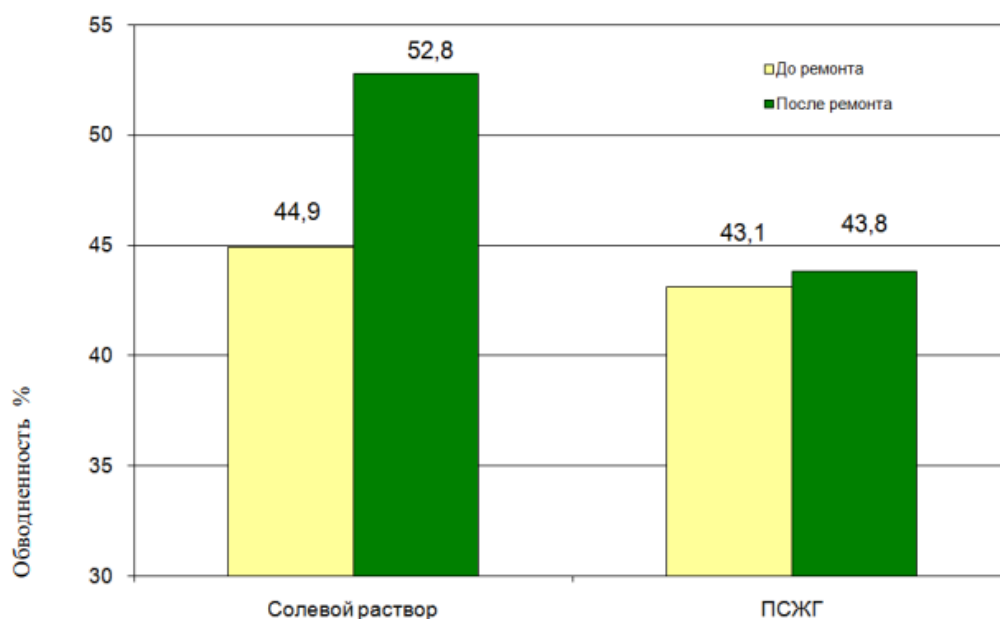


Рисунок 3.3.1 - Изменение обводненности продукции (% об.) до и после ремонта скважин за 2013–2014 гг.

Особенности ПСЖГ:

- Жидкость глушения термостабильна при температурах до 120 °С.
- Обладает низкой фильтрацией
- Возможно регулирование плотности в широких пределах от 900 до 1 450 кг/м³ г/ (без твердой фазы) и до 1 700 кг/м³ с твердой фазой.
- Сохраняет продуктивность добывающих скважин.
- Скважины быстро осваиваются, выход скважин на режим составляет 3–34 дня.
- Применяется при низких пластовых давлениях в сильнопоглощающих скважинах.
- Возможно применение вспененного ПСЖГ для глушения газовых скважин.

Разработка и исследование соленасыщенных составов для глушения и освоения низкотемпературных пластов на основе концентрированных эмульсий типа «масло в воде»

При освоении скважин с низкой температурой продуктивных пластов ($10^{\circ}\text{C} < T < 20^{\circ}\text{C}$) необходимо использовать специальные вязкопластические составы, обеспечивающие сохранение исходной проницаемости коллектора и обладающие следующими физико-химическими свойствами:

- обеспечение максимально полной степени вытеснения фильтрата бурового раствора в процессе освоения (при освоении в прискважинной области обычно блокируются значительные количества подвижного фильтрата);

- полная совместимость с фильтратом бурового раствора, отсутствие образования осадков и вязких эмульсий в порах коллектора;

- индифферентность к горным породам, формирующим продуктивный пласт: ингибирование химических взаимодействий и отсутствие смачивания поверхности газонасыщенных капилляров;

- гидрофобизация стенок капилляров коллектора, способствующая притоку углеводородного флюида в призабойную зону. Отсутствие в составе жидкости заканчивания солей поливалентных катионов склонных к образованию в капиллярах коллектора нерастворимых осадков, снижающих проницаемость по углеводородам;

- минимизация капиллярного давления жидкости освоения, повышающего суммарную репрессию на продуктивный пласт. В мелких капиллярах коллектора капиллярное давление водно-солевого раствора может достигать 0,5 МПа, что является существенным фактором, приводящим к снижению продуктивности скважин.

Образование гидратов в низкотемпературных скважинах происходит с высокой скоростью и может приводить к большим осложнениям при

испытании, освоении и эксплуатации скважин. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов природных газов в скважине, являются состав газа, давление, температура, наличие свободной капельной влаги, а также степень минерализации. Температура газа на забое скважины при движении газа вверх может стать ниже температуры гидратообразования, в результате чего скважина блокируется гидратами.

При освоении скважин также вероятно развитие гидратообразования, возникающего в результате выделения углекислого газа (при проведении кислотных обработок) или при контакте металла и буферной жидкости на водной основе.

При освоении и глушении скважин в условиях низкотемпературного газоконденсатного месторождения к тяжелым жидкостям предъявляется требование понижения температуры гидратообразования на 20-30°C, что достигается либо за счет повышения ионной силы водного раствора, либо термодинамически за счет реализации гидротропного эффекта. Кроме того, жидкость глушения должна иметь достаточный удельный вес для создания необходимого уровня репрессии. Поэтому при нормальном пластовом давлении и в условиях АВПД используются водные растворы солей щелочных и щелочноземельных металлов (например, растворы хлоридов кальция или натрия), композиции на основе многоатомных спиртов (полигликолей), а в условиях АНПД – одноатомные спирты (метанол). Такие системы характеризуются минимально возможной концентрацией твердой фазы, загрязняющей призабойную зону, и обеспечивают сохранение исходной проницаемости нефтегазового коллектора.

В настоящее время широко применяются жидкости глушения скважин на водной и углеводородной основах. Среди недостатков углеводородных систем можно выделить их блокирующее действие, обусловленное

капиллярными силами, реализующимися при вытеснении минерализованной пластовой воды из порового пространства, что может приводить к образованию в пласте стойких водонефтяных эмульсий. Кроме того, составы на нефтяной основе имеют повышенную горючесть и низкий уровень экологической безопасности для окружающей среды.

Наибольшее распространение в качестве жидкостей глушения низкотемпературных скважин получил хлорид натрия (галит), имеющий оптимальное сочетание низкой стоимости и высокой доступности по сравнению с другими солями. Хлорид натрия обычно используют для приготовления жидкостей глушения с плотностью до 1,18 г/см³. Для приготовления жидкостей с плотностью от 1,18 до 1,30 г/см³ используется хлорид кальция, а для получения жидкостей глушения плотностью более 1,30 г/см³ может применяться карбонат калия (поташ), а также другие соли или их смеси. Водные рассолы для снижения уровня фильтрации водной фазы в продуктивный пласт загущают полимерными присадками на основе производных полисахаридов. Полимеры ограниченно растворимы в соленасыщенной среде, поэтому их водные растворы по свойствам близки к дисперсиям. Водно-полимерные составы могут содержать также высокодисперсный наполнитель и ПАВ для гидрофобизации пор продуктивного пласта. В [33] описана жидкость глушения нефтегазовой скважины, содержащая ПАВ, эмульсию полимера, высокодисперсный гидрофобный материал и водный раствор минеральной соли. Представленная композиция обладает недостаточными изолирующими свойствами и увеличивает обводненность добываемых углеводородов. Низкой седиментационной устойчивостью и сложностью приготовления обладает полисахаридный гель для глушения скважин, содержащий минерализованную воду, полисахаридный загуститель, борный сшиватель, диэтаноламин, четвертичные аммониевые соединения и смесь неионогенного и

анионоактивного ПАВ [34]. Полимерные гели на основе высокомолекулярных полиакриловых производных, хлорида магния или кальция и ПАВ [35] снижают коллекторские свойства пласта за счет высокого показателя фильтрации и значительной адсорбционной активности макромолекул загустителя. В результате использование в составе жидкости глушения анионоактивных полимеров и ПАВ в сочетании с концентрированными растворами минеральных солей приводит к образованию высокодисперсных осадков, а также блокирующих адсорбционных слоев, непроницаемых для углеводородов.

Замена полимерных загустителей на олигомерные и низкомолекулярные спиртосодержащие компоненты (триэтаноламин, полигликоли, алифатические спирты и пр.) [36, 37] в сочетании с насыщенными водными растворами щелочных и щелочноземельных металлов обеспечивает требуемый уровень ингибирования гидратообразования, но не позволяет эффективно регулировать реологические, фильтрационные и ингибирующие характеристики системы.

Недостатками жидкостей глушения на полигликолевой основе [37] являются склонность к пенообразованию и наличие в составе полигликолей гидроокиси натрия, которая взаимодействует с карбонатными породами, образуя водонерастворимые соли, а также вызывает набухание и диспергирование глинистых минералов, снижая проницаемость призабойной зоны скважин и коэффициент их продуктивности.

Наиболее перспективными жидкостями глушения и освоения скважин являются прямые эмульсии, вязкость которых может регулироваться изменением концентрации «масляной» фазы. Для обеспечения устойчивости таких эмульсий в минерализованной воде применяют низковязкие производные лигносульфонатов, полисахаридов, а также олигомеры на основе

акрилата или метилсиликоната натрия [38 - 40]. Прямые эмульсии содержат до 40% углеводородов (дизельное топливо, газоконденсат) и стабилизируются преимущественно маслорастворимыми эмульгаторами. Общим недостатком эмульсионных составов является их низкая устойчивость при высокой концентрации минеральных солей в водной фазе, составляющей 10-25 %. Это сужает диапазон регулирования удельного веса жидкости глушения, а также не позволяет полностью отказаться от применения анионных полимерных стабилизаторов.

Таким образом, актуальной задачей является разработка бесполимерных структурированных эмульсионных составов для освоения и глушения низкотемпературных скважин, устойчивых при насыщении водной фазы хлоридами натрия или калия. Для применения в природоохранных зонах разрабатываемые составы должны использовать в качестве масляной фазы, наряду с углеводородами, растительные масла и эфиры на их основе.

Устойчивость прямой эмульсии, представляющей собой микродисперсную масляную фазу (МФ), распределенную в пресной воде, достигает максимума в интервале $pH = 9-9,5$, соответствующем наибольшей степени электростатической защиты.

В отсутствие эмульгирующего ПАВ устойчивость эмульсии МФ, диспергированной в водной фазе, весьма низкая. Скорость коалесценции масляных капель пропорциональна разнице плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, радиусу капель МФ и обратно пропорциональна вязкости водной фазы. Поэтому капли масляной фазы в прямых эмульсиях необходимо стабилизировать добавкой неионных оксиэтилированных ПАВ (НПАВ). Сочетание электростатического фактора стабилизации эмульсий за счет наличия на поверхности мицелл отрицательно заряженных карбоксилатных групп и сорбционно-сольватного защитного эффекта

гидратированных адсорбционных слоев ПАВ позволяет создать достаточный потенциальный энергетический барьер порядка $20 \cdot k \cdot T$, увеличивающий полупериод жизни масляной капли до нескольких лет. Структура защитного барьера, формируемого в условиях пресноводной дисперсионной среды, представлена на рисунке 3.3.2

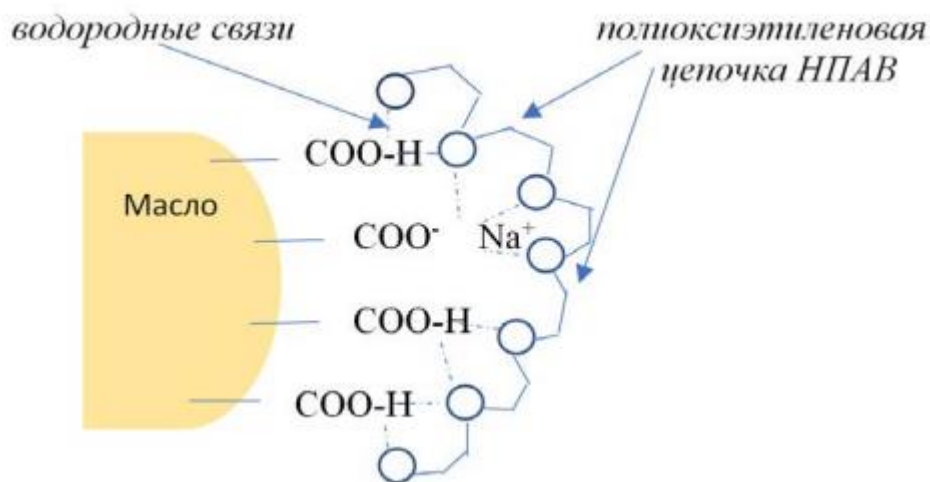


Рисунок 3.3.2 – Образование адсорбционного слоя оксиэтилированного ПАВ на поверхности капли масла

Оксиэтилированный ПАВ обеспечивает устойчивость прямой эмульсии только в том случае, если дисперсионная среда является хорошим растворителем для полиоксиэтиленовых цепочек, которые распределяются вблизи поверхности капли и связаны с карбоксильными группами МФ водородными связями.

Разрушение эмульсии (флокуляционное укрупнение капель с образованием верхнего слоя «сливок») происходит вследствие двух причин: критического понижения электростатического отталкивания между каплями при переходе в изоэлектрическое состояние (концентрационная коагуляция) и

уменьшения растворимости ПАВ, сопровождающегося увеличением энтропийного фактора, который становится причиной развития гидрофобного притяжения дегидратированных адсорбционных слоев соседних частиц МФ. Для обеспечения устойчивости прямой эмульсии в условиях насыщения водной фазы электролитом необходимо ввести дополнительный структурно-механический фактор устойчивости, который реализуется в результате интерполимерного комплексообразования между карбоксилатными группами на поверхности мицелл МФ и подандными ассоциатами двухвалентных катионов щелочноземельных или переходных металлов Me^{2+} (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cu^{2+} , Fe^{2+}) (рисунок 3.3.3).

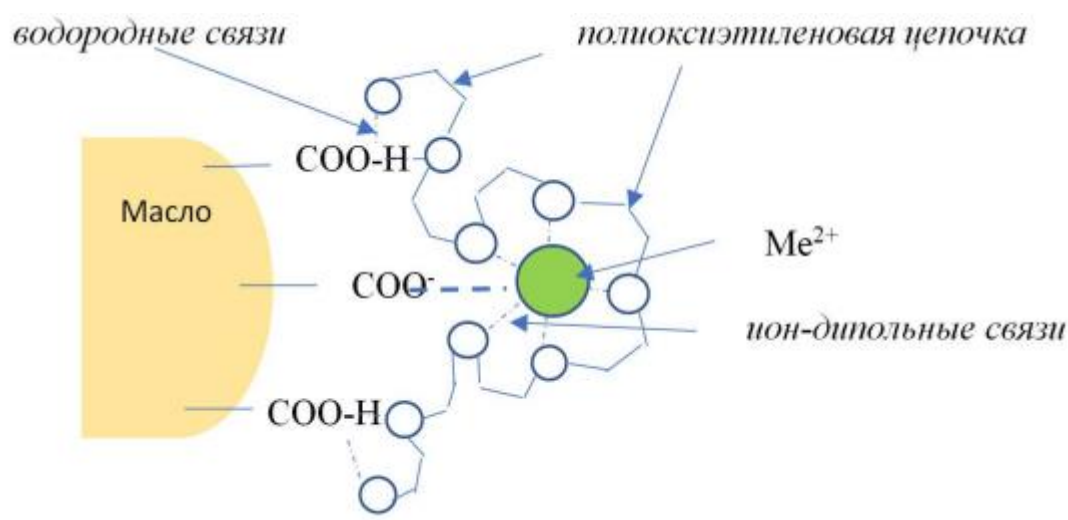


Рисунок 3.3.3 – Образование структурно-механического барьера на поверхности капель микроэмульсии за счет интерполиэлектролитного комплексообразования подандных ассоциатов Me^{2+} -[EO]₅ с COO^- -группами

При изменении массового соотношения между НПАВ и МФ устойчивость и реологические свойства прямой эмульсии претерпевают существенные изменения, что связано с различным уровнем электростерической и структурно-механической стабилизации системы.

На рисунке 3.3.4 представлена динамика изменения коэффициентов устойчивости эмульсии при увеличении соотношения МФ : НПАВ.

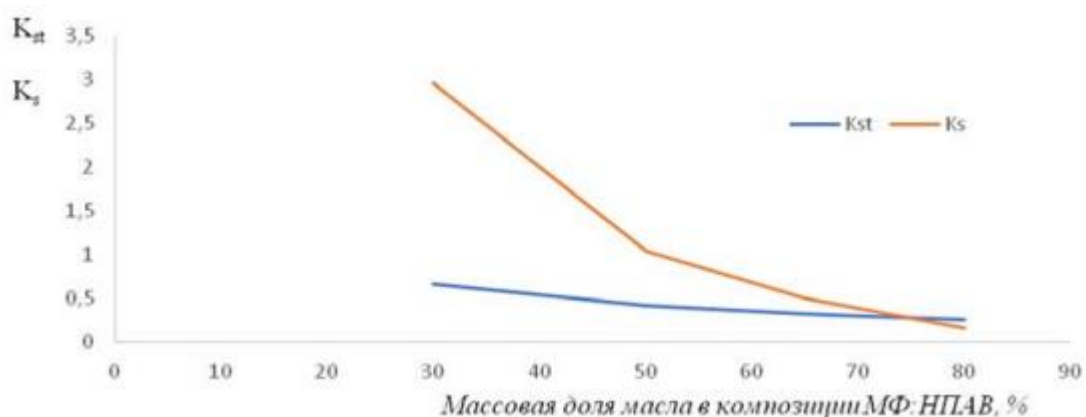


Рисунок 3.3.4 – Изменение коэффициентов структурной (Kst) и стерической (Ks) устойчивости эмульсии при увеличении массовой доли масла в композиции с неионным ПАВ

В результате понижения коэффициентов устойчивости стабильность прямой эмульсии с увеличением концентрации масла в системе также уменьшается, что может привести к переходу системы в состояние, характеризующееся глубоким вторичным потенциальным минимумом. Это достаточно устойчивое энергетическое состояние, в котором капли масла максимально сближены друг с другом, но сохраняют свою целостность. При этом эмульсия приобретает высокие структурно-механические и реологические свойства, приобретая черты прочного геля (рисунок 3.3.5).

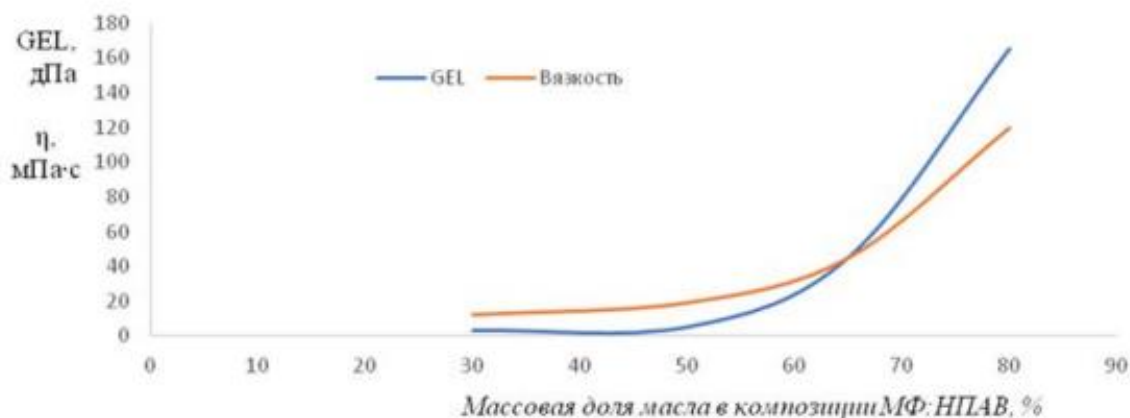


Рисунок 3.3.5 – Изменение реологических свойств прямой эмульсии при увеличении массовой доли масла в композиции МФ:НПАВ (общая концентрация комплекса МФ+НПАВ=15%мас.)

Увеличение статической прочности структуры (GEL) и ньютоновской вязкости (η) с ростом концентрации масляной фазы свидетельствует о наличии дальнего порядка взаимодействий между дисперсными частицами эмульсии в результате развития гидрофобного комплексообразования при перекрывании адсорбционных слоев соседних частиц, между которыми еще существует электростатический барьер. Дальнейшему сближению капель препятствует структурно-механический барьер из-за наличия ИПК на границе раздела фаз. Напротив, при низкой концентрации масла расстояние между микрокаплями увеличивается, что препятствует гидрофобным взаимодействиям; устойчивость эмульсии существенно увеличивается, а структурная пространственная сетка из дисперсных частиц исчезает. Повышение концентрации масла выше 80%мас. нецелесообразно, так как приводит к нарастанию коагуляционных процессов и расслоению эмульсии при недостаточном уровне стерической и структурно-механической стабилизации.

Устойчивость эмульсий удобно характеризовать температурой инверсии фаз (ТИФ), представляющей собой температуру перехода прямой

эмульсии в обратную. Для определения ТИФ исследуемую прямую эмульсию перемешивают при 8000 об/мин. при повышении температуры и определяют ТИФ по резкому падению электропроводности, когда эмульсия с водной дисперсионной средой (рисунок 3.3.6, а) переходит в состояние с масляной дисперсионной средой. В температурном интервале выше ТИФ после прекращения перемешивания эмульсия, как правило, разрушается с образованием трехслойной структуры: нижний слой воды, средний тонкий слой биконтинуальной эмульсии и верхний слой масла (рисунок 3.3.6, б).

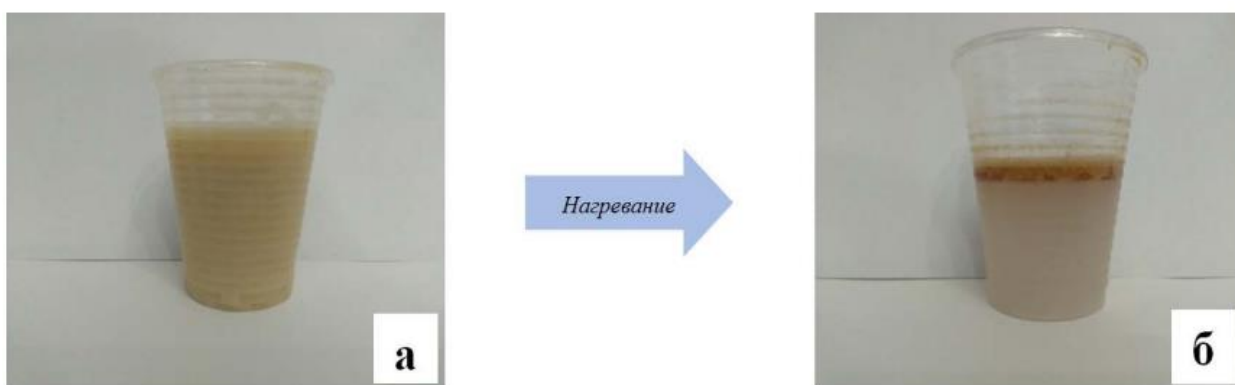


Рисунок 3.3.6 – Расслоение прямой эмульсии при нагревании выше ТИФ

ТИФ прямой эмульсии снижается при увеличении концентрации электролита в водной фазе, а также при дополнительном введении в систему относительно полярной масляной фазы в качестве солюбилизатора. Чем более полярно масло (содержит кратные связи, фенильные группы, разветвления углеводородного скелета и пр.), тем ниже ТИФ. Кроме того, ТИФ понижают добавки, увеличивающие полярность масляной фазы – жирные кислоты и спирты. Добавки менее полярные, но хорошо растворимые в воде, заметно повышают ТИФ. На рисунке 3.3.7 показано изменение ТИФ прямых эмульсий, содержащих разные соотношения МФ:НПАВ, при увеличении концентрации хлорида натрия.

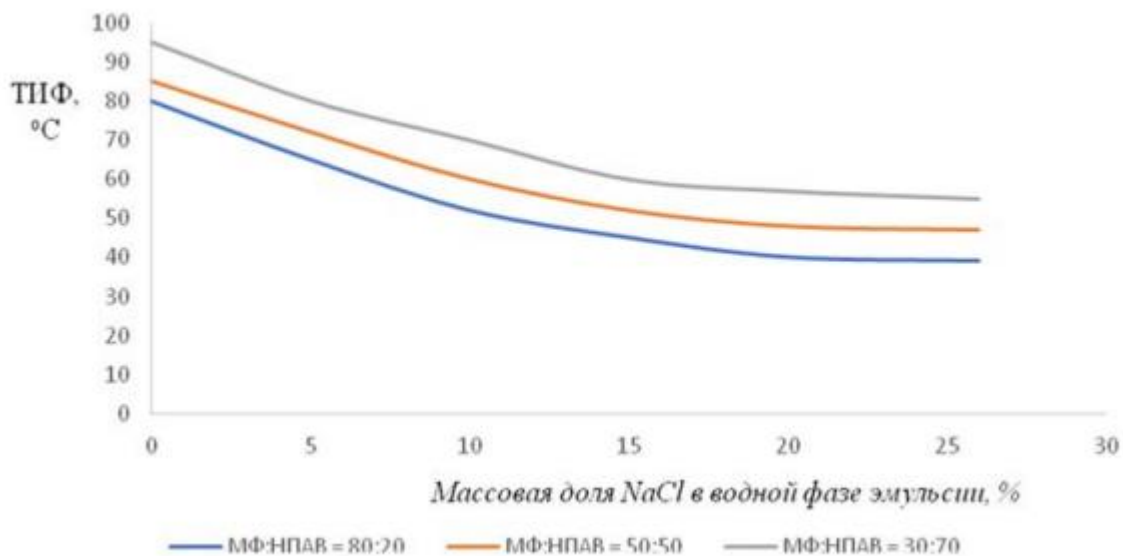


Рисунок 3.3.7 – Зависимость ТИФ эмульсий, содержащих различные соотношения МФ и НПАВ, от концентрации NaCl (общая концентрация МФ+НПАВ=15%мас.)

Увеличение концентрации НПАВ повышает ТИФ эмульсии в условиях высокой концентрации электролита, что связано повышением роли электростерического и структурно-механического механизмов стабилизации системы.

Преимущества электростерического метода стабилизации прямых эмульсий заключаются в минимальном количестве компонентов системы, широком диапазоне варьирования реологических характеристик и ТИФ, отсутствии в составе полимерных адсорбционно активных реагентов. Для повышения устойчивости прямых эмульсий и расширения температурного диапазона их применения (увеличения ТИФ) следует повысить коэффициенты стерической и энтропийной устойчивости системы за счет повышения концентрации эксцитилированного НПАВ, уменьшения объемной доли масляной фазы или применения специальных добавок, понижающих кислотное число масла. С ростом концентрации электролита в водной фазе

эмульсии ТИФ понижается, оставаясь в условиях полного соленасыщения на достаточном уровне ($>40^{\circ}\text{C}$) для применения эмульсионных составов в низкотемпературных скважинах. Дополнительная солюбилизация полярных маслорастворимых компонентов (жирные кислоты и эфиры растительных масел) приводит к развитию коалесценции и понижению ТИФ эмульсии. Напротив, введение в эмульсию неполярных углеводородов (алканы, полиолефины, минеральное масло), а также многоатомных спиртов (триэтиленгликоль, пропиленгликоль, глицерин) обеспечивает умеренный рост ТИФ в результате реализации гидротропного эффекта.

3.4 Щадящее глушение скважин

Группа компаний *Zirax* является лидером российского рынка по разработке и производству систем для глушения скважин и совместно с партнерами уделяет особое внимание разработке методов щадящего глушения скважин.

Отличительной особенностью солевых систем *Zirax* является использование в качестве базовых только чистых солей, не содержащих твердой фазы, что снижает риск кольматации ПЗП. Для предотвращения образования осадков солей из-за неодинакового ионнокатионного состава пластовых вод и жидкостей глушения предлагаются безкальциевые системы, применение которых особенно актуально при риске образования сульфатных и карбонатных солей.

Ввод гидрофобизаторов в жидкости глушения, прежде всего, нацелен на изменение смачиваемости поверхности пористой среды в ПЗП, что снижает глубину пропитки коллектора водносолевым раствором, облегчает удаление его из пласта при освоении скважины и запуске ее в эксплуатацию, усложняет повторную гидратацию при последующих циклах глушения. Помимо этого, уменьшение межфазного натяжения на границе жидкость глушения — нефть,

предотвращает образование стойких эмульсий и разрушает уже образовавшиеся, существенно снижает набухание глинистой составляющей коллектора.

Гидрофобизатор ГФ-1, разработанный в АО «Полиэкс», уменьшает межфазное натяжение почти в 60 раз (до 0,05–0,06 мН/м) и при добавлении в жидкости глушения снижает динамику их капиллярной пропитки породы [42]. Скорость впитывания в этом случае значительно ниже по сравнению с образцами породы, обработанными чистой водой и раствором хлористого кальция.

С 2014 года компания Zirax совместно с компанией MI-Swaco (Schlumberger) активно внедряет технологию глушения скважин на основе специальных блокирующих составов (блок-пачек), позволяющих контролировать поглощение жидкости в продуктивный пласт [43]. Данная технология особо актуальна при глушении скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) и при глушении многопластовых скважин с различным пластовым давлением. Временно блокирующий состав представляет собой специально подобранную систему на основе водно-солевого раствора с добавкой полимеров и фракционированного кольматанта (карбоната кальция). Такое сочетание компонентов позволяет создать плотную кольматирующую фильтрационную корку в зоне перфорации (рисунок 3.4.1). Такая корка, непроницаемая для фильтрации водных растворов предотвращает глубокое проникновение жидкости глушения в пласт. При запуске скважины в эксплуатацию блокирующий состав легко удаляется из скважины при минимальной депрессии на пласт (вызове притока) и выносится пластовым флюидом на поверхность. Для удаления фильтрационной корки не требуется каких-либо разрыхлителей или разрушителей, но при необходимости все составляющие блокирующего состава растворимы в кислотах.

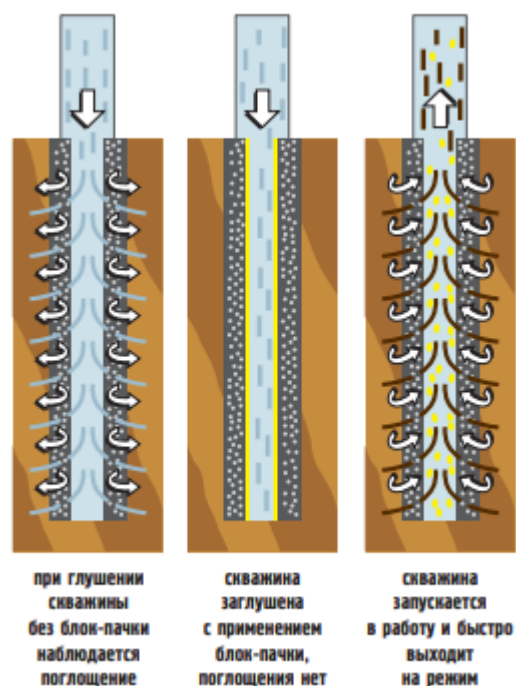


Рисунок 3.4.1 - Принцип работы блок-пачки при глушении скважины

Фильтрационная корка блокирующего состава сохраняет свои свойства не менее 20 дней при температурах до 150°C, что позволяет производить широкий спектр работ в скважинах с различными геологическими и температурными условиями. Также нужно отметить, что составы полностью совместимы со всеми видами пластовых флюидов и типами пород.

Глушение временно-блокирующими составами позволяет:

- снизить или полностью предотвратить проникновение жидкости из ствола скважины в продуктивный пласт во время проведения ремонтных работ в скважине;
- максимально сохранить коллекторские свойства пласта;
- обеспечить возможность безопасного проведения работ в скважинах, глушение которых ранее было затруднено;
- снизить риски по контролю скважин;

- существенно сократить время освоения и вывода скважины на режим;
- сократить затраты на проведение капитального ремонта скважин.

Перспективной технологией для снижения поглощения жидкости глушения в пласт, разработанной в ООО «Полиэкс», является применение инвертных эмульсий. Сущность такой технологии состоит в блокировании интервала перфорации вязкой инвертной эмульсией с последующим заполнением скважины водным раствором неорганических солей необходимой плотности. Для получения таких эмульсий с плотностью от 0,9 до 1,3 г/см³ разработаны эмульгаторы ЭКС-ЭМ (температура применения до 60 °С) и ЭМИТРИТ (температура применения до 100 °С).

Глушение скважин инвертными эмульсиями сохраняет естественную водонасыщенность ПЗП, предотвращает набухание глин и выпадение нерастворимых солей. Использование инвертных эмульсий на основе эмульгаторов ЭКСЭМ и ЭМИТРИТ не только не оказывает отрицательного влияния на коллекторские свойства пласта, но и увеличивает продуктивность скважин после освоения, ускоряет выход на режим и снижает обводненность добываемой продукции (рисунок 3.4.2).

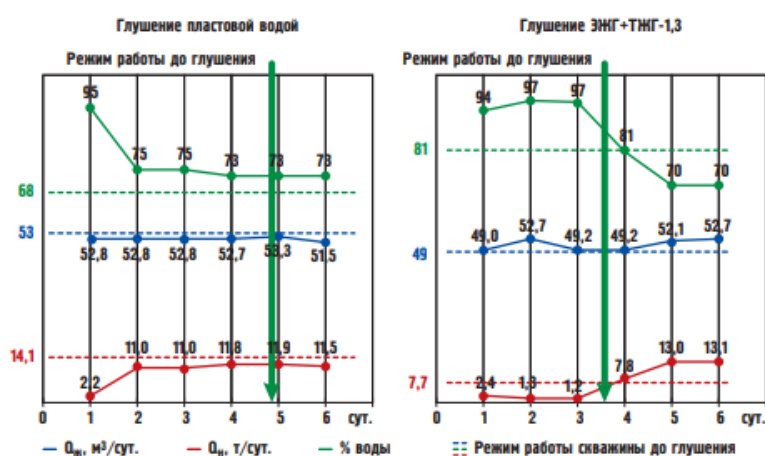


Рисунок 3.4.2 - Результаты применения жидкости глушения на основе эмульгатора экс-эм на скважинах месторождения Макат (Казахстан)

Применение технологий щадящего глушения скважин дает возможность продлить срок эксплуатации скважин, снизить затраты, связанные с освоением и выходом на режим скважин в послеремонтный период, повысить дебит по нефти и коэффициент продуктивности скважин. Щадящее глушение является залогом сохранения коллекторских свойств пласта, что зачастую позволяет обойтись без дорогостоящих операций по интенсификации притока, разглинизации и очистке от солей.

3.6 Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения

При подборе жидкости глушения для конкретной скважины специалисты, как правило, ограничиваются лабораторными испытаниями на образование осадков и эмульсий путем простого смешивания и, в особых случаях, проводят фильтрационные эксперименты на керновом материале [4, 4], руководствуясь собственными оригинальными методиками. Сложившаяся практика вполне пригодна для организаций, эксплуатирующих большое число однотипных скважин: объем фонда позволяет последовательно отбирать лучшие составы жидкостей глушения. Иная ситуация возникает при глушении скважин на небольших, сложно построенных или новых месторождениях — для таких объектов опытно-промысловые работы могут быть ограничены одной — двумя скважинами или не предусматриваются вовсе. Таким образом, очевидна необходимость разработки конкретных, имеющих метрологическую характеристику, рекомендаций по оценке влияния жидкостей глушения на фильтрационные свойства продуктивного пласта.

Содержание предлагаемого подхода заключается в следующем. По каждому объекту эксплуатации N (продуктивному пласту, месторождению и т.п.) производится сбор промысловых технологических данных, отбор кернов и пластовых флюидов. На основании опыта работы и технико-экономических соображений отбираются потенциально применимые жидкости глушения.

Собранная информация заносится в матрицу по уровням соответствующих критериев. Критерии собраны в две группы: по свойствам жидкости глушения и по свойствам продуктивного пласта. К связанным со свойствами жидкости глушения (i) критериям относим:

1. требуемую плотность;
2. химический состав (по основным солям);
3. наличие гидрофобизатора
4. наличие комплексонов
5. скорость коррозии стали в жидкости глушения.

К критериям, связанным с характеристиками продуктивного пласта (j), относим:

1. температуру пласта
2. пластовое давление
3. главный ионообменный минерал глин, входящих в породу пласта-коллектора
4. общую жесткость пластовой воды
5. содержание иона железа и сульфат-иона в пластовой воде
6. содержание смол и асфальтенов в пластовой нефти
7. кислотное число нефти.

При составлении матрицы критерии i и их уровни формируют столбцы, тогда как критерии j и их уровни формируют строки (рисунок 3.6.1). Критерии являются сложными: каждый последующий критерий иерархически подчинен предыдущему. Так, для конкретного продуктивного пласта критерии j имеют по одному уровню, а критерии i имеют несколько уровней, число которых соответствует количеству отобранных жидкостей глушения. Заполнение ячеек матрицы проводится на основании подтвержденных литературных данных, либо на основании данных лабораторных экспериментов по определению

совместимости жидкостей i с пластом и насыщающими его флюидами j . В ячейки вносятся знаки, обозначающие совместимость «+» или несовместимость «—». Полностью заполненная матрица, таким образом, позволяет однозначно отсеять жидкости глушения, не совместимые с пластовыми флюидами и минералами горной породы. Поскольку матрица составляется на основании объективных экспериментальных данных, технологический персонал добывающих компаний может непосредственно использовать полученные рекомендации в своей рутинной работе.

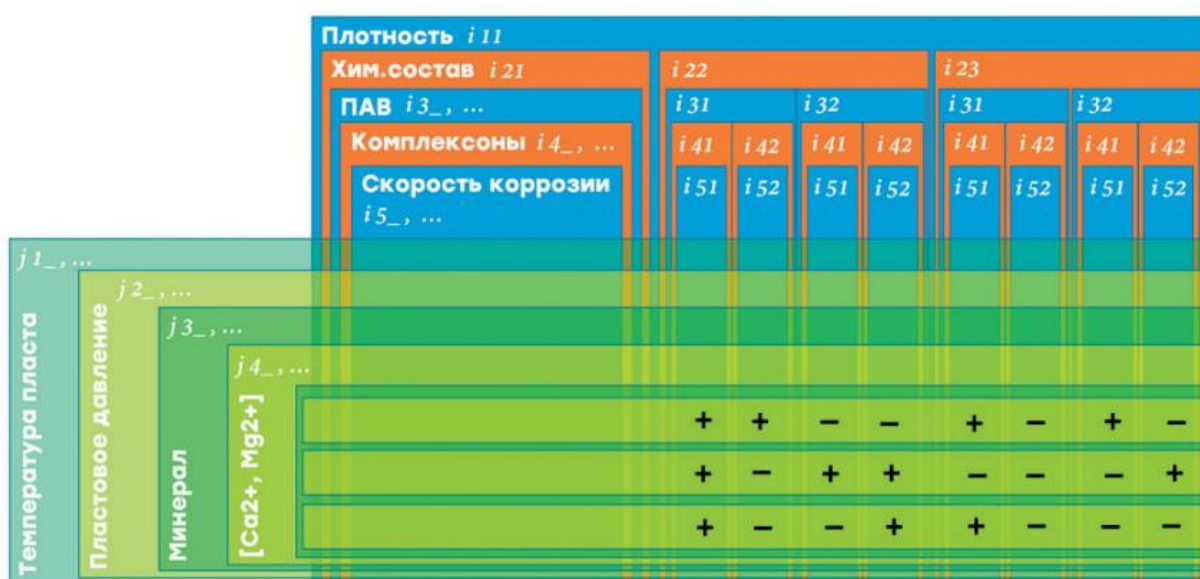


Рисунок 3.6.1 - Схема, иллюстрирующая структуру матрицы критериев выбора жидкости глушения

Последовательность действий при выборе критериев и их уровней можно проиллюстрировать на следующем примере.

1. Плотность жидкости глушения. На основании данных о вертикальной глубине интервала перфорации, альтитуде фонтанной арматуры и подтвержденном перед глушением скважины пластовом давлении производится расчет требуемой плотности жидкости глушения. Полученная величина уточняется гидравлическим расчетом [47] и требованиями [44].

Таким образом, для одной скважины критерий плотности имеет один уровень. При составлении матрицы для многих скважин, вскрывающих один и тот же пласт, уровней критерия может быть несколько.

2. Химический состав основы жидкости глушения. На основании полученного значения плотности с использованием стандартных таблиц плотностей растворов солей [48] выбираются основы жидкостей глушения. Если требуемое значение плотности оказалось менее 1000 кг/м³, в качестве основы выбирается техническая вода или — при наличии разрешений — доступная углеводородная жидкость. Например, требуемую плотность 1070 — 1090 кг/м³ имеют следующие растворы солей: 10 % масс. (титр 108,4 кг/м³) CaCl₂, 13 % масс. (титр 118 кг/м³) KCl или 12 % масс. (титр 130 кг/м³) NaCl. Таким образом, критерий состава в данном случае имеет три уровня.

3. Наличие гидрофобизатора. Общей рекомендацией при выборе жидкостей глушения является снижение межфазного натяжения на границе с нефтью, гидрофобизация поверхности поровых каналов и ингибирование гидратации глинистых минералов. Если порода пласта действительно гидрофильна, если известен минералогический состав глинистых компонент, как правило, принимается решение об использовании ПАВ, обладающих комплексным действием. Сегодня на рынке представлена широкая номенклатура ПАВ для промышленного применения, однако их выбор должен быть основан не на паспортных данных и рекламных материалах производителя, а на экспериментальных данных о термической стабильности их водных растворов, о критических концентрациях мицеллообразования, о температурных и концентрационных зависимостях межфазного натяжения на границе с пластовой нефтью [49, 50]. По результатам таких испытаний для составления матрицы должны быть даны однозначные рекомендации о температурных и концентрационных диапазонах применения конкретного ПАВ. Таким образом, критерий наличия в составе жидкости глушения

гидрофобизатора имеет как минимум два уровня: 1) без ПАВ и 2) с ПАВ в такой-то концентрации, в таком-то диапазоне температур.

4. Наличие комплексона. Использование комплексонов — органических хелатообразующих соединений — в составе жидкостей глушения обусловлено стремлением сократить риски выпадения нерастворимых солей, эмульгирования нефти и т.п. при потенциально высоком содержании в пластовой воде растворенных поливалентных катионов. Очевидно, что в случае использования жидкостей глушения на основе хлористого кальция или бишофита добавление комплексонов не имеет смысла. Поэтому ввод комплексонов может быть рекомендован для жидкостей глушения только на основе моновалентных солей при наличии определенных обстоятельств: высокая жесткость пластовых вод, высокое содержание железа в пластовых водах или технической воде затворения, высокие значения индексов насыщения Оддо-Томсона [51] для пластовой воды. На основании указанных данных подбирается наиболее активный комплексон, стехиометрическими расчетами определяется необходимая концентрация [52]. Таким образом, данный критерий может иметь максимум два уровня: 1) без комплексона и 2) с таким-то комплексоном в такой-то концентрации.

5. Скорость коррозии. Нормативным документом определен один уровень данного критерия — менее 0,1..0,12 мм/год [44]. Однако при наличии особых термобарических или химических факторов нормативные требования могут быть ужесточены.

Приведенные выше рассуждения суммированы в таблице 3.6.1

Таблица 3.6.1 - Критерии, связанные со свойствами и составом жидкости глушения

Критерий i	Исходные данные для расчета уровней критерия	Методика/ норматив для определения уровня критерия	Наименование уровня	Пример значения одного из уровней
Требуемая плотность жидкости глушения	Вертикальная глубина интервала перфорации, альтитуда ФА, пластовое давление, конструкция скважины, схема заканчивания	Гидравлический расчет глушения [47], п.п. 3.2.1.1, 3.2.1.2 [44]	Диапазон плотности	1070 — 1090 кг/м ³
Химический состав основы жидкости глушения	Хим. состав пластовой воды, хим. состав нефти, технико-экономическая доступность различных солей или неводных основ	Таблицы плотностей водных растворов солей [63]	Базовая соль или базовый неводный компонент, концентрация	NaCl , 12 % масс.
Наличие гидрофобизатора	Паспортные данные и опыт применения ПАВ, термобарические условия	Экспериментальные данные по температуре помутнения и зависимостям межфазного	Наименование гидрофобизатора, концентрация, температурный диапазон	Гидрофобизатор NN-55, 0,7 % масс., от +40 °С до +120 °С

	продуктивного пласта, физико-химические свойства нефти, минералогический состав породы	натяжения, фазовые диаграммы ПАВ-нефть [49, 50]		
Наличие комплекса	Перечень отобранных комплексонов, хим. состав пластовой воды и воды затворения, состав примесей базовых солей	Паспортные данные комплексонов, стехиометрические расчеты связывания поливалентных катионов [51, 52]	Наименование комплекса, концентрация	Трилон Б, 0,2 % масс
Коррозия	Марка сплава, термобарические условия работы труб [64]	[44] или ограничения производителей труб и оборудования	Диапазон скорости коррозии	менее 0,1..0,12 мм/год

Уровни критериев, связанных со свойствами продуктивного пласта, определяются следующим образом.

1. Температура пласта. Указываются температура пласта и сведения о температуре застывания нефти (либо более уточненные данные о температуре начала выпадения парафинов) [53, 54, 55]. Пластовая температура указывает на условия проведения тестов на совместимость, а температура выпадения парафинов дает информацию о коллоидной структуре нефти в пласте.

2. Пластовое давление. Указывается уточненное пластовое давление, а также сведения о насыщении пластовой нефти газом [56].

3. Главный ионообменный минерал. На основании рентгенофазового анализа отмученной глинистой фракции кернового материала дается наименование и кристаллографическая характеристика ионообменных минералов, представленных в большем количестве по объему [57]. Справочные данные о химических свойствах минералов вкупе с информацией о химическом составе пластовых вод позволяют до начала экспериментов исключить жидкости глушения, которые обусловят повышенную гидратацию или диспергирование глин.

4. Химический состав пластовой воды (минерализация). На основании стандартных измерений указываются общая жесткость, содержание сульфат-ионов, содержание ионов железа в пластовой воде [58]. По результатам расчета критериев насыщения [51, 59], результаты измерений минерализации снабжаются комментариями о достижении или недостижении насыщения для выпадения в осадок нерастворимых солей (карбонатов, сульфатов). На данном этапе целесообразно рассчитать индексы насыщения Оддо-Томсона и для смесей пластовой воды и жидкостей глушения. Автоматизированный расчет на ЭВМ не отнимет много времени, позволив сократить экспериментальную часть.

5. Содержание смол и асфальтенов в нефти. Данный критерий актуален в том случае, когда коллоидная стабильность нефти низка, либо чутко реагирует на изменение термобарических условий. Значения уровня получают по результатам проведения т.н. SARA анализа [60]. При низком содержании асфальтенов (менее 1 — 2 %) этот критерий учитывать не следует. При более высоких содержаниях асфальтенов результаты анализов следовало бы

сопроводить расчетами одного из показателей коллоидной стабильности нефти [61].

6. Кислотное число нефти. Уровень критерия определяется титрованием [62]. Высокое число указывает на повышенное содержание в нефти нафтеновых кислот. Такие нефти при контакте с некоторыми жидкостями глушения могут омыляться и формировать стабильные высоковязкие обратные эмульсии. Исходные данные, методы и примеры по пластовым критериям приведены в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 Критерии, связанные со свойствами продуктивного пласта

Критерий j	Исходные данные для расчета уровней критерия	Методика/норматив для определения уровня критерия	Наименование уровня	Пример значения одного из уровней
Температура пласта	Промысловые данные, сведения о T кристаллизации парафинов нефти	[53], [54], [55]	Пластовая температура, температура выпадения парафинов	+93 °С, температура выпадения парафинов +42 °С
Пластовое давление	Промысловые данные, сведения о давлении насыщения нефти газом	[56]	Пластовое давление, заключение о соответствии давлению насыщения нефти газом	35,7 МПа, ниже давления насыщения
Главный ионообменный минерал	РФА глинистой фракции,	[57]	Наименование минерала	Нонтронит

	выделенной из керна			
Общая жесткость пластовой воды	Химический анализ воды (пластовой, затворения) и готовых жидкостей глушения [58]	Расчет значений индексов насыщения (SI) Оддо-Томсона и др. [51, 59]	Значение показателя, вывод о соответствии индексу насыщения	540 мг/л, выпадение гипса
Содержание сульфатов				47 мг/л, нет насыщения
Содержание железа в пластовой воде				3 мг/л, нет насыщения
Содержание асфальтенов и смол	SARA анализ [60]	Критерии [61]	Содержание асфальтенов, вывод о соответствии одному из показателей стабильности	1,1 % масс., нефть стабильна
Кислотное число нефти	Определение КЧ нефти [62]	Промысловый опыт, литературные данные о пороговых значениях показателя в отношении эмульгируемости	Значение показателя КЧ	2 мг КОН

После заполнения уровней для всех критериев необходимо аналитически вычленить варианты явной несовместимости жидкостей глушения с конкретными свойствами пласта. Например, несовместимость может быть записана для таких сочетаний, как:

— жидкость глушения на основе CaCl_2 и содержание сульфат-ионов в пластовой воде 3000 мг/л — явные условия формирования нерастворимых осадков гипса;

На аналитическом этапе целесообразно заполнить возможно большее число ячеек матрицы для сокращения количества экспериментов.

По тем сочетаниям критериев, на которые отсутствуют достоверные литературные данные или алгоритмы решений, требуется обязательное экспериментальное подтверждение совместимости.

Описанная выше матрица применимости жидкостей глушения может быть непосредственно использована для оценки на совместимость любых водных жидкостей глушения (на основе растворов солей), планируемых к использованию в терригенных пластах.

3.7 Алгоритм выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий

К геологическим условиям, осложняющим глушение скважин, относятся: высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов по площади и разрезу, наличие литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежи на изолированные блоки, высокая пластовая температура, аномально высокое или низкое пластовое давление.

К сложным технологическим условиям относятся скважины с повышенной кавернозностью, вызванной выносом горной породы, отклонениями в закачивании по причине деформации хвостовиков и интервалов перфорации.

К выбору технологии глушения необходимо приступать после того, как будет собрана имеющаяся информация по скважине, на которой необходимо провести глушение:

1. Изучается информация, представленная в наряде-заказе на глушение скважины. Нарядзаказ содержит следующую информацию: способ эксплуатации и вид предстоящего ремонта, геолого-техническая характеристика скважины (мощность и глубина залегания пласта, пластовые давление и температура, система заканчивания, интервал перфорации, данные по эксплуатационной колонне, насосно-компрессорным трубам (НКТ) и погружному оборудованию);

2. При планировании операции глушения скважины должен быть учтен предыдущий опыт проведения работ по глушению на данной или соседних скважинах, оценена возможность возникновения осложнений — поглощения технологического раствора, низкое давление закачки, повышенный расход раствора и т.д.;

3. Для предупреждения возможных осложнений при глушении скважины необходимо проанализировать данные по пласту (тип коллектора, кавернозность, неоднородность ФЕС по разрезу и площади, водочувствительность, вынос механических примесей, который характеризуется количеством взвешенных частиц (КВЧ), давление насыщения, начальное пластовое давление).

При сложных геолого-технологических условиях наиболее эффективным способом исключения поглощения жидкости глушения продуктивным пластом является разобщение технологической жидкости и пласта с помощью блокирующего состава глушения (БСГ).

Правильный выбор физического принципа блокирования и состава БСГ, соответствующих геолого-техническим условиям залежи, конструкции

скважины и планируемым мероприятиям, обеспечивает успешность подземных ремонтов скважин более 90%.

Как уже говорилось выше, для снижения проникновения технологического раствора глушения в продуктивный пласт (снижения поглощения) применяется два основных принципа:

- повышение вязкости БСГ;
- закупоривание пор и каналов фильтрации твердыми частицами.

Основные типы БСГ, в которых реализованы эти принципы, представляют гелированные водные растворы и эмульсии (первый принцип) или дисперсные системы (суспензии) с твердой фазой (второй принцип).

Для определения технологии глушения скважины необходимо рассмотреть геолого-техническую информацию по скважине, определить возможные осложнения в процессе глушения и исключить их при составлении дизайна работ.

Алгоритм подбора технологии глушения состоит из следующих этапов:

1. Производится анализ имеющейся геолого-технической информации по скважине

— Наряд-заказ. Информация, содержащаяся в наряде-заказе, позволяет определить удельный вес технологического раствора глушения, необходимый объем, необходимость использования БСГ (при внесении данной информации в наряд-заказ по результатам предыдущих операций глушения).

— История ремонта скважины. Анализ предыдущих ремонтных работ в скважине позволит исключить ошибки при составлении дизайна работ, улучшить его. Необходимо обратить внимание на осложнения в процессе проведенных ремонтных работ, давление закачки в процессе глушения,

объемы поглощения. При установлении фактов осложнений или предпосылок к ним в дизайн вносятся соответствующие корректировки.

— История эксплуатации скважины. Повышенное значение КВЧ указывает на образование кавернозности в призабойной зоне скважины, что должно подтверждаться данными предыдущих ремонтных работ (глушения), а именно: фиксироваться поглощение, с каждым последующим ремонтом при использовании БСГ должен увеличиваться его объем или уменьшаться давление закачки вследствие снижения контроля поглощения при ремонте.

2. Анализ геолого-технологических условий и выбор технологии глушения

— Для предупреждения возможного осложнения при глушении скважины необходимо проанализировать данные по пласту: тип коллектора, кавернозность, неоднородность, водочувствительность, пластовые давление и температуру, давление насыщения, показатели эксплуатации скважины перед ремонтом. При отнесении скважины к сложным геолого-технологическим условиям рекомендуется использовать при глушении БСГ.

3. Определение типа блокирующего состава

— Для выбора типа БСГ используется информация о виде ремонта, планируемых операциях и продолжительности. При планировании дополнительных работ в эксплуатационной колонне скважины предпочтение отдается БСГ с искусственным кольматантом, рекомендуется производить закачку с продавкой в пласт. Необходимо обращать внимание на температуру пласта и чувствительность к температуре планируемого к использованию полимерного загустителя. Способ эксплуатации скважины до и после ремонта позволяет определить метод установки БСГ (по НКТ или в затрубное пространство), метод освоения скважины после ремонта (насосом, переводом на нефть, применением деструктора для разрушения загустителя и т.д.).

4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Глушение скважин – прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путём закачки в неё специальной жидкости, что связано с искусственным повышением забойного давления до величин, превышающих пластовое, которое необходимо для проведения текущего, капитального ремонтов скважин, прекращение аварийных выбросов пластового флюида. В данном разделе проводится оценка стоимости операции по глушению скважины на Усть-Балыкском месторождении, разрабатываемом ООО «РН - Юганскнефтегаз».

4.1 Исходные данные для расчета стоимости проведения операции

Данные для расчета экономической эффективности проведения операции по глушению скважины представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Исходные данные

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб.
Тампонажный раствор	м3	43	2 900
Ингибитор	г/м3	10	1 500
Стабилизатор	г/м3	10	1 700
Тариф на эл. энергию	кВт/час	1	1,5
Тариф бурильщика 6 разряда	руб/час	1	95
Тариф пом/бурильщик 5 разряда	руб/час	2	78
Оклад мастера	Мес.	1	47 000
ЦР – 3 ед	Час.	8	700
ЦА-320 – 2 ед.	Час.	8	750
Продолжительность работ по глушению	Час.	8	
Численность ИТР цеха	Чел.	40	
Среднемесячная з/плата ИТР цеха	Руб.		32 000
Стоимость на начало года	Тыс.руб.		854 444
Ввод ОФ	Тыс.руб.		1 150
Вывод ОФ			6 733
Месяц ввода ОФ			Ноябрь
Месяц вывода ОФ			Май

4.2 Капитальные вложения и амортизация применяемого оборудования

Амортизация – процесс, при котором по мере использования основных фондов они изнашиваются, перенося свою стоимость по частям на готовую продукцию путём включения в себестоимость. Амортизацию начисляют в течение всего периода срока службы основных фондов, в том числе и во время ремонта и простоя. Основные фонды постоянно списываются и принимаются на баланс, поэтому начисляют сумму амортизационных отчислений исходя из среднегодовой стоимости основных фондов.

Амортизация основных средств начисляется линейным способом, т.е. по объектам, введенным в эксплуатацию после 01.01.2002 года, и нелинейным способом, т.е. по нормам, рассчитанным исходя из срока полезного использования, установленного Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 года № 1 [68].

Сумма амортизационных отчислений рассчитывается в целом за год по бригаде (таблица 4.2.1), где N_a – годовая норма амортизации, %.

В течение года основные фонды не планируется вводить и выводить.

Проведем расчет амортизации.

$$1. C_{ср} = 854\,444 + (1150 \times 2/12) - (6\,733 \times (12-4)/12) = 854\,444 + 191,67 - 34488,67 = 850\,147$$

Работы по глушению скважины будут производиться в течение 8 часов, поэтому определяем сумму амортизационных отчислений (год, месяц, час):

$$2. A_{г} = C_{ср} \cdot N_a / 100 = 850\,147 \cdot 25 / 100 = 212\,536,75$$

$$3. A_{м} = A_{г} / 12 = 212\,536,75 / 12 = 17\,711,4$$

$$4. A_{ч} = A_{м} / 170 \cdot t = 17\,711,4 / 170 \times 8 = 833,48$$

Таблица 4.2.1 – Амортизация основных фондов

Основные фонды	Средняя годовая стоимость	На	Аг	Ам	Ач
ЦР	850 147	25	212 536,75	17 711,4	833,48
Ца-320	850 147	25	212 536,75	17 711,4	833,48
Всего					1 666,96

4.3 Расчет сырья и материалов

Вспомогательные материалы для глушения рассчитываются по нормам расхода, которые разрабатывает производственно-технический отдел и утверждает руководитель предприятия.

Стоимость 1м³ тампонажного раствора – составляет 2 900 руб.

В таблице 4.3.1 приведены расчеты материалов из общей суммы.

Таблица 4.3.1 - Расчет вспомогательных материалов

Наименование материалов	Ед. изм.	К-во по норме	Стоимость един. (руб)	Сумма в руб.
Тампонажный раствор	м3	43	2 900	124 700
Ингибиторы	г/м3	10	1 500	15 000
Стабилизаторы	г/м3	10	1 700	17 000
Всего				156 700

Стоимость вспомогательных материалов на глушение скважины составила 156 тыс. 700 руб.

Электроэнергия рассчитывается по паспортным данным токоприемников.

Расчет потребляемой электроэнергии:

1. Прожектор – 5 ед. – для освещения территории

8 час. × 5 прожекторов × 1 кВт × 1,5 руб. = 60 руб.

2. Вагон - дом – 1 ед. для проживания бригады

8 час. × 20 кВт × 1 ед. × 1,5 руб. = 240 руб.

3. Чайник

8 час × 2 кВт × 1,5 руб. = 24 руб.

4. Электроплита

7 час × 5 кВт × 1,5 руб. = 52,5 руб.

Всего: 60 + 240 + 24 + 52,5 = 376,5 руб.

Таблица 4.3.2 - Электроэнергия (со стороны)

Наименование	Кол-во ед.	Мощность токоприемн. кВт	Кол-во на един. час	Кол-во кВт/час	Стоимость 1-го кВт/час руб.	Сумма руб.
1. Прожектор	5	1	8	40	1,5	60
2. Вагон - дом	1	20	8	160	1,5	240
3. Чайник	1	2	8	16	1,5	24
4. Электроплита	1	5	7	35	1,5	52,5
Итого				251		376,5

4.4 Расчет фонда оплаты труда и страховых взносов в государственные внебюджетные фонды

На предприятии действует повременно-премиальная система оплаты труда. Показателями премирования являются: объем и качество выполненных работ (отсутствие претензий).

Заработная плата в бригаде начисляется на тарифные ставки.

Заработная плата мастеру начисляется по окладу за отработанное время.

Основанием для оплаты труда работников бригады служат следующие документы:

план – задание;

акт сдачи скважин из ремонта;

акты о простоях бригад, повторных работах, авариях;

табель учета рабочего времени.

Отчисления на социальные нужды производятся в размере 30% от ФЗП. Эти средства направляются на выплаты б/листов, в пенсионный фонд, на оплату несчастных случаев [67].

Отчисления на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 2,9% (с доходов, не превышающих предельную базу). В 2022 году предельная база для пенсионных взносов составляет 1 565 000 руб. (п.1 Постановления Правительства от 16.11.2021 N 1951).

Таблица 4.4.1 - Заработная плата и страховые отчисления

Профессия	Разряд	Тариф за 1 час работы	Сумма по тарифу	Доплаты 30%	Премия 70%	РК.+СН120%	Кол-во чел	ФЗП всего Руб.	Отчисления на соц. нужды	Отчисления на ОСС
Бурильщик	6	95	760	228	691,6	2 015,52	1	3 695,12	1108,54	107,13
Помбур	5	78	624	187,2	567,84	1 654,85	2	6 067,78	1820,33	191,63
Мастер		200,85	1 606,8	482,04	1 462,2	4 261,25	1	7 812,29	2343,69	226,56
ИТОГО								17575,19	5272,56	525,32

4.5 Итоговая стоимость глушения скважины на Усть-Балыкском месторождении

Таблица 4.5.1 - Расчет стоимости одного глушения

Наименование	Ед. изм.	Сумма
1. Сырье и основные материалы	руб.	-
2. Вспомогательные материалы	руб.	156 700
3. Топливо приобретенное	руб.	-
4. Эл. энергия приобретенная	руб.	295
5. Заработная плата	руб.	17 575,19
6. Отчисления на соц. нужды 30 %	руб.	5 272,56
7. Отчисления на страхование от несчастных случаев	руб.	525,32
8. Амортизация	руб.	1 666,96
9. Транспортные расходы	руб.	30 800

Итого прямых расходов	руб.	212 835,03
Прочие расходы	руб.	785,5
в т.ч. - услуги смежников	руб.	-
- цеховые	руб.	785,5
Всего	руб.	213 620,53

Заключение

Согласно проведенным расчетам, стоимость проведения операции по глушению скважины на Усть-Балыкском месторождении составит 213 095,21 рублей. Большая часть затрат в структуре отводится вспомогательным материалам.

На любом предприятии всегда в центре внимания должны рассматриваться пути снижения себестоимости продукции.

Для снижения затрат на проведение глушения скважины необходимо придерживаться технологических процессов, использовать исправное оборудование, следить за нарушениями трудовой дисциплины, что позволит уменьшить количество производственных травм и тд.

Снижение стоимости добычи можно добиться усовершенствованием технологии подготовки газа, сокращением численности рабочих, проведения тщательного отбора новых сотрудников, покупка более дешевых и качественных жидкостей глушения.

5 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли, в частности, в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходованием невозобновляемых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс по спуску и креплению, использованию специальных элементов технологической оснастки для оснащения обсадных колонн и строительства скважин в различных геологических условиях, различных по своей специфике, профилю и назначению.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на [1]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются статьёй 298 ТК РФ [2].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [3].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [4].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [5].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [6].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.002-14 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения» [7] факторы производственной среды представлены, как опасные и вредные производственные факторы.

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно- технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание.

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в таблице 5.2.1:

Таблица 5.2.1 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Факторы	Этапы работы	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	помещений.[11]
---	---	----------------

Продолжение таблицы 5.2.1

3.Повышенный уровень электромагнитного излучения	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [8] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [9] СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [10] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [12]
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	
5.Поражение электрическим током	+	
6.Возгорание	+	
7. Повышенный уровень вибрации	+	
8. Движущиеся машины механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	

5.2.1.1 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежен. Помимо этого, как правило основная масса буровых работ ведется в условиях крайнего Севера.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и др. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель

для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации. Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05. [13]

Согласно данного документа, наиболее подходящим климатическим регионом (поясом), характеризующимся следующими показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы), является климатический пояс Ib (TV) - 41 °С и 1,3 м/с.

Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относится -15,1 °С (без перерывов на обогрев) и -18,1 °С (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал -23,5 °С (без перерывов на обогрев) и - 29,8 °С (с перерывами); к опасным относится - 27,5°С (без перерывов на обогрев) и -35,5 °С (с перерывами на обогрев).

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Шум на рабочей площадке буровой установки неизбежен. Источником возникновения является работа винтового забойного двигателя в скважине, передающего шум и вибрацию по всей длине буровой колонны на роторный стол. Помимо этого, работа дизельных двигателей является основным источником шума на буровой установке.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха.

Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83 [14].

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ.

Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

5.2.1.3 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации на буровой установке являются те же

механизмы оборудование, что и источниками шума: винтовые забойные двигателя, дизельные двигатели, компрессоры и др.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрации может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действия нормативной документации.

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [15].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. На всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку

амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

5.2.1.4 Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

Работы на буровой ведутся круглосуточно, как на открытом пространстве (стол ротора, мостки), так и в закрытых помещениях (насосный блок, центральная система грубой очистки). Как правило недостаток освещения касается двух представленных случаев.

Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Недостаточно хорошее освещение в рабочей зоне сказывается на усталость персонала, человек в таких условиях работает менее продуктивно, повышается потенциальная опасность возникновения аварийной ситуации и несчастных случаев. Помимо этого, недостаток освещения может повлечь профессиональные заболевания, например, такие как спазм аккомодации и близорукость. Естественное освещение имеет большое значение при работе. Образованное в результате взаимодействия прямого и отраженного света диффузное освещение помещений создает благоприятное распределение яркости, что оказывает положительное действие на зрение.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП)

[16] и приведены в Таблице 17.

Таблица 17 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещённость, лк	Пространство	Освещённость, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [17]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [18] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

5.2.2.2 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления,

при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

Производственные помещения буровой установки относятся к опасным и особо опасным помещениям в отношении опасности поражения электрическим током. ГОСТ 12.1.019 [19] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- Проектирование монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [20] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».
- Обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- Применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из

членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003- 91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [22].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кошма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [23].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в Приложении А.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортным средством (цементовоз, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51- 1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [24].

5.3.2 Охрана недр

Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов

поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

- Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

- Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88).

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения, в течение короткого периода времени, экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. В чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны,

затопление прибрежной территории, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др.

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- пожары;
- наводнение;
- газонефтеводопроявление.

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

5.4.1.1 Газонефтеводопроявление

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину, через устье на поверхность при производственном ремонте, освоения или бурения скважины.

Причины газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых нефтяных и газовых фонтанов:

- невыполнение требований проекта и технологических регламентов по параметрам промывочной жидкости, промывкам скважины, скоростям спуска и подъема буровой и обсадных колонн, что приводит к снижению противодавления на пласт;
- длительные простои скважины без промывки и долива;
- снижение уровня промывочной жидкости в скважине в процессе спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев в результате несвоевременного и недостаточного ее заполнения промывочной жидкостью;
- непринятие оперативных мер по герметизации устья скважины при появлении признаков нефтегазоводопроявления;
- увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске буровых или обсадных колонн по сравнению с расчетным.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [25].

Вывод

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

Заключение

В аналитической выпускной квалификационной работе магистра была поставлена цель – проанализировать современные составы жидкостей глушения, критерии их применения и тенденции развития в области технологии глушения нефтяных и газовых скважин.

Проведенный литературный обзор ЖГС, используемых в отечественной и зарубежной нефтепромысловой практике, их преимущества и недостатки, технологии их применения в тесной связи с проблемой сохранения коллекторских свойств ПЗП показал, что рациональный выбор жидкости глушения скважины должен осуществляться с учётом геолого-физических и технических условий работы скважин. Такой подход позволит предотвратить поглощение ЖГС продуктивным пластом, нефтегазопроявления, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионные разрушения подземного оборудования. Учет данных по истории ремонта и эксплуатации скважины также способствует повышению эффективности прогнозирования осложнений, позволяя сократить возможный простой скважины на время повторного глушения и, как следствие, снизить потери нефти и сопутствующие затраты.

Перед использованием тех или иных химических составов необходимо учитывать, что эксплуатационные характеристики коммерческих продуктов могут отличаться (отсутствует единый стандарт производителей), и требуется обязательное лабораторное тестирование каждого продукта на определение его физико-химических свойств, совместимость с применяемыми реагентами и пластовым флюидом, проведение фильтрационных экспериментов на керне для подтверждения сохранения проницаемости и, при необходимости, другие экспериментальные исследования, включенные в программу тестирования для конкретных геолого-технологических условий. Обязательно также проведение опытно-промысловых испытаний.

Результатом данной работы стало обобщение и систематизация данных в области технологий глушения скважин, разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения и алгоритма выбора технологии глушения для сложных геолого-технологических условий.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
2. «Трудовой кодекс Российской Федерации» Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
3. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
4. 4. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «О страховых пенсиях»
5. 5. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
6. 6. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
7. ГОСТ 12.0.002-14 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно- вычислительным машинам и организации работы».
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

11. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
14. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
17. . РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
18. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
19. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
20. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении
21. «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
22. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

23. 11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/> (дата обращения 01.06.2021).

24. 12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartovbezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti> (дата обращения 01.06.2021).

25. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

26. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие/ Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников, Д. С. Леонтьев. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. — 96 с.

27. Курбасов М.Г., Влияние жидкости глушения на основе обратной эмульсии на фильтрационно-емкостные свойства пласта. // Rogtec magazine. – 2020. – № 60. – С. 42-46.

28. Окроелидзе, Г. В. Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов: специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Окроелидзе Геннадий Владимирович. – Уфа, 2016. – 22 с.

29. Мардашов Д. В., Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов. // Записки Горного института. – 2021. №251. – С. 617-626.

30. Козлов Е.Н., Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 57-61.

31. Козлов Е. Н., Кустышев А. В., Абдуллин Р. С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 31-33.

32. В. И. Ноздря, С. В. Мазыкин, Е. В. Беленко, Разработка и исследование соленасыщенных составов для глушения и освоения низкотемпературных пластов на основе концентрированных эмульсий типа "масло в воде" // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 32-37.

33. Патент РФ №2279462, МКИ С09К 8/42. – 2006.

34. Патент РФ №2246609, МКИ Е21В 43/12. – 2005.

35. Патент РФ №2215868, МКИ Е21В 43/12. – 2003.

36. Рябоконь С.А., Вольтерс А.А., Сурков А.Б., Глущенко В.Н., Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". – М.: ВНИИОЭНГ, 1989, стр.34-37.

37. Патент РФ №2187532, МКИ С09К 7/06. – 2002.

38. Патент РФ № 2097547, 6, МКИ Е21В 43/26. – 1997.

39. Патент РФ № 2213762, 7, МКИ С09К 7/06. – 2003.

40. Патент РФ № 2190657, 7, МКИ С09К 7/06. – 2002.

41. Демахин, С. А., Технологии компании Zirax для щадящего глушения скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 69-72.

42. Миков А.И., Казакова Л. В., Заглуши ее нежно. Применение модифицированных жидкостей глушения при ремонте скважин позволяет

сохранить коллекторские свойства призабойной зоны пласта // Нефтесервис. – 2009. – №3. – С. 52–54.

43. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н., Малайко С.В., Анфиногентов Д.А., Чумаков Е.М., Глушение скважин блок-пачками — эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // «Нефть и газ Евразии». –2014. – №8–9. – С. 56–57.

44. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. М.: АО «НПО Бурение», 1997. 24 с

45. Баспаев Е.Т., Аяпбергенов Е.О., Рзаева С.Д., Выбор жидкости глушения скважин для условий месторождения Узень // Булатовские чтения: II Международная научно-практическая конференция, 31 марта 2018 г.: сб. материалов в 7 т. Т. 2. Ч. 1. Краснодар: Изд. Дом «Юг», 2018. С. 70—75.

46. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 175—181.

47. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 413 с.

48. Химическое равновесие и кинетика свойства растворов. Электродные процессы // Справочник химика, т. 3. М.: Химия, 1965. 1005 с

49. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Подгорнов В.М. Определение предельных концентраций ПАВ в скважинных растворах методом рефрактометрии // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2007. № 1. С. 43—48

50. Коноплева В.С. Разработка установки для определения поверхностного натяжения по методу Ребиндера // 71-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ — 2017». Секция «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин»: сб. тезисов докладов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 336 с. С. 122

51. Oddo J.E, Tomson M.B. Methods predicts well bore scale, corrosion // Oil & Gas Journal. June 8. 1998.
52. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. М.: Химия, 1988.
53. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. М.: Стандартиформ, 2006. 7 с
54. РД 39-3-812-82. Методика определения температуры застывания парафиновых нефтей. Реологические свойства. М.: Миннефтепром, 1982. 7 с.
55. Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А. Возможность выявления истинных параметров фазового превращения парафинов в нефти // Бурение и нефть. 2018. № 11. С. 36—38
56. ОСТ 39-087-79 «Лабораторные методы и приборы для определения давления насыщения нефти газом. Общие технические требования. Оценка точности». М.: Миннефтепром, 1979. 14 с.
57. Dargahi H. J., Rezaee R., Pejicic B. Clay Mineralogy of Shale Gas Reservoirs through Integrating Infrared Spectroscopy and X-Ray Diffraction // presented at Unconventional Resources Technology Conference, 12 — 14 August, Denver, Colorado, USA, 2013. URTEC-1619333-MS.
58. Руководство по анализу воды. Питьевая и природная вода, почвенные вытяжки / под ред. к.х.н. А.Г. Муравьева. С-Пб: «Крисмас+», 2011. 264 с.
59. ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом». М.: Миннефтепром, 1989.
60. ASTM D2007-11 (2016). Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method. 8 p.

61. Евдокимов И.Н. Проблемы несовместимости нефтей при их смешении. М.: Отдел оперативной полиграфии РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 93 с.
62. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа. М.: Стандартиформ, 2009. 6 с.
63. Паршукова Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев: уч. пос. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 96 с.
64. ГОСТ Р 9.905-2007 ЕСЗКС. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. М.: Стандартиформ, 2007. 18 с.
65. Алекперов В.Т. О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин / В.Т. Алекперов, В.А. Никишин // Бурение: реф. науч.-техн. сб. / М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - № 2. - С. 36-39.
66. Рябоконт С.А., Вольтере А.А., Сурков А.Б., Глущенко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. //Сер. нефтепромысловое дело. - М: ВНИИОЭГОГ, 1989. - 44 с.
67. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности / [В. Ф. Дунаев и др.]; под ред. В. Ф. Дунаева; Федеральное агентство по образованию, Российский гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. – 4-е изд., испр. и доп. – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. – 332 с.
68. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" / СПС КонсультантПлюс (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/1e41717903a74912327e10eb80547bd73a1f7378/ (дата обращения: 10.06.2022)

Приложение I

(справочное)

Concentrated salt-resistant emulsions of the "oil in water" type used for the development of oil and gas wells

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Шарапов М.В.		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

Concentrated salt-resistant emulsions of the "oil in water" type used for the development of oil and gas wells

Currently, water-based and hydrocarbon-based oil and gas well silencing fluids are widely used. The first group includes solutions of mineral salts, foams, fresh and reservoir waters, as well as direct emulsions. Hydrocarbon-based liquids include commercial or thickened oil and invert emulsions with an aqueous phase content of up to 80% vol. Among the disadvantages of hydrocarbon systems, we can distinguish their blocking effect due to capillary forces that are realized when mineralized reservoir water is displaced from the pore space, which can lead to the formation of persistent water-oil emulsions in the reservoir. In addition, oil-based compounds have increased combustibility and a low level of environmental safety for the environment.

Sodium chloride (halite), which has the optimal combination of low cost and high availability in comparison with other salts, is the most widely used as silencing fluids for low-temperature gas wells. Sodium chloride is usually used for the preparation of silencing liquids with a density of up to 1.18 g/cm³. For the preparation of liquids with a density of 1.18 to 1.30 g/cm³, calcium chloride is used, and for the preparation of silencing liquids with a density of more than 1.30 g/cm³, potassium carbonate (potash), as well as other salts or mixtures thereof can be used. Water brines are thickened with polymer additives based on polysaccharide derivatives to reduce the level of filtration of the water phase into the productive layer. Polymers are limited in solubility in a saline medium, so their aqueous solutions are close to dispersions in properties. Water-polymer compositions may also contain a highly dispersed filler and surfactant for hydrophobizing the pores of a productive formation. The article [33] describes an oil and gas well silencing fluid containing a surfactant, a polymer emulsion, a highly dispersed hydrophobic material, and an aqueous solution of mineral salt. The presented composition has insufficient insulating properties and increases the water content of the extracted

hydrocarbons. A polysaccharide gel for silencing wells containing mineralized water, a polysaccharide thickener, a boron crosslayer, diethanolamine, Quaternary ammonium compounds, and a mixture of non-ionic and anionactive surfactants has low sedimentation stability and complexity of preparation [34]. Polymer gels based on high-molecular polyacrylic derivatives, magnesium or calcium chloride and surfactants [35] reduce reservoir properties due to high filtration rate and significant adsorption activity of macromolecules of the thickener. As a result, the use of anion-active polymers and surfactants in the silencing liquid in combination with concentrated solutions of mineral salts leads to the formation of highly dispersed precipitation, as well as blocking adsorption layers that are impervious to hydrocarbons.

Replacement of polymer thickeners with oligomeric and low-molecular-weight alcohol-containing components (triethanolamine, polyglycols, aliphatic alcohols, etc.) [36, 37] in combination with saturated aqueous solutions of alkaline and alkaline earth metals provides the required level of inhibition of hydrate formation, but does not allow to effectively regulate the rheological, filtration and inhibitory characteristics of the system. For example, a silencing liquid based on triethanolamine and a solution of calcium chloride reduces the permeability of terrigenous zones as a result of increasing the volume of water-sensitive minerals and reducing the porosity of the formation [36]. The low viscosity of the silencing fluid, which does not contain polymer thickeners, makes it ineffective when silencing highly permeable reservoirs, since the absorption volumes increase and the time of well development increases. Included in many liquids the aqueous solution of calcium chloride causes the formation of high viscosity oil-water emulsion, coagulation of clay particles and precipitation of insoluble precipitation of inorganic salts in the channels of the filter layer, which leads to increased water saturation of the productive formation, reduce permeability of the reservoir hydrocarbon and increases the water content of hydrocarbons. Disadvantages of silencing fluids based

on polyglycol [37] are the propensity to foam and the presence of sodium hydroxide in the polyglycol composition, which interacts with carbonate rocks to form water-insoluble salts, and also causes swelling and dispersion of clay minerals, reducing the permeability of the bottom-hole zone of wells and their productivity coefficient.

The most promising liquids for silencing and developing wells are direct emulsions, whose viscosity can be regulated by changing the concentration of the "oil" phase. To ensure the stability of such emulsions in mineralized water, low-viscosity derivatives of lignosulfonates, polysaccharides, and oligomers based on acrylate or sodium methylsilicate are used [38-40]. Direct emulsions contain up to 40 % of hydrocarbons (diesel fuel, gas condensate) and are stabilized mainly by oil-soluble emulsifiers. A common disadvantage of emulsion compositions is their low stability at a high concentration of mineral salts in the water phase, which is 10-25 %. This narrows the range of regulation of the specific gravity of the silencing fluid, and also does not allow you to completely abandon the use of anionic polymer stabilizers.

Thus, an urgent task is to develop polymer-free structured emulsion compositions for developing and silencing low-temperature oil and gas wells that are stable when the water phase is saturated with sodium or potassium chlorides. For use in protected areas, the developed formulations should use vegetable oils and esters based on them as the oil phase, along with hydrocarbons.

The stability of the direct emulsion, which is a microdispersed oil phase (OF) (with an acid number of 80 mg (KOH)/g) distributed in fresh water, reaches a maximum in the pH range = 9 - 9.5, corresponding to the highest degree of electrostatic protection. In the absence of an emulsifying surfactant, the stability of the OF emulsion dispersed in the aqueous phase is very low. The rate of coalescence of oil droplets is proportional to the difference in densities of dispersed phase and dispersion medium, droplets OF the radius and inversely proportional to the

viscosity of the water phase. Therefore, drops of the oil phase in direct emulsions must be stabilized with the addition of non-ionic oxyethylated surfactants (OS). The combination of the electrostatic factor of stabilization of emulsions due to the presence of negatively charged carboxylate groups on the surface of micelles and the sorption-solvate protective effect of hydrated adsorption layers of surfactants allows creating a sufficient potential energy barrier of the order of $20 \cdot k \cdot T$, which increases the half-life of the oil drop to several years. The structure of the protective barrier formed in a freshwater dispersion medium is shown in (Figure 1)

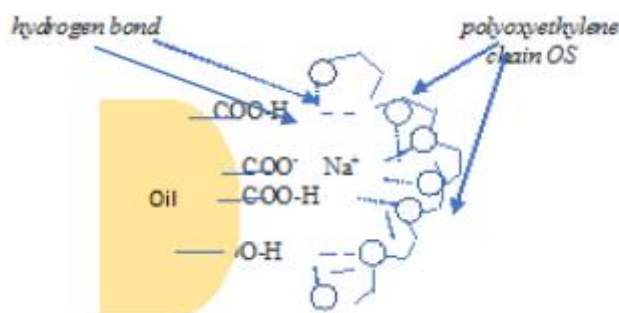


Figure 1 - Formation of an adsorption layer of an oxyethylated surfactant on the surface of an oil drop.

Oxyethylated surfactants provide stability of the direct emulsion only if the dispersion medium is a good solvent for polyoxyethylene chains that are distributed near the drop surface and are linked to the carboxyl groups of OF by hydrogen bonds. Therefore, polyoxyethylene surfactant chains provide the implementation of a steric stability factor that occurs when entropy decreases when the adsorption layers interpenetrate when neighboring droplets converge.

Electrostatic stabilization of direct emulsion microdrops is not sufficient when the ionic strength of the water phase increases when the 1-1-valence electrolyte (NaCl) is dissolved. The destruction of the emulsion (flocculation consolidation of the droplets with the formation of the top layer of "cream") is due to two reasons: a critical lowering of the electrostatic repulsion between the drops in the transition to the isoelectric condition (coagulation concentration) and decrease the solubility of

surfactants, which is accompanied by the degeneration of the entropy factor, which becomes the cause of the hydrophobic attraction dehydrated adsorption layers of adjacent particles OF.

To ensure the stability of the direct emulsion under conditions of saturation of the aqueous phase with electrolyte, it is necessary to introduce an additional structural and mechanical stability factor, which is realized as a result of interpolymer complexation between carboxylate groups on the surface of OF micelles and the substituent associations of divalent cations of alkaline earth or transition metals Me^{2+} (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cu^{2+} , Fe^{2+}) (Figure 2).

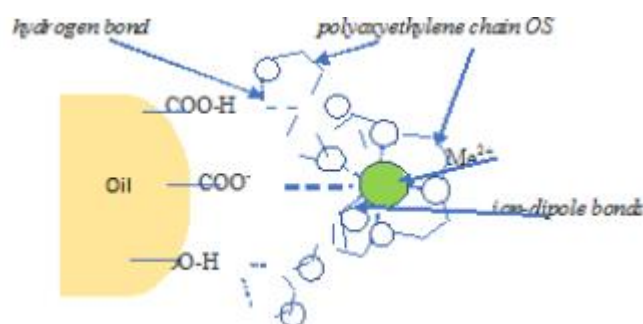


Figure 2 - Formation of a structural-mechanical barrier on the surface of microemulsion droplets due to interpolyelectrolyte complexation of $Me^{2+} \cdot [EO]_5$ substituent associates with COO^- groups.

Podand poly-cationic associates are formed as a result of the coordination of divalent ions (Me^{2+}) within the crown-like five-membered oxy-ethylene cycles of surfactant molecules: $Me^{2+} \cdot [EO]_5$. At the same time, 1 structural unit of the substandard polycation $Me^{2+} \cdot [EO]_5$ electrostatically shields 2 COO^- groups, so the structural stability coefficient (K_{st}) of the emulsion is equal to the ratio of the amounts of substances of the components of the interpolymer complex (IPC), taking into account its stoichiometry. Accordingly, the steric stability factor of the emulsion (K_s) describes the entropic stabilization of the system and is determined by the ratio of five-membered oxyethylene cycles and carboxyl $COOH^-$ groups.

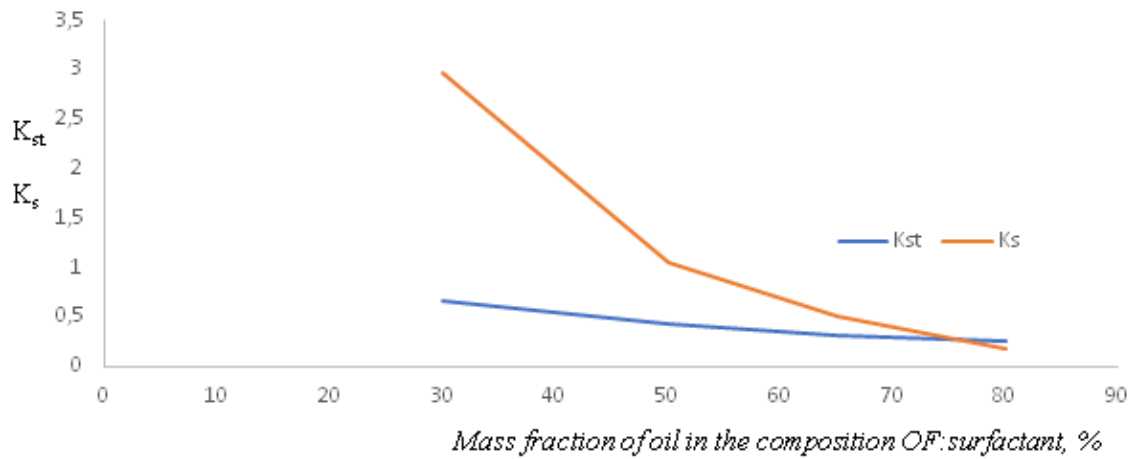


Figure 3 - Change in the coefficients of structural (K_{st}) and steric (K_s) stability of the emulsion with an increase in the mass fraction of oil in the surfactant composition.

As a result of lowering the stability coefficients, the stability of the direct emulsion with increasing oil concentration in the system also decreases, which can lead to the transition of the system to a state characterized by a deep secondary potential minimum. This is a fairly stable energy state in which the oil droplets are as close to each other as possible, but retain their integrity. In this case, the emulsion acquires high structural-mechanical and rheological properties, acquiring the features of a strong gel (Figure 4).

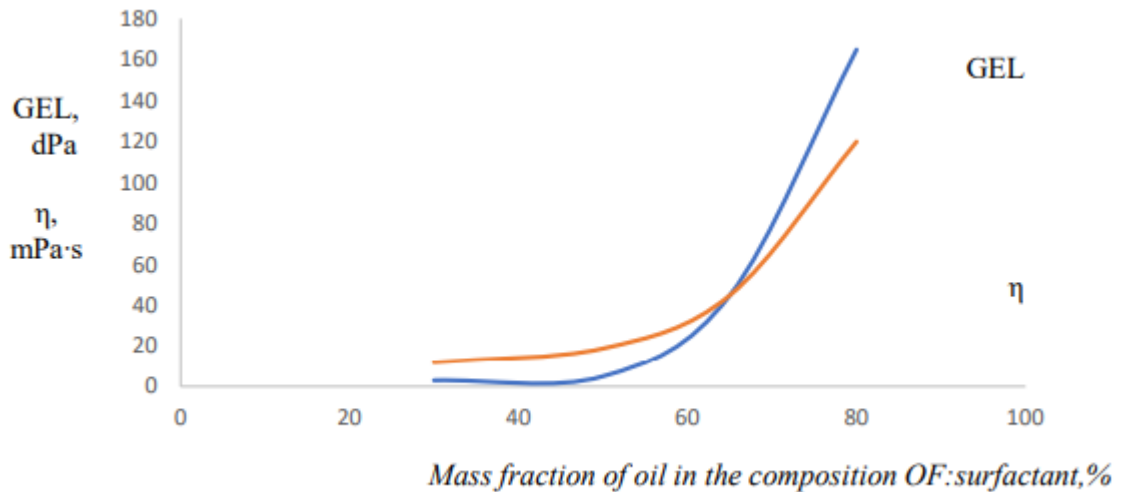


Figure 4 - Change in the rheological properties of the direct oil emulsion in the composition OF: surfactant (total concentration of the complex OF + surfactant = 15 % by weight)

The increase of the static strength of the structure (GEL) and dynamic viscosity (η) with increasing concentration of the oil phase indicates the presence of long-range order interactions between the dispersed particles of the emulsion resulting in the development of hydrophobic complexation by overlapping adsorption layers of adjacent particles, between which there is an electrostatic barrier. Further convergence of the droplets is prevented by a structural-mechanical barrier due to the presence of IPC at the phase interface. On the contrary, when the oil concentration is low, the distance between the microdrops increases, which prevents hydrophobic interactions; the stability of the emulsion increases significantly, and the structural spatial grid of dispersed particles disappears. Increasing the oil concentration above 80%wt. it is impractical, since it leads to an increase in coagulation processes and stratification of the emulsion with an insufficient level of steric and structural-mechanical stabilization ($K_s < 0.1$; K_{st} Increase the static strength of the structure (GEL) and dynamic viscosity (η) with increasing concentration of the oil phase indicates the presence of long-range order interactions between the dispersed particles of the emulsion resulting in the

development of hydrophobic complexation by overlapping adsorption layers of adjacent particles, between which there is an electrostatic barrier. Further convergence of the droplets is prevented by a structural-mechanical barrier due to the presence of IPC at the phase interface. On the contrary, when the oil concentration is low, the distance between the microdroplets increases, which prevents hydrophobic interactions; the stability of the emulsion increases significantly, and the structural spatial grid of dispersed particles disappears. Increasing the oil concentration above 80%wt. it is impractical, since it leads to an increase in coagulation processes and stratification of the emulsion with an insufficient level of steric and structural-mechanical stabilization ($K_s < 0.1$; $K_{st} < 0.1$).

It is convenient to characterize the stability of emulsions by the phase inversion temperature (PIT), which is the transition temperature of the direct emulsion to the reverse. To determine the PIT investigated the direct emulsion was stirred at 8000 rpm with increasing temperature and identify PIT by the sharp drop in conductivity when added to aqueous dispersion medium (Figure 5, a) passes into a state with an oil dispersion medium. In the temperature range above PIT, after mixing is stopped, the emulsion usually breaks down to form a three-layer structure: the lower layer of water, the middle thin layer of the bicontinual emulsion, and the upper layer of oil (Figure 5, b).

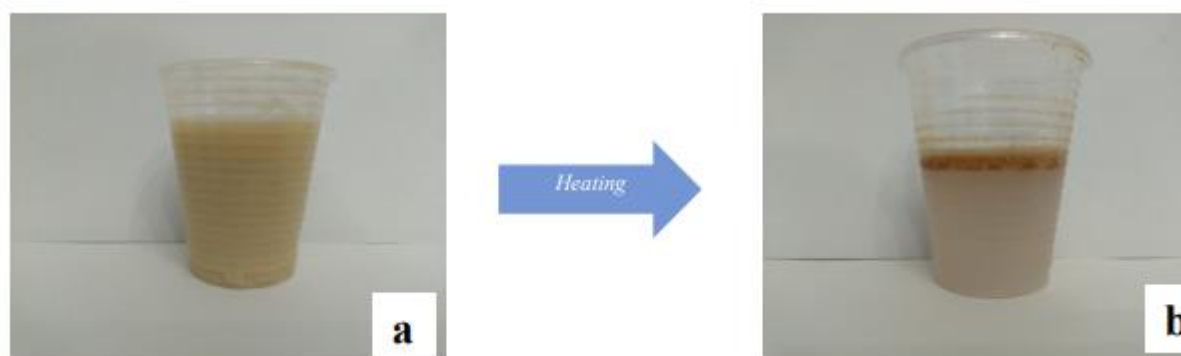


Figure 5 - Stratification of the direct emulsion when heated above PIT.

The direct emulsion PIT decreases with increasing electrolyte concentration in the water phase, as well as with additional introduction to the system relative to the polar oil phase as a solubilizer. The more polar the oil is (it contains multiple bonds, phenyl groups, branches of the hydrocarbon skeleton, etc.), the lower the typhoid. In addition, PIT is lowered by additives that increase the polarity of the oil phase – fatty acids and alcohols. Additives less polar, but well soluble in water, significantly increase PIT. Figure 6 shows a change in the PIT of direct emulsions containing different ratios of OF: surfactants, with an increase in the concentration of sodium chloride.

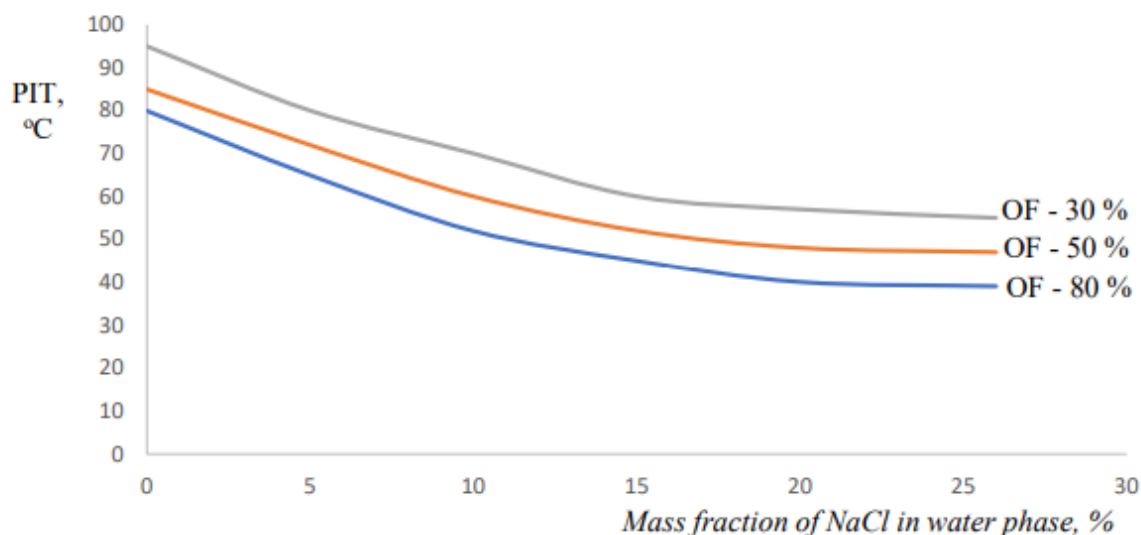


Figure 6 - Dependence of PIT emulsions containing different ratios of OF and surfactant on the concentration of NaCl (total concentration of OF + surfactant = 15 % by weight).

Increasing the surfactant concentration increases the PIT of the emulsion in conditions of high electrolyte concentration, which is associated with an increased role of the electrostatic and structuralmechanical mechanisms for system stabilization.

The advantages of the electrostatic method of stabilization of direct emulsions are the minimum number of system components, a wide range of variations in

rheological characteristics and PIT, and the absence of adsorption active reagents in the polymer composition. To increase the stability of direct emulsions and expand the temperature range of their use (increasing the PIT), it is necessary to increase the coefficients of steric and entropic stability of the system by increasing the concentration of oxyethylated surfactant, reducing the volume fraction of the oil phase, or using special additives that reduce the acid number of the oil. With an increase in the electrolyte concentration in the aqueous phase of the emulsion, the PIT decreases, remaining at a sufficient level ($>40^{\circ}\text{C}$) in full salinity conditions for the use of emulsion compositions in low-temperature wells. Additional solubilization of polar oil-soluble components (fatty acids and esters of vegetable oils) leads to the development of coalescence and reduction of the PIT emulsion. On the contrary, the introduction of non-polar hydrocarbons (alkanes, polyolefins, mineral oil), as well as polyatomic alcohols (triethylene glycol, propylene glycol, glycerin) into the emulsion provides a moderate increase in PIT as a result of the hydrotropic effect.