

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.72:66.097.8 – 048.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4Г	Пукман Вадим Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2019 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Пукман Вадиму Викторовичу

Тема работы:

Оптимизация системы ингибирования солеотложений на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	06.05.2019 № 3493/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ху нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, учебники и т.п.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования солевых отложений, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, анализ методов применяемых на X месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	
«Основы процессов солеобразования»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Обоснование технологий борьбы с солеотложением в скважинах X нефтяного месторождения»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4Г	Пукман Вадим Викторович		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) _____
 Период выполнения 2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	Основы процессов солеобразования	40
26.03.2019	Обоснование технологий борьбы с солеотложением в скважинах X нефтяного месторождения	40
12.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.04.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, 15 рисунков, 21 таблиц, 41 источников, 1 приложение, 2 графика

Ключевые слова: солеотложения, ингибиторы, месторождение, нефть, добыча, скважина, подача, рабочие параметры, модернизация, капиллярная система, оптимизация, контейнер с ингибитором.

Объектом исследования является оптимизация системы ингибирования солеотложения.

Цель работы – мероприятия по повышению эффективности работы оборудования с применением средств уменьшения и ликвидации солеотложений.

В процессе исследования проводился анализ ингибиторной защиты от солеотложений с целью повышение эффективности, подбор альтернативы применяемому реагенту «Оптима-017» вследствие его низкой эффективности на «Акватек-525Е».

В результате исследования было отмечено уменьшение числа отказов подземного оборудования по причине солевых отложений .

Основные конструктивные, технологические и технико – эксплуатационные характеристики: сведения о капиллярных системах подачи, погружном контейнере с ингибитором, основные виды осложнений в работе УЭЦН.

Степень внедрения: представлены современные ингибиторы против отложений различного происхождения.

Область применения: погружное оборудование.

Экономическая эффективность работы – проведены расчеты экономической эффективности при внедрении капиллярной системы подачи, расчет заработной платы.

В будущем планируется–рекомендуется продолжить наблюдение за скважинами, защищаемые ингибитором солеотложения Акватек-525Е.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КСП – капиллярные системы подачи;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
БДР – блок дозирования реагента;
КПД – коэффициент полезного действия;
НПО – нефтепромысловое оборудование;
ПРС – подземный ремонт скважин;
ППД – поддержание пластового давления;
ДНС – дожимная насосная станция;
КНС – кустовая насосная станция;
ПЗП–призабойная зона пласта;
ПЭД –погружной электродвигатель;
ПАФ –поверхностное активное вещество;
УДЭ–установка дозирочная электронасосная;
УДПХ–установка дозированной подачи химреагента;
УДР– установка дозирования химреагента;
КРС–капитальный ремонт скважин;
ГФР–геофизические работы;
УШСМ–установка штангового скважного насоса;
ГНО–глубинное насосное оборудование;
ГРП–гидравлический разрыв пласта;
ШГН–штанговые глубинные насосы;
АЦН–автоцистерна нефтепромысловая;
ЦА–цементировочный агрегат;
ГСМ–горюче смазочные материалы;
ЧС–чрезвычайные ситуации;
ПДК–предельно допустимая концентрация;
НТД–нормативно технический документ;
НИИ–научно–исследовательский институт;
ИПР–извещатель пожарный ручной;
ОПИ–опытно промышленные исследования;
Риз–изоляция кабеля;
Укаб–звезда (три фазы приходящие на обмотку двигателя);
Рпэд–изоляция двигателя;

Г.С–газосепаратор;
Г.З–гидрозащита;
КОШ–клапан обратный шаровой;
АПВ–автоматический пуск выключение;
Робщ–изоляция всей компоновки;
ОТЗ–отбивка текущего забоя;
СПО–спуско подъемные операции;
КС–клапан сбивной;
С.Г–спец гермитизатор;
ГТМ–геолого технические мероприятия;
ОГРП–ожидание гидравлического разрыва пласта;
ПВР–прострелочно - взрывные работы;
ПР–перфорация;
РТИ–реверсивный термо индикатор показывает перегрев температуры;
КЛ–клапан;
ЛС–легированная сталь;

Оглавление

Введение.....	11
1 ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ.....	14
1.1 Виды солеотложений.....	14
1.2 Механизм образования солей.....	16
1.3 Отложения карбонатов кальция и магния.....	19
1.4 Отложения хлористого натрия.....	21
1.5 Методы предотвращения солеотложений.....	21
1.6 Классификация В.А.Сулина.....	24
2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ В СКВАЖИНАХ X НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	28
2.1 Отчет о проведении опытно промышленных исследований ингибитора солеотложений «Акватек-525Е» на X месторождении ООО «Газпромнефть-Восток».....	28
2.2 Обеспечение условий проведения опытно промышленных исследований.....	30
2.3 Отчетность.....	32
2.4 Мониторинг выноса ингибитора.....	36
2.5 Дозировка реагента.....	36
2.6. Результаты опытно промышленных исследований.....	39
2.6.1. Общие сведения.....	39
2.6.2 Анализ ремонтов на опытном участке.....	39
2.6.3 Анализ случаев коррозии внутрискважинного оборудования.....	44
2.7. Выводы по результатам опытно промышленных исследований.....	44
2.8. Краткая характеристика осложнений в работе установок электроцентробежных насосов и основные методы борьбы с ними.....	45
2.8.1 Условия образования солеотложения.....	46
2.8.2 Предупреждение образования неорганических солей.....	48
2.8.3 Химический способ предупреждения отложения неорганических солей.....	49
2.9. Пути повышения эффективности борьбы с отложениями неорганических солей на X нефтяном месторождении.....	51
2.9.1 Технология непрерывного дозирования.....	51
2.9.2 Периодическая закачка ингибитора в призабойную зону пласта.....	53
2.9.3 Погружные скважинные контейнеры для нефтедобывающих сква-	

жин с ингибиторами.....	56
2.10. Способы оценки эффективности ингибиторов солеотложения при их промышленном использовании.....	58
2.10.1 Требования к технологическому процессу.....	60
2.11. Основные виды химических реагентов от осложнений в погружном оборудовании используемые капиллярными системами подачи.....	61
2.12. Ингибиторы солеотложений.....	63
12.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений.....	64
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
3.1 Расчет экономической эффективности от внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов.....	69
3.2 Расчет и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт.....	74
3.3 Расчет основной заработной платы.....	80
3.4 Расчет дополнительной заработной платы.....	82
3.5 Расчет отчислений на социальные нужды.....	83
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	88
4.1 Производственная безопасность.....	88
4.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе.....	90
4.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	91
4.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	92
4.4 Статическое электричество.....	92
4.6 Электрическая дуга и металлические искры при сварке.....	93
4.7 Экологическая безопасность.....	94
4.7.1 Источники загрязнения водных объектов.....	94
4.7.2 Охрана окружающей среды.....	96
4.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
4.8.1 Пожарная и взрывная безопасность.....	97
4.9 Специальные (характерные для эксплуатируемого объекта) правовые нормы трудового законодательства.....	99
4.9.1 Организационные мероприятия при эксплуатации объекта.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	103

Введение

На современном этапе развития нефтяной промышленности, процесс добычи нефти часто сопровождается различными осложнениями, которые в свою очередь пагубно сказываются на эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в рабочем состоянии остается актуальным на данный момент. Поэтому одной из главных задач является борьба и предотвращение осложнений.

Регулярное образование солеотложений встречается в процессе добычи нефти и газа в призабойной зоне пласта, на погружном оборудовании, наземных системах сбора и подготовки нефти и газа. Образование солеотложений пагубно сказывается на эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Выбор оптимальных методов борьбы с солеотложениями в нефтедобывающей промышленности зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для её решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают отложения солей в различных условиях. Также немаловажно умение спрогнозировать заранее выпадение солей, надежно контролировать и вовремя предотвращать возможное проявление осадков солей при эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться и правильному подбору необходимых методов борьбы с солеотложениями, которые позволяют добиться наибольшей эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность.

Объект исследования: X нефтяное месторождение.

Предметом исследования данной работы является повышение эффективности работы оборудования с применением средств уменьшения и ликвидации солеотложения на X месторождении; рассмотрение основных причин и процессы формирования солевых отложений, методов борьбы с ними; проведение анализа существующих технологий борьбы с солеобразованиями; расчет вероятности выпадения солей; предложение технологических решений для борьбы с солевыми отложениями на X нефтяном месторождении.

Научной или практической новизной являются:

- внедрения нового ингибитора солеотложения Descan-2;
- применение контейнерного способа дозирования реагентов;
- установлено, что в качестве способа предупреждения солеотложений нужно подобрать правильно ингибитор солеотложений в зависимости от пластовых вод;

– представлен комплексный механизм предупреждения и снижения солеотложения в глубинно-насосном оборудовании добывающих скважин;

– разработаны методы для предупреждения твёрдых отложений в проточной части в интервале глубин «забой скважины приём насоса».

Практическая значимость результатов ВКР – применение разработанных методических рекомендаций и технических средств позволяет предупредить образование твёрдых отложений, снизить объем применения ингибиторов, сократить количество дозирочных насосов и увеличить межремонтный период работы скважин осложнённого фонда.

Реализация результатов работы – разработанные методические рекомендации и комплекс технических решений по предупреждению солеотложений используются в скважинах месторождений ООО «Газпромнефть-Восток».

Апробация результатов работы: основанием для начала проведения опытно-промышленных исследований (ОПИ) явились результаты тестирования ингибиторов солеотложений 2012 г (ЕЛЭИС). Контроль качества химических реагентов осуществлялся в Лаборатории углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти Института химии нефти СО РАН, г.Томск.

1 ОСНОВЫ ПРОЦЕССОВ СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ

1.1 Виды солеотложений

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений возникают солевые отложения с преобладанием следующих типов солей: кальцита - CaCO_3 , гипса - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, ангидрита - CaSO_4 , бассанита - $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$, барита - BaSO_4 , баритоцелестина - $\text{Ba}(\text{Sr})\text{SO}_4$, галита - NaCl . На поздних стадиях разработки залежей проявляются отложения сульфидных солей, главным образом, сульфида железа.

В целом осадки солевых отложений не являются мономинеральными и имеют сложный петрографический состав, включающий как минеральную, так и органическую часть, которая при химических анализах квалифицируется как "потери при прокаливании". Наряду с углеводородными компонентами и продуктами коррозии, по данным исследований, в составе солевых отложений могут присутствовать десятки различных минералов.

Дополнительными компонентами в отложениях являются сульфаты и карбонаты магния, гидроксиды кальция и магния $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и $\text{Mg}(\text{OH})_2$, гидроксиды железа, окислы (кварц, иоцит - FeO , магтемит - Fe_2O_3 , магнезит Fe_3O_4 , и др.), магнезиальный кальцит, менее растворимый по сравнению с кальцитом доломит - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Могут присутствовать такие минеральные образования, как бишофит - $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, кизерит - $\text{MgSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, эпсомит - $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, гидрогалит - $\text{NaCl} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и др., которые формируются из природных вод под воздействием естественных и техногенных факторов.

В результате петрографических исследований в осадках фиксируются включения макиавита - FeS , пирита - FeS_2 , мельниковита - Fe_2S_4 , флюорита - CaF_2 , флогопита - $\text{KMg}_3(\text{Si}_3\text{Al}_{10})$, силикатов (эгирин, серпентин, натролим, волластонит, канкрениит и др.), глинистых минералов типа Na или Mg монтмориллонита и др.

Органической составляющей солевых отложений в основном являются ароматические углеводороды, асфальтены, смолы, тонкорассеянный битум, тугоплавкие парафины, сернистые соединения.

В структуре солеотложений по местоположению выделяется адсорбированная и кристаллически связанная органика. В объеме солевых отложений присутствуют ароматические углеводороды, представленные моноядерными

замещенными структурами. Также встречаются спирты, карбоновые кислоты.

В адсорбционных (пристенных) слоях подобные углеводороды отмечены в значительно меньших количествах, не обнаружены нефтяные углеводороды. Входящие в состав адсорбционных слоев, также как и в объем осадков солей, асфальтены, смолы и продукты коррозии, являясь коллоидами и обладая поверхностной активностью, за счет притяжения солеобразующих ионов превращаются в центры кристаллизации.

Изучение структуры отложений позволило выделить три характерных вида осадков:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков не удается выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер.

2. Плотные осадки с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5-12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. При поперечном срезе образца отложений из оборудования хорошо различим слой мелкозернистого осадка толщиной 3-5 мм в пристенной части, затем прослеживается слой среднекристаллического осадка призматического или игольчатого строения. В этом слое преобладают кристаллы длиной 5 - 12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15 - 18 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими.

3. Плотные крупнокристаллические осадки. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами гипса длиной 12 - 25 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении у этих отложений также можно заметить у стенки оборудования слой более плотный, а по мере удаления от поверхности доля крупных кристаллов значительно увеличивается.

В некоторых случаях в НКТ нет сплошных отложений гипса, а осадок представлен в виде одиночных кристаллов длиной 20 - 27 мм [1].

1.2 Механизм образования солей

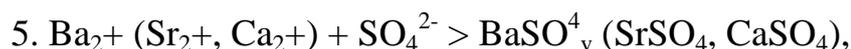
Имеется три основных механизма образования солей в нефтяных скважинах при разработке месторождений:

1. снижение давления и увеличение температуры добываемых флюидов приводит к выделению растворенного углекислого газа в газовую фазу, что приводит к выпадению осадка:



3. Снижение содержания CO_2 в растворе приводит к уменьшению концентрации угольной кислоты, что приводит к росту pH раствора, и, как следствие, значительно снижает растворимость CaCO_3 .

4. смешение несовместимых вод (обычно добываемая вода содержит катионы кальция, бария, и стронция и смешение их с закачиваемой водой, содержащей сульфат ионы, приводит к образованию нерастворимых сульфатов, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит):



6. При смешении флюидов, содержащих сероводород с флюидами, содержащими ионы железа, цинка или свинца образуется в качестве отложений сульфиды:



Испарение водных растворов при контакте с оборудованием с высокой температурой (электродвигатели УЭЦН) приводит к перенасыщению ограничено растворимых солей, таких как хлорид натрия, что приводит к высаливанию.

Выпадение твердого вещества в осадок происходит в том случае, если его концентрация в растворе превышает равновесную для данных условий, т.е. когда выполняется неравенство:

$$C_i > C_i^{\text{равн}}$$

Такое превышение возможно в следующих случаях:

1. при возрастании фактической концентрации C_i ;
2. при снижении растворимости, $C_i^{\text{равн}}$.

Первое из этих условий имеет место при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом, и растворении горных пород (характерно для сульфатов). Второе - при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий, приводящее к изменению равновесной концентрации рас-

творенных веществ Сiравн (характерно для кальцита и других карбонатов).

Основные факторы, влияющие на процесс выпадения солей в промышленных условиях;

1. Смешивание вод нагнетаемых и пластовых (в продуктивном пласте):

Смешение вод различного состава (несовместимых) приводит к образованию смеси с концентрацией какого-либо соединения выше равновесной;

Пример: смешение воды с высоким содержанием сульфатных ионов с водой, содержащей ионы кальция, приводит к образованию смеси вод с концентрацией гипса выше равновесной.

2. Контактное движение движущейся в пласте воды (пластовой и нагнетаемой) с породой пласта:

Вода меняет свой состав в результате выщелачивания растворимых компонентов пласта. В дальнейшем с изменением условий вновь образовавшиеся в результате выщелачивания соединения могут выпадать в осадок;

Необходимым условием выщелачивания является предварительный срыв пленки нефти с поверхности породы.

3. Диффузия из нефти в воду активных водорастворимых компонентов:

Природные ПАВ, содержащиеся в нефти, диффундируя в водную фазу, адсорбируются на поверхности зарождающихся кристаллов соли. Это стимулирует в некоторых средах рост кристаллов и их прилипание к поверхностям оборудования, труб и горной породы;

Активными компонентами нефти являются водорастворимые нефтяные кислоты и их соли.

4. Попадание в промышленную воду искусственно синтезированных химических соединений:

Некоторые химические реагенты, применяемые в процессе добычи нефти, могут способствовать отложению солей;

Пример: несовместимым химическим реагентом в некоторых случаях выступал ранее широко используемый деэмульгатор, который часто способствовал образованию гипса.

5. Переход двуокиси углерода из воды в газовую фазу:

Уменьшение концентрации CO_2 в воде снижает растворимость кальцита;

Разгазирование воды с выделением CO_2 может быть следствием падения давления, роста температуры и турбулизации потока.

6. Испарение воды:

Уменьшение массы растворителя (воды) приводит к прямому повышению концентрации солей и степени пересыщения ими раствора;

Данный фактор в наибольшей степени проявляется на высокотемпературных промысловых объектах. "Холодное" выпаривание происходит в газлифтных скважинах, когда подаваемый с поверхности высоконапорный газ по мере подъема в газлифтных трубах становится недонасыщенным влагой.

7. Изменение термодинамических условий (давление, температура):

Повышение температуры снижает растворимость многих минеральных соединений в кислой, нейтральной и слабощелочной среде (рН10). Снижение давления может приводить к падению растворимости минеральных соединений и образованию отложений солей;

Давление и температура в промысловых условиях меняются в достаточно широких пределах, что порождает многообразие условий для отложения солей. Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной или сильно опресненной водой, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. При этом предполагается, что обводнение скважин обусловлено поступлением воды на забой из различных пропластков и пластов (в случае совместного вскрытия перфорацией). Причем воды, поступающие из различных пропластков, существенно отличаются по солевому составу. Одни из них больше насыщены сульфатами, другие, в частности пластовые, насыщены ионами кальция. В результате смешения таких вод в скважине раствор оказывается перенасыщенным по отношению к сульфату кальция, избыток которого выпадает на оборудовании в виде твердого осадка.

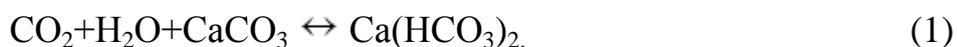
На интенсивность образования гипсовых отложений влияет изменение величины равновесной концентрации (предельной растворимости) сульфата кальция. Это условие возникает при изменении температуры и давления в насыщенных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины. Перепады давления, которые испытывают растворы при поступлении на забои скважин, оказывают превалирующее влияние на сульфатное равновесие в этих растворах и уменьшают предельную растворимость сульфата кальция в воде. Изменение температурного режима растворов оказывает существенное влияние на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти [2].

1.3 Отложения карбонатов кальция и магния.

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция CaCO_3 (кальцит) увеличивается) и давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных отложений в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях.

Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде CO_2 . При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$:



Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде. Таким образом, снижение давления в системе газ-вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO_2 , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает рН среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, чем в щелочной. По мере увеличения рН и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость CO_2 также зависит от рН водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода.

Одной из причин пересыщения пластовых вод кальцитом является процесс смешивания несовместимых вод по химической реакции:



На карбонатное равновесие существенное влияние могут оказывать природные амфотерные соединения, переходящие из нефти в воду. Так, выделенные из нефти кислотные соединения при наличии нафтеновых и карбоновых кислот обладают эффективностью осаждения ионов кальция и магния из растворов на 90-100 %.

В составе отложений при добыче нефти встречены осадки карбоната магния. Его образование происходит по схеме реакции (1) и (2).

Растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления CO_2 и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как карбонат кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

Исключения из этого правила могут быть при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+} , Mg^{2+} и CO_3^{2-} , а другая обогащена магнием. В этом случае карбонат магния может выпадать в осадок раньше карбоната кальция.

При температуре выше 82 °С карбонат магния разлагается с образованием гидратоокиси магния по уравнению:



Если из попутных вод выпадают и сульфатные, и карбонатные соли, то обычно наблюдается четкая локализация осадков: в НКТ, особенно в нижней половине скважины, преобладают сульфаты кальция и бария, а в наземных сооружениях отлагаются углекислые соли кальция и отчасти магния [3].

1.4 Отложения хлористого натрия

Хлористый натрий NaCl - основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Его растворимость существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость NaCl невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречены на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. При обводнении нефтяных скважин таких месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита (NaCl).

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где пластовая вода представлена рассолами. По мере подхода нагнетаемой воды и образования смешанных вод появление галитных пробок прекращается, хотя и возможно образование других солей.

Основная причина выпадения хлористого натрия из пластовой воды нефтяных месторождений - это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью [3].

1.5 Методы предотвращения солеотложения

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения. Как показывает практика, первая группа методов гораздо более эффективна. К ней относят:

1. Технологические:

- Оптимизация источников водоснабжения системы ППД;
- Селективная изоляция обводнившихся пластов в нефтяной скважине;
- Турбулизация потока в водонефтяной смеси;
- Увеличение скорости водонефтяного потока в трубах и аппаратах;
- Использование защитных покрытий;
- Увеличение глубины спуска погружного электроцентробежного насоса.

2. Физические:

- Магнитная обработка;
- Обработка электрическим током;

- Воздействие акустическими методами.

3. Механические:

- Разбуривание;
- Использование гидромониторов;
- Применение сменных гипсосборников.

4. Химические:

- Применение ингибиторов солеотложений;
- Использование растворов соляной кислоты и хлорида натрия;
- Использование раствора едкого натра;

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей.

К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Механизм работы этих ингибиторов следующий. Основная часть ингибиторов представляет собой поверхностно активные вещества, которые, сталкиваясь с кристалликами соли в потоке флюида, концентрируются на его поверхности, тем самым не давая другим молекулам той же самой соли закрепиться на первом образовании соли.

Различные типы ингибиторов применяются в различных ситуациях. Один из важнейших критериев - температурные характеристики ингибитора. Каждый ингибитор имеет свой температурный диапазон, то есть область температур, в которой его использование оптимально. Также при подборе ингибитора учитываются его эффективность применительно к данному технологическому процессу, возможность его использования при заданных эксплуатационных условиях, совместимость с другими химическими реагентами, его доступность и возможность регулярных поставок.

Одними из основных требований, которые должны предъявляться к ингибиторам солеотложения, являются его адсорбционно-десорбционные свойства. Известно, что нефтегазоносные породы обладают различной смачиваемостью и разной сорбционной способностью. Например, основная добыча нефти на месторождении осуществляется из девонских залежей, связанных с терригенными коллекторами, представленными песчаниками, в состав которых входят карбо-

натные минералы. Исходя из этого, для улучшения адсорбционно-десорбционных характеристик ингибитора солеотложения необходимо использовать реагенты, снижающие межфазное натяжение на границе "нефть-ингибирующий раствор" и позволяющие увеличить поверхность контакта как с силикатными и алюмосиликатными минералами, так и карбонатной составляющей в составе цемента.

Потенциальными ингибиторами солеотложений могут быть:

- Низкомолекулярные поликарбоновые кислоты
- Полимеры и сополимеры карбонатных кислот типа акриловой или maleиновой
- Производные сульфокислот
- Органические производные фосфорной и фосфоновой кислот.

Ингибиторы солеотложений

В настоящее время для ингибирования солеотложений в той или иной мере используют около множество химических реагентов и композиций на их основе. Способы ввода реагента в систему: постоянное дозирование, разовая закачка в скважину и ПЗП, периодическое дозирование через затрубное пространство скважины.

Удовлетворительная адсорбционно-десорбционная характеристика реагента ИСБ позволяет с достаточной эффективностью осуществлять ингибирование закачкой раствора в ПЗП.

Наряду с созданием ингибирующих составов предупреждения отложения солей важное значение приобретают технологические способы их реализации.

В зависимости от условий выделяют следующие методы ингибирования:

- постоянное дозирование ингибитора с помощью дозирующей установки типа УДЭ (УДПХ, БДР и т.д.);
- периодическое дозирование;
- депонирование ингибитора в пласте;
- добавление ингибитора к жидкости глушения;
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину;
- дозирование ингибитора в группу нагнетательных скважин с КНС.

Последовательно могут использоваться комбинированные способы подачи ингибитора, например, вначале периодическая закачка, затем - через 2-6 месяцев - непрерывная дозировка или периодическая подача раствора ингибитора

в затрубное пространство скважины. Дозированная подача ингибитора в скважину (систему) считается надежным методом, хотя требует постоянного контроля и обслуживания дозирующих насосов и устройств.

Распространение получил метод периодической подачи ингибитора в затрубное пространство скважины, однако он не всегда эффективен, так как при низких динамических столбах реагент быстро уносится потоком жидкости. В наиболее благоприятных условиях при высоких динамических столбах периодичность подачи ингибитора составляет 15-20 суток. Метод дозирования ингибитора применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах лифта, но при отложении солей в призабойной зоне пласта необходима его заправка в пласт [4].

1.6 Классификация В. А. Сулина.

Она предложена, главным образом, для подземных вод нефтяных месторождений. В основу данной классификации положено несколько признаков: соотношения между ионами. По отношению между ионами подземные воды делятся на четыре основных гидрохимических типа (таблица 1): хлормагниевый, сульфатно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-кальциевый.

Таблица – 1 Гидрохимические типы

Тип вод	Диагностические коэффициенты	Характерная обстановка формирования вод
Сульфатно-натриевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1; \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1$	Воды земной поверхности и зоны свободного водообмена
Гидрокарбонатно-натриевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1; \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} > 1$	Воды земной поверхности, зон свободного и затрудненного водообмена
Хлоридно-магниевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} < 1$	Воды морей и океанов и зоны затрудненного водообмена
Хлоридно-кальциевый	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} < 1$	Воды зон отсутствия или затрудненного водообмена, особенно при высокой их минерализации

Каждый из типов по преобладающим анионам делится на три группы: гидрокарбонатную, сульфатную, хлоридную. В свою очередь, группы по преобладающему катиону разделяются на подгруппы кальциевую, магниевую и натриевую. Принадлежность подземных вод к тому или иному генетическому типу устанавливается по величине соотношений некоторых ионов, выраженных в эквивалентной форме. Эти соотношения, названные генетическими коэффициентами, следующие:

$$1). \frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} ; \quad 2). \frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{++}} ;$$

Если коэффициент $\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} > 1$, или иначе $Na^+ > Cl^- + SO_4^{2-}$, то тип воды будет гидрокарбонатно-натриевый (содовый).

Если коэффициент $\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}} < 1$, то тип воды будет сульфатно-натриевый.

Вода будет принадлежать к хлормagneиовому типу, если коэффициент $\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{++}} < 1$ или $Cl^- < Na^+ + Mg^{++}$. В этом случае наряду с NaCl в воде находятся MgCl₂ и эта соль является характерной для данного типа вод.

Если коэффициент $\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{++}} > 1$, т.е. $Cl^- > Na^+ + Mg^{++}$, то очевидно, избыток ионов хлора будет сочетаться с кальцием (CaCl₂) и поэтому тип вод называется хлоридно-кальциевым.

Химический состав подземных вод определяется условиями формирования в той или иной конкретной природной обстановке. Поэтому выделенные В. А. Сулиным гидрохимические типы могут служить своеобразными индикаторами характера природных условий формирования подземных вод. В. А. Сулин выделяет три основных природных обстановки. а) морскую, б) континентальную и в) глубинную.

Морская обстановка характеризуется присутствием морских солей в водах и породах. Она распространяется на участки моря и суши, сложенные осадочными породами, находящимися в начальной стадии выщелачивания и промыва, благодаря чему в них еще сохраняются соли морского солевого комплекса, состоящие из MgCl₂, MgSO₄, CaSO₄ и т. д. Подземные воды начальной стадии выщелачивания морских отложений будут содержать в качестве специ-

фического компонента в том или ином количестве хлорид магния, который будет постепенно выноситься из них. Продолжительность процесса выноса морских солей зависит от типа геологических структур, характера рельефа и дренированности района. Повсеместная распространенность в северо-западной части Прикаспийской низменности грунтовых вод хлормagneиевого типа, обладающих широким диапазоном минерализации, свидетельствует о том, что морские соли здесь еще не вынесены из самых верхних горизонтов осадочных толщ. Континентальная обстановка формирования подземных вод соответствует следующей стадии выщелачивания пород. Она наступает после того, как хлориды магния будут полностью вынесены, и основную роль в солевом составе подземных вод начнут играть менее растворимые сульфатные соли, присутствующие в породах преимущественно в виде гипса. Параллельно с выщелачиванием гипса идут реакции катионного обмена между водой и водовмещающей породой. Так как в поглощенном комплексе морских отложений преобладает натрий, то обменные реакции протекают при этом по схеме: $\text{CaSO}_4(\text{вода}) + 2\text{Na}^+(\text{порода}) \rightarrow 2\text{Na}_2\text{SO}_4(\text{порода})$. Таким образом, сульфат натрия является специфическим компонентом континентальной обстановки формирования подземных вод. Следовательно, в условиях нарастания интенсивности промыва пород процесс преобразования химического состава вод направлен от вод хлормagneиевого типа через сульфатно-натриевый к гидрокарбонатно-натриевому типу. В совершенно ином направлении изменяется состав, если воды попадают в глубинную обстановку.

Глубинная обстановка характеризуется присутствием хлорида кальция в водах. В глубоко погруженных гидрогеологически закрытых структурах, по современным воззрениям, подземные воды находятся в состоянии весьма замедленного движения или временного покоя. Согласно В. А. Сулину, воды хлормagneиевого типа начальной стадии выщелачивания преобразуются здесь в высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа вследствие того, что в глубинной обстановке идут процессы метаморфизации солевого состава вод и накопление в них хлорида кальция. Последний накапливается благодаря реакциям катионного обмена, которые протекают в сторону вытеснения поглощенного кальция натрием подземных вод.

Хлорид кальция считается специфическим компонентом подземных вод глубинной обстановки вне зависимости от величины минерализации.

Как следует из изложенного, предложенные четыре типа В. А. Сулина являются генетическими:

- 1) хлормагниевый формируется в условиях морской обстановки;
- 2) сульфатно-натриевый формируется в условиях континентальной обстановки;
- 3) гидрокарбонатно-натриевый также отвечает континентальной обстановке, но образуется при более интенсивной стадии промытости пород;
- 4) хлоридно-кальциевый формируется в условиях глубинной обстановки гидрогеологически закрытых структур [5].

2 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ В СКВАЖИНАХ X НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Отчет о проведении опытно промышленных исследований ингибитора солеотложений «Акватек-525Е» на X месторождении ООО «Газпромнефть-Восток»

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1. Основанием для начала проведения опытно промышленных исследований (ОПИ) явились результаты тестирования ингибиторов солеотложений 2012 г (ЕЛЭИС). Всего в ОПИ принимало участие 29 скважин (таблица 2)
2. Основные задачи ОПИ – повышение эффективности ингибиторной защиты от солеотложение, подбор альтернативы применяемому реагенту «Оптим-017» вследствие его низкой эффективности и повышенной коррозионной активности, уменьшение затрат на приобретение ингибиторов солеотложения.

Таблица – 2 Скважины участвующие в ОПИ

Х м.р. – 29 скважин	Qж м ³ /сут	Обвод %
23.03.2012 - X	44;51;57	9;6;77
24.03.2012 - 1X	20;151	29;19
25.03.2012 – X	11	34
26.03.2012 - X	33;30;15;27	30;31;16;27
27.03.2012 - X	21	21
28.03.2012 - X	146	21
29.03.2012 - X	29	4
01.04.2012 - X	16;29	6;16
04.04.2012 - X	33;9	64;26
05.04.2012 - X	36;12;22;18;19	52;5;16;13;14;
06.04.2012 - X	28	43
07.04.2012 - X	32;47	17;6
25.05.2012 - X	12	3
01.08.2012 - X	48	8
16.08.2012 - X	27;49	38;23

3. Скважины-кандидаты для проведения ОПИ отбирались по следующим критериям:

– наличие отказов подземного оборудования по причине солевых отложений;

- присутствие отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъема, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации);
- доля солевых отложений в общем составе твердых отложений на насосе по результатам разбора превышает 20%;
- замена реагента на скважинах, защищаемых ингибитором солеотложения Оптима-017; см Рисунок 1, 2, 3



Рисунок 1 Защита ингибитором солеотложения Оптима-017



Рисунок 2 Рисунок 3 Защита ингибитором солеотложения Оптима-017

2.2 Обеспечение условий проведения опытно промышленные исследования

Характеристика реагента

Реагент «Акватек-525Е» был отобран для проведения ОПИ на основании утвержденной линейки эффективности ингибиторов солеотложения, сформированной по результатам сравнительного лабораторного тестирования. Результаты анализа химического реагента (в период проведения лабораторного тестирования для составления линейки эффективности):

Наименование реагента	Акватек-525Е	
Плотность при T=20 ⁰ С, г/см ³	1,049	
Водородный показатель (рН) товарной формы	8,65	
Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С, мм ² /с	10,00	
Кинематическая вязкость при -30 ⁰ С, мм ² /с	134,40	
Кинематическая вязкость при -50 ⁰ С, мм ² /с	526,30	
Температура застывания, ⁰ С	ниже -50	
Коррозионная активность по отношению к металлу,	0,10 мм/год	
Эффективность ингибирования осадкообразования (СаСО ₃) на X месторождение при концентрации (мг/л), %		
	30	39
	40	69
	50	76
рабочая	80	80
	100	82

Из фонда скважин, участвующих в ОПИ, 9 скважин ранее защищались ингибитором солеотложения «Оптима-017», в 8 скважинах защищались ингибитором Оксикором-15Н, в 2 скважинах были спущены контейнеры «Трилл» (на начало ОПИ контейнеры отсутствовали), 2 скважины защищались Оксикором-15Н, оставшиеся 8 скважин защищались впервые. Анализ на совместимость с ранее применяемыми реагентами (Оптима-017 и Оксикор-15Н) проводился. Результат – реагенты совместимы, осадок не образуется.

Наличие замечаний к качеству реагента в период выполнения входного контроля партий реагента, поступающих на ОПИ. Сравнение показателей с требованиями ТУ.

– Контроль качества химических реагентов осуществлялся в Лаборатории углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти Института химии нефти СО РАН, г.Томск.

– Поставка 2012 года – 67 тонн.

– При проведении входного контроля качества партий ингибитора солеотложения «Акватек-525Е», несоответствий заявленным в ТУ параметрам не выявлено. Акты лабораторных испытаний представлены в Приложении 1.

Приложение 1

Акт лабораторных испытаний ингибитора солеотложения Акватек-525Е

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ХИМИИ НЕФТИ

СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Аналитическая лаборатория углеводорода и высокомолекулярных соединений
нефти

(Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.510476)

Тел. (382-2)-491-851, 491-879. Факс:(382-2)-491-879 E-mail: anr@ipc.tse.ru

Паспорт качества № 91/12

Заказчик ООО «Газпромнефть-Восток» _____

Дата отбора пробы 27.03.2012г (ООО «Газпромнефть-Восток») _____

Дата начала анализа 28.04.2012г. _____

Дата окончания анализа 08.06.2012г. _____

НД на метод анализа ТУ2458-006-70887619-2005 _____

Объект Акватек 525Е, ингибитор солеотложений _____

Место отбора пробы Склад Х м/р (ООО «Газпромнефть-Восток») _____

Условия отбора пробы: проба представлена Заказчиком (ООО «Газпромнефть-Восток») _____

Ответственный за отбор проб Иванов. И.И. Сидоров. П.П _____

Пробоподготовка :Не проводилась _____

Полученные результаты распространяются только на представленную пробу _____

Определяемые параметры	Единица измерения	Метод анализа	Результаты измерения	Погрешность измерения	нормативы
1. внешний вид	-	ТУ2458-006-70887619-2005 по п 5,3	однородная жидкость светло-коричневого цвета	-	однородная жидкость от жёлтого до коричневого цвета
2. температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91, метод Б	Ниже минус 70	5,7	Не выше минус 50
Стабильность пересыщенного раствора по CaCO ₃ при 20мг/дм ³ , по CaSO ₄ при 10мг/дм ³ ,	-	ТУ2458-006-70887619-2005 по п 5,6	91,6 107,09	9,2	Не выше 85
4. <u>Водородный показатель, рН при 20 °С</u>	ед рН	ТУ2458-006-70887619-2005 по п 5,5	7,56	0,14	В пределах 5,5-7,9 для марки Н В пределах 8,0-9,0 для марки Е

2.3 Отчетность

По всему фонду скважин, участвующих в ОПИ, велась ежедневная сводка. По качеству ведения сводки есть нарушения:

- проставлена неверная плотность реагента, что отражается на расчёте рабочей дозировки;
- не проставлены результаты остаточного содержания ингибитора;
- неверно проставлена рабочая дозировка, в то время как в расчёте суточного расхода берётся верная дозировка;
- встречается неверно проставленный уровень реагента в УДР;
- вставлены значения, а не формулы, при изменении на формулу, значения изменяются;
- неверно указаны даты пуска ЭЦН;

- плановая рабочая дозировка иногда рассчитывалась неверно;
- дозирование, показанное в сводке, часто ниже минимально возможного расхода на УДР согласно техническим характеристикам;
- неверно посчитано индекс подачи;

Анализ сводок за весь период ОПИ показал, что дозирование реагентов шло с отклонением от рабочей дозировки, что отражено в низком значении индекса подачи реагента. Соответствие фактических данных и данных, показанных в сводке, под сомнением (Таблица 3).

Подготовительные работы по подготовке оборудования к ОПИ проводились, пропарка оборудования проводилась. Дозирующее оборудование на момент начала ОПИ было в работоспособном состоянии.

За период проведения ОПИ были выявлены следующие нарушения в работе УДР – несоответствие рабочей дозировке («-» недозакачка реагента, «+» перерасход реагента), ремонт УДР в течение длительного времени, а также простои УДР вследствие КРС.

Таблица – 3 Отклонение расхода за месяц от планового

№	Месторождение	Куст	Скважина	Дата установки УДР																		
					Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь 2013	Февраль 2013	Март 2013	Апрель 2013	Май 2013	Июнь 2013	Июль 2013	
1	X	4	X	23.03.2012	-0,18	-0,05	0	-1,0	-0,47	-0,55	0	+1,36	0	0	Окси-кор-15Н							
2	X	4	X	24.03.2012	-0,52	0	0	-4,36	-7,05	-4,11	0	0	0	0	Окси-кор-15Н							
3	X	4	X	23.03.2012	-0,33	0	0	0	-0,26	0	0	-1,68	0	0	-0,17	0	-0,17	-0,34	-0,31	0	0	0
4	X	4	X	24.03.2012	-1,68	-14,1	0	-9,55	-18,6	-20,02	0	0	+2,16	0	Окси-кор-15Н							
5	X	4	X	25.03.2012	-0,33	-0,9	-4,94	0	-0,21	-0,17	-3,95	0	+0,04	0	0	0	-0,04	-0,07	0	-0,25	0	0
6	X	4	X	28.03.2012	0	0	0	-10,23	-5,7	-21,81	0	0	-2,22	0	-11,02	-6,6	-18,3	-21,60	-20,26	-17,67	-14,42	0
7	X	2	X	26.03.2012	0	0	0	-3,41	-1,81	-0,24	0	+5,78	0	0	0	-0,43	0	0	-0,14	Ремонт	-0,1	0
8	X	16	X	29.03.2012	КРС	+3,81	0	-0,75	0	0	0	+2,71	+0,22	0	-0,49	-0,17	-0,08	-0,08	-0,22	-1,21	0	0
9	X	16	X	16.08.2012							0	0	0	0	0	-0,33	-0,38	-0,58	-0,54	0	0	-0,1
10	X	16	X	04.04.2012		0	0	-5,73	-6,2	-5,21	0	0	+7,39	0	-0,95	-0,73	-0,58	-1,28	0	0	0	0
11	X	16	X	04.04.2012		-0,4	0	0	-0,31	0	0	+0,99	0	0	0	0	-0,07	-0,27	0	-0,25	0	0
12	X	2	X	23.03.2012	-5,47	-3,28	0	-14,59	-13,64	-11,81	+0,71	0	+0,85	0	-1,65	-3,07	-3,58	-3,68	-4,55	-4,23	-3,4	0
13	X	2	X	01.04.2012		+1,02	0	-0,21	-0,26	0	0	0	0	0	0	-0,52	-3,72	-3,52	0	-0,25	+0,10	0
14	X	2	X	01.04.2012		-0,25	0	-0,9	-1,55	0	0	0	0	0	-2,3	0	-0,28	-0,48	0	0	+0,03	0
15	X	1Б	X	05.04.2012		-1,3	0	-3,14	-5,45	-5,07	0	0	0	0	0	-0,33	-0,23	-0,53	-0,38	0	0	0
16	X	2	X	05.04.2012		0,73	0	+1,56	0	0	+0,5	+2,98	+0,16	+0,03	Окси-кор-							

															15Н	15Н						
17	X	3	X	16.08.2012						0	0	+0,28	0	-0,32	-0,5	-0,53	-0,93	-0,13	0	-0,54		
18	X	2	X	05.04.2012		-0,87	0	-1,0	0	0	-8,55	+0,62	0	0	-0,07	-0,27	-0,33	-0,63	0	-1,4	-0,38	
19	X	4	X	25.05.2012				0	-2,07	-0,25	0	0	0	0	0	-0,13	-0,04	-0,14	-0,07	+0,06	0	
20	X	3	X	01.08.2012	Оксикор-15Н								0	0	-0,12	0	-0,02	-0,12	-0,23	-1,0	0	
21	X	2	X	05.04.2012		-0,52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,27	0	0	-0,26	-0,13	0	
22	X	2	X	05.04.2012		+0,73	0	0	0	-0,09	0	+2,04	0	0	Окси-кор-15Н							
23	X	4	X	06.04.2012		0	0	0	-3,66	0	0	+1,93	0	0	Окси-кор-15Н							
24	X	2	X	26.03.2012	-0,6	0	0	0	-3,66	-0,95	0	0	0	0	Окси-кор-15Н							
25	X	3	X	07.04.2012	Оксикор-15Н								0	-0,05	0	0	0	-0,07	0	-0,57		
26	X	4	X	07.04.2012		0	0	0	-1,03	0	0	0	0	0	-0,23	-0,4	-0,23	-0,53	-0,82	0	0	
27	X	2	X	26.03.2012	-0,55	-1,95	0	0	0	+4,03	0	+32,24	0	+5,87	0	-1,09	-0,33	-0,83	-0,54	0	0	
28	X	4	X	26.03.2012	0	0	0	-4,36	-1,81	-1,03	0	0	0	0	-0,05	-0,63	0	0	-0,17	0	0	
29	X	2	X	27.03.2012	+0,22	0	0	0	0	0	+0,73	0	0	пере-меще-на 190/56								

*Жёлтым цветом обозначены отклонения, которые вызваны ограничением минимальной дозировки, которую можно выставить на УДР.

Дозировки при ОПИ:

X	
80 г/тн	начало ОПИ
60 г/тн	с сентября
30 г/тн	с января

2.4 Мониторинг выноса ингибитора.

За период проведения ОПИ проводились работы по определению остаточного содержания ингибитора солеотложение в скважинной продукции. Методика определения остаточной концентрации ингибитора солеотложение «Акватек-525Е» была получена от ООО «НПО Акватек» 29.11.2011 г. Проблем с определением остаточной концентрации ингибитора солеотложения «Акватек-525Е» за период проведения ОПИ не было. Определение выноса осуществлялось ежемесячно, средний вынос ингибитора 27,4 г/м³.

2.5 Дозировка реагента.

- Индексы подачи за каждый месяц проведения ОПИ по каждой из УДР представлены в Таблице 4.
- Средний индекс подачи по фонду составил 0,52. Показатель является неудовлетворительным.
- Расследование каждого случая нарушения дозирования не проводилось.

Таблица – 4 Индекс подачи реагента

№	Месторождение	Куст	Скважина	(число дней, в которые дозировка равна плановой (+/- 10%)/ число дней в месяце)																	Средний индекс подачи реагента
				Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь 2013	Февраль 2013	Март 2013	Апрель 2013	Май 2013	Июнь 2013	Июль 2013	
1	X	4	X	0,00	0,90	1,00	0,00	0,00	0,23	1,00	0,00	1,00	1,00	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	0,51
2	X	4	X	0,50	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	0,65
3	X	4	X	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,65	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,77
4	X	4	X	0,00	0,56	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,13	1,00	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	0,47
5	X	4	X	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,13	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,64
6	X	4	X	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,13	1,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38
7	X	2	X	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	Ремонт	0,00	0,60
8	X	16	X	КРС	0,53	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,00	0,00	1,00	1,00
9	X	16	X							1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,55
10	X	16	X		1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,13	1,00	0,51	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,54
11	X	16	X		0,93	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,77	0,63	1,00	0,00	1,00	0,99
12	X	2	X	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,40	1,00	0,13	1,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24
13	X	2	X		0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,73
14	X	2	X		0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,51	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,71
15	X	1Б	X		0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,56
16	X	2	X		0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	Оксикор-15Н	1,00

17	X	3	X							1,00	1,00	0,13	1,00	0,51	0,71	0,00	0,00	0,52	1,00	0,00	0,53	
18	X	2	X		0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,51	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,54	
19	X	4	X				1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,46	0,00	0,00	0,77	0,00	1,00	0,78	
20	X	3	X	был Оксикор-15Н								1,00	1,00	0,90	1,00	0,45	0,40	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00
21	X	2	X		0,65	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,29	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,88	
22	X	2	X		0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	Оксикор-15Н	0,86							
23	X	4	X		1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	Оксикор-15Н	0,78							
24	X	2	X	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	Оксикор-15Н	0,78							
25	X	3	X	Оксикор-15Н								1,00	0,51	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,92
26	X	4	X		1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,52	1,00	1,00	0,69	
27	X	2	X	0,00	0,63	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,51	
28	X	4	X	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,51	0,00	1,00	1,00	0,13	1,00	1,00	0,79	
29	X	2	X	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	пере-меще-на 190/56								1,00	

*Жёлтым цветом обозначены отклонения, которые вызваны ограничением минимальной дозировки, которую можно выставить на УДР.

Дозировки при ОПИ:

X	
80 г/тн	начало ОПИ
60 г/тн	с сентября
30 г/тн	с января

2.6 Результаты опытно промышленные исследования

2.6.1 Общие сведения

Для анализа приняты 5 скважин. 3 скважина отбракована по причине частого нарушения режима дозирования, включая те скважины, по которым режим дозирования был нарушен вследствие ограничений по минимальной дозировке УДР.

Температурные режимы применения ингибитора:

Состояние ингибитора при различных температурах эксплуатации не изменялось, сбоев по причине замерзания не отмечено. Минимальная температура воздуха при проведении ОПИ -44°C.

Состояние дозирующего оборудования:

За время проведения ОПИ дозирующее оборудование находилось в работоспособном состоянии, случаев коррозии не возникало.

2.6.2 Анализ ремонтов на опытном участке

Перечень всех проведенных ремонтов на опытном участке. Таблица 5

Таблица – 5 Перечень проведенных ремонтов на опытном участке

Скв	куст	Тип установки	Причина остановки	Дата	м ³	%	т	МРП	Вып. ремонт	Причина отказа	Результат расследования
X	4	SPI D-13-2200	R-0	02.04.2013	13	47	6	491	ГФР (ОЗ), Смена ЭЦН	Снижение притока	Кабель Риз-100 Мом, Укаб-3х6Ом, Рпэд-0 МОм, Y-2; 2; 2,6Ом, ЭЦН в сборе вращения нет, ловильная головка забита, в.с вращения нет, н.с вращения нет, Г.С-вращение есть, входные отверстия чистые, ГЗ-вращение есть, ПЭД-вращение есть, масло с водой, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И выплавлены 5 глазков, КОШ-73 норма. Q запускной - 64м3, со 2 апреля 2012 (Q-30v3) АПВ 12*12
X	4	D13/420 EZ-2200	Заклинивание насос	27.02.2013	21	28	13	450	ОТЗ, смена ЭЦН	Снижение притока	Эксплуатировалась в левой зоне с Рзаб=40 атм. Робщ-100, Y-3х8,8 Ом, Кабель Риз-100 Мом, Укаб-3х6,1 Ом, Рпэд-100 МОм, Y-3х2,7Ом, ловильная головка забита, ЭЦН в сборе вращения нет, в.с, с.с, н.с-вращения нет, Г.С-вращения нет, входные отверстия забиты солями , ГЗ-вращение есть,

												ПЭД-вращение есть, масло тёмное, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И-выплавлены 2 глазка, КС-73-сбит. После ПРС УЭЦН в КЭС
X	4	D20/530 EZ-2200	Нет отказов									
X	2	D8/285E Z-2200	D8/285E Z-2200	09.09 .2012	32	9	24	309	Смена ЭЦН	Негерметичность НКТ (коррозия)	Работала с спецгерметизатором, при подъеме сквозное отверстие 9 мм на 90 НКТ (китай, 4 СПО, 638 сут) Робщ-100 МОм, У-3х8,4 Ом, Риз к.л-100 МОм, У-3х6,1Ом, Рпэд-100 МОм, У-3х2,3Ом, ЭЦН в сборе вращения нет, с.с вращения нет, в.с, н.с вращение есть, по корпусу насоса отложения серого цвета толщиной до 5мм, ловильная головка забита, ГС-входные отверстия чистые, вращение есть, ГЗ-вращение есть, ПЭД-вращение есть, масло тёмное, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И-нет, КС-73 сбит.	
		D285EZ- 2200	Нет подачи	04.06 .2013	26	23	17	264	Смена ЭЦН, реви- зия НКТ		Негерметичность НКТ (брак поставки)	КС-73 сбит, КОШ-73 в норме, Робщ-0 МОм, У-3х8,8 Ом, Кабель Риз-100х0х100 МОм, Укаб-3х6,1Ом, Рпэд-100 МОм, У-3х2,7 Ом, ловильная головка чистая, ЭЦН в сборе вращения есть, в.с, н.с вращение есть, ГС-вращение есть, входные отверстия чистые, ГЗ, ПЭД-вращение есть, масло светлое, опрессовка ПЭД-токоввод: герметично, Т/И-не установлен. 29.05.2013, 03.06.2013 - закачка СГ. нет подачи. отказ по негермету 36, 38, 48 НКТ со СГ. смена НКТ ЛС на низ - ЛС с отбраковкой (1,5 СПО), верх -
X	1 6	D8/285E Z-2300	ГТМ	29.03 .2013	18	6	14	359	ГФР, ПВР, ГРП	ГТМ	Робщ-100, У-3х8,5 Ом, Кабель Риз-100 МОм, Укаб-3х6,2 Ом, Рпэд-100 МОм, У-3х2,3Ом, ЭЦН в сборе вращения есть, ловильная головка чистая, Г.С-вращение есть, входные отверстия чистые, ГЗ-вращение есть, ПЭД-вращение есть, масло чистое, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И-норма, КОШ-73 норма.	
X	16	D20/530 EZ-2200	Нет отказов									
X	2	D8/285E Z-2300	Заклинивание	19.06 .2012	18	9	13	76	Смена	Засорение мех-	Отказ после а/отключения. Каб.Риз- 100;70:30 МОм, У-	

			ЭЦН						ЭЦН	приме- сями	3х5,2Ом, Rпэд-100 МОм ,У-3х3,1 Ом, ПЭД- вращения в сборе нет, в.с.с.н.с есть по отдельности, масло тёмное, опрессовка ПЭД-токоввод: герметично, Т/И-выплавлены 3 глазка, ловильная головка чистая, ГС- входные отверстия чистые, вращение есть, Г.З- вращение есть. В скважине был ОПИ клапан обратный-промывочный (Котнистадор). После остановки и ЗП при попытке промывки не открылся (при 120 атм). При демонтаже клапан забит мехпримесями.
		D20/700 EZ-2150	R-0	28.01 .2013	26	13	19	219	Глу- ше- ние ГФР, ПВР, ПР ГРП	Сниже- ние при- тока	ОГРП на 01.02.2013 Эксплуатировалась в режиме КЭС (29/31, 26/34, 25/35) , Rпр-25 атм, Rзаб-36 атм (с тенденцией к снижению). В январе стоп по Т. Предыдущий отказ - засорение насоса. Демонтаж КЛ-100, ПЭД-0 с водой, Вращение +, отложений нет, Люфт вала гидрозащиты. Акт ПДК выплавлены 4 термоиндикатора (200 гр.С). перегрев РТИ сильфонов и диафрагмы, выход из строя ГЗ. В процессе эксплуатации в зимний период перемерзал ОК.
X	2	D20/700 EZ-2250	R-0	14.01 .2013	22	26	14	519	Сме- на ЭЦН, НКТ	ГТМ	Остановлен рабочий УЭЦН для ГТМ-ГРП. Кабель Rиз-100х100х0 Мом ,Укаб-4,2\4,2\4,0 Ом, Rпэд-0 МОм,У-4,9; 3; 2,9Ом, ЭЦН в сборе вращение есть, ловильная головка чистая, в.с, н.с-вращение есть, Г.С-вращение есть (входные отверстия чистые), ГЗ-вращение есть, ПЭД-вращение есть, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И выплавлены 4 глазка, КОШ-73 в норме.
X	2	D20/700 EZ-2150	Нет отказов								
X	4	D13/420 EZ-2200	Нет отказов								
X	3	D13/420 EZ-2200	Нет отказов								
X	2	SPI D- 20-2350	Нет по- дачи	18.07 .2013	16	27	10	605	ГФР, Сме- на ЭЦН	Износ Р.О.	Кабель Rиз-100 Мом ,Укаб-3х5,1Ом, Rпэд-100 МОм,У-3х2,1 Ом, ловильная головка чистая, ЭЦН в сборе вращения есть, в.с вращения есть (вылет и люфт вала),с.с вращения есть (вылет и люфт вала) н.с вращения есть (вылет и люфт вала),ГС-вращение есть (вылет и люфт

											вала), приёмная сетка чистая , ГЗ (вылет и люфт вала), ПЭД-вращение есть, масло темное, опрессовка ПЭД-токоввод: герметично, Т/И-не установлен. КРС - спуск 700EZ-2400 20*40 50Гц, 21м3
X	2	D20/700 EZ-2200	R-0	04.01 .2013	22	34	12	548	ОТЗ, нор- ма- лиза- ция за- боя, сме- на ЭЦН	Износ Р.О.	Кабель Риз-100х100х100 Мом , Укаб-3х5,2 Ом, Рпэд-0 МОм, У-1,8; 1,8; 0,6Ом, ЭЦН в сборе вращение есть, ловильная головка чистая, в.с. н.с-вращение есть, Г.С-вращение есть (входные отверстие чистые), ГЗ-вращение есть, ПЭД-вращение есть, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И в норме, КОШ-73 в норме. УЭЦН эксплуатировался в режиме КЭС.
		D20/700 EZ-2250	ГТМ	22.03 .2013	21	29	12	71	ПР ГРП	ГТМ	Робщ-100, У-3х7,0 Ом, Кабель Риз-100 Мом , Укаб-3х6 Ом, Рпэд-100 МОм, У-3х1,6Ом , ЭЦН в сборе вращение есть, ловильная головка чистая, Г.С-вращение есть, входные отверстие чистые, ГЗ-вращение есть , ПЭД-вращение есть, масло тёмное, шлицевые муфты в норме, опрессовка 5атм/10мин норма, Т/И-не установлен, КОШ-73 норма.
X	2	D20/530 EZ-2200	ГТМ	21.02 .2012	23	41	11	274	ПР ГРП	ГТМ	ПЭД-0, КЛ, насос в норме. Эксплуатировалась в режиме КЭС. Остановили рабочую установку.
X	2	D13/420 EZ-2300	ГТМ	22.02 .2013	21	46	9	335	ЗР ГРП, дост- рел	Износ Р.О.	Д-ж 15.03.13 Насос: все секции вращаются. Лов. головка - чистая. Каб. линия: 100х100х100МОм. Обрыв муфты. Коррозионный слом по корпусу ГС. Л/р КРС "-" Все остальное в норме. В скважине осталось часть ГС, ГЗ, ПЭД
X	3	D8/285E Z-2300	Нет отказов								
X	4	D8/285E Z-2350	Нет отказов								

X	4	D13/420 EZ-2350	R-0	28.05 .2012	26	23	17	432	ОЗ. Сме- на ЭЦН	Отло- жение твёрдо- го осад- ка	Роб-0 МОм, Каб.Риз- 0 МОм, (отгорел удлинитель в районе 2ой с.н.) , Рпэд-100 МОм ,У- 3х3,1Ом ПЭД- вращения есть , масло чистое , опрессовка ПЭД- токоввод: гермет, Т/И- выплавлены 4 глазка, ловил головка забита (окалина с НКТ), в.с- вращения нет, с.с-вращение есть, н.с-вращение есть (отло- жение твёрдого осадка 2-8мм) , ГС- входные отверстия закупо- рены на 50% (по корпусу отло- жения твёрдого осадка 2-8мм), вращение есть, Г.З- вращение есть (по корпусу отложения твёрдого осадка 2-8мм). Экс- плуатировалась с Рзаб-65, Қж- 34
X	2	D20/700 EZ-2200	Нет отказов								

Таким образом, за время проведения ОПИ выявлен 1 отказ по причине «отложение твёрдого осадка», а также выявлено 3 случая наличия отложений в результате демонтажа подземного оборудования при отказе, причиной которого не являлось отложение солей. Таблица 6

Рассмотрим подробнее отказы, при которых были обнаружены соли:

Таблица – 6 Отложение твёрдого осадка

Месторождение	Скв	Куст	Дата за- пуска скважины	Начало защиты новыми реагентами	Количество дней до начала дози- рования Аква- тек-525Е	Дата от- каза после начала защиты	Причина отказа	Наработка, сут.
X	X	4	05.12.2011	23.03.2012	109 (не защища- лась)	27.02.2013	Снижение при- тока	450
	X	2	05.11.2011	26.03.2012	62 (не защищалась) 80 (Оптим-017)	09.09.2012	Негерметичность НКТ (коррозия)	309
	X	4	23.03.2011	24.03.2012	367 (не защища- лась)	28.05.2012	Отложение твёр- дого осадка	432
	X	4	02.06.2012	24.03.2012	-	04.12.2012	Снижение при- тока	185

Индекс дозирования без учёта КРС и ремонта УДР скв. X – 0,72 (недозакачка реагента), скв. X – 0,57 (недозакачка реагента), скв. X (отказ 28.05.12) – 1,00, по скв. X (отказ 04.12.12) – 0,57 (недозакачка реагента).

Как видно из Таблицы 6, до начала дозирования Акватака-525Е скв. X, X (отказ 28.05.2012), X – не защищалась, затем защита ингибитором солейотложе-

ния Оптима-017. Можно предположить, что отложение солей произошло в момент, когда скважина не защищалась, после начала защиты новый ингибитор сдерживал дальнейшее образование осадка, что и позволило достичь высоких наработок.

При отказе скв.377 (04.12.2012) находилась под защитой с момента запуска, но насос работал в левой зоне, что привело к перегреву оборудования и увеличению интенсивности выпадения солей, соответственно ингибирование при постоянной рабочей дозировке оказалось неэффективным.

- Список «чистых скважин», на которых дозирование испытуемого ингибитора начато сразу после ремонта: Таблица 7

Таблица – 7 Дозирование испытуемого ингибитора

№	Месторождение	Куст	Скважина	
1	X	4	X	отбракована
2	X	16	X	отбракована
3	X	2	X	
4	X	3	X	отбракована
5	X	2	X	

2.6.3 Анализ случаев коррозии внутрискважинного оборудования

В ходе проведения ОПИ было выявлено 1 отказа по причине «негерметичность НКТ (коррозия)» и 3 отказа со следами коррозии на погружном оборудовании (коррозионный слом по корпусу ГС, входные отверстия забиты солями, по корпусу насоса отложения серого цвета толщиной до 5мм, отложения твёрдого осадка).

2.7 Выводы по результатам опытно промышленных исследований

Считать результат ОПИ ингибитора солеотложения «Акватек-525Е» производства ООО «НПО Акватек» г. Казань неоднозначным. С одной стороны присутствуют отказы по причине «отложение твердого осадка», а также соли при демонтаже оборудования. С другой стороны стоит отметить, что на скважинах, которые защищались ингибитором солеотложения Акватек-525Е с момента запуска скважины, отказов по причине «отложение твердого осадка» не было, наличие же солей при осмотре подземного оборудования на устье наблю-

далось только в одной скважине (377/4, отказ 02.06.2012), что явилось следствием перегрева насосного оборудования.

Таким образом, рекомендуется продолжить наблюдение за скважинами, защищаемых ингибитором солеотложения Акватек-525Е. Окончательный вывод по результатам ОПИ сделать в конце 1 полугодия 2013 года [6], [7].

2.8 Краткая характеристика осложнений в работе установок электроцентробежных насосов и основные методы борьбы с ними

Основными осложнениями в работе погружного оборудования являются отложения неорганических солей.

Процессы добычи нефти в основном сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных трубах, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. В составе осадков преобладают соли: сульфаты кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), хлориды натрия (галит или поваренная соль) и др.(таблица 8; 9)

Таблица – 8 Водозаборная скважина №1 X месторождения

Дата отбора	рН	Общая-жесткость мг.эquiv/дм ³	Содержание ионов											Общая минерал.	Плотность, г/см ³	Тип воды по Сулину
			Ед. изм.	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ K ⁺	Fe _{общ}	Fe ²⁺	Fe ³⁺	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻			
25.07.2012	7,12	52,50	МГ.ЭКВ/ДМ ³	41,25	11,25	297,69	-	0,21	1,04	0,00	0,0	2,60	348,84	20378,0	1,014	ХК
			МГ/дм ³	826,7	136,8	6846,9	25,20	5,90	19,30	0,00	0,0	158,6	12383,8			
25.08.2012	7,3	55,38	МГ.ЭКВ/ДМ ⁴	40,63	14,75	300,80	-	0,13	1,04	0,00	0,0	2,90	354,45	20694,9	1,014	ХК
			МГ/дм ⁴	814,2	179,4	6918,5	22,90	3,60	19,30	0,00	0,0	176,9	12583,0			
27.09.2012	7,21	56,00	МГ.ЭКВ/ДМ ⁴	40,00	16,00	286,51	-	0,11	1,15	0,00	0,0	3,40	340,37	19900,9	1,014	ХК
			МГ/дм ⁴	801,6	194,6	6589,8	24,40	3,00	21,40	0,00	0,0	207,4	12083,1			
03.06.2013	7,41	56,80	МГ.ЭКВ/ДМ ⁵	43,13	13,67	344,31	-	0,33	0,68	0,00	0,0	4,90	397,22	23371,8	1,013	ХК
			МГ/дм ⁵	864,3	166,2	7919,2	21,80	9,20	12,60	0,00	0,0	298,9	14101,3			
18.01.2017	6,34	110,48	МГ.ЭКВ/ДМ ⁶	87,15	23,33	249,40	-	0,29	0,10	0,00	0,0	3,28	357,00	20650,1	1,015	ХК
			МГ/дм ⁶	1746,5	283,7	5736,3	10,08	8,13	1,95	0,00	0,0	200,1	12673,5			

Таблица – 9 Водозаборная скважина №2 X месторождения

Дата отбора	pH	Общая жест- кость мг.экв/дм ³	Содержание ионов											Общая минерал.	Плот- ность, г/см ³	Тип воды по Сулину
			Ед. изм.	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ K ⁺	Fe _{общ}	Fe ²⁺	Fe ³⁺	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻			
25.07.2012	7,20	57,00	мг.экв/дм ³	45,00	12,00	268,15	-	0,261	1,165	0,00	0,0	1,20	325,38	18868,4	1,014	ХК
			мг/дм ³	901,8	145,9	6167,5	29,00	7,30	21,70	0,00	0,0	73,2	11551,0			
26.09.2012	7,11	56,25	мг.экв/дм ³	45,00	11,25	269,70	-	0,122	1,149	0,00	0,0	2,00	325,22	18933,8	1,014	ХК
			мг/дм ³	901,8	136,8	6203,1	24,80	3,40	21,40	0,00	0,0	122,0	11545,3			
03.06.2013	7,32	59,13	мг.экв/дм ⁴	43,13	16,00	222,41	-	0,362	0,709	0,00	0,0	4,70	277,91	16350,1	1,012	ХК
			мг/дм ⁴	864,3	194,6	5115,4	23,30	10,10	13,20	0,00	0,0	286,7	9865,8			
18.01.2017	6,98	110,90	мг.экв/дм ⁵	86,15	24,75	222,06	-	0,312	0,102	0,00	0,0	3,40	329,97	19066,6	1,014	ХК
			мг/дм ⁵	1726,4	301,0	5107,3	10,59	8,70	1,89	0,0	207,4	11713,9				
22.07.2017	7,28	50,00	мг.экв/дм ⁵	40,00	10,00	304,81	-	0,228	0,263	0,00	0,0	5,84	349,46	20707,1	1,015	ХК
			мг/дм ⁵	801,6	121,6	7010,6	11,27	6,37	4,90	0,0	356,2	12405,8				

Накопление солей осложняет добычу нефти, приводит к неисправности дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, и в итоге – к значительному недобору и потерям добычи нефти. Главный источник выделения солей – пластовая вода, добываемая совместно с нефтью. Её химический состав постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих образование и отложение солей в различных условиях залегания нефти и разработки нефтеносных пластов, умение заранее прогнозировать, надежно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться правильному выбору методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности [8], [6].

2.8.1 Условия образования солеотложения

Под условием образования солеотложения следует понимать комплекс процессов, приводящих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования для добычи нефти. При этом наибольший интерес представляет исследование способов закрепления солевых частиц на поверхности оборудования.

Лабораторными исследованиями и изучением структуры осадков показа-

но, что образование солеотложения есть следствие кристаллизации солей из перенасыщенных по разным причинам попутно добываемых нефтяных вод. Действительно, все осадки в нефтепромысловом оборудовании, независимо от содержания и состава основного компонента (кальцит, гипс, барит, целестин), имеют четко выраженную кристаллическую структуру. Солеотложение происходит при перенасыщении попутно добываемых вод в сложных гидротермодинамических условиях с присутствием нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность накопления солей, характер и свойства осадков.

Современная теория кристаллизации из водно-солевых растворов основана на том, что фазовые превращения в них начинаются в определенных местах (участках) и от них распространяются. Возникновение таких участков названо зародышеобразованием. Те зародыши, которые в конце концов вырастают до кристаллов макроскопических размеров, принято называть центрами кристаллизации, или устойчивыми зародышами [8].

Кристаллизация может быть вызвана загрязнением водно-солевой системы, в частности различного рода механическими примесями. Значительное влияние на рост кристаллов оказывает степень перенасыщения, природа кристаллизующегося вещества, состояние растущей поверхности, интенсивность и характер перемешивания раствора, наличие различных примесей.

Значительная часть образцов солеотложения содержит как кристаллически связанные, так и адсорбированные органические соединения, которые гидрофобизируют поверхности солевых частиц и придают осадку желтовато-коричневый цвет. Исследование органических веществ из солеотложения показало, что они состоят в основном из ароматических непредельных углеводородов, сернистых соединений, асфальтенов, парафинов и смол [9].

Наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из перенасыщенных растворов оказывают асфальтены и смолы. Такое действие этих коллоидных соединений объясняется их способностью адсорбировать на своей поверхности ионы солей и превращаться в центры кристаллизации. Существенное влияние на механизм солеотложения оказывает также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости при давлении ниже давления насыщения пузырьки газа появляются в первую очередь не в объеме жидкости,

а на стенках оборудования, что ведет к образованию многочисленных границ раздела фаз твердое тело – газ – жидкость и способствует зарождению и росту кристаллов солей.

Солевые отложения служат адсорбентами для нефтяных компонентов, что приводит к прилипанию к ним пузырьков газа, и это заметно увеличивает объем осадков. Повышение степени турбулизации потока также заметно увеличивает скорость адсорбции на поверхностях оборудования и частицах осадка аполярных и гетерополярных соединений нефти, которые способствуют не только закреплению пузырьков газа на поверхностях, но и прилипанию частиц друг к другу и к стенкам оборудования.

В конкретных промысловых условиях влияние скоростей потоков, изменение степени турбулизации их на процесс осадконакопления проявляются весьма различно.

Увеличение скорости движения потока, его усиленное перемешивание, также способствуют образованию твердой фазы за счет активизации массообменных процессов. Однако большинство кристаллов при гетерогенной кристаллизации зарождается и остается на стенках подземного оборудования, увеличивая объем солеотложения в скважинах.

Состояние поверхности труб тоже играет важную роль в процессе солеотложения. На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твердой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений. Кроме того, часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с отшлифованной поверхности. Однако обработка поверхности труб не позволяет предотвращать солеотложения. Быстро протекающий процесс коррозии разрушает гладкую поверхность, а сами продукты коррозии служат дополнительными центрами кристаллизации. Солеотложение можно снизить, применяя защитные покрытия рабочих поверхностей оборудования материалами, плохо смачиваемыми и водой, и нефтью, с низкими значениями критических натяжений смачивания, например, фторопластом [10].

2.8.2 Предупреждение образования неорганических солей

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения

солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависит от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе водных растворов солей в состояние перенасыщения.

Перенасыщение системы может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешиванием растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование твердых отложений на поверхности оборудования зависит также от свойств подложки, электрокинетических и других физико-химических явлений, происходящих на поверхности раздела фаз. В реальных условиях многие явления проявляются одновременно, что усложняет исследование процесса формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей исследователи испытывают также из-за отсутствия систематической информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям по конкретным месторождениям, находящимся в разработке в течение уже длительного времени.

Особую важность имеет вопрос выбора источников водоснабжения и способов подготовки воды, используемой для заводнения с учетом особенностей взаимодействия закачиваемой воды с породами продуктивного пласта. Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет. В настоящее время находятся в стадии испытания и внедрения следующие способы борьбы с отложениями солей: химические [11].

2.8.3 Химический способ предупреждения отложения неорганических солей

Применение ингибиторов при добыче нефти остается приоритетным направлением для предотвращения солеотложения.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложения условно можно разделить на следующие три типа:

1. хелаты – вещества, способные связывать солеобразующие катионы и

препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами;

2. ингибиторы «порогового» действия, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей;

3. кристаллоразрушающие ингибиторы, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов [12].

В основе механизма действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Адсорбируясь на зародышевых центрах солевого соединения, ингибиторы подавляют рост кристалла, видоизменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу (рисунок 4), а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям (Рисунок 5).

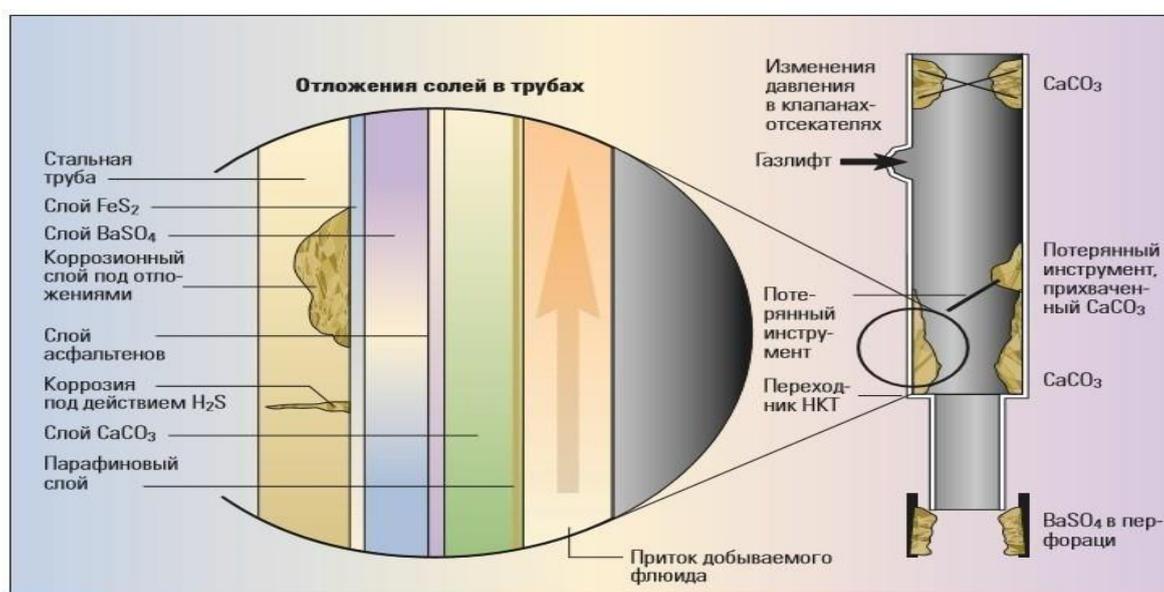


Рисунок 4 – Отложение солей в насосно-компрессорных трубах



Рисунок 5 - Отложения солей на рабочем колесе электроцентробежного насоса

2.9 Пути повышения эффективности борьбы с отложениями неорганических солей на X нефтяном месторождении

2.9.1 Технология непрерывного дозирования

Технология непрерывного дозирования - один из надежных и приемлемых методов, хотя он требует постоянного контроля и обслуживания дозирующих насосов и устройств. Метод дозирования ингибитора применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах лифта.

При применении ингибиторов положительные результаты могут быть достигнуты лишь при условии постоянного присутствия реагента в растворе в необходимом количестве. При этом лучшие результаты достигаются при вводе ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей.

Непрерывное дозирование позволяет осуществлять стабильную подачу ингибитора в добываемую жидкость, экономно расходовать реагент, но не обеспечивать защиту от солеотложения колонн скважин ниже ЭЦН и призабойной зоны.

Область применения – все скважины, оборудованные УЭЦН.

Рекомендуется постоянную дозировку ингибитора солеотложения с использованием дозирующих устройств производить по капиллярному кабелю (скв., оборудованные УЭЦН). Для осуществления непрерывного дозирования ингибитора на устье скважины устанавливаются емкость дозирующее устройство и подключаются по известным схемам к затрубному пространству. Один из вариантов дозирования реагента изображен на (рисунке 6, 7, 8)



Рисунок 6 Дозирования реагента



Рисунок 7 Дозирования реагента



Рисунок 8 Дозирования реагента

Фото 6, 7, 8 Принципиальная схема дозирования в скважину оборудованную ЭЦН: 1- устройство ввода в устьевую арматуру; 2- запорный вентиль; 3 - обратный клапан; 4 – нагнетательный трубопровод высокого давления; 5 - установка дозирования химреагентов.

Непрерывная подача ингибитора практикуется как в затрубное пространство. В течении 7 суток ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в три раза превышает рекомендуемую дозировку. По истечение срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня расчетной дозировки.

При очаговом расположенных солеотлагающих скважинах защиту скважинного оборудования от солеотложения технико-экономический эффективнее применение технологии дозирования реагента при способе подачи ингибитора в систему поддержания пластового давления (ППД) вместе с закачиваемыми в пласт водами [13], [4].

2.9.2 Периодическая закачка ингибитора в призабойную зону пласта

Технология периодической закачка ингибитора в призабойную зону пласта (ПЗП) применяется при отложении солей в призабойной зоне пласта. Это наиболее экономичный и простой в технологическом использовании способ защиты добывающих скважин от солеотложения. Данная технология позволяет предотвращать отложения солей в течение всего периода выноса реагента с продукцией скважины.

Технология применяется во всех скважинах, эксплуатируемых в постоянном или периодическом режиме, независимо от способа эксплуатации, во всем диапазоне дебитов, в которых возможна закачка раствора ингибитора в призабойную зону пласта.

Начало проведения мероприятий по защите скважины от солеотложения необходимо совместить с подземным ремонтом скважины и ремонтом погружного насоса. Не рекомендуется проводить обработки скважин по данной технологии при низких коллекторских свойствах пласта.

Различают две технологии закачивания ингибитора в ПЗП по скважинам входящим в солеобразующий фонд:

1. в скважинах с условно грязным ПЗП, где отмечается снижение дебита и продуктивности, перед закачиванием ингибитора необходимо провести мероприятия очистке забоя и ствола скважины, подземного и наземного оборудования от отложений солей [14].

2. в скважинах с условно чистой ПЗП, где не отмечается снижение дебита и продуктивности, следует производить закачку одного ингибитора в ПЗП.

После подготовительных работ на скважине закачивают раствор расчетного количества ингибитора, приготовлением 2 - 5%-ного раствора на пресной или минерализованной воде, но совместимого с ингибитором.

Для повышения адсорбции ингибитора по породе пласта за счет увеличения удельной поверхности породы в раствор ингибитора целесообразно добавить соляную кислоту 10 - 16% концентрации в объеме 0,1 от объема раствора ингибитора.

Определить время защиты оборудования можно с помощью опытно-промысловых испытаний. Для этого расчет количества ингибитора рекомендуется производить на период 180 - 350 сут.

Закачка раствора ингибитора в пласт может осуществляться дополнительной закачкой воды, нефти или растворителя в объеме, необходимом для продвижения ингибиторов в пористую среду на глубину 3 - 5 м, где скорость фильтрации намного меньше скорости вблизи забоя. Рисунок 9

Давлением закачивания определяют приемистостью пласта, оно не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины. Первичную закачку ингибитора в ПЗП рекомендуется производить через НКТ.

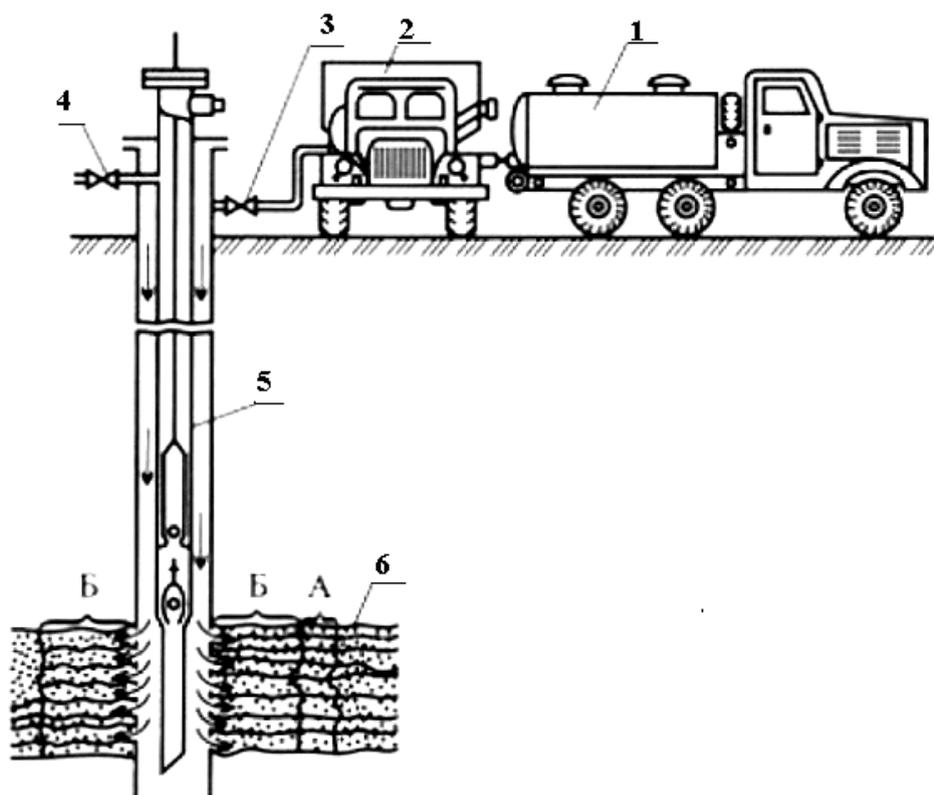


Рисунок 9. Схема периодической закачки ингибитора в призабойную зону пласта. 1-автоцистерна с раствором ингибитора; 2- насосный агрегат; 3- затрубная задвижка; 4-выкидная линия; 5-скважинный штанговый насос; 6-продкутивный пласт; А-зона проникновения ингибитора; Б - зона проникновения закачиваемой жидкости.

При низкой приемистости и высоком пластовом давлении реагент следует закачивать через насосно-компрессорные трубы с предварительной установкой пакера. Однако и в этом случае закачку реагента необходимо вести при возможно минимальном давлении.

Повторная закачка в скважины, оборудованные скважинными насосами (ЭЦН) с обратным клапаном, раствор ингибитора закачивают в затрубное пространство. При этом заменяют жидкость в затрубном пространстве скважины на раствор ингибитора, закрывают задвижку на напорном трубопроводе насоса и закачивают раствор ингибитора в призабойную зону пласта.

При заполнении затрубного пространства скважины раствором ингибитора необходимо обеспечить свободный излив жидкости из напорного трубопровода насоса.

В скважинах, оборудованных ЭЦН без обратного клапана, закачку раствора ингибитора рекомендуется проводить через НКТ.

После закачки раствора ингибитора в призабойную зону пласта скважину выдерживают в течение 12 - 24 ч для более полного распределения и адсорбции ингибитора в пористой среде. Затем скважина осваивается и пускается в эксплуатацию. Контроль содержания ингибитора в попутно добываемой с нефтью воде должен производиться не реже 2 раз в месяц путем анализа отбираемой жидкости. Повторную закачку ингибитора необходимо проводить своевременно, не допуская отложения неорганических солей. Рекомендуется при минимально допустимой концентрации реагента в попутно-добываемой воде до 3 мг/дм³. Полученные данные позволяют определить время защиты нефтепромыслового оборудования от солей.

К преимуществам периодической закачки ингибитора в призабойную зону пласта относится: возможность защиты от отложения солей, как нефтепромыслового оборудования, так и призабойной зоны пласта.

Основным недостатком этого способа применения ингибиторов солеотложения являются невозможность практического управления процессом десорбции реагента из призабойной зоны [15], [16].

2.9.3 Погружные скважинные контейнеры для нефтедобывающих скважин с ингибиторами

Погружной скважинный контейнер представляет из себя жесткий контейнер (рисунок 10), уникальной запатентованной конструкции, которая позволяет надежно дозировать ингибитор осложнений в концентрациях, необходимых для устранения проблемы.



Рисунок 10 Погружной скважинный контейнер

Контейнер является универсальным и может работать на скважинах с любыми параметрами их работы (дебит, обводненность, температура и пр).

Отличительной особенностью его конструкции является то, что секции контейнера оснащены регулировкой, которая позволяет настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5–10 минут непосредственно перед спуском.

Использование контейнеров в промышленных условиях позволяет:

1. Эффективно дозировать ингибитор без специальных дозирующих устройств;
2. Дозировать ингибитор в эффективных минимальных концентрациях, что обеспечивает его совместимость с попутно добываемыми водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации и предотвращает образование побочных вторичных осадков;
3. Применять ингибиторы при добыче нефти из коллекторов с любой степенью проницаемости и любым пластовым давлением.

Принцип действия ингибитора:

Ингибитор помещается в скважину (рисунок 11) в контейнере, который устанавливается под насос, перед спуском оборудования во время очередного ПРС, КРС. Добываемая жидкость, омывая контейнер с размещённым в нем ингибитором, подвергается необходимой обработке.



Рисунок 11 – Варианты установки контейнера с ингибитором в скважины с УЭЦН и УШСН

Ингибитор не вступает в химические реакции с добываемой жидкостью. Принцип действия ингибитора сводится к обволакиванию микрочастиц солей,

асфальто смоло парафиновых веществ, находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования. Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов микрочастиц, выпадающих в осадок. Таким образом, микрочастицы солей, асфальто смоло парафиновых веществ выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Защитная пленка на ГНО защищает оборудование от коррозии. Ингибитор работает по всей технологической цепочке добычи нефти — 10–12 км.

Универсальность :

- работает со скважинами с любыми параметрами и может применяться для защиты наземных трубопроводов. Возможность применения для защиты ЭЦН при вводе скважин в эксплуатацию после бурения или проведения ГРП. Для этого достаточно использовать лишь часть секций от общего количества секций в контейнере;

- секции по 1,5-1,8 м легко транспортируются, переносятся вручную и не требует дополнительных грузоподъемных механизмов;

- возможность установки максимальной эффективности ингибитора, в связи с чем отсутствует проблемы досрочного вымова или чрезмерной дозировки;

- корпус изготовлен из стандартного насосно-компрессорной трубы;

- не требует дополнительного обслуживания в процессе работы, что особенно актуально в труднодоступных местах и в зимний период;

- монтируется на скважине как стандартная колонна нкт;

- возможность замены ингибитора путём вставки сменного вкладыша с ингибитором [17], [18].

2.10 Способы оценки эффективности ингибиторов солеотложения при их промышленном использовании

В настоящее время на X месторождениях для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений минеральных солей, которые состоят, в основном из карбонатов кальция и магния, применяются несколько марок ингибиторов солеотложения Оксикор - 15Н, Акватек-512, и так далее. Поставляются в стальных или полимерных бочках 200 л.

В последнее время используется также новый Descan-2 ингибитор солеотложения (рисунок 12, 13)



Рисунок 12 Descan-2

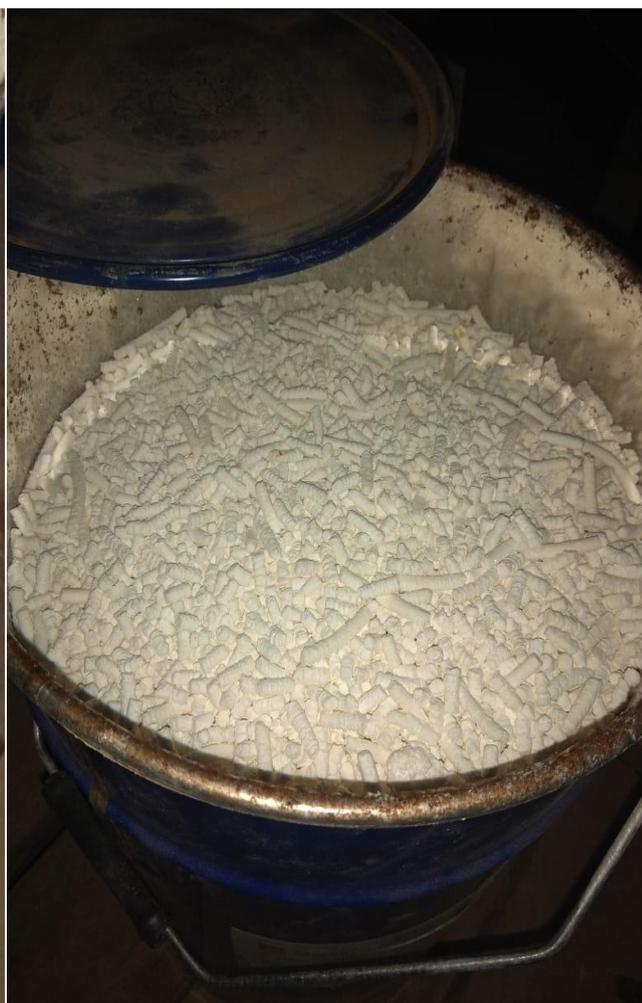


Рисунок 13 Descan-2

Продукт предназначен для применения в нефтяной промышленности с целью предотвращения осложнений, связанных с образованием минеральных отложений на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти в условиях высокой минерализации промысловых вод, за счет продолжительного во времени процесса диффузии молекул продукта через полимерную мембрану, в результате обеспечивается равномерный вынос продукта.

Продукт представляет собой гранулы с водорастворимой мембраной, содержащие смесь на основе фосфоновых кислот, их солей и комбинации компонентов, обеспечивающих устойчивость товарной формы.

Методология применения гранулированного ингибитора солеотложения предусматривает снижение количества подходов технологического транспорта и использования технологического оборудования к объектам защиты.

Технология применения гранулированного ингибитора солеотложения «Descum -2» марки WSC (разовая обработка) позволяет обеспечить защиту ГНО и наземного оборудования на период 90 и более дней. Капсулированный ингибитор солеотложения Descum входит в линейку капсулированных продуктов ГК «Миррико» наряду с ингибиторами коррозии ScimoI и комплексным ингибитором коррозии и солеотложения Sedics. К основным преимуществам капсулированных продуктов по сравнению с жидкими реагентами относятся: меньшая дозировка, возможность совместного использования различных реагентов, равномерный вынос, высокий эффект последствия, а также экологичность и безопасность [17].

2.10.1 Требования к технологическому процессу

Защита ГНО и наземного оборудования от отложения солей, от 90 дней и более, проводится путем обработки скважин, дебит которых не превышает 100 м³/сут, с обводненностью до 90%. В случае, когда дебит скважин или обводненность продукции выходит за указанные рамки, необходимо произвести индивидуальный расчет объема реагента и периода обработок, с максимально возможной продолжительностью.

Затрубное пространство скважины не должно быть изолировано от зумпфа скважины никакими технологическими средствами (пакер и т.д.), т.е. затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложения и технологической жидкости до зумпфа [19].

Основные критерии подбора скважин:

- обработку производить на действующем фонде скважин; механизированный способ добычи нефти (ШГН, УЭЦН, Погружные винтовые установки);
- вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов скважин);
- отсутствие боковых стволов скважин;
- открытый ствол скважин (отсутствие пакеров и т.д.);
- объем зумпфа достаточный для размещения расчетного количества гранулированного продукта (ниже зоны перфорации);

– высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 200 м (рисунок 14, 15).

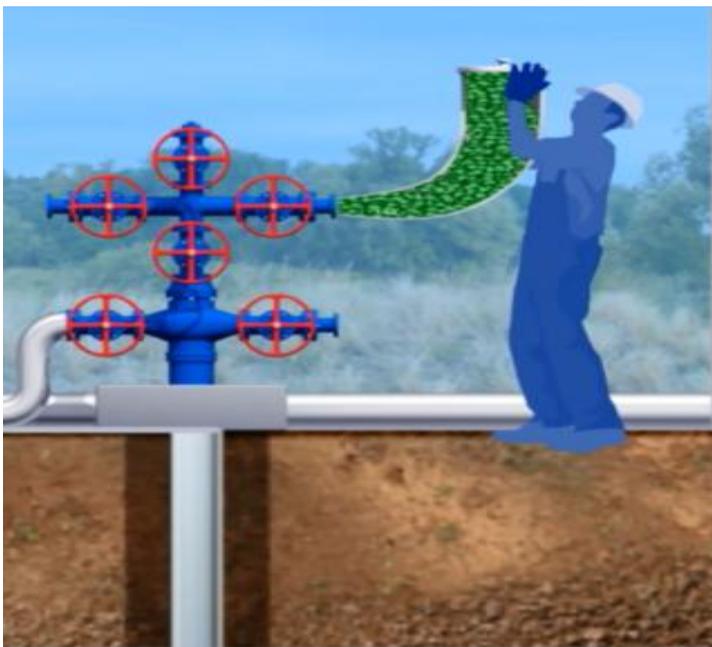


Рисунок: 14 Применение Descan-2



Рисунок: 15 Применение Descan-2

2.11 Основные виды химических реагентов от осложнений в погружном оборудовании используемые капиллярными системами подачи

Не только от химических реагентов, но и от технологии их применения и системы их подачи зависит эффективность предупреждения солеотложения в промышленном оборудовании.

При подборе технологии подачи учитывают геологические особенности разрабатываемого месторождения, причины отложения солей, их состав, состав пластовых вод, попутно добываемых с нефтью, длительность межремонтного периода, а также климатические условия.

В основе применения химических реагентов солеотложения лежит способ их дозирования в скважину.

Основные требования для выбора способа дозирования:

- надежность и универсальность, т.е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин;
- возможность защиты скважины и оборудования по всей технологической линии;
- обеспечение стабильного дозирования реагента;

- простота технологии и обслуживания;
- минимальная трудоемкость и металлоемкость;
- возможность применения при любых климатических условиях;
- экономичность расходования реагента;
- безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворения требованиям охраны недр и окружающей среды.

В основном на месторождениях применяют следующие методы подачи химических реагентов:

- Непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозировочных насосов или глубинных дозаторов;
- периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины;
- периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта.

Типы дозаторов можно разделить на две группы:

1. наземные - подают реагент в затрубное пространство скважины;
2. скважинные - подают реагент в различные интервалы скважины.

Проведенные исследования для оценки технологической эффективности различных способов подачи химических реагентов в скважину, позволяют считать метод затрубной подачи малоэффективным. При дозировании в затрубное пространство химический реагент, проходя столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, срабатывает и к приему насосов он поступает лишенным активности.

Для достижения положительного эффекта приходится увеличивать дозу химического реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти и снижает экономичность дозатора и приводит к коррозии эксплуатационной колонны. Следует отметить еще один немаловажный фактор: многие химические реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают свою вязкость, а в зимнее время и вовсе могут замерзнуть. Это затрудняет операции с ними.

Основными и наиболее распространенными химическими реагентами против различных осложнений в работе погружного оборудования являются реагенты научно-производственного объединения НПО «Акватек» [18].

2.12 Ингибиторы солеотложения

Ингибиторы солеотложения нового поколения предназначены для эффективной защиты погружного и наземного оборудования месторождений от отложений карбонатов, и сульфатов магния, кальция, бария на всех стадиях добычи нефти.

Данный вид ингибиторов отличает стабильность свойств в широком диапазоне температур (от -60 до $+140^{\circ}\text{C}$) и низкая коррозионная агрессивность. За время испытаний средний межремонтный период вырос более чем в два раза.

График 1

При использовании реагента «Акватек-512» зафиксирован рост средней наработки УЭЦН на отказ[20], [17].

Показатели ННО и фонда скважин по X месторождению

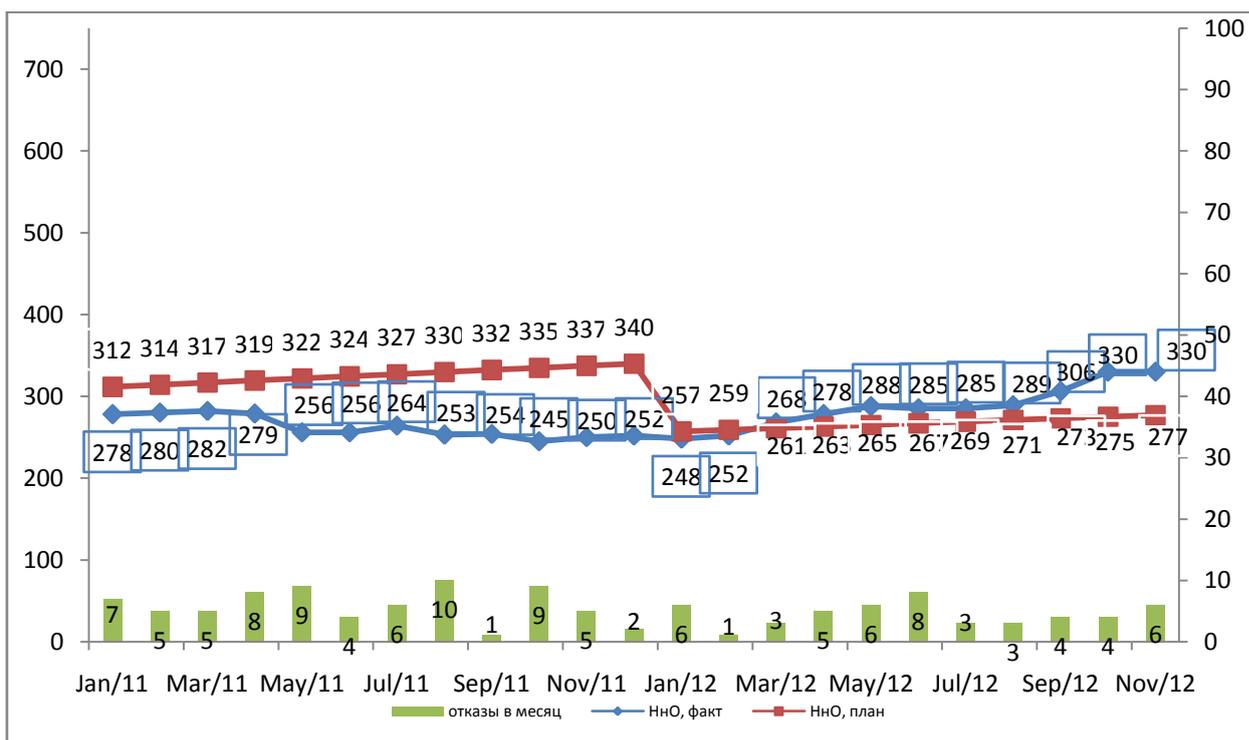


График 1 средний межремонтный период

12.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложения

Комплексные реагенты серии «Акватек-515» предназначены для предотвращения солеотложения и коррозии путем формирования защитной пленки на подземном оборудовании добывающих скважин.

Антикоррозионная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокируя гальванические механизмы, а ингибирующая солеотложения часть реагента предотвращает образование карбонатов кальция на верхних частях оборудования и трубопроводов. Ингибитор может применяться в широком интервале температур, при высокой концентрации углекислого газа и осадкообразующих катионов в пластовой воде, имеет низкую температуру застывания. Высокая плотность ингибитора «Акватек- 515» позволяет использовать его в капиллярных системах подачи через УДР. Ингибитор «Акватек-515» выпускается в двух видах: «Акватек-515Н» и «Акватек 515Е».

Марка «Н» предназначена для объектов, где проблема коррозии погружного оборудования более значительно преобладает над проблемой солеотложения (содержание антикоррозионной части намного выше, чем солеотложения). Марка «Е» — это оптимальное «равновесное» соотношение защитных свойств от солеотложения и коррозии. Ингибитор комплексного действия «Акватек-515» проходил испытания одновременно на нескольких месторождениях Томской области. На Х, Ю.-З. часть Х, Х, Х месторождении ООО «Газпромнефть-Восток».

Его применение позволило заметно сократить количество отказов оборудования по причине солеотложения и коррозии. В этом случае, при испытаниях реагента на нескольких объектах компании ООО «Газпромнефть-Восток» удалось существенно сократить число отказов погружного оборудования по причине солеотложения.

Таким образом, опытная закачка реагента «Акватек-515Н» показала его исключительную эффективность, что подтверждается данными о скорости коррозии, ростом наработки на отказ и снижением количества отказов погружного скважинного оборудования. Эффективность защиты скважин от солеотложения при этом остается на уровне применяемых до начала испытаний химических реагентов против солеотложения.

Для определения эффективности защитного действия ингибиторов солеотложения при промышленном использовании применяются три способа:

1. определение эффекта ингибирования (в процентах) по фактическим конечным промышленным результатам изменения количества отложений на оборудовании оценивается по формуле:

$$S = (M_0 - M) / M_0, \quad (2.1)$$

где M_0 - масса отложений солей до ингибирования;

M - масса отложений при ингибировании.

Результаты применения ингибитора солеотложения считаются хорошими, если эффективность S составляет не менее 80 %;

2. определение эффекта ингибирования в процессе ингибирования и по конечным результатам промышленного применения ингибиторов по косвенным признакам, а именно: по наработке на отказ защищаемого оборудования, например, погружных насосов. В этом случае для оценки технологической эффективности ингибитора солеотложения используется параметр увеличения наработки на отказ:

$$K = T_i / T_o, \quad (2.2)$$

где T_i - наработка на отказ при использовании ингибиторной защиты,

T_o - наработка на отказ оборудования до применения ингибитора солеотложения

Параметр наработки на отказ скважинных насосов аналогичен параметру "межремонтный период работы скважины".

Результаты применения ингибитора солеотложения считаются хорошими, если наработка на отказ насосов и, соответственно МРП скважины, увеличивается в 3-4 раза.

3. определение эффективности ингибирования по величине остаточного содержания ингибитора солеотложения в обрабатываемой воде. С этой целью химическим или физическим способом определяется концентрация ингибитора солеотложения в воде на выходе из защищаемого оборудования, например на устье скважины при защите погружного насоса. По величине содержания ингибитора солеотложения определяется эффективность защиты оборудования с помощью градуировочной кривой в координатах "эффективность ингибирования - концентрация ингибитора".

На основании опыта промышленных испытаний ингибиторов солеотложения на месторождение, средний вынос ингибитора осуществлялся ежемесячно 27,4 г/м³.

Средний индекс подачи по фонду составил 0,52.

Рекомендуется этот нижний предел концентрации уточнять для каждого ингибитора в отдельности по результатам промышленных испытаний.

Определение остаточного содержания ингибитора солеотложения в воде позволяет вносить изменения в процесс ингибирования: уменьшать или увеличивать дозировку ингибитора, а также изменять тип ингибитора в случае необходимости [21], [18].

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

Группа	ФИО
3 – 2Б4Г	Пукман Вадим Викторович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки стоимости ремонта скважин, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение ремонтных работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
Планирование и формирование бюджета научных исследований	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности капиллярной системы подачи химических реагентов.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

Оценка экономической эффективности использования капиллярной системы; Внедрение на скважине X месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент				

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б4Г	Пукман Вадим Викторович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Расчет экономической эффективности от внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов

Рассмотрим пример расчета экономической эффективности внедрения капиллярной системы подачи химического реагента в затрубное пространство скважины установленного на скважину Х Х месторождения.

Применение капиллярной системы для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения оборудования определяется:

$$\text{Э}_ф = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o \quad (1)$$

где:

Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/ т;

$T_{\text{раб}}$ – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

Z_o – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}} \quad (2)$$

Где:

$T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}} 24) + 1, \quad (3)$$

Где:

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$ – дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

Для расчёта простоя, добавляем ко времени ремонта 1 сутки, ожиданием простоя скважины, подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и подъезда бригады ПРС.

Годовые затраты складываются из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}} \quad (4)$$

Где:

$Z_{\text{рем.скв}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{ремпрс}} \quad (5)$$

Где:

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{ремпрс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час. Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}} \quad (6)$$

Где:

$S_{\text{рем.об.}}$ – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект.}} \quad (7)$$

Где:

$C_{\text{технол.}}$ – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж.}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{элект}}$ – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}} \quad (8)$$

Где:

$V_{\text{доз.}}$ – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$ – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$ – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}} \quad (9)$$

Где:

$Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$ – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан.}} \quad (10)$$

Где:

N – потребляемая электроэнергия дозирочным насосом, кВт*ч;

$C_{\text{эн.}}$ – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан.}}$ – время работы дозирочного насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н.}} \cdot П_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}} \quad (11)$$

Где:

$Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м³/сут;

$C_{\text{н.}}$ – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$П_{\text{р}}$ – средняя продолжительность ремонта, час.

По той методики разработана программа, с помощью её можно определять применения комплекта оборудования для определённых осложнённых скважин. Возьмём скважины X X месторождения. Имеется, например, три осложнённые солеотложениями скважины с дебитом $Q = 42,5$ т/сут, обводненность 60%, дебит по нефти $Q_{\text{н}} = 17$ т/сут., межремонтный период, которых составляет соответственно 58, 122, 170 суток.

Для предотвращения солеотложения и достижения межремонтного периода не менее одного года, возле скважинах устанавливается УДР для подачи химических реагентов в затрубное пространство скважины. В комплект оборудования входит дозирочная установка с подогревом скважинного капиллярного трубопровода, устьевой ввод, обратный клапан.

Результаты расчета представляются в графическом виде (график 2). По осям координат показан дебит скважины по нефти и межремонтный период ос-

ложненной скважины. На кривых обозначено область экономической эффективности от использования комплекта оборудования при гарантированном межремонтном периоде скважин не менее одного года.

Так для скважины № 1 с межремонтным периодом 58 суток целесообразно комплекта оборудования и экономическая эффективность составит около 10 млн. рублей в год. Для скважины № 2 с межремонтным периодом 122 суток, также оправдано применение комплекта оборудования. Для скважины номер № 3 с межремонтным периодом 170 суток экономически не выгодно применение комплекта оборудования, если мы повышаем гарантированный межремонтный период более одного года.

Если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет, то использование оборудования будет оправдан

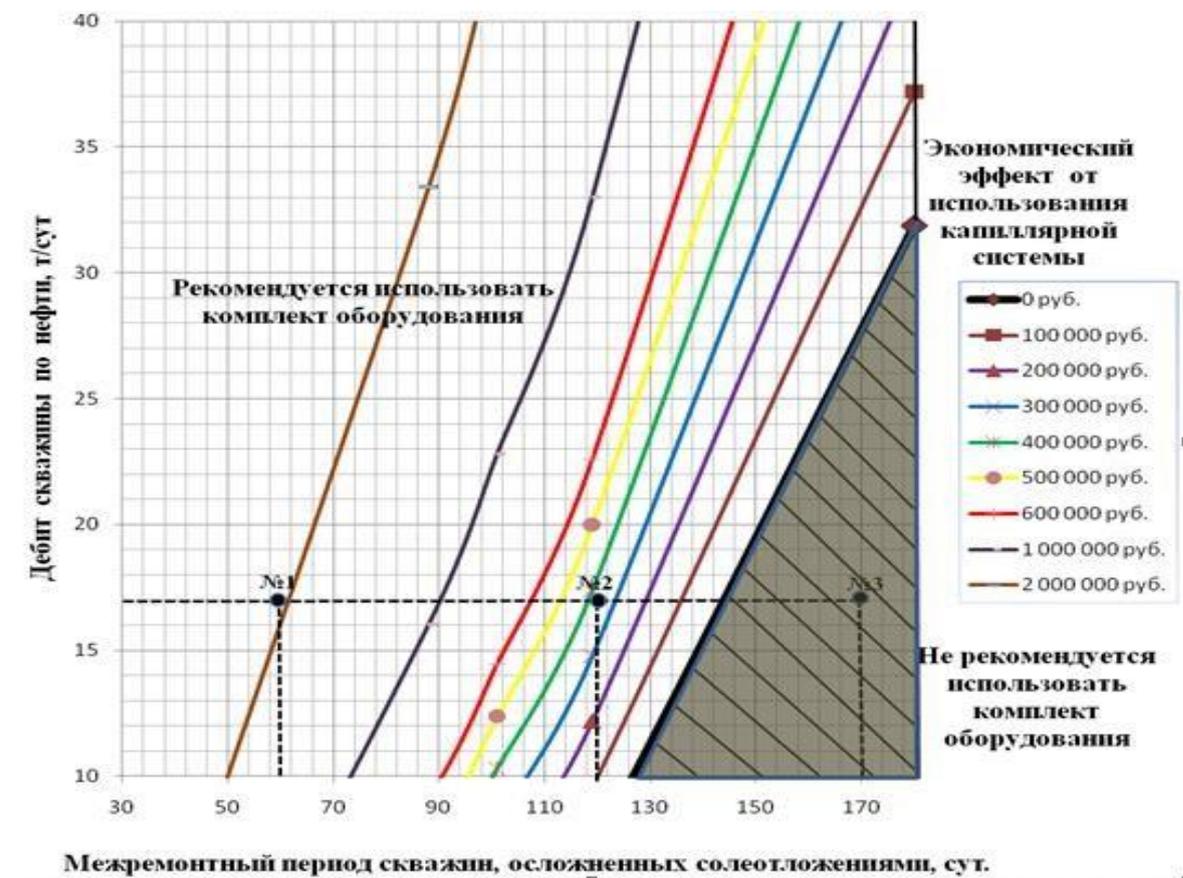


График 2 – Оценка экономической эффективности использования капиллярной системы

Таблица – 10 Внедрение на скважине X месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м ³ /сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
1	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	-	447500
2	Химический реагент, руб/т	-	50000
3	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
4	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
5	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
6	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	-	948250
1	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
2	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365

Продолжение Таблицы - 10

3	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
4	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
5	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,14	50474,8
6	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
7	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12 603 136,8	1 800 448,04
	ИТОГО	12 603 136,8	2 748 698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

3.2 Расчёт и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт

Периодическая продавка полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта. Для этого применяют в основном отечественные реагенты Акватек-515.

На примере скважины № X X месторождения, исходные данные приведены в таблице 11.

Таблица –11 Исходные данные

Наименование показателя	Параметры
Оптимальную дозировку для реагента Акватек-515	10 г/м ³
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	1,5
Производительность скважины по воде	50 м ³ /сут
Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения	150 суток
Пластовое давление	23,9 МПа

Глубина скважины	2600 м
Количество технической воды для обработки	50 м ³
Масса реагента	30 кг
Глубина спуска НКТ	2470 м

1. Количество ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле:

$$G = A * d * Q_v * t / 1000 \quad (12)$$

Где:

G - расчетное количество ингибитора, кг;

A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны, рекомендуется принимать 1-2,0;

d - оптимальная дозировка ингибитора, г/м³, для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки;

Q_v - производительность скважины по воде, м³/сут;

t - предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения, сут., рекомендуется принимать 120-150 сут.

Тогда, отсюда

$$G = 1,5 * 5 (30 * 150)/1000 = 33,75 \text{ кг.}$$

Расчет количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов 0,2 - 2 % растворы. Акватек-515 готовим в 6,25 м³ для получения 0,8 % раствора ингибитора.

2. Количество продавочной жидкости для проникновения не менее одного метра возьмем величину продавки 1,6 м.

Объем продавочной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{п.ж} = \pi r^2 * h * m, \quad (13)$$

Где:

r - внутренний радиус оторочки раствора реагента, м; m - пористость;

h - вскрытая толщина пласта, м;

В нашем расчете пористость равна 0,22.

$$V_{п.ж} = 3,14 * 1,6^2 * 5 * 0,22 = 8,84 \text{ м}^3$$

3. Общий объем продавки равен:

$$V = V_{\text{инг.}} + V_{\text{п.ж}} + V_{\text{затр.}}, \quad (14)$$

Где:

$V_{\text{затр.}}$ - объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{\text{затр.}} = ((D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)/4) * \rho * L, \quad (15)$$

Где:

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{нар}}$ - наружный диаметр НКТ, м;

L - глубина спуска НКТ, м.

$$V_{\text{затр.}} = ((0,109^2 - 0,073^2)/4) * 3,14 * 2470 = 12,3 \text{ м}^3$$

В скважине № X эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 148 мм и трубы НКТ спущены на глубину 2470 м.

Итого:

$$V = 12,3 + 8,84 + 6,65 = 34,04 \text{ м}^3$$

Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Выберем две автоцистерны АЦН - 11- 257 и агрегат ЦА-320. Требования к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 31 МПа. Выбираем давление продавки насосным агрегатом, так чтобы давление на устье должно быть меньше разницы между допустимыми гидростатическими давлениями:

$$P_y < 31 - P_{\text{гст}}, \quad (16)$$

Где:

P_y - устьевое давление, МПа;

$P_{\text{гст}}$ - гидростатическое давление, МПа;

$$P_{\text{гст}} = \rho g * L_c, \quad (17)$$

Где:

ρ - плотность воды, кг/м³;

L_c - глубина скважины, м.

$$P_{\text{гст}} = 1000 * 9,8 * 2600 = 25,48 \text{ МПа}$$

Отсюда

$$P_y = 31 - 25,48 = 5,52 \text{ МПа}$$

5. За основу расчета закачки берем формулу Дюпюи:

$$Q = K_{\text{прод}} * (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (18)$$

Где:

$K_{\text{прод}}$ - коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/\text{сут} * \text{МПа}$;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа;

$P_{\text{заб}}$ - забойное давление, МПа.

Коэффициент продуктивности условно будет равным коэффициенту приемистости, дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{\text{зак}} = K_{\text{пр}} * (P_{\text{зак}} - P_{\text{пл}}), \quad (19)$$

Где:

$Q_{\text{зак}}$ - объем закачки, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$K_{\text{пр}}$ - коэффициент приемистости, $\text{м}^3/\text{сут} * \text{МПа}$; $P_{\text{зак}}$ - давление закачки, МПа.

6. Коэффициент продуктивности скважины №Х равен $13 \text{ м}^3/\text{сут} * \text{МПа}$.

$$Q_{\text{зак}} = 13 * (31 - 23,9) = 92,3 \text{ м}^3/\text{сут} = 2,56 \text{ л/с}$$

Пластовое давление равно $23,9 \text{ МПа}$.

7. Из расчета видно, что производительность должна быть не более $2,56 \text{ л/с}$. В таблице 2 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320.

Согласно таблице 12, надо качать на III скорости с производительностью $2,56 \text{ л/с} = 92,3 \text{ м}^3/\text{сут}$. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{\text{зак}} = (Q_{\text{зак}} + K_{\text{пр}} * P_{\text{пл}}) / K_{\text{пр}}, \quad (20)$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{зак}} - P_{\text{гст}}, \quad (21)$$

$$P_{\text{зак}} = (92,3 + 13 * 23,9) / 13 = 31 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{у}} = 31 - 25,48 = 5,52 \text{ МПа}$$

Таблица –12 Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		Производ, л/с	Давление, Мпа	Производ, л/с	Давление, Мпа
II	49,3	2,24	50	3,23	34,4
III	94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	143,0	6,5	17,1	9,36	11,8
V	215,0	9,78	11,3	14,08	1,9

8. Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

Время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = 12,3 * 1000/2,91 = 2147,7 \text{ с}$$

Закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = (12,34 - 12,3)/ 2,91 * 1000 + (12,3 + 8,84)/ 2,91 * 1000 = 7278,2 \text{ с}$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 2147,7 + 7278,2 = 9425,9 \text{ с}$$

По окончании задавки все задвижки закрываются, скважина остается на 8 - 24 часов для полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, потом скважина пускается в эксплуатацию. Осуществляется контроль на скважине за выносом ингибитора, путем отбор проб жидкости.

9. Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная что $V_p/h_{эф} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$ и $V_{п}/h_{эф} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}$ по лабораторным данным. Определим объем ингибирующего раствора V_p' , затворяемого на пресной воде, и необходимо для закачки в пласт толщиной 5 м

$$V_p' = (V_p/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 0,8 * 5 = 4 \text{ м}^3, \quad (22)$$

Где:

$(V_p/h_{эф})_{уд}$ – объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора $m_{инг}$, требуемого для приготовления 4 м³ ингибирующего раствора оптимальной концентрации $C = 1,4 \%$ (по справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации, в данном случае $\rho_{инг} = 1018 \text{ кг/м}^3$):

$$m_{инг} = (V_p \cdot \rho \cdot C) / 100 = (4 \cdot 1018 \cdot 1,4) / 100 = 57 \text{ кг}, \quad (23)$$

10. Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты $V_{п}'$ и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования $V_{п}''$. Объем жидкости:

$$V_{п}' = (V_{п}/h_{эф})_{уд} \cdot h_{эф} = 2,2 \cdot 5 = 11 \text{ м}^3, \quad (24)$$

Где:

$(V_{п}/h_{эф})_{уд}$ – удельный оптимальный объем продавочной жидкости.

Значение $V_{п}''$ определим как:

$$V_{п}'' = (D_{вн}^2 - d_{нар}^2) / 4 \cdot \rho \cdot L = (0,148^2 - 0,073^2) / 4 \cdot 3,14 \cdot 3050 = 33,23 \text{ м}^3, \quad (25)$$

Где:

$D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

$d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ;

L - глубина спуска НКТ.

11. Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$\Gamma_{п} = V / \rho \cdot h \cdot m = 11 / 3,14 \cdot 5 \cdot 0,22 = 2,3 \text{ м} \quad (26)$$

12. Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора. Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$\Gamma_{и} = (V_{п}' + V_{п}'') / \rho \cdot m \cdot h = 2,1 \text{ м}, \quad (27)$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора

ингибитора отложения солей определим по уравнению:

$$t = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * Q_{ж}^2) * (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * Q_{в})] = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * 50^2) - (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * 50)] = 190 \text{ сут.}$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 4 м³ ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 57 кг ингибитора Акватек-515. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется 31,22 м³ продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от отложения гипса равен 190 суток. Зная t подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A * d * (Q * t) / 1000 = 1,5 * 5 * (50 * 190) / 1000 = 71 \text{ кг} \quad (28)$$

Где:

A – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ; A = 1,5

d - оптимальная дозировка ингибитора.

3.3 Расчёт основной заработной платы

Количество основных и вспомогательных рабочих (таблица 13).

Таблица – 13 Количество основных и вспомогательных рабочих

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер ЦДНГ	10	1	2
Мастер ПРС	10	1	22
Оператор ПРС	5	1	134
Оператор ПРС	6	1	134
Стропальщик	4	1	6
Электромонтажник	5	2	8
Слесарь КИП и А	4	1	5
Оператор ЦДНГ	5	1	2

Заработную плату рабочих (таблица 14) определяем по формуле:

$$Z_p = \text{ч} * T * C_{\text{ч}} \quad (29)$$

где:

ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

T – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч.

C_ч – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Таблица – 14 Заработная плата рабочих

Профессия	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер ЦДНГ	1	10	117,95	2	471,8
Мастер ПРС	1	10	117,95	22	5189,8
Оператор ПРС	1	5	103,18	134	27652,24
Оператор ПРС	1	6	84,56	134	22662,08
Стропальщик	1	4	84,56	6	1014,72
Электромонтажн	2	5	94,92	8	1518,72
Слесарь КИПиА	1	4	94,92	5	949,2
Оператор ЦНДГ	1	5	94,92	2	189,84
ИТОГО: в т.ч.					60471,6
Основные					50504,16
Вспомогательные					4305,84
Мастера					5661,6

Данные в таблице приведены для одной скважины.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = Z_p * P_{\text{пр}} / 100 \quad (31)$$

где:

N_{пр} – размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{p.\text{осн.}} = 50504,16 / 100 = 25252,08 \text{руб}$$

$$\text{ДР.всп.} = 4305,84 * 30 / 100 = 1291,75 \text{руб}$$

$$\text{Др.маст.} = 5661,6 * 40 / 100 = 2264,64 \text{руб}$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату $Z_{\text{рас.}}$) по формуле:

$$Z_{\text{рас.}} = \sum Z_p + \sum D_p \quad (31)$$

$$Z_{\text{рас.}} = 60471,6 + 25252,08 + 1291,75 + 2264,64 = 89280,07 \text{руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{рас.}} * K_p \quad (32)$$

где:

K_p – районный коэффициент к заработной плате

$$Z_{\text{р.к.}} = 89280,07 * 1,5 = 133920,11 \text{руб.}$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле:

$$D_{\text{сев.}} = \frac{Z_{\text{рас.}} * g}{100} \quad (33)$$

где:

g – размер доплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях

$$D_{\text{сев.}} = \frac{89280,07 * 50}{100} = 44640,04 \text{руб}$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (Z_{\text{р.к.}} + D_{\text{сев.}}) \quad (34)$$

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (133920,11 + 44640,04) = 1249921,05 \text{руб.}$$

3.4 Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп.}} = \frac{Z_{\text{общ.осн.}} * D}{100} \quad (35)$$

Д- размер дополнительной заработной платы в процентах к основной заработной плате, % (Д=11%)

$$З_{\text{доп}} = 70947,37 * 11/100; З_{\text{доп}} = 7804,21 \text{ руб.}$$

3.5 Расчёт отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле:

$$O_{\text{осн}} = \frac{(З_{\text{общ.осн}} + З_{\text{доп}})}{100} * O$$

О- размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, % (О=30%) [22], [23].

$$O_{\text{с.н.}} = (70947,37 + 7804,21) * 30\%;$$

$$O_{\text{с.н.}} = 26775,54 \text{ руб.}$$

Таблица – 15 общие затраты

1	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	447500
2	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	50000
3	Затраты на обслуживание, руб./мес	33000
4	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	54750
5	Затраты на обслуживание, руб./год	396000
6	Общие затраты на приобретение и обслуживания КСП	948250
7	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	240000
8	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	450000,8
9	Общие затраты потерь	1 800 448,04
10	Итоговые затраты	2 748 698,04
11	Итоговые затраты на заработной платы	60471,6
12	Затраты на на социальные нужды, руб.	26775,54
13	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76

Вывод:

С целью повышения работоспособности оборудования на месторождение вводят капиллярную систему подачи, замена реагента на более высокопроизводительную, использование оборудования для подачи химического реагента. Предложенные варианты позволяют повысить работоспособность данного вида оборудования, реагента за счет правильность его применения, эффективность и цена оборудования.

В результате проведенных в экономической части дипломной работы были определены расчёты в натуральном и стоимостном выражении.

Для определения стоимости затрат было произведен расчет калькулирования себестоимости оборудования, материала, фондов заработной платы по категориям работающих и общий плановый фонд заработной платы который составил 60471,6 рублей, затраты на социальные нужды руб 26775,54 рублей.

Затраты на приобретение реагента, (из расчета средней дозировки 3 л/сутки) составила 54750 рублей.

Произведен расчет экономической эффективности, который показал, что внедрение капиллярной системы подачи химического реагента, привел к снижению затрат времени на обслуживание, ремонт оборудования. Экономический эффект от внедрения составил 9 854 438,76 рублей.

Результаты проведенных расчетов показывают, применение капиллярной системы подачи химического реагента является рентабельным и экономически обоснованным, а цена оборудования, затраты на обслуживания является приемлемой.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Пукман Вадим Викторович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>Работы выполняются в метеоусловиях, колодцах, емкостях. Рабочей зоной является работа на открытой территории.</p> <p>На производительность труда рабочих, находящегося на рабочем месте, могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение температуры, недостаточная освещенность рабочего места, вредные вещества.</p> <p>Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.005 88 ССБТ- Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 2. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ- Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. 3. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 4. ПУЭ – правила устройства электроустановок. 6-е изд. с изменением и дополнением – СПб, 1999 – 123 с. 5. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. 6. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 7. ГОСТ 12.1.008–76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. 8. ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ. Противоголазы промышленные фильтрующие. 9. ГОСТ 12.4.038-78 ССБТ. Одежда специальная для защиты от механических воздействий, воды и щелочей. Костюмы мужские. 10. ГОСТ 12.4.039-78 ССБТ. Одежда специальная для защиты от механических воздействий, воды и щелочей. Костюмы женские. 11. ГОСТ 12.4.029-76 Фартуки специальные.

	<p>12. ГОСТ 20010-74 Перчатки резиновые технические.</p> <p>13. ГОСТ 12265-78 Сапоги резиновые формовые, защищающие от нефти, нефтепродуктов и жиров.</p> <p>14. ГОСТ 12.4.013-85 Очки защитные.</p> <p>15. Постановление от 11 февраля 2011 года № 29а О работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года.</p> <p>16. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ- Опасные и вредные производственные факторы.</p> <p>17. ГОСТ 2601-84 Сварка металлов. Термин и определения основных понятий.</p> <p>18. ИПБОТ 203-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обработке скважин ингибиторами солеотложения.</p> <p>19. Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв” (М., Гидрометеиздат, 1983, ч.2).</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы: утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; попадание химических веществ на кожу, глаза; повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы: Электробезопасность; давление в системах работающих механизмов; повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; отравление, химическое воздействие на кожу, глаз.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействия на атмосферу: пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей. Воздействия на гидросферу: разливы химических реагентов; подтёки ГСМ. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и тальными водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках; осаднение твердых выбросов из атмосферных осадков.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 	<p>При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: разлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов</p>

<ul style="list-style-type: none"> – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>– Рассмотрены правовые нормы согласно ТК РФ N 197 - ФЗ, приведены организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны согласно Технического регламента о требованиях пожарной безопасности N 123 - ФЗ, Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» N 116 – ФЗ.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Пукман Вадим Викторович		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 16.

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

4.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, является возможная разгерметизация капиллярных трубопроводов при проведении подачи ингибиторов в скважины, что может вызвать отравление химическими веществами. Таблица 16;17.

Таблица – 16 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен.1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Промывочные работы на скважинах	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Статическое электричество	ГОСТ12.1.00588[24] ГОСТ12.1.038-82[25]
Работы в емкостях, аппаратах и колодцах	2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96[26] ГОСТ 12.1.038-82[25] ГОСТ 12.1.004-91[28]

Установка и снятие заглушек	3.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3.Взрывопожарная и пожарная опасность	ГОСТ 12.1.007-76[29]
Ремонт и обслуживание УДР	4.Попадание химических веществ на кожу, глаза	4. Отравление, химическое воздействие на кожу, глаза	Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при обработке скважин химическими реагентами ИБТ08[30]
Работы в местах возможного обитания медведей	5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008–76[31]

Таблица – 17 Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Химические реагенты	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при подаче ингибитора капиллярными системами обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. К проведению промысловых операций на кустовых площадках, допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2. Работники, производящие работы с химическими веществами, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;

- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;
- защитную маску;
- защитные очки.

На наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

3. На рабочем месте должны быть первичные средства пожаротушения и аптечка первой помощи.

4. Эстакады, дозирочные установки должны быть заземлены.

5. Работы проводить инструментом, исключая искрообразование.

6. Освещение кустовых площадок должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38].

4.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно нормативно технической документации (НТД) при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$.

Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт):

к категории I а относятся работы с энергозатрат до 120 ккал/ч, работа сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением;

к категории I б относятся работы с энергозатрат 121–150 ккал/ч, работа сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением;

к категории II а относятся работы с энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или пред-

метов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения;

к категории II б относятся работы с энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением;

к категории III относятся работы с энерготрат более 250 ккал/ч, постоянное передвижение, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий[39].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (таблица 18).

Таблица – 18 Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

4.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ (таблица 19) при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица – 19 Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8

К работам допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение. До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы должны проводиться бригадой (но менее 2 человек). Проверить отключения емкости, провести анализ воздуха внутри емкости, на содержание взрывоопасных и токсичных веществ.

Перед началом работ рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу.

Для освещения при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В.

Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов)[24].

4.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ[40].

4.5 Статическое электричество

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год[25].

4.6 Электрическая дуга и металлические искры при сварке

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000 – 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4 – 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов. Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами[41].

4.7 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность на производстве контролируется по нескольким направлениям деятельности:

- контроль воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- контроль воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- контроль воздействия объекта на литосферу (отходы);

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек и сокращение потерь от испарения.

4.7.1 Источники загрязнения водных объектов

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией (таблица 20). При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Таблица – 20 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г.Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. Снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
6. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. Контроль качества сварных швов;
9. Переходы трубопроводов через водные преграды должны быть проложены под землей;
10. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. Бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. Сбор нефтепродуктов и химических реагентов которые разлились на грунт в аварийную емкость с последующей утилизацией.
13. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор[42].

4.7.2 Охрана и рациональное использование земель

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.
- По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:
 - осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
 - устройство лежневого настила поверх территории амбара;
 - укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
 - планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплыванию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность[43].

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

4.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на объекте:

1. пожар;
2. взрыв;
3. выброс в окружающую среду вредных веществ.

4.8.1 Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно техническому регламенту приведены в таблице 21.

Таблица – 21 Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости зданий	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ [44]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Кустовая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Блочно кустовая насосная станция	А	II	В-1а	ПА-Т3
3	Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных

паров;

- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения химических веществ;
- возможность возникновения заряда статического электричества в следствии трения слоев ингибитора друг о друга или со стенкой трубы.

- Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрывопожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;

- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);

- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;

- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем [45].

4.9 Специальные (характерные для эксплуатируемого объекта) правовые нормы трудового законодательства

Каждый работник Общества имеет право на охрану труда и здоровья, а также на отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности и от выполнения работ с вредными и (или) опасными условиями труда, не предусмотренных трудовым договором[46].

4.9.1 Организационные мероприятия при эксплуатации объекта

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных веществ. Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», и др. нормативных документов. Эксплуатация электрооборудования без заземления не допускается. Помещения опытно-производственной лаборатории обеспечиваются первичными средствами пожаротушения согласно действующим нормам. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождения рабочих мест, проходов, выходов из помещений и здания, доступа к противопожарному оборудованию[46].

Вывод:

В данном разделе был проведён анализ, что вредные и опасные производственные факторы, их степень влияния и методы приведены к минимуму воздействия на организм человека.

Рассмотрена безопасная организации труда на предприятие, где применяются химические реагенты, пожаро– и взрывоопасные вещества.

Рассмотрено воздействие объекта на атмосферу, литосферу, гидросферу и разработаны решения по обеспечению экологической безопасности.

Разработан перечень возможных чрезвычайных ситуаций на объекте, а также меры по предупреждению и действия в результате возникшей ЧС.

Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, характерные для эксплуатируемого объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последнее время наблюдается увеличение количества разработок и изобретений новых методов борьбы с солеотложениями в скважинах и на промышленном оборудовании. Также ведется усовершенствование и уже существующих способов борьбы с данным видом осложнений. Немаловажно вести мониторинг фонда скважин, постоянно исследовать пластовые воды и многое другое, что позволит в совокупности предугадать и предотвратить выпадений солей в осадок. Необходимо вести тщательную подготовку воды, которая используется в системах поддержания пластового давления, так как несовместимость напрямую влияет на интенсивность выпадений солей в осадок. Любая шероховатость увеличивает шанс выпадения солей. Как известно любая профилактика лучше, чем непосредственно сами методы борьбы с отложениями.

Если отложения неизбежны, то необходимо очень тщательно изучить механизм их проявления и действовать исходя из данных условий. Подобрать такой метод борьбы, который будет эффективным. Остановка скважины даже на день несет большие убытки компании, поэтому выбранный метод борьбы или предотвращения выпадений солеотложения должен быть экономически эффективен. Все это зависит от уровня знаний и опыта работников промысла. Поэтому изучение солеотложения крайне необходимо. И только тогда мы сможем эффективно бороться с этими осложнениями.

Основными причинами образования солевых отложений на месторождении являются: смешивание вод нагнетаемых и пластовых, смешение вод различного состава (несовместимых), контактирование движущейся в пласте воды (пластовой и нагнетаемой) с породой пласта, диффузия из нефти в воду активных водорастворимых компонентов, попадание в промышленную воду искусственно синтезированных химических соединений, переход двуокиси углерода из воды в газовую фазу, испарение воды, изменение термодинамических условий (давление, температура).

После проведенного анализа существующих технологий борьбы с солевыми отложениями в нефтепромышленном оборудовании, самым эффективным способом, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей.

Для определения вероятности выпадения солей на X нефтяном месторождении, был проведен анализ результатов опытно промышленных исследования ингибитора солеотложения «Акватек-525Е». В результате применения разработанных технических устройств для предупреждения твёрдых отложений межремонтный период скважин увеличен в 1,5 раза.

Рекомендуется продолжить применение ингибитора солеотложения Акватек-525Е который в разы увеличивает межремонтный период работы скважин данного месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанов Д.А., ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет» 2015.-№1(часть 1).
2. Солеобразование при добыче нефти/ В.Е. Кашавцев., И.Т. Мищенко, М.: Орбита-м, 2004-432 с.
3. Добыча нефти в осложнённых условиях . Персиянцев М. Н; Недра-Бизнесцентр, 2000.-653 с.
4. Вызов притока жидкости из пласта и освоение скважин установками ЭЦН: учебное пособие/ Ю.В. Зейгман, О.А.Гумеров; М-во образование и науки Российской Федерации, Федеральное агентство по образованию –УФА: Монография, 2006.-91с.
5. Neftynik.ru
6. vostok.gazprom-neft.ru
7. Сайт Научно-производственного объединения «АКВВАТЕК» // <http://aquatech.su/> (электронный ресурс).
8. neftangaz.ru
9. Ингибированная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложения/ В.Н. Глущенко., А.В. Денисов., М.А. Силин., О.А. Пташко. 2013-592 с.
10. Капиллярная система подачи ингибиторов солеотложений в скважину. Шайдаков В.В; УФА, /2008-56 с.
11. Солеобразование при добыче нефти/ В.Е. Кашавцев., И.Т. Мищенко, М.: Орбита-м, 2004-432 с.
12. Осложнения в нефтедобыче/ УФА: Монография, 2003.-302 с.
13. Нефтепромысловая химия/ Маркина А.Н., Низамов Р.Н., Суховерхов С.В.: Владивосток., Дальнаука, 2011-288 с.
14. Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть» [Электронный доступ] <http://incompneft.ru/o-kompanii.html> (дата обращения 27.05.2016).
15. Обоснование выбора технологий защиты осложнённого фонда добывающих скважин. Пресняков .А. Ю., Хакимов .А.М., Волошин А.И., Рагулин. В.В., Даминов. А.А., 2017
16. Механизированная добыча нефти / К.Р. Уразаков. - Уфа: «Нефтегазовое дело», 2010. – 329с.
17. Солеобразование при добыче нефти. Кашавцев. В.Е., 2004

18. Солеотложение при добыче нефти: образование, предупреждение и удаление. Омельнюк М.В / Экоинвест, 2010.-156 с.
19. www.mirriko.ru
20. Нефтепромысловая химия/ Маркин А.Н., Низамов Р.Н., Суховерхов С.В.: Владивосток., Дальнаука, 2011-288 с.
21. Исследование разработанного ингибитора комплексного действия для защиты от коррозии и солеотложения в процессе нефтедобычи/ Сибиряков К.А., Коробейников Д.С., Тархов Л.Г.: Пермь, 2016-104 с.
22. Курс финансового менеджмента - учебник / В.В. Ковалев. – М.: Велби, 2008. – 448 с.
23. Основы менеджмента: Организация и планирование производства / Н.И. Новицкий.– М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.
24. ГОСТ 12.1.005 88 ССБТ- Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ- Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
26. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв” (М., Гидрометиздат, 1983, ч.2).
30. ГОСТ 12.1.008–76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
31. ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ. Противоголазы промышленные фильтрующие.
32. ГОСТ 12.4.038-78 ССБТ. Одежда специальная для защиты от механических воздействий, воды и щелочей. Костюмы мужские.
33. ГОСТ 12.4.039-78 ССБТ. Одежда специальная для защиты от механических воздействий, воды и щелочей. Костюмы женские.
34. ГОСТ 12.4.029-76 Фартуки специальные.
35. ГОСТ 20010-74 Перчатки резиновые технические.
36. ГОСТ 12265-78 Сапоги резиновые формовые, защищающие от нефти, нефтепродуктов и жиров.
37. ГОСТ 12.4.013-85 Очки защитные.

38. Постановление от 11 февраля 2011 года № 29а О работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года.
39. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ- Опасные и вредные производственные факторы.
40. ГОСТ 2601-84 Сварка металлов. Термин и определения основных понятий.
41. www.mirriko.ru
42. ИПБОТ 203-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обработке скважин ингибиторами солеотложений.
43. ПУЭ – правила устройства электроустановок. 6-е изд. с изм. и дополн. – СПб, 1999 – 123 с.
44. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672с.
45. Правовое обеспечение безопасности жизнедеятельности: Учебно справочное пособие/КубГАУ. - Краснодар, 2002г.