

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И МЕТОДЫ ИХ УДАЛЕНИЯ НА "М" НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Костина Анна Михайловна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б43Т	Костиной Анне Михайловне

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И МЕТОДЫ ИХ УДАЛЕНИЯ НА "М" НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1220/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по "М" нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, учебники, диссертации и т.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
"Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Макашева Юлия Сергеевна

ресурсосбережение"	
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Костина Анна Михайловна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Костиной Анне Михайловне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Определение экономической эффективности от внедрения погружного скважинного контейнера с ингибитором.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций на выполнение проводимых работ согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	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
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- Определение комплекса работ по проведению ; - Расчет бюджета затрат на мероприятие.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Выявление, эффективности от внедрения погружного скважинного контейнера с ингибитором.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Костина Анна Михайловна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Костиной Анне Михайловне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР являются технологии предупреждения образования солеотложений и методы их удаления на "М" нефтяном месторождении (Томская область)
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: • 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: • 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).	Вредные факторы: - Повышенный уровень шума; - Повышенный уровень вибрации; - Утечка токсичных и вредных веществ; - Средства индивидуальной защиты работающих. Опасные факторы: - электробезопасность; - движущиеся машины и механизмы;
2. Экологическая безопасность: • 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	2. Экологическая безопасность: Охрана атмосферы Охрана гидросферы Охрана литосферы

по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные, природные, экологические, биологические, социальные. Разгерметизация оборудования. Результат-разлив нефтепродукта. Пожаровзрывоопасность.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Рассмотрены характерные нормы, связанные с проектируемой рабочей зоной, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Костина Анна Михайловна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц, 10 рисунков, 11 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, ИНГИБИТОРЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ПОДАЧА, ОТЛОЖЕНИЯ, РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ, ОПТИМИЗАЦИЯ, УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, КОНТЕЙНЕР С ИГИБИТОРОМ.

Объектом исследования являются технологии защиты установок электроцентробежных насосов от солеотложений на "М" нефтяном месторождении.

Цель работы – анализ и подбор наиболее современной и экономически выгодной технологии для борьбы с солеотложениями.

В результате работы рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причины и условия образования солей. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с солеотложениями и проведен анализ методов применяемых на нефтяном месторождении.

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при правильном выборе метода предотвращения образования солей уменьшается количество аварий, отказа работы нефтепромыслового оборудования.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета MicrosoftOffice.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСПО – асфальто-смолистые и парафиновые отложения;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ГРП – гидроразрыв пласта;

КПД – коэффициент полезного действия;

СУДР – система устьевой дозировки реагента;

УБПР – устьевой блок подачи реагента;

НПО – нефтепромысловое оборудование;

НТД – нормативно-техническая документация;

ППД – поддержание пластового давления;

КНС – кустовая насосная станция.

ГНО - глубиннонасосное оборудование

ОЭДК - оксиэтилидендифосфоновая кислота

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	13
1.1 Общие сведения о "М" месторождении	13
1.2 Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю ₀ и Ю ₁ ¹	16
2. ПРИЧИНЫ, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ В СКВАЖИНЕ	18
2.1 Состав и структура солеотложений	19
2.2 Структура отложений	20
2.3 Причины и условия солеотложений.....	21
2.3.1 Отложения карбоната кальция	23
2.3.2 Отложения сульфата кальция.....	24
2.3.3 Сульфидные отложения.....	25
2.3.4 Отложения хлорида натрия (галита).....	26
2.4 Механизм образования солеотложений на УЭЦН.....	27
2.5 Методы борьбы с солеотложениями	34
2.5.1 Механический и химические методы	35
3. БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ НА СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ.....	40
3.1. Обработка ингибитором с закачкой в пласт под давлением.....	40
3.2 Применение УДЭ (УДР, УДХ).....	42
3.3 Погружные скважинные контейнеры	43
3.4 Ингибиторы солеотложений	45
3.4.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений	46
3.4.2 Растворители солеотложений	47
3.4.3 Ингибиторы коррозии «АКВАКОР».....	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50
4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения погружного скважинного контейнера с ингибитором	50
4.2 Расчёт и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт.....	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
5.1 Производственная безопасность.	65
5.1.1 Анализ вредных факторов	65
5.1.2 Повышенный уровень вибрации	66
5.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ	67
5.1.4 Средства индивидуальной защиты работающих	69
5.2 Анализ опасных факторов	69
5.2.1 Электробезопасность	69
5.2.2 Движущиеся машины и механизмы	71
5.3 Экологическая безопасность	71
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения.....	73
5.3.2 Защита гидросферы. Мероприятия по охране поверхностных вод.....	74
5.3.3 Защита литосферы	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4.1 Пожаровзрывоопасность.....	77
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	84

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 при процессе добыче 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 солеотложением, которые позволяют добиться наибольшей эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы являются технологии предупреждения образования солеотложений и методы их удаления на "М" нефтяном месторождении (Томская область).

В данной работе были поставлены задачи:

- Раскрыть основные причины и процесс формирования солевых отложений.
- Кратко охарактеризовать методы борьбы с солевыми отложениями.

- Провести анализ существующих технологий борьбы с солевыми отложениями.
- Предложить технологическое решение для борьбы с солевыми отложениями на "М" нефтяном месторождении.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Общие сведения о "М" месторождении

В административном отношении "М" лицензионный участок, включающий "М" нефтяное месторождение, расположен в юго-восточной части Западной Сибири в Каргасокском районе Томской области. Расстояние от участка до районного центра – с. Каргасок составляет по прямой 290 км. Ближайший населенный пункт пос. Новый Васюган расположен в 86 км севернее по прямой и в 107 км по автодороге (рисунок 1).

В 1984 году Резервная площадь была введена в поисковое бурение. Первоочередная скважина 1 закладывалась в западной части Резервной структуры, причем она была подготовлена как АТЗ (аномалия типа залежи). В следующем 1985 году в скважине 1 из пласта Ю₁¹ васюганской свиты получен фонтан нефти дебитом 43.2 м³/сут на штуцере 7 мм. Скважина явилась первооткрывательницей месторождения, которое назвали "М" в честь известного бурового мастера. В этом же году были пробурены и испытаны еще две скважины: 2 – в контуре АТЗ (аномалия типа залежи), и 3, за пределами АТЗ, на южном склоне Резервного поднятия. Скважины также оказались продуктивными.

По состоянию на 01.10.2013 г. на территории "М" месторождения пробурены 26 скважин, в том числе 11 поисково-разведочных и 15 эксплуатационных.

- 4 поисковые скважины: №№ 1П, 2П, 3П, 4П (суммарный метраж бурения - 12616м),
- 7 разведочных скважин: №№ 5Р, 6Р, 7Р, 8Р, 9Р, 11Р, 12Р (суммарный метраж бурения - 120353м),
- 15 эксплуатационных скважин.

На 01.10.2013 г. 4 скважины (№№ 4П, 7Р, 9Р, 12Р) ликвидированы по геологическим причинам или как выполнившие проектное назначение, 4 скважины (№ 1П, 2П, 5Р, 11Р) находятся в консервации.

Остальные скважины участвуют в разработке залежи нефти пласта Ю₁¹, в том числе:

- 15 скважин (№№ 6Р, 14, 15, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 31, 37, 42, 43, 46) находятся в добывающем фонде,
- 2 скважины (№№ 30, 36) – в нагнетательном фонде,
- 1 скважина (№3П) – водозаборная.

Сведения о конструкции и состоянии поисково-разведочных скважин "М" месторождения приведены в таблице

Сведения изъяты, в связи с конфиденциальностью информации

Рисунок 1- Обзорная карта района работ

Таблица 2 - Характеристика пробуренных исково-разведочных скважин "М" месторождения на 01.01.2013 г.

№№ скв.	Категория	Бурение		Забой		Горизонт		Конструкция скважин							Искусственный забой, м	Состояние скважины на 01.01.2013
		начало	конец	проект	факт	проект	факт	кондуктор			эксплуатационная колонна					
								диаметр, мм	глубина спуска, м	подъем до устья, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м			
1	поисковая	30.08.1984	18.01.1985	3350	2922	палеозой	васюган-ская свита	245	752	до устья	146	2910	2458	2844	в бездействии	
2	поисковая	26.07.1985	04.11.1985	3300	3437	палеозой	палеозой	245	541	до устья	140,146	2901	2507	2855	в консервации	
3	поисковая	14.05.1985	01.07.1985	3350	2906	палеозой	тюменская свита	245	411	до устья	140	2897	2419	2884	водозаборная	
4	поисковая	09.10.1986	13.01.1987	3300	3351	палеозой	палеозой	245	409	до устья	140,146	3193	2708	2994	ликвидирована по 1 кат.	
5	разведочная	19.01.1986	25.03.1986	2900	2908	васюган-ская свита	васюган-ская свита	245	392	до устья	146	2898	2550	2858	в консервации	
6	разведочная	30.11.1985	12.02.1986	2900	2901	тюменск. свита	васюган-ская свита	245	455	до устья	140	2891	2268	2952	в эксплуатации	
7	разведочная	24.05.1987	22.07.1987	2900	2808	васюган-ская свита	васюган-ская свита	245	402	до устья	146	2729	2257	2727	ликвидирована по 1 кат.	
8	разведочная	19.01.1987	25.04.1987	2900	2900	васюган-ская свита	васюган-ская свита	245	401	до устья	146	2870	2414	2840	в консервации	
9	разведочная	07.01.1987	07.03.1988	2900	2947	тюменская свита	тюменская свита	245	399	до устья	146	2882	2474	2870	ликвидирована по 1 кат.	
11	разведочная	01.01.1989	24.02.1989	2900	2940	тюменская свита	тюменская свита	245	400	до устья	140	2906	901	2903	в консервации	
12	разведочная	17.10.1988	30.11.1988	2900	2949	тюменская свита	тюменская свита	245	408	до устья	не спускалась				ликвидирована по 1 кат.	

1.2 Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю₀ и Ю₁¹

Из скважин "М" месторождения отобрано 13 глубинных проб нефти из 5 скважин. В четырех скважинах (№№ 1, 3, 6 и 11) отобраны и исследованы 10 проб из пласта Ю₁¹. Три анализа глубинных проб из пласта Ю₀ имеется по скважине 7. Компонентный состав растворенного газа из пласта Ю₁¹ исследован только при однократном разгазировании.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти "М" месторождения

Наименование параметра	Пласт Ю ₁ ¹		Пласт Ю ₀	
	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение
Пластовое давление, МПа	28.6 - 29.6	29.6	39.1	39.1
Пластовая температура, °С	92 - 98	93	92	92
Давление насыщения, МПа	6.5 - 12	10.0	4.2 - 5.4	4.7
Газовый фактор, м ³ /т	52.5 - 85.2	83.6	69.1 - 74.0	71.2
Объемный коэффициент	1.181 - 1.235	1.235	1.188 - 1.225	1.225
Плотность в условиях пласта,	689 - 777	744	715 - 769	750
Вязкость нефти, мПа·с	0.81 - 2.16	1.14	1.30 - 1.42	1.36
Коэффиц. объемной упругости,	1.12 - 1.86	1.43	1.07 - 1.18	1.13
Плотность дегазированной нефти при ступенчатой сепарации, кг/м ³	822 - 854	854	824 - 854	854

Для объекта Ю₁¹ (таблица 2) пластовая нефть имеет следующие средние характеристики: плотность 744 кг/м³, газосодержание 83.6 м³/т, объемный коэффициент 1.235. Давление насыщения нефти газом 10.0 МПа, вязкость нефти в пластовых условиях 1.14 МПа·с. Пластовое давление зафиксировано на уровне 29.6 МПа, пластовая температура составляет 93°С.

Глубинные пробы нефти, соответствующие продуктивному объекту в отложениях баженовской свиты (пласт Ю₀), характеризуются средними параметрами для пластовых условий: плотностью 750 кг/м³, газосодержанием 71.2 м³/т, объемным коэффициентом 1.225 (таблица 2). Давление насыщения определено в 4.7 МПа, вязкость нефти оценивается в 1.36 МПа*с. Пластовое давление значительно превышает гидростатическое, составляя 39.1 МПа, пластовая температура по произведенным замерам равна 92⁰С.

2. ПРИЧИНЫ, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ ВСКВАЖИНЕ

Вопрос отложения солей на рабочих органах глубинно-насосного оснащения (рисунок 2), находится на втором месте в перечне факторов отказа погружного оборудования, уступая лишь мехпримесям и иногда «негарантированному притоку». Также, в существенном числе случаев мехпримеси на проверке оказываются или агломератами солей, или солесодержащими частичками. Помимо того, солеотложение практически постоянно сопровождается отказами ГНО.



Рисунок 2 – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН.

Солеотложение — один из многочисленных вопросов, образующихся при добычи нефти. Солеотложения на стенках трубопроводов сокращает продуктивный калибр трубы, а следовательно и пропускную силу, зачастую приводя к абсолютному закупориванию. Отложение солей различных кислот приводят к загрязнению скважины, к поломке насоса, уменьшая притока эмульсии и т.д. Данный вопрос делается особенно важным в ситуации совместной добычи нефти и воды.

И, возможно, как раз по этой причине большинство добывающих предприятий к настоящему моменту уже успели выявить для себя приоритетные методы борьбы и профилактики солеотложений и теперь лишь

выбирают лучшее из лучшего, комбинируя несколько задач и оптимизируя экономику.

2.1 Состав и структура солеотложений

Наиболее распространенными типами солеотложений являются:

- CaCO_3 - карбонат кальция (кальцит);
- CaSO_4 - сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс, CaSO_4 – ангидрит);
- MgCO_3 - карбонат магния;
- NaCl - хлористый натрий (галит);
- BaSO_4 - сульфат бария (барит);
- SrSO_4 - сульфат стронция (целестин);

Тип солеотложений определяют согласно доминирующей (до 80) одной из частиц. К примеру, к гипсовым отложениям причисляют осадки с доминирующим вхождением $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, к карбонатным - с доминирующее содержанием CaCO_3 и т.д..

Разъясняется данное наличием кальция в горных и осадочных породах, с которыми вода приходит в контакт, фильтруясь посредством их либо протекая согласно руслам рек, а кроме этого значительной растворимостью отдельных соединений кальция. При растворении известняков водой огромную значимость представляет концентрация в воде независимой углекислоты. Присутствие в растворе в то же время ионов Ca^{2+} и HCO_3^- формирует соединение бикарбонат кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция объединяет две молекулы воды, в итоге чего возникают кристаллы гипса, по этой причине отложения именуют гипсовыми. В случае если присутствие в данном составе отложений находится более 15% жестких и тяжелых углеводородных сочетаний нефти, в этом случае они систематизируются как гипсоуглеводородные. В составе отложений в виде примесей содержатся вплоть до 0,5 – 4,5 % окислов железа и вплоть до 0,5 – 3,0 %

кремнезема, присутствие которых разъясняется коррозией ГНО и вымывание песчинок жидкостью в ходе эксплуатации скважины.

Хлориды считаются главной составляющей большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли отличаются высокой растворимостью, по этой причине в их наличии увеличивается растворимость плохо растворимых сочетаний, например, карбонат и сульфат кальция.

Формирование гипсовых отложений совершается в скважинах, предметом исследования которых считаются пласты девона или нижнего карбона. Непрерывные солеотложения возникают при перемещении по трубам воды, перенасыщенной карбонатом кальция. В данном случае отложения заключаются из карбоната кальция, они жесткие и основательно закреплены к стенкам труб [5].

Иногда на нефтяном месторождении встречаются другие типы солеотложений. К ним относятся карбонат железа (сидерит, главным образом в результате коррозии), фторид кальция (флюорит как побочный продукт фтористоводородного окисления), силикатные соли и трона ($\text{Na}_3\text{H}(\text{CO}_3)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Отложения кремнезема/силиката иногда наблюдаются в процессах нагнетания пара в пласт.

2.2 Структура отложений

Состав отложений обладает 3 свойственных типа:

1. Крепкие микро- и тонкокристаллические отложения представлены сравнительно гомогенными кристаллами протяженностью вплоть до 5 мм с равномерным включением жестких углеводородов, единичные пласты в поперечном сечении выделить никак не получается. В линии ситуации обладают накипеобразный вид.
2. Крепкие отложения с доминированием кристаллов гипса средних размеров 5-12 мм с подклочением жестких и водянистых углеводородов: при поперечном обресе стандарта хорошо распознаем мелкозерненный прослойка

толщиной 3-5 мм доли, далее наблюдается среднекристаллический слой призматического либо иглообразного структуры, в котором месте доминируют кристаллы длиной 5-12 миллиметров. В некоторых случаях попадаются большие иглообразные кристаллы длиной 15-18 миллиметров. В внешнем покрове место среди посредственными и крупными кристаллами переполнено наиболее небольшими.

3. Крепкие крупно кристаллические отложения: большие игольчатые кристаллы гипса протяженностью 12-25 мм формируют основа. Среди ними прибывают наиболее значительные кристаллы солей и углеводородные объединения. В поперечном сечении у стены оснащения прослойка наиболее уплотненный, а согласно грани вытаскивания от поверхности часть больших кристаллов существенно возрастает. В отдельных вариантах в НКТ отложения гипса презентованы в варианте одиночных кристаллов протяженностью от 20 до 27 мм с подключением у причины небольших.

Отложения абсолютно всех 3-х типов возникают в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, концепции подготовки нефти и вода. В клапанах, приемочных фильтрах насосов и в штангах крупно кристаллические отложения никак не выявлены.

Толщина отложений находится в зависимости с насыщенности и периода осадконакопления. С навыка добычи обводненной нефти знакомы эпизоды создания сильных пробок гипсовых отложений протяженностью в ряд сотметров, присутствии в данном почти перекрывается проходной разрез труб[5].

2.3 Причины и условия солеотложений

Причины, приводящие к солеотложению на элементах глубинно-насосного оборудования и прочем скважинном оборудовании многообразны, и на сегодняшний день эта область исследований далеко не исчерпана.

Согласно одной из классификаций, к первой группе относится высокая обводнённость продукции скважины, кроме того предпосылки, сопряжены с параметрами добываемой (пластовой) эмульсии как таковой — присутствие в ней растворенных и нерастворенных природных минералов. Также же сюда относятся характерные черты геологической структуры разрабатываемых пластов.

Вторая группа причин сопряжена с изменением термобарических обстоятельств в скважине в ходе активного отбора жидкости с целью обозначенных темпов разработки месторождения, что приводит к выпадению осадка. Таким образом, сдвиг рабочей области в левую часть гидродинамической особенности приводит к увеличению температуры перекачиваемой жидкости и повышению кавитационных действий, и результате, — к выпадению солевых осадков.

В третьем случае к развитию солеобразующих сочетаний и агрессивной среды приводит перемещение пластовых вод с закачиваемыми водами иного состава.

Четвертая группа причин связана с особенностями и недостатками плодотворного выполнения ГНО, а кроме этого с дефектом оснащения, и по проблеме коррозии.

Главным причинной выпадения солей считается вода, добываемая вместе с нефтью. В данной взаимосвязи процессу солеотложения подвергаются скважины и наземное оснащение, эксплуатирующееся в обстоятельствах обводнения добываемой жидкости.

Установлено, то что выпадение хим вещества в осадок из раствора протекает в том случае, если концентрация данного элемента или иона в растворе превосходит равновесную, т.е. если выполняется неравенство $C_i \geq C_{i,p}$, где C_i — концентрация соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок, $C_{i,p}$ — равновесная при данных условиях концентрация соединения или иона.

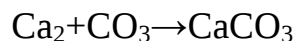
Из данного неравенства видно, что осаждение осадка способно осуществляется или из-за повышения левой части (возрастания фактической концентрации соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок), или из-за снижения правой части (уменьшения равновесной концентрации соединения или иона). Первое данные имеют место при смешивании вод различного состава невзаимодействующих друг с другом и растворении горных пород. Второе – при перенасыщении вод в следствии перемены термобарических обстоятельств, испарении воды, выделении газов[5].

2.3.1.Отложения карбоната кальция

В отличие от карбоната кальция (CaCO_3) бикарбонат кальция (CaHCO_3) очень хорошо растворяется в воде. В пластовой воде обычно содержатся ионы и бикарбоната, и карбоната. Карбонат кальция может откладываться в результате сдвига вправо следующего равновесия:



Таким образом, при падении давления, согласно закону Ле-Шателье, вышеприведенное равновесие сдвинется вправо, чтобы увеличить давление образованием большего количества углекислого газа (CO_2). В результате образуется большее количество ионов карбоната и возрастает водородный показатель (рН). На определенном этапе концентрация ионов карбоната оказывается достаточно высокой для осаждения карбоната кальция:



С целью создания бикарбоната кальция и не выпадения кальцита из раствора необходимо небольшое количество свободной двуокиси углерода в воде. в следствии чего, сокращение давления в системе газ-вода, приводящее к надлежащему уменьшению парциального давления CO_2 , одной из причин снижение растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Непосредственно данная процедура вызывает нередко отложение кальцита

на стенках НКТ в добывающих скважинах большей глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах[1].

Критический перепад давления может произойти на любом участке эксплуатационной системы, например, в перфорационных отверстиях, в штуцере, или на любом участке насосно-компрессорной колонны, в забое или в верхних строениях. Содержание CO_2 в скважинных жидкостях на водной основе достаточно высоко, и поэтому значение pH достаточно низкое, вследствие чего карбонат кальция не откладывается в скважине, а направляется далее по ходу процесса, за пределы устьевого штуцера, где давление значительно понижено. Более того, отложения карбоната кальция могут возникать лишь спустя несколько лет эксплуатации месторождения, потому что только тогда давление в добычной линии понижается до уровня, при котором образуются карбонатные отложения. По мере дальнейшего падения давления образование солеотложений будет смещаться вниз (то есть ко дну добывающей скважины).

Одной из наиболее распространенных причин перенасыщения пластовых вод кальцитом считается процедура смешивания непоставимых вод по хим. взаимодействию:



2.3.2 Сульфатные отложения

При разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения происходят гидрохимические перемены, сказывающиеся на формировании пластовых вод, добываемых заодно с нефтью. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется непростой многокомпонентная концепция: закачиваемая вода - пластовая вода - нефть с растворенным газом - породы пласта.

В результате сложных внутрипластовых действий в данной концепции совершается повышение концентрации ионов сульфата в пластовых водах. По этой причине все без исключения гипотезы о факторах отложения гипса

объединяются к пояснению факторов повышения в пластовой воде концентрации сульфат-ионов в результате с закачкой пресной или сточной вод, а также к исследованию растворимости осадкообразующих соединений из-за изменяющихся термодинамических обстоятельств при увеличении жидкости с забоя скважины на поверхность [5].

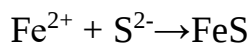
"Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной" либо очень опресненной водой, насыщенной сульфатами в ходе продвижения ее по пласту. Это предполагает, что обводнение скважин обусловлено поступлением воды на забой из различных пропластков и пластов (в случае общего вскрытия перфорацией). При этом воды, прибывающие из различных пропластков, существенно различаются по солевому составу. Одни из них более насыщен сульфатами, другие, в частности пластовые, насыщены ионами кальция. В следствии смешения подобных вод в скважине раствор оказывается сверх насыщенным согласно взаимоотношению к сульфату кальция, излишки которого выпадают на оснащение в виде твердого осадка.

Насыщенность образования гипсовых отложений оказывает большое влияние изменение величины равновесной концентрации (максимальной растворимости) сульфата кальция. Данное требование появляется при изменении температуры и давления в интенсивных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины.

Перепады давления, которые испытывают растворы при поступлении на забой скважин, проявляет господствующее воздействие на сульфатное равновесие в данных растворах и сокращает максимальную растворимость сульфата кальция в воде. Перемена температурного режима растворов оказывает значительное воздействие на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти.

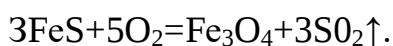
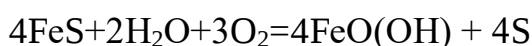
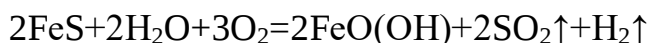
2.3.3 Сульфидные отложения

Ионы железа (II), образованные, главным образом, в результате коррозии стали либо в нагнетательной, либо в добывающей скважине, могут вступать в реакцию с сульфид-ионами с образованием отложений сульфида железа.

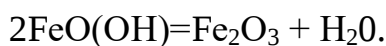


Аналогичным образом могут образовываться другие, еще более умеренно-растворимые сульфидные отложения, такие как сульфид цинка (ZnS, цинковая смесь) и сульфид свинца (PbS, галенит), если пластовая вода содержит ионы этих металлов и смешивается с сульфид-ионами.

В ходе окисления пленок сульфидов выходят разнообразные фазы гидрата окиси железа Fe(OH) и магнетит Fe₃O₄, а при частичном окислении — элементарная сера:



Гидрат окиси железа при дегидратации переходит в окись железа Fe₂O₃ в виде α-фазы (гематит) или γ-фазы (магнетит):



Многообразные виды коррозии обуславливается тем, что процедура происходит трудно, многоступенчатым, взаимосвязанным с солеотложением и происходит при разных концентрациях H₂S, CO₂, O₂, H₂, H₂O, Cl⁻, HCO⁻, pH, давлениях, температуре, динамике потока.

2.3.4 Отложения хлорида натрия (галита).

Хлорид натрия растворим в воде гораздо лучше описанных выше солеотложений и его растворимость в некоторой степени увеличивается с ростом температуры. В некоторых видах пластовых вод содержатся очень высокие концентрации соли, в частности в пластах с высокими режимами давления и температуры. По этой причине пластовая вода иногда может быть

насыщена хлоридом натрия. По мере понижения температуры добываемой воды может произойти осаждение хлорида натрия. Кинетика этого процесса очень быстра, и без должной обработки канал трубопровода может очень быстро закупориться. Даже скважины с очень низкой степенью обводненности ($<0,5\%$) могут забиться солью всего за одну ночь. При испарении в газовой фазе путем внезапного понижения давления во время добычи произойдет концентрация растворов хлорида натрия, что может в конечном итоге привести к осаждению галита.

2.4 Механизм образования солеотложений на УЭЦН

Осложнения при эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) низкой производительности (с номинальной подачей менее $50 \text{ м}^3/\text{сут}$) связано с истощением нефтяных месторождений и вводом в эксплуатацию месторождений с низкими коллекторскими свойствами. Снижение запасов добываемой нефти ведет к дальнейшему росту фонда низкопроизводительных центробежных насосов.

Если до недавнего времени установки ЭЦН спускались на глубину $1500...1800 \text{ м}$ и были характерны динамические уровни $800... 1000 \text{ м}$, то в настоящее время эксплуатируются на глубинах более 2400 м с динамическим уровнем 1600 м и более — подача установок снизилась до $10... 12 \text{ м}^3/\text{сут}$. Углубление низко производительных УЭЦН ведется с целью как-то стабилизировать режим их эксплуатации.

Однако такая "попытка поддержания" постоянного режима эксплуатации УЭЦН низкой производительности с дебитом жидкости менее оптимального значения подачи насоса приводит к многочисленным отказам. Появляется понятие осложненного фонда скважин, где возможны "отложение солей в аппаратах насоса", "засорение насоса", "образование в насосе высоковязкой эмульсии", "периодические прорывы газовой шапки", "недостаточное охлаждение" и т. д. Среди них наиболее часто встречаются объединяемые в единое понятие "отложение солей", "засорение насоса", "образование твердых

отложений", следовательно, можно говорить об отложении солей в аппаратах центробежного насоса.

Механизм отложения солей рассматривается как совокупность процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования. Однако в настоящее время нет единого мнения как относительно закрепления солевых частиц, так и теории их кристаллизации в процессе добычи нефти.

По мнению авторов [4], "к техногенным условиям на отложение солей при эксплуатации скважин и оборудования, помимо водно-солевой системы и природных факторов, существенное влияние оказывает технологический процесс. Сюда можно включить явление разгазирования, падение парциального давления диоксида углерода, температурные изменения, скорость и степень турбулизации, структуру восходящего потока по стволу скважины".

В нефтепромысловой практике отложение солей в установке ЭЦН наблюдается при эксплуатации с отклонением номинальных параметров в "левую область" расходно-напорной характеристики — пониженные подачи насоса при значительных динамических уровнях. При проектировании установки ЭЦН специалисты-нефтяники изначально стремятся обеспечить режим эксплуатации в области оптимальной подачи, с наибольшим коэффициентом полезного действия (КПД): всё это достигается благодаря существованию целого ряда УЭЦН с различными производительностью и напором.

Однако в процессе эксплуатации УЭЦН (из-за истощения запасов скважины, геолого-технических мероприятий на соседних скважинах и изменения направления фильтрационных потоков в пласте и т. д.) вынужденно "уходит" из оптимальной области эксплуатации. Это приводит к снижению коэффициента полезного действия центробежного насоса. Аналогичное явление происходит при добыче нефти штанговыми насосами — однако мощность теплового потока в центробежном насосе больше в десятки раз мощности теплового потока из штангового насоса - возможно поэтому в штанговых насосах солеотложение и не наблюдается (за исключением засорения гипсом, смолами и т. д.).

Статистика отказов показывает, что образование отложений солей происходит только в аппаратах центробежных насосов низкой производительности, при переводе той же скважины на эксплуатацию штанговым насосом отложение солей уже не наблюдается. Возможно, это связано с мощностью теплового потока из центробежного насоса и условиями, создающимися вокруг насосного оборудования.

Максимальное число отказов УЭЦН наблюдается по установкам производительностью 30 м³/сут. Такая статистика характерна для месторождений Западной Сибири.

Анализ режимов показывает, что отказам установок ЭЦН способствовала эксплуатация с отклонением дебита в меньшую сторону от номинального значения при низких динамических уровнях, с изменением термобарических условий внутри насоса - повышением температуры из-за снижения КПД агрегата.

Температурное состояние центробежного насоса при откачке газированных жидкостей является основной причиной образования солей в аппаратах центробежного насоса, о чем свидетельствует снижение электрических сопротивлений кабельных удлинителей (части кабельной линии, прикладываемой непосредственно к корпусу центробежного насоса). Так как применяются удлинители с разной рабочей температурой - на 130, 230 °С, то оплавление удлинителей показывает, что при этом насос нагревался более 230 °С. Можно предположить, при температуре более 230 °С пластовая вода в насосе находится в состоянии кипения. Это является одной из основных причин отложения солей в аппаратах центробежного насоса. Наличие нефтяной фазы, механических примесей в составе воды (обломки горной породы) усложняет процесс кипения, снижая его температуру.

Для начала образования солевых отложений на теплопередающей поверхности необходим процесс кипения попутной воды (с растворенными в ней химическими соединениями) в продукции скважины.

Аналогичное явление кипения наблюдается в аппаратах ЭЦН при определенных термобарических условиях.

В процессе эксплуатации электроцентробежного насоса низкой производительности происходит разогрев установки, в аппаратах ЭЦН начинается процесс кипения. Начало образования паровых пузырей приходится на микроскопические углубления металлической поверхности рабочих органов. Продолжается рост микроскопического пузыря до размеров, увлекаемых потоком газожидкостной смеси. На его месте тут же возникает второй пузырь, развивается, способствуя дальнейшему увеличению "кольцевого следа" из солей, отрывается потоком газожидкостной смеси.

Температура кипения жидкости зависит от давления: при повышении давления температура кипения увеличивается.

На рисунке приведена фотография аппаратов центробежного насоса, покрытых отложениями солей — карбонатом кальция. Центры образования пузырей пара видны как темные точки.



Рисунок 3 - Аппараты центробежного насоса и вал, покрытые отложениями солей (карбонат кальция).

Температура насоса определяется содержанием свободного газа в перекачиваемой жидкости. Можно оценить температуру центробежного насоса при снижении давления на приеме ниже оптимального значения — ниже

давления насыщения. При перекачке газированной смеси коэффициент полезного действия насоса снижается (например, по А.Н. Дроздову, содержание газа в 5 % снижает КПД до 25 %). Снижение КПД насоса приводит к превращению механической энергии вращения рабочих колес насоса в тепловую энергию, которая за счет снижения КПД приводит к разогреву перекачиваемой газоводонефтяной смеси: при определенном давлении внутри насоса наступает режим "кипения" — начинается процесс отложения солей на поверхностях рабочих аппаратов установки ЭЦН.

Температура кипения воды (раствора) зависит от давления в аппаратах центробежного насоса. В таблице 3 приведены физические свойства воды в точке насыщения (кипение).

Таблица 3 - Физические свойства воды в состоянии насыщения

t, °C	ρ , кг/м ³	c_p , кДж/(кгК)	λ , Вт/(мК) 10^{-2}	σ , 10^4 Н/м
0	1000	4,212	55,1	756,4
50	988	4,174	64,8	676,9
100	958,4	4,22	68,3	588,6
150	917	4,313	68,4	486,6
200	863	4,505	66,3	376,7
250	799	4,844	61,8	261,9
300	712,5	5,736	54	144,2
320	667,1	6,574	50,6	98,1
330	640,2	7,244	48,4	46,71
340	610,1	8,165	45,7	56,7
350	574,4	9,504	43	38,16
360	528	13,984	39,5	20,21
370	450,5	40,321	33,7	4,71

Теплофизические свойства насыщенного водяного пара приведены в таблице 3. Сравнивая данные таблиц 3 и 4, видно, что с ростом температуры свойства воды и пара (в частности плотность, теплоемкость и теплопроводность) сближаются. В критической точке ($T_{кр}$ и $P_{кр}$) всякое различие между паром и водой исчезает.

Давление насыщающего пара при кипении больше давления жидкости на величину:

$$\Delta p = p_{\text{ж}} + \frac{2\sigma}{R_{\text{П}}} \quad (1)$$

Для практических целей, когда кипение [жидкости происходит под большим давлением, можно предположить, что $\Delta p = 0$.

Тогда в таблице 4 можно выделить зависимость температуры кипения от давления в жидкости. На рис. представлен график зависимости давления насыщения водяного пара от температуры.

Таблица 4 - Физические свойства водяного пара в состоянии насыщения.

t, °C	P, 10 ⁵ Па	ρ кг/м ³	r, кДж/кг	c _p кДж/(кг·K)	λ, 10 ⁻² Вт/(м·K)
0,01	0,0061	0,00485	2500	1,861	1,697
30	0,0424	0,03037	2430	1,885	1,883
60	0,1992	0,1302	2358	1,923	2,122
90	0,7011	0,4232	2283	1,997	2,407
100	1,013	0,598	2256,8	2,135	2,372
120	1,98	1,121	2202,8	2,206	2,593
150	4,76	2,547	2114,3	2,395	2,884
180	10,03	5,157	2015,2	2,709	3,268
210	19,08	9,588	1900,5	3,199	3,722
240	33,48	16,76	1765,6	3,881	4,291
270	55,05	28,09	1604,4	4,815	5,106
300	85,92	46,21	1404,3	6,28	6,268
320	112,9	64,72	1238,1	8,206	7,513
340	146,08	92,76	1027,1	12,35	9,304
360	186,74	144	719,7	23,03	12,79
370	210,53	203	438,4	56,52	17,10

Согласно вышеизложенным теоретическим выкладкам механизм солеотложений заключается в следующем: в процессе эксплуатации электроцентробежного насоса, в силу сложившихся обстоятельств — возможно, из-за истощения продуктивного пласта или под влиянием соседних скважин, на приеме установки ЭЦН давление становится меньше давления насыщения нефти газом, установка переходит на откачку газожидкостной

смеси. Переход на перекачку газожидкостной смеси снижает КПД центробежного насоса, это способствует началу роста его температуры и возникновению "термобарических условий" внутри насоса. Повышение температуры насоса приводит к созданию условий для кипения водной компоненты в газожидкостной смеси. Если при этом давление и температура попутной воды совпадут в точке на графике (рисунок 4) или ниже его, то внутри насоса наступает режим кипения. В процессе кипения попутной воды на поверхности рабочих органов центробежного насоса начинают откладываться соли. В этом случае кабельный удлинитель должен иметь с рабочую температуру выше температуры насоса.

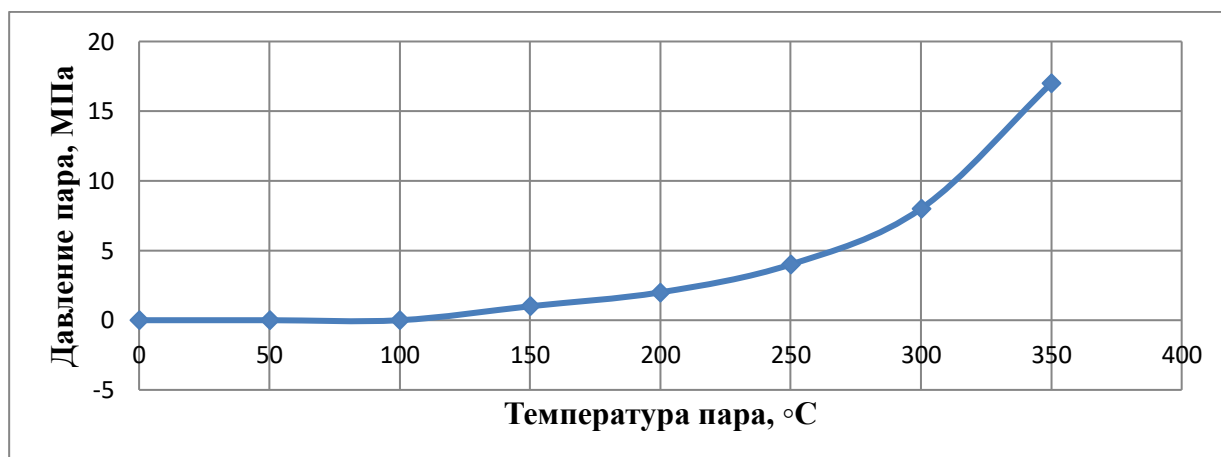


Рисунок 4 - График зависимости давления насыщения водяного пара от температуры. При температуре кипения давление насыщения водяного пара приблизительно совпадает с давлением в жидкости.

Если же температура и давление внутри насоса совпадут в точке выше графика (см. рисунок 4) и рабочая температура кабельного удлинителя меньше температуры насоса, тогда установка выходит из строя из-за снижения электрического сопротивления системы кабель погружной электродвигатель.

Исследование температуры центробежного насоса является продуктивным подходом - позволяет объяснить многие виды осложнений при эксплуатации УЭЦН низкой производительности при добыче нефти.

Многие виды осложнений эксплуатации УЭЦН низкой производительности связаны с тепловым состоянием центробежного насоса как мощного источника теплоты при перекачке газожидкостных смесей.

Отложение солей из пластовой воды происходит при наступлении режима кипения и связано с процессом выпаривания тонкой пленки воды на границе жидкость-металл-источник теплового потока. Температура начала кипения зависит от свойств теплопередающей поверхности - на гладких поверхностях (например в аппаратах из углепластика) возможен перегрев химически чистой воды до 200 °С и более (отложение солей не происходит).

При перекачке пластовой воды с растворенными в ней химическими соединениями, наличием в воде взвешенных частиц (обломки горной породы, наличие нефти и свободного газа) температура кипения достигается при более низких температурах. Изучая зависимость кипения пластовой воды внутри центробежного насоса можно прогнозировать наступление режима солеотложения.

Эффективным, малозатратным способом предупреждения образования солей, неисправностей центробежного насоса являются прежде всего контроль и управление температурой эксплуатируемого насоса. Другим способом исключения отложения солей на установках низкой производительности является периодическая эксплуатация УЭЦН или в режиме кратковременной периодической эксплуатации (КПЭ), но при этом поддерживаемый динамический уровень жидкости в насосе не должен приводить к безудержному росту его температуры (к состоянию "теплого удара" или режиму солеотложения)[3].

2.5. Методы борьбы с солеотложением

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы борьбы с уже выпавшими

осадками, то есть удаление уже сформировавшихся солеотложений, и методы, предотвращающие или замедляющие процессы отложения неорганических солей. Общая характеристика методов борьбы солеотложениями представлена на рисунке [6].

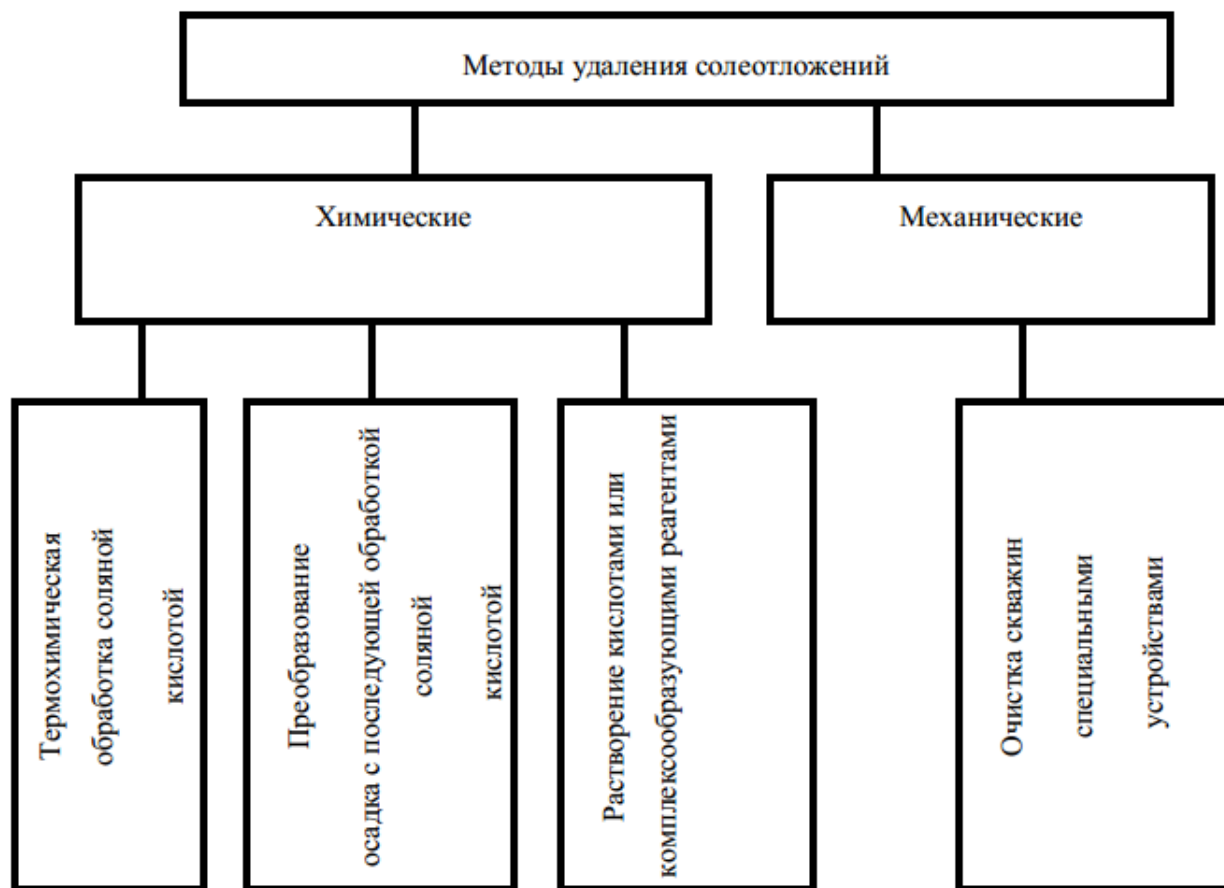


Рисунок 5 - Методы удаления солеотложений.

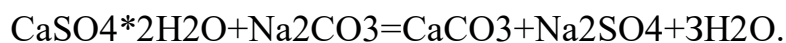
2.5.1. Механический и химические методы

Механические методы удаления отложений - проведение очисток скважин посредством разбуривания сильных солевых пробок либо путем проработки колонны расширителями, скребками с дальнейшим шаблонированием -гарантируют положительный эффект в случае, если промежуток перфорации ни как не закрыт солевыми осадками. В случае если фильтрационные каналы закрыты отложениями гипса, в таком случае следует осуществлять вторичную перфорацию колонны. Механическая очистка

считаются дорогостоящими мероприятиями, по этой причине в современное время максимальное распространение преобрели химические способы удаления солевых отложений.

Суть химических способов предотвращения солевых отложений состоит в проведении обработок скважин реагентами, результативно растворяющими неорганические соли. Для предотвращения карбонатных солей, как, например, кальцита, успешно применяются простые солянокислотные обработки. Значительно сложнее поддаются удалению отложения сульфатных солей. Для их разрушения используют: конверсию оседания с дальнейшим растворением переделанного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями.

Из растворителей конверсионного типа применение на промыслах получили карбонаты и бикарбонаты натрия и гидроокиси натрия и калия. Так, конверсия гипсового осадка при воздействии карбонатом натрия протекает по химическому уравнению:

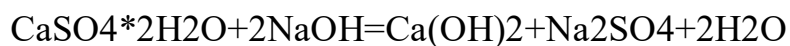


Образующийся в результате этой реакции осадок карбоната кальция удаляется раствором соляной кислоты:



Для промысловых обработок скважин при удалении гипса используются 10–15% водные растворы карбоната натрия (техническая кальцинированная сода), а при предотвращении повторного осадка карбоната кальция используется 10–13% раствор соляной кислоты.

Наибольшее распространение в отечественной промысловой практике для удаления отложений гипса получило использование растворов гидроокисей, например, раствор гидроокиси калия или натрия. При влиянии гидроокиси натрия на отложения гипса реакция происходит с образованием гидроокиси кальция и сульфата натрия:



Сульфат натрия хорошо растворим в воде, а гидроксид кальция предполагает рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, которая может быть извлечена потоком жидкости. Прибавление 3 – 4%-го раствора хлористого аммония или 5–10%-ного раствора хлористого натрия приводит к ускорению взаимодействия. Более результативно функционирует химреагент при температуре 70-80 °С.

В иностранной практике борьбы с отложениями гипса используются хелатные объединения, влияние которых базируется на разрушении гипсовых осадков из-за создания стабильных комплексов с ионами, содержащимися в растворе. В практике максимальное продвижение преобрели растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и её солей.

Реакция хелатных сочетаний с сульфатными осадками происходит тише, нежели щелочными, но свойство очистки лучше. С целью повышения скорости взаимодействия в хелатные растворы прибавляют карбонаты щелочных металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликолят натрия, бензол, толуол и т. д. На российских месторождениях в ограниченном числе ведутся обработки скважин с применением 10–20% раствора трилона Б (двунариевая соль ЭДТА). Но из-за значительной стоимости реагента и извлечения итогов, сравнимых с результативностью щелочных обработок, хелатные соединения используются только лишь для предотвращения более крепких, мелкозернистых осадков гипса и барита. Неплохие итоги заработали при ликвидации осадков гипса из ПЗП с помощью термогазохимического воздействия (ТГХВ). Суть данного способа состоит в том, что в промежуток перфорации спускают скважинный аккумулятор давления, содержащий медленно горящий порошок, при сгорании которого на забое увеличивается давление и формируется высокая температура. В продуктах сгорания находится углекислый газ и соляная кислота. Все это оказывает большей распад и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне

скважины. Но неоднократное осуществление ТГХВ в одной скважине способно послужить причиной нарушения целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца. Использование химреагентов для вытеснения отложений гипса нацелено на интенсивное влияние только лишь на минеральную часть отложений, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, препятствуют его взаимодействию с растворяющим химреагентом. При этом существенно снижает область реагирования, а, в итоге, и результативность работы растворения отложений. В подобных вариантах практикуют устранение углеводородов из осадка до химической обработки путем промывки скважины горячей нефтью или растворителями.

Однако это значительно усложняет технологию обработок. Одним из путей увеличения производительности предотвращения осадков считается использование, совместно с раствором щелочи или соляной кислоты, стимуляторов растворения гипсоуглеводородных отложений на основе кубовых остатков производства циклодиаксанов. Главным признаком производительности предотвращения гипсоуглеводородных отложений из скважин считается показатель восстановления дебита, установленный взаимоотношение дебита уже после обработки к дебиту скважины до начала отложения гипса при том же режиме работы насосной конструкции. Как правило, данная обработка используется при солянокислотных обработках скважин и ТГХВ, которые дают возможность повышать проницаемость призабойной зоны пласта. Длительность результата и вспомогательная добыча нефти от обрабатывания лишь косвенно и отчасти определяет свойство предотвращения отложения, таким образом проведение таких обработок не устраняются условия образования осадков. Данные характеристики значительно зависят от насыщенности пластовой воды сульфатами, от термодинамических условий в скважине и иных изменяющихся условий.

О технологической производительности хим обработок возможно оценивать согласно повышению коэффициента продуктивности скважины, в случае если проведено удаление гипса из призабойной зоны скважины, либо согласно повышению коэффициента подачи ШГНУ, в случае проведено предотвращение гипсоуглеводородных отложений из приемной части насосного оборудования.

В настоящий период с целью увеличения производительности удаления солей химические обработки скважин частично используют в комбинировании с ТГХВ либо добавочной перфорацией. Подобные групповые обработки скважин дают возможность надежно устранить отложения солей в ГНО и ПЗП, возобновить стабильную службу насосного оборудования и показатель продуктивности, что является предпосылкой успешного применения методов предотвращения образования отложений солей[4].

3. БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ НА СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ

3.1. Обработка ингибитором с закачкой в пласт под давлением

Основная идея закачивания ингибитора солеотложений под давлением заключается в защите забойной части скважины от солеотложений и повреждений с нарушением эксплуатационных свойств пласта. Безусловно, ингибитор будет продолжать работать выше устья скважины, защищая трубопровод от солеотложений, но в верхних строениях может понадобится дополнительная доза ингибитора солеотложений. При обработке с закачкой в пласт под давлением раствор ингибитора солеотложений нагнетается в скважину под давлением выше давления пласта, под которым раствор ингибитора будет залавливаться в поры породы призабойной зоны пласта. Затем скважина обычно останавливается на несколько часов, чтобы посредством различных механизмов удержать ингибитор в матрице породы. Когда скважина возвращается в эксплуатацию, добываемая вода проходит через поры, в которых удерживается нефтепромысловый реагент, и частично растворяет его (рисунок 6). Таким образом, добываемая вода будет содержать достаточное количество ингибитора солеотложений, чтобы предотвращать эти отложения. Когда концентрация ингибитора падает ниже минимальной концентрации ингибитора (МКИ), предотвращающей солеотложения, в скважине необходимо осуществить повторную закачку под давлением. На рисунке 7 показано, как концентрация ингибитора падает ниже МКИ, около 2 *ppm*, приблизительно через 92 дня после обработки. Понятно, что долгий срок действия ингибиторной обработки под давлением сведет к минимуму общие затраты на защиту забойного пространства от солеотложений.

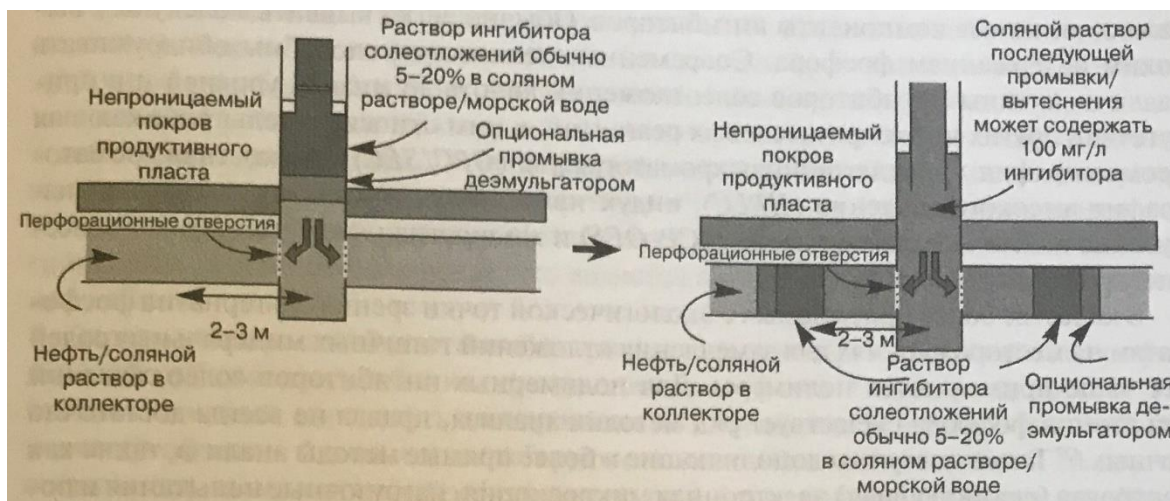


Рисунок 6 - Обработка с закачиванием под давлением ингибитора солеотложений

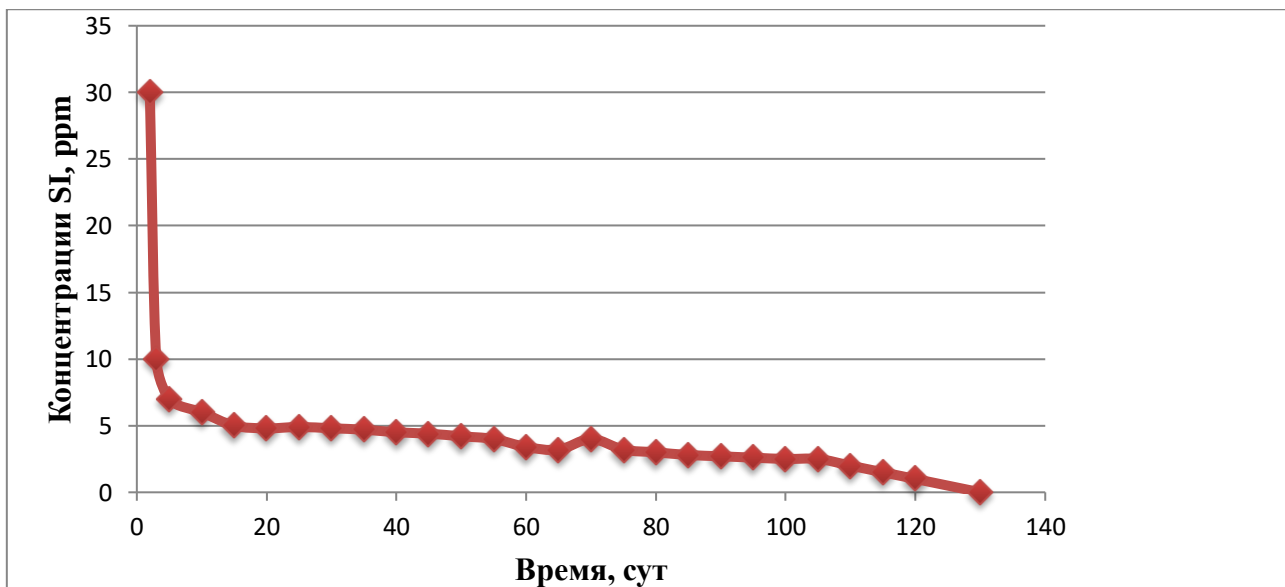


Рисунок 7- Зависимость концентрации ингибитора солеотложений после закачки под давлением (*ppm*) от времени, показывающая падение ниже минимальной концентрации ингибитора (*2ppm*) после приблизительно 92 дней

Существуют компьютерные программы моделирования обработки под давлением, которые помогают спроектировать методику обработки с закачиванием ингибитора под давлением. Проектированию обработки под давлением помогает понимание химии взаимодействия породы и ингибитора солеотложений[1].

3.2 Применение УДЭ

Одним, хорошо зарекомендовавшим себя методом доставки ингибитора на солеотлагающих фондах многих предприятий стало применение электроприводных устьевых дозаторов (УДЭ). После внедрения УДЭ средние наработки УЭЦН выросли с 80 до 254 суток. В результате внедрения УДР достигнуто существенное увеличение наработок по солеотлагающему фонду. Кроме того, специалисты «Газпромнефть — ННГ» проанализировали, как долго на скважине не появляются соли после установки УДР. Как показали результаты исследования, бессолевой период доходит до 1,5 тыс. суток. То есть с момента установки УДР при постоянной защите повторных отказов не наблюдалось. Вместе с тем в процессе решения поставленной задачи возникали вопросы качества ингибиторов, поскольку был печальный опыт с коррозионным разрушением как колонн НКТ, так и эксплуатационных колонн и подвесных патрубков. В настоящее время данная проблема решена применением ингибиторов солеотложения с низкой коррозионной агрессивностью. С этой целью специалисты провели аудит заводоизготовителей химреагентов, в компании было организовано тестирование 12 видов ингибиторов солеотложения с помощью специалистов предприятия «Сервис Уфа».

В результате удалось определить эффективность защитных свойств реагентов. Большое внимание уделялось собственно антикоррозионной эффективности реагентов, но также оценивались и другие параметры, в том числе температура застывания и эффективность при определенных дозировках. Базовым реагентом утвержден «Акватек», альтернативные реагенты — «Инсан» и «Оптима» — были направлены на ОПИ. Защищенность фонда УДРами — 89%, что уже практически позволяет индивидуально подходить к каждой скважине.

Если говорить о минусах технологии постоянного дозирования ингибиторов солеотложения через УДЭ, то главный из них состоит в том, что эта технология не может использоваться на скважинах с очень большими

дебитами (рисунок 8). При большом дебите обслуживание УДЭ становится очень дорогим в плане трудозатратности. Скважину с дебитом по жидкости более 300 м³/сутки и с приличной обводненностью нужно будет заправлять почти ежедневно. Необходимы дополнительные затраты на установку оборудования, постоянно будет занята затрубная задвижка. Это серьезный минус, если на скважине необходимо будет проводить какие-то дополнительные геолого-геофизические измерения.[2]



Рисунок 8 - Карта применимости технологии постоянного дозирования (УДЭ, БРХ)

3.3. Погружные скважинные контейнеры

В качестве способа борьбы против отложения солей на ЭЦН на фонде ООО «ТН» сервисная компания «Новомед» применяла подачу ингибиторов с помощью скважинных контейнеров (ПСК). В данном случае ПСК изготавливался из НКТ диаметром 89 мм секциями по 2 м, соединенными между собой муфтами, и заглушен сверху. Контейнер подвешивается к ПЭД на шарнирном элементе. ПСК заряжали твердым ингибитором на битумной

основе, который в последующем вымывался через перфорированные отверстия в секциях. Срок действия ингибитора зависит от типоразмера УЭЦН.

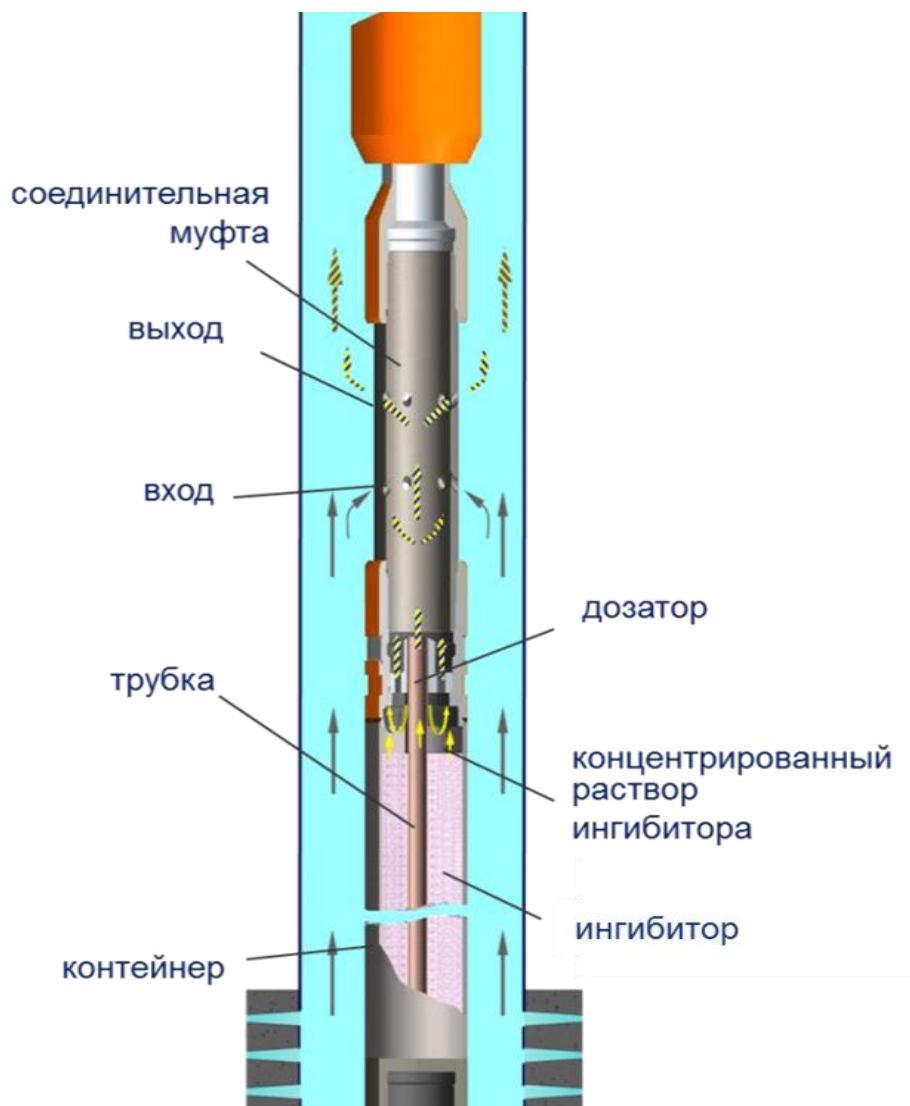


Рисунок 9 - Контейнер скважинный универсальный

Например, по наблюдениям специалистов «Новомед», для УЭЦН-80 срок полезного действия составляет 180 суток. С увеличением типоразмера срок действия пропорционально уменьшается, и наоборот. Также данная технология применима только на скважинах, температура пласта которых не превышает 80°C, т.к. при более высоких температурах ингибитор быстро растворяется. По итогам оценки результатов эксплуатации фонда с ПСК, было принято решение все низкодебитные УЭЦН комплектовать ПСК для защиты насосов от образования солей в период вывода на режим, благодаря нескольким скважинам

фонда «ТН» вывели из категории ЧРФ, а по остальным скважинам с ПСК увеличили наработку в среднем на 155 суток, после чего скважины продолжали работать. Среди недостатков метода ингибирования при помощи ПСК отмечают необходимость размещения дополнительного веса под ПЭД, что особенно нежелательно на высокодебитном фонде (рисунок 10).

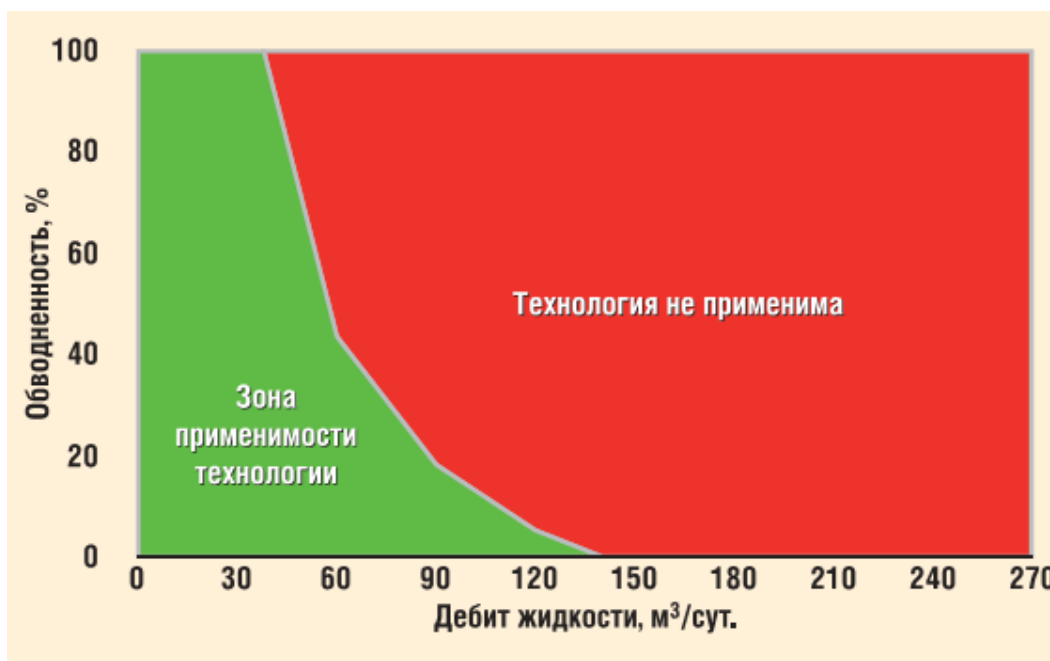


Рисунок 10 - Карта применимости технологии погружных скважинных контейнеров с ингибирующей композицией

Как правило, на месторождениях «ТН» допустимый вес ограничивается 250-300 кг. На высокодебитных скважинах вымыв ингибитора происходит очень быстро. И еще один серьезный минус: ПСК не обеспечивает «ударной дозировки» при ВНР. В особенности если эта скважина заглушена тяжелыми растворами глушения.

3.4 Ингибиторы солеотложений

Ингибиторы солеотложений 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 отличается стабильностью

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 три раза.

При использовании реагента «Акватек-512» зафиксирован рост средней наработки УЭЦН на отказ.

3.4.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений

Комплексные реагенты серии «Акватек-515» предназначены для предотвращения солеотложений 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 УБПР. 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 солеотложений (содержание антикоррозионной части намного выше, чем солеотложения). Марка «Е» — это оптимальное «равновесное» соотношение защитных свойств от солеотложений и коррозии. Ингибитор комплексного действия «Акватек-515» проходил испытания одновременно на нескольких месторождениях Западной Сибири. На "М" месторождении ООО «Томская нефть» его применение позволило заметно сократить количество отказов оборудования по причине солеотложений и коррозии. На Хохряковском месторождении ОАО «Варьеганнефтегаз» эффективность

использования реагента превысила 90%. В этом случае, а также при испытаниях реагента на нескольких объектах компании «Самотлорнефтегаз», удалось существенно снизить скорость образования коррозионных процессов и сократить число отказов погружного оборудования по причине солеотложений.

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 солеотложений при этом остается на уровне применяемых до начала испытаний химических реагентов против солеотложений — отказы, связанные с коррозией погружного оборудования, отсутствуют.

3.4.2 Растворители солеотложений

Несмотря на правильно подобранную систему по предупреждению солеотложений в скважинах, периодически с рабочих органов оборудования приходится дополнительно удалять образовавшиеся осадки неорганических солей. Для этого были разработаны химические реагенты серии «Акватек-500», которые представляют собой композиционные составы на основе синтетической соляной кислоты, обработанной ингибитором кислотной коррозии «Акватек-50». Растворители не образуют тяжелых эмульсий с нефтью и предназначены для обработок как призабойной зоны пласта и погружного скважинного оборудования, так и нефтепроводов. Коррозионная агрессивность растворителей не превышает $0,2 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$.

3.4.3 Ингибиторы коррозии «АКВАКОР»

Известно, что попутно добываемые воды могут содержать растворенные в них агрессивные газы (CO_2 , O_2 и H_2S), которые также сильно способствуют развитию коррозии всего нефтяного оборудования. В итоге это

приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных трубопроводов и другим последствиям. С учетом обстоятельств НПО «Акватек» разработала серию низко токсичных и экономичных ингибиторов коррозии «Аквакор», предназначенных для защиты от коррозии систем сбора и транспортировки водонефтяных эмульсий, систем поддержания пластового давления, добывающих скважин в самых жестких и агрессивных нефтепромысловых средах, имеющих в своем составе сероводород, углекислый газ, сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). В основе ингибиторов «Аквакор» лежит целый ряд уникальных органических соединений.

Синтез данных веществ позволил существенно снизить стоимость готовых ингибиторов коррозии.

Химические реагенты серии «Аквакор» способны защищать нефтепромысловое оборудование в различных коррозионно-опасных средах, в условиях повышенных температур, большого содержания механических примесей, высоких концентраций растворенных газов, при турбулентных режимах течения нефтепромысловых жидкостей и высоких фоновых скоростях коррозии (больше 1 мм/год). Опыт промышленного применения реагентов «Аквакор» на месторождениях компании ООО «Томская нефть», что при дозировании ингибитора были достигнуты значения остаточных скоростей

коррозии ниже 0,02 мм/год, что соответствует защитному эффекту, превышающему 90%. Рекомендуемая дозировка ингибитора — 20–25 г/т жидкости с предварительной ударной дозировкой 50 г/т в течение недели.

В одно время с этим на объектах «Варьеганнефтегаза» испытания проходил химический реагент коррозии «Акватек-5115Т». В результате внедрения ингибитора скорость коррозии снизилась с 1,938 до 0,0408 мм в год по данным гравиметрического замера скоростей коррозии при проведении опытных закачек. Среднегодовое число отказов снизилось до 30.

Таким образом, ингибитор коррозии «Акватек-5115Т» доказал высокую эффективность с точки зрения защиты погружного оборудования от коррозии.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения погружного скважинного контейнера с ингибитором

Целесообразность применения погружного скважинного контейнера для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения погружного скважинного контейнера определяется:

$$\mathcal{E}_f = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o, \quad (2)$$

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:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}, \quad (3)$$

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

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}} 24 /) + 1, \quad (4)$$

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.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на погружной скважинный контейнер :

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (5)$$

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:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (6)$$

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

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

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (7)$$

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:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект}}, \quad (8)$$

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

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

$Z_{\text{хим.}}$ – затраты на приобретение химического реагента, 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:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}}, \quad (9)$$

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:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, \quad (10)$$

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:

$$\text{Зэлектр.} = N \cdot \text{Сэн.} \cdot \text{Траб.устан, (11)}$$

где N – потребляемая электроэнергия дозирочным насосом, кВт*ч;

Сэн.– стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

Траб.устан– время работы дозирочного насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя":

$$\text{Пн} = Q_{\text{н}} \cdot \text{Сн.} \cdot \text{Пр} \cdot \text{Ср, (12)}$$

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

Сн.– отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

Ср– "стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

Пр– средняя продолжительность ремонта, час.

На основании данной методики разработана программа, которая позволяет определять целесообразность применения комплекта оборудования для конкретных осложненных скважин. Рассмотрим ее применение на примере "М" месторождения. Имеется, например, три осложненные солеотложениями скважины с дебитом $Q = 32$ т/сут., обводненность 45%, дебит по нефти $Q_{\text{н}} = 17$ т/сут., межремонтный период, которых составляет соответственно 60, 108, 150 суток.

Для предотвращения солеотложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется" спустить погружной контейнер для подачи химических реагентов.

По осям координат представлены дебит скважины по нефти и межремонтный период осложненной скважины. Кривые ограничивают области экономической эффективности от использования комплекта

оборудования при гарантированном межремонтном периоде скважин не менее одного года.

Таблица 5 - Внедрение на скважине "М" месторождения погружного скважинного контейнера

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м3/сут.	32	32
2	Ремонтов за скользящий год	5	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2300	2300
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	300 000	300 000
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	80	80
7	USD ЦБ	61,92	61,92
1	Затраты на приобретение оборудования контейнера, руб.	-	365500
2	Химический реагент, руб/т	-	48000
3	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	51000
4	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	29000
5	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 4 л/сутки	-	
6	Затраты на обслуживание, руб./год	-	348000
7	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	-	841500

Так для скважины № 1 с межремонтным периодом 58 суток целесообразно комплекта оборудования и экономическая эффективность составит около 10 млн. руб в год. Для скважины № 2 с межремонтным

периодом 122 сут. также оправдано применение комплекта оборудования. Для скважины номер № 3 с межремонтным периодом 170 сут. 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 оправдано.

4.2 Расчёт и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт

В ООО «ТН» принята технология периодической продавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта. Для этих целей применяются в основном отечественные реагенты Акватек-515.

Рассмотрим на примере скважины №30Р "М" месторождения, исходные данные приведены в таблице 6.

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

$$G = A * d * Q_{\text{в}} * t / 1000 \quad (13)$$

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_в - производительность скважины по воде, м³/сут;

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

Тогда, отсюда

$$G = 1,5 * 10 (35 * 130) / 1000 = 68,25 \text{ кг.}$$

На основе рассчитанного количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2 - 2 % растворы. Наши 30 кг. Акватек-515 затворим в 6,25м3 для получения 0,8 % раствора ингибитора".

Таблица 6 - Исходные данные

Наименование показателя	Параметры
Оптимальную дозировку для реагента Акватек-515	10 г/м3
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	1,5
Производительность скважины по воде	35 м3/сут
Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения	130 сут
Пластовое давление	26,3 МПа
Глубина скважины	2800 м
Количество технической воды для обработки	25 м3
Масса реагента	30 кг
Глубина спуска НКТ	2580 м

2. Количество продажной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,5 м. Объем продажной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{п.ж} = \pi r^2 \cdot h \cdot m, \quad (14)$$

где r - внутренний радиус оторочки раствора реагента, м;

m - пористость;

h - вскрытая толщина пласта, м;

В нашем расчете пористость равна 0,17. Вскрытая толщина пласта 9,7 м

$$V_{п.ж} = 3,14^2 \cdot 9,7 \cdot 0,23 = 16,25 \text{ м}^3$$

3. Общий объем продавки равен:

$$V = V_{инг.} + V_{п.ж} + V_{затр.}, \quad (15)$$

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

$$V_{затр.} = ((D_{вн}^2 - d_{нар}^2)/4) \cdot \pi \cdot L, \quad (16)$$

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

$d_{нар}$ - наружный диаметр НКТ, м;

L - глубина спуска НКТ, м.

$$V_{затр.} = ((0,109^2 - 0,073^2)/4) \cdot \pi \cdot 2580 = 13,26 \text{ м}^3$$

В скважине № 30Р эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 109 мм и трубы НКТ ($d_{нар} = 73$ мм) спущены на глубину 2580 м.

Итого:

$$V = 13,25 + 16,25 + 6,25 = 35,76 \text{ м}^3$$

4. "Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны АЦН - 11- 257 и агрегат ЦА-320. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 31 МПа. Таким образом надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, где давление на устье должно быть меньше разницы между допустимыми гидростатическими давлениями:

$$P_y < 31 - P_{гст}, \quad (17)$$

где P_y - устьевое давление, МПа;

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

$$P_{гст} = \rho g \cdot L_c, \quad (18)$$

где ρ - плотность воды, кг/м³;

L_c - глубина скважины, м.

$$P_{гст} = 1000 \cdot 9,8 \cdot 2800 = 27,4 \text{ МПа}$$

Отсюда

$$P_y = 31 - 27,4 = 3,6 \text{ МПа}$$

5. За основу расчета закачки берем формулу Дюпюи:

$$Q = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \quad (19)$$

где $K_{прод}$ - коэффициент продуктивности скважины, м³/сут *МПа;

Р_{пл}- пластовое давление, МПа;

Р_{зак} - забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

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

где Q_{зак} - объем закачки, м³/сут;

K_{пр}- коэффициент приемистости, м³/сут *МПа;

Р_{зак} - давление закачки, МПа.

6. Коэффициент продуктивности скважины №30Р равен 20 м³/сут*МПа.

$$Q_{\text{зак}} = 20 * (31 - 26,3) = 94,0 \text{ м}^3/\text{сут} = 4,28 \text{ л/с}$$

Пластовое давление равно 26,3МПа.

7. Из расчета видно, что производительность должна быть не более 4,28л/с. В таблице 6 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320.

Согласно таблице 6, надо качать на II скорости с производительностью

4,28 л/с = 94,0м³/сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{\text{зак}} = (Q_{\text{зак}} + K_{\text{пр}} * P_{\text{пл}}) / K_{\text{пр}}, \quad (21)$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{зак}} - P_{\text{гст}}, \quad (22)$$

$$P_{\text{зак}} = (94 + 20 * 26,3) / 20 = 53,1 \text{ МПа}$$

$$P_y = 53,1 - 27,4 = 25,7 \text{ МПа}$$

Таблица 7 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320. Скорости Частота вращения коренного вала насоса, об/мин

Скорос- ти	Частота вращения коренног о 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 заправки, которое состоит из нескольких частей:

Время заправки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = 13,26 \cdot 1000 / 4,28 = 3098 \text{ с}$$

Закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = (13,26 - 6,25) / 4,28 \cdot 1000 + (6,25 + 16,25) / 4,28 \cdot 1000 = 6895 \text{ с}$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 3098 + 6895 = 9993 \text{ с}$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8 - 24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора, путем анализа периодически отбираемых проб жидкости.

9. Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная что $V_{п}/h_{эф} = 0,8$ м³/м и $V_{п}/h_{эф} = 2,2$ м³/м по лабораторным данным.

Определим объем ингибирующего раствора $V_{п}$, затворяемого на пресной воде, и необходимо для закачки в пласт толщиной 9,7 м

$$V_{п}' = (V_{п}/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 0,8 * 9,7 = 7,76 \text{ м}^3, \quad (23)$$

где $(V_{п}/h_{эф})_{уд}$ – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора $m_{инг}$, требуемого для приготовления 7,76 м³ ингибирующего раствора оптимальной концентрации $C = 1,4$ % (по справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации, в данном случае $\rho_{инг} = 1018$ кг/м³):

$$m_{инг} = (V_{п}' * \rho * C)/100 = (7,76 * 1018 * 1,4)/100 = 110,6 \text{ кг}, \quad (24)$$

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:

$$V_{п}' = (V_{п}/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 2,2 * 9,7 = 21,34 \text{ м}^3, \quad (25)$$

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

Значение $V_{п}$ "определим как:

$$V_{\Pi}'' = (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)/4 * p * L = (0,1482 - 0,0732)/4 * 3,14 * 2580 = 151,8 \quad (26)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

$d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр НКТ; L - глубина спуска НКТ".

11. Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$\Gamma_{\Pi} = V_{\Pi}' / p * h * m = 11/3,14 * 9,7 * 0,22 = 7,47 \quad (27)$$

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

$$\Gamma_{\text{и}} = (V'_{\Pi} + V'_p) / p * m * h = 2,1 \text{ м}, \quad (28)$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей определим по уравнению:

$$t = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * Q_{\text{ж}2}) * (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * Q_{\text{в}})] = 51,44 * [(2,253,1 * 10^6 * 502) - (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * 50)] = 190 \text{ сут.}$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 7,76 м³ ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 151,8 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 сут. Зная t подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A * d * (Q * t) / 1000 = 1,5 * 10 * (35 * 190) / 1000 = 99 \text{ кг}$$

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

d - оптимальная дозировка ингибитора[13].

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В нашей стране уделяется огромное значение вопросам обеспечения безопасности условий труда. Разработана и широко применяется система мер по охране труда, включающая трудовое законодательство, стандарты безопасности труда, правила и нормы, а также комплексы социально - экономических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих здоровье и безопасные условия труда каждому гражданину России.

"Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению".

5.1. Производственная безопасность.

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

Таблица 8 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
2.Промывочные работы на скважинах 3. Работа с машинами и механизмами 4. Установка и снятие заглушек	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 3.Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.	1.Электробезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008–76

5.1.1 Анализ вредных факторов

"Охрана труда в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, это вызывает необходимость разработки специальных мер безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Кроме того, повышенные требования предъявляются к очистке сточных и отработанных вод, утилизации использованных средств и материалов для предотвращения загрязнения акватории. По этой же причине повышены требования и к противовыбросовому оборудованию.

Процесс нефтедобычи идет на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтяное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций.

Технологическому процессу присуще высокое давление, повышенные температуры. В нем используются агрессивные жидкости, применяется тяжелое и громоздкое оборудование" [7].

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и др.) мероприятия [8].

Таблица 9 - Фактический уровень шума на ДНС

Помещение	Фактический уронь шума в децибелах						Общий уровень звука дБа
	63	125	250	500	1000	2000	
ДНС	96	93	92	91	90	88	90
Насосная	86	89	92	88	83	89	94
СанПиН 2.2.2.3359-16	95	87	82	78	75	73	80

Примечание: работает один насос.

5.1.2 Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт.

Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм [9]. Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 10 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 10– Допустимый уровень колебательных скоростей

Вид вибрации	Доступный уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Различают следующие методы борьбы с вибрациями: подавление в источнике возникновения; отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима; вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева; виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы); виброизоляция – в виде пружинных резиновых или комбинированных опор [10].

5.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества, которые встречаются при работе на производстве.

Вредные вещества делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- sensibilizing (allergy);

- канцерогенные (развитие опухолей);

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Объемно-планировочные средства предусматривают расположения буровой площадки и жилых вагонов-домов с наветренной стороны по отношению к складу пылящих материалов, системе приготовления растворов, выхлопами ДВС [11].

В ниже следующей таблице приведен список и свойства вредных веществ, выделяющихся и использующихся на производстве.

Таблица 11 - Токсичные вещества

Загрязняющее вещество	ПДК в раб. Зоне, мг/м ³		Содержание в атмосфере, мг/м ³
	максимальные	среднее	
Сернистый ангидрит	10	0,05	
Сероводород	10	3	0,5-1
Диоксид углерода	3	2	До 2
Оксид углерода	25	6	До 5

Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления [12].

5.1.4 Средства индивидуальной защиты работающих

В соответствии с ГОСТ 12.4.011-75 на нефтяном промысле рекомендуется применять средства индивидуальной защиты кожи, тела, органов дыхания и глаз. Для защиты кожи и тела рабочим выдается спецодежда, спецобувь, защитные головные уборы. Органы зрения работающих защищаются от пыли, химических повреждений и лучистой энергии очками, шлемами масками. Согласно ГОСТ 12.4.034-85 для защиты органов дыхания применяются респираторы и противогазы. Работы внутри емкостей, аппаратов, колодцев, траншеях и котлованах, где могут накапливаться токсичные и взрывоопасные газы, проводят в шланговых или кислородоизолирующих противогазах. Применение фильтрующих противогазов при этих работах недопустимо, т.к. они могут защищать только при содержании кислорода не менее 16%. Во всех случаях рабочий, спускающийся в емкость должен надеть спасательный пояс с сигнально - спасательной веревкой.

К изолирующим защитным средствам, имеющим назначение защиты от поражения электрическим током, относятся резиновые перчатки, сапоги и т.д [12].

5.2 Анализ опасных факторов

5.2.1 Электробезопасность

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и

опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля. Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме [11].

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель–генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность”.

Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение

цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства [7].

5.2.2 Движущиеся машины и механизмы

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность, например: станки -качалки штанговых глубинных насосов, буровые установки, машины и оборудования для капитального ремонта скважин (КРС). Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки.

Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [12].

5.3 Экологическая безопасность

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше

время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).
- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения при бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшение воздействия от транспортных веществ, относятся следующие: Применение более чистого вида топлива (дизель);

- Проверка состояния и работы двигателей;
- Осуществление контроля по содержанию оксида углерода выхлопных газах;

Доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей;

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические мероприятия:

- Установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующаяся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа, и обеспечивающей отключение лобового участка трубопровода при аварийной ситуации;
- Установка специально подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- Выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;
- Антикоррозионная изоляция трубопроводов;
- Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу;

- Своевременный ремонт изношенных деталей.

5.3.2 Защита гидросферы Мероприятия по охране поверхностных вод

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- Выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- Укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью посевом трав; Закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- Применение системы пневмоиспытаний для исключения сброса необходимости технической воды на окружающий ландшафт;
- Проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

При строительстве кустов скважин реализованы следующие природоохранные мероприятия:

- Устройство дамбы обвалования шламового амбара;
- Укрепление откосов обволоки торфо-песчаной смесью;
- Устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

5.3.3 Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, производятся выбросы в атмосферу газообразных продуктов, а также производится сброс сточных вод.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию термохимической установки и резервуарного парка являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно-измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек нефтепродуктов, неполадок в работе оборудования;
- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;
- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей [1].

Наиболее опасные места на территории цеха:

- резервуарные парки: РВС-1-8, РВС-9-11, РВС-16-19.
- сырьевая насосная ТХУ-1, сырьевая насосная ТХУ-2, товарная насосная, нефтяная
- насосная очистных сооружений, канализационная насосная, насосная подтоварной воды, -насосная реагентного хозяйства.
- площадки печей нагрева ПТБ-10, включая ГРУ.
- площадки узлов учета нефти.
- склад хранения деэмульгаторов.
- арочник ТПУ-1600.

- заглубленный резервуар ЖБР-400.
- шламонакопитель.
- канализационная система.

Факторы отказа элементов на объектах нефтегазового комплекса:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;
- разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;
- серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;
- скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;
- возгорание веществ и оборудования;
- стихийные бедствия и т.п.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации.

Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;

- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;
- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;
- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;
- ведется контроль загазованности на всей территории объектов

переносными газоанализаторами СГГ-4М, СГГ-20 согласно утвержденным. Графику отбора проб и план-карте точек отбора проб [7].

Газосигнализаторы СТМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

5.4.1 Пожаровзрывоопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком. На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах [7].

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO₂, N₂), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические

сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта [7]. Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в ОАО «Томская нефть» в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Подготовка "рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно -ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места (в эл.установках 35 кВ и ниже –последующим прикосновением рукой к токоведущим частям).

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

- выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);

- допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Наблюдающий инструктирует бригаду о мерах по безопасному ведению работ и о порядке перемещения бригады по территории электроустановки, исключающих возможность поражения электрическим током.

Допускающий в целевом инструктаже знакомит бригаду с содержанием наряда, (распоряжения) указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие к рабочему месту токоведущие части и оборудование, к которым не допускается приближаться независимо от того находятся они под напряжением или нет.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего".

После "полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ.

Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

После оформления производителем работ и ответственным руководителем работ в наряде полного окончания работ наряд сдается допускающему, который после осмотра рабочих мест сообщает о полном окончании работ вышестоящему оперативному персоналу. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале".

Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и "т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

"В аварийных случаях до полного окончания работ оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ".

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. "Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному

времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные" женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, "работники, имеющие детей -инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с посменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных" ТК РК ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РК запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последнее время наблюдается увеличение количества разработок и изобретений новых методов борьбы с солеотложениями в скважинах и на промысловом оборудовании. Также ведется усовершенствование и уже существующих способов борьбы с данным видом осложнений. Не маловажно 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. Ведь несовместимость напрямую влияет на интенсивность выпадений солей в осадок. 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 эффективный. Остановка скважины даже на день несет большие убытки компании, поэтому выбранный метод борьбы или предотвращения выпадений солеотложений должен быть экономически эффективен. Все это зависит от уровня знаний и опыта работников промысла. Поэтому изучение солеотложений крайне необходимо. И только тогда мы сможем эффективно бороться с этими осложнениями.

В данной работе были рассмотрены причины образования солей на нефтяном оборудовании и технологии борьбы с ними. Изучены зависимости растворимости от различных характеристик.

Подробно рассмотрена технология удаления солеотложений на "М" месторождении. В связи с этим была экономически рассмотрена целесообразность применения погружного скважинного контейнера для предотвращения солей на этом месторождении. В результате чего видно что данный комплект оборудования не на всех скважинах экономически выгоден.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Малкольм А. Келланд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-изд.; под ред. Л.А. Магадовой. -СПб.: ЦОП "Профессия", 2015. - 608 с., ил.
2. Михель В.Д. Методы предупреждения солеотложений в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Инженерная практика. 2010 - № - С.29-39.
3. Гареев А.А. О механизме солеотложения (НГДУ "Нижнесортимскнефть")// Нефтепромысловое дело. 2017 - №4 - С.35-45.
4. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. - М.: ОРБИТА-М, 2004.
5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО Недра-Бизнесцентр, 2000 г. – 653 с.
7. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
8. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
9. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества».
10. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общитребования».
11. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с
12. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.

13. Петров А.В., Жихаров Н.В., Методика анализа логистических затрат стоимости товаров // Методические рекомендации по проектированию разработки124 нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МРП России от 21.03.2007 г. №61. Москва 2007 г. 94 с
14. Ахметшина И.З. Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов.О механизме образования солеотложений 1981 г. — 26—28 с.
15. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
16. Камалетдинов Р. С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании 2009 г. 12-15с..
17. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО Недра-Бизнесцентр, 2000 г. – 653 с.
18. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
19. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
20. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
21. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
22. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с
23. Основы менеджмента: Организация и планирование производства / Н.И. Новицкий.– М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.
24. Повышение эффективности насосной эксплуатации малодебитных скважин / В.А. Молчанова. – Уфа, 2010. – 125с.
25. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». - 2008. -

№4. – С.10-15.

26. Технология эксплуатации скважин электроцентробежными насосами при повышенном газосодержании / С.А. Костенюк, А.И. Подъяпольский // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2010. - №1. – С. 98-99.