

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на Приразломном нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.72-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Суворов Антон Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Суворову Антону Андреевичу

Тема работы:

Анализ эффективности методов борьбы с солеотложениями на Приразломном нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Приразломному месторождению. Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождениям Западной Сибири, специальная и учебная литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизмы формирования солевых отложений, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, анализ методов, применяемых на Приразломном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кашук Ирина Вадимовна, доцент
2. «Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Т.Н		
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Суворов Антон Андреевич		

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

Школа Инженерная школа ресурсов

природных

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое
дело»

Уровень образования

Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового
дела

Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебного
года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Общие сведения о месторождении	10
28.03.2019	Процесс солеобразования и типы солей	20
15.03.2019	Причины и условия образования солей в скважинах	20
30.04.2019	Анализ эффективности методов борьбы на Приразломном нефтяном месторождении	20
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
21.05.2019	Социальная ответственность	10
27.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			
------------------------------	-------------------------------	--	--	--

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 78 страниц, 12 рисунков, 19 таблиц, и 17 источников использованной литературы.

Ключевые слова: Приразломное нефтяное месторождение (ХМАО), нефть, скважина, солеобразование, прогнозирование солеотложений, методы борьбы.

Объектом исследования является солевой фонд скважин Приразломного нефтяного месторождения (ХМАО)

Предметом исследования являются методы борьбы с солеотложениями, реализуемые на Приразломном месторождении

Цель работы: провести анализ применяемых методов и технологий борьбы с солеотложениями на Приразломном месторождении: оценить эффективность проводимых мероприятий и предложить возможные к реализации в данных условиях технологии, способные увеличить эту эффективность.

В данной работе рассмотрены общие сведения о солеотложении, охарактеризован процесс образования твердых осадков солей в нефтепромысловом оборудовании, проведён обзор существующих методик борьбы и на основе прогнозирования выпадения осадка в условиях Приразломного месторождения рассмотрены возможные к применению технологии.

Область применения: технологии борьбы с солями реализуются на всех этапах добычи нефтепродуктов: от пласта до выкидных линий.

Экономическая значимость данной работы обусловлена возможностью серьёзного сокращения затрат на добычу одной тонны нефти (сокращение себестоимости).

Перечень обозначений и сокращений

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПСК – погружной скважинный контейнер;

ГРП – гидроразрыв пласта;

СУДР – система устьевой дозировки реагента;

МБРХ – мобильный блок реагентного хозяйства;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПВД – поддержание пластового давления;

ОПИ – опытно-промышленное испытание;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ИС – ингибитор солеотложения;

УДЭ – установка дозировочная электронасосная;

БСГ – блокирующие составы глушения;

ГТМ – геологи-технические мероприятия;

ТЖГ – тяжёлые жидкости глушения.

Оглавление

Введение.....	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	12
Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации	12
2. СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ – КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ.....	13
2.1. Общие сведения о процессе солеотложения.....	13
2.2. Типы неорганических солеотложений	14
2.3. Факторы и причины образования солей.....	16
2.3.1. Основные причины солеобразования.....	16
2.3.2. Влияние природных факторов на солеобразование в добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений	17
2.3.3. Влияние технологических факторов на солеобразование в добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений	19
2.4. Механизмы формирования солеотложений.....	20
2.5. Прогнозирование отложения неорганических солей.....	22
2.5.1. Прогнозирование солеотложений.....	22
2.5.2. Прогнозирования отложения карбоната кальция.....	23
2.5.3. Расчёт возможности выпадения карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа»	25
2.6. Решение проблемы солеотложения	27
2.6.1. Предупреждение – как метод борьбы с солеотложением ..	27
2.6.2. Удаление – как метод борьбы с солеотложением	34
2.7. Анализ эффективности методов борьбы с солеотложением на Приразломном месторождении	35
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	42
3.1. База сравнения и метод расчета эффективности	42
3.2. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта	43
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
4.1. Анализ вредных производственных факторов	58
4.2. Анализ опасных производственных факторов	60
4.3. Экологическая безопасность	62

4.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях	64
4.5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	69

Введение

Процесс нефтедобычи так или иначе сопровождается отложением осадков различных веществ. В свою очередь они накапливаются на стенках скважин, эксплуатационных труб, в различном оборудовании (насосы, насосные агрегаты). Вся система сбора и подготовки нефтепродуктов подвержена влиянию данного процесса (выпадение твёрдой фазы). Преобладание различных солей в остатках осложняет добычу, к примеру, порча коммуникационных объектов, систем сбора неизбежно приводит к дополнительным экономическим затратам, причём суммарно по некоторым странам эти убытки приближаются к отметке в 1 млрд. долларов.

При этом, не секрет, что вода есть главный источник выделения солей. Она присутствует на всех этапах нефтедобычи: добывается вместе с нефтью, идёт по водонапорным линиям, участвует в этапах очистки фракций нефти от примесей и т.д. Известно, что 90% флюида добывается при использовании искусственного заводнения, которое базируется на потреблении огромного количества воды.

Желание недропользователя увеличивать добычу флюида способствует увеличению «проблемного» фонда. Ежегодно растёт процент скважин, на которых происходит процесс солеотложения.

Современные технологии борьбы с солями позволяют адекватно реагировать на рост солевого фонда, при этом остаётся необходимость увеличения технологического и экономического эффектов проводимых мероприятий.

Как вывод, солеотложения являются неотъемлемой частью современной нефтедобычи, а актуальность решения данного вопроса не ставится под сомнение.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Сведения изъяты в связи с конфиденциальностью информации

2. СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ – КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ

2.1. Общие сведения о процессе солеотложения

Разработка месторождений на поздних стадиях как правило сопровождается высокой обводнённостью продукции. Причина – большое количество попутных вод, добываемых со скважин. Перенасыщение этих вод неорганическими солями даёт возможность протекать процессу – солеотложение.

Солеотложение – достаточно сложный и многофакторный процесс, который главным образом заключается в выпадении из раствора химического осадка в виде солей. Интенсивность солеотложения соизмерима с интенсификацией добычи: с ростом депрессии условия для протекания процесса становятся более благоприятными.

Выпадение солей может происходить при условии изменения термобарической обстановки, приводящей к нарушению химического равновесия на любом этапе добычи углеводородного сырья, в любом месте нефтепромысловых систем: на стволе скважины по всей её глубине, глубинном оборудовании, наземных коллекторах, трубопроводах систем ППД, трубах паровых котлов, гидротермальных системах и т.д., и при всех способах эксплуатации нефтяных скважин – фонтанном, газлифтном, насосном [5].



Рисунок 2.1 - Отложение солей на ступенях ЭЦН

Итог, осадки неорганических солей вызывают значительное снижение добычи нефти: из-за «засоления» уменьшается внутренний диаметр НКТ, что приводит к снижению пропускной способности труб; из строя выходит ГНО и измерительное оборудование; происходит интенсификация коррозионных

процессов на всех трубопроводных системах либо под самими солеотложениями, либо в местах, где они отслаиваются [3].

2.2. Типы неорганических солеотложений

Существуют три наиболее часто встречаемые формы солеотложений в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, при этом все они представляют собой неорганические кристаллические образования:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические отложения. В большинстве своём эти отложения представлены пятимиллиметровыми сравнительно однородными кристаллами, в которых равномерно присутствуют включения твёрдых углеводородов. При этом, отдельные слои в поперечном сечении невозможно выделить. Иногда, можно встретить накипеобразный характер солеотложения.

2. Плотные отложения с преобладанием кристаллов гипса с размерами 5-12 мм, в которых имеются включения твёрдые и жидкие углеводороды. Поперечный срез образца представлен мелкозернистым слоем трёх-/пятимиллиметровой толщиной в пристенной части, затем можно проследить среднекристаллический слой призматического или игольчатого строения, с преобладанием кристаллов длиной 15-18мм. В наружном слое пространство между крупными и средними кристаллами заполнено более мелкими по размеру.

3. Отложения представлены каркасом из крупных игольчатых кристаллов гипса длиной 12-25 мм, пространство между которыми заполнено более мелкими кристаллами солей и углеводородных соединений. У поверхности оборудования образован самый плотный слой, при этом по мере удаления от стенки растёт доля крупных кристаллов. Также возможны случаи, когда отложения гипса в НКТ представлены рассредоточенными кристаллами длиной 20-27мм с включениями у основания кристаллов малых размеров [4].

С химической точки зрения в зависимости от присутствия в водной фазе продукции скважин тех или иных катионов и анионов образуются следующие труднорастворимые соединения:

- 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).
- FeS - сульфид железа.

Из-за присутствия кальция в осадочных породах-коллекторах распространёнными отложениями солей являются сульфаты и карбонаты кальция. Наиболее часто встречающиеся коллекторы для залежей нефти и газа – карбонатные породы очень хорошо растворяются в воде, при условии содержания CO_2 . При растворении данных пород образуется большое количество ионов Ca^{2+} и HCO_3^- , которые образуют бикарбонат кальция – $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$.

Также, при определённых условиях возможно образование кристаллов гипса: одна молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды образуя гипсовые отложения – $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ [1].

При разработке пластов девона или нижнего карбона происходит образование гипсовых отложений. Если по трубам движется вода, перенасыщенная карбонатом кальция, то вид отложений – сплошной, и в этом случае отложения представляют собой карбоната кальция: твердый и прочно прикрепленный к стенкам .

В виде примесей в составе отложений могут присутствовать до 0,5 – 4,5 % окислов железа и до 0,5 – 3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины и коррозией оборудования.

Хлориды являются основной составляющей химического состава подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. В присутствии хлористых солей повышается растворимость малорастворимых

соединений, например, карбонатов и сульфатов кальция, из-за хорошей растворимости самих хлоридов [2].

2.3. Факторы и причины образования солей

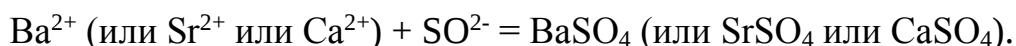
2.3.1. Основные причины солеобразования

Основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Конкретно можно выделить следующие причины выпадения солей в осадок:

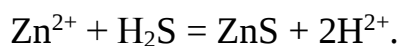
1. Изменение термобарических условий для минерализованных вод. К примеру, для карбонатных солей характерно существенное уменьшение растворимости при увеличении температуры:



2. Смешение двух вод разного состава: пластовые и закачиваемые воды имеют свою гамму химических веществ, так, например, пластовые, за счёт вымывания катионов из пород-коллекторов имеют большое содержание ионов кальция, бария, стронция и т.д.), а в закачиваемых водах имеет место высокое содержание сульфатов. Как следствие, происходит выпадение солей сульфатов, в частности сульфаты вышеперечисленных катионов металлов.



К числу других солей, выпадающих при смешении несовместимых сред, относятся сульфиды (когда серосодержащий газ смешивается с железом, цинком или свинцом, входящими в состав пластовых вод), такие как сфалерит:



3. В газовых скважинах, где давления и температура достаточно высоки, возможно испарение части минерализованной воды, при этом концентрация солей растёт до уровня предела растворимости, после чего происходит выпадение осадка. Поток газа может смешиваться с минерализованной водой, и это приводит к выпадению хлористых солей, например – галита (NaCl).

Соответственно, процесс солеотложения протекает в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии газовой фазы, различных механических примесей и жидких флюидов. Все эти компоненты влияют на характер протекания процесса, свойства и тип осадков [3].

2.3.2. Влияние природных факторов на солеобразование в добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений

В случае образования карбонатных отложений можно выделить большое количество факторов, от которых будут зависеть условия и причины протекания данного процесса.

Наиболее распространённым карбонатом в нефтяной практике считается кальцит (CaCO_3). При низких температурах растворимость кальцита в воде незначительна, при этом с повышением температуры она сильно уменьшается, что само по себе интенсифицирует выпадение осадка (рисунок 2.2).

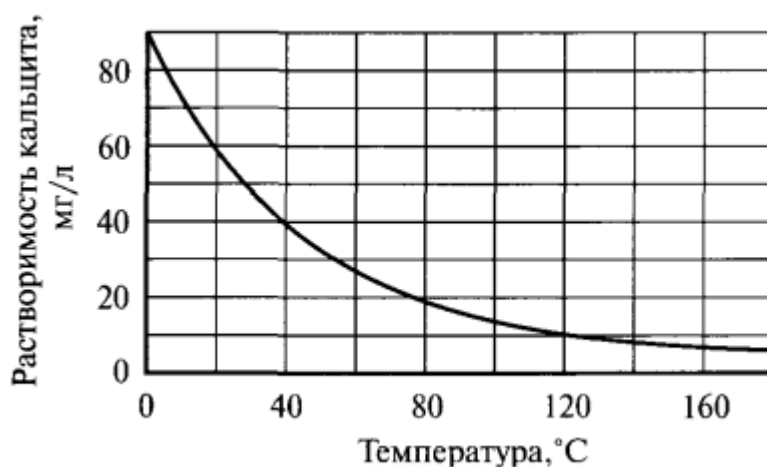


Рисунок 2.2 – Растворимость карбоната кальция в воде в зависимости от температуры при давлении в поверхностных условиях

На растворимость карбоната кальция в воде так же оказывает присутствие в ней диоксида углерода (CO_2). В такой воде растворение кальцита происходит по следующей реакции:



При этом, полученный бикарбонат кальция ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$) хорошо удаляется.

При увеличении парциального давления диоксида углерода существенно возрастает растворимость кальцита в воде (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Растворимость кальцита в воде в зависимости от парциального давления диоксида углерода при температуре 25 °С

Соответственно, наибольшая интенсификация выпадения карбонатов наблюдается в условиях наибольшего снижения давления.

На растворимость карбонатных солей значительное влияние оказывает pH среды. Известно, что в наибольшая растворимость кальцита наблюдается в кислой среде, и по мере увеличения щелочности раствора вероятность выпадения карбонатов увеличивается. Это связано с зависимостью растворения диоксида углерода от водородного показателя среды: растворимость CO_2 в кислой среде больше, чем в щелочной.

На растворимость карбонатов также оказывают влияние растворы хлористого натрия, содержащиеся в пластовых водах многих нефтяных месторождений. Исследования показали, что существует экстремальная зависимость между концентрацией раствора NaCl и растворимостью кальцита (при концентрации около 120 г/л достигается максимальное значение растворимости).

При добыче нефти в карбонатных породах также происходит выделение карбоната магния ($MgCO_3$). Известна следующая зависимость: при снижении растворимости карбоната магния будет в равной степени происходить и снижение растворимости карбоната кальция, при этом первым выпадет в осадок карбонат кальция [1].

2.3.3. Влияние технологических факторов на солеобразование в добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений

Технология эксплуатации и разработки залежей влияет на интенсивность отложения солей, наряду с влиянием природных факторов.

Для выделения и оценки технологических факторов была создана и проанализирована модель осадкообразования сульфата кальция, позволившая в итоге выделить три основные группы факторов, которые определяют кинетику этих отложений в скважине.

Наиболее многочисленная первая группа факторов характеризует свойства пластовой системы в процессе закачки воды. При этом, внутрипластовые процессы, оказывающие влияние на образование солей, в частности сульфата кальция, отражает степень насыщенности карбоната кальция вод (X_{CaCO_4}).

Во вторую группу выделены факторы, связанные с технологическими особенностями системы разработки залежи. К примеру, параметр Δp , показывающий разность между давлением насыщения нефти газом и забойным давлением, определяет момент перехода режима эксплуатации на естественный режим истощения (растворённого газа), что приводит к нарушению термодинамического равновесия, и как следствие, интенсификации процессов солеобразования.

Факторы, определяющие технические условия подъёма жидкости по стволу скважины выделены в третью группу. Величина v , показывающая пропускную способность НКТ и величина V , показывающая глубину спуска НКТ в скважину были приурочены к данной группе технических условий.

Соответственно, можно сделать вывод о том, что уменьшение объёма колонны от забоя до приёма фонтанных труб и увеличение скорости течения жидкости по ним могут стать отличными техническими средствами профилактики выпадения солей. При этом, решение видится в спуске забойных хвостовиков [1].

Увеличить скорость фильтрации потоков жидкости в НКТ можно за счёт применения высокопроизводительных активных систем воздействия [8].

2.4. Механизмы формирования солеотложений

Совокупность процессов, протекание которых приводит к накоплению твёрдой фазы на поверхности объектов нефтяной инфраструктуры называют механизмом образования солеотложений. Считается, что условия для образования определены чётко: процесс протекает при изменении термобарических условий, сдвига водородного показателя среды, при наличии сторонней газовой фазы, при контакте с несовместимыми жидкостями; при этом, солеобразование порой не протекает даже в сильно перенасыщенных пластовых водах, значит формирование солевого осадка не происходит при наличии лишь данных условий. Исследования показали, что образование солеотложений – это процесс кристаллизации солей из перенасыщенных попутно добываемых вод. И ярким доказательством этого утверждения служит наличие всех солей выраженной кристаллической структуры, а условия протекания процесса находят отражение в структуре и свойствах солеотложений.

Возможность образовывать твёрдую фазу связана с состоянием, в котором пребывает раствор. Первоначально, он перенасыщен, при этом отличается от насыщенного лишь нестабильностью и наличием индукционного периода кристаллизации, в течении которого раствор остаётся однофазным. Затем, при достижении необходимого количества твёрдой фазы раствор переходит в метастабильное состояние, при котором бесконечно малые внутренние возмущения становятся ощутимы, и как следствие, происходит мгновенное самопроизвольное зарождение кристаллов солей.

Существует две зоны в области метастабильного раствора. В первой зоне, процесс кристаллизации проходит на границе раздела фаз, по причине не достаточного превалирования концентрации солей над пределом растворимости. Во второй зоне, из-за стремительного приближения концентрации солей к предельному, возможно самопроизвольное зарождение кристаллов по гомогенному механизму, спустя определённый промежуток индукционного времени.

Соответственно, для того чтобы солевой осадок «вырос» из раствора, необходимо наличие определённых участков, в которых будет происходить процесс образования зародышей (новая фаза). Сами зародыши могут вырастать до макроскопических кристаллов, становясь тем самым центрами кристаллизации.

Образовываться зародыши могут по двум механизмам, именуемым гомогенной и гетерогенной нуклеацией (рисунок 2.4).

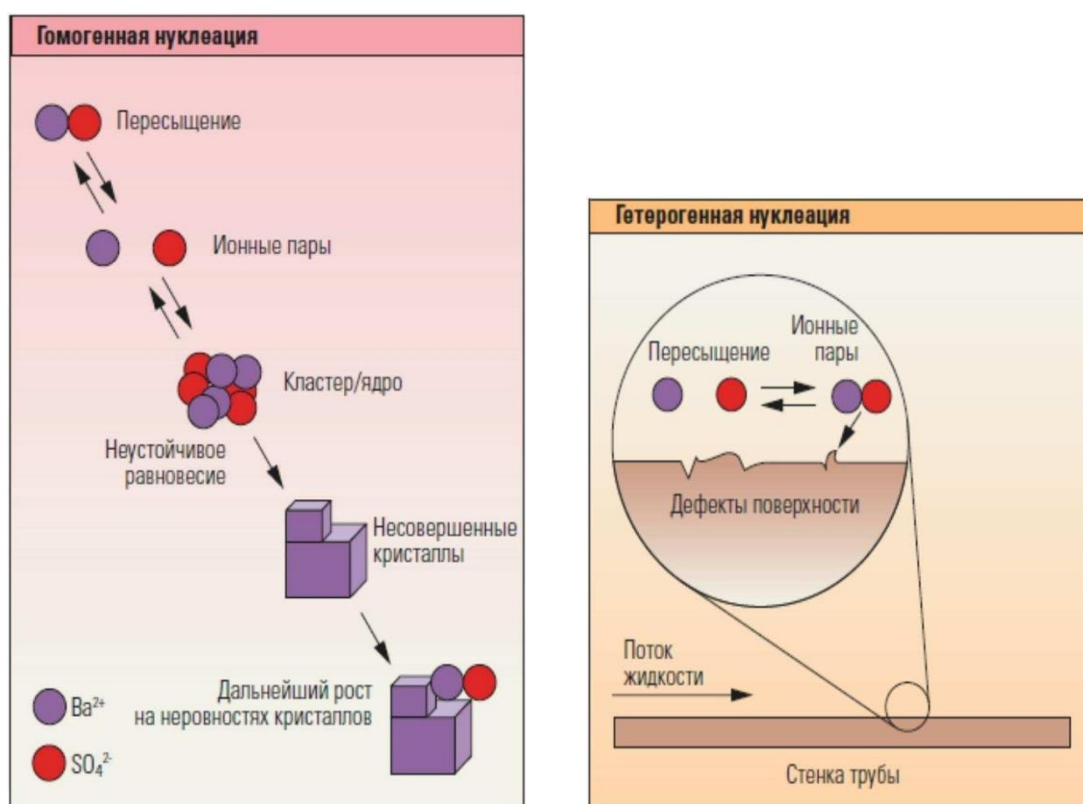


Рисунок 2.4 – Процессы нуклеации

В первом случае появление зародышей происходит самопроизвольно в виде образования нестабильных кластеров, которые в свою очередь образуют

маленькие кристаллы-зародыши. Кристаллы продолжают расти за счёт адсорбции ионов на дефектах поверхности. При достижении критического размера кристаллы будут продолжать свой рост, а малые растворятся, катализируя процесс образования новых центров кристаллизации и солевых осадков.

Второй механизм зарождения кристаллов связан с наличием раздела фаз. Механические примеси, дефекты поверхности могут стать центрами гетерогенного зародышеобразования. Данный механизм имеет преимущество над гомогенным: работа, затрачиваемая на образование частиц новой фазы при гетерогенном механизме меньше чем при гомогенном. Процесс роста кристаллов при этом протекает так же как при гомогенной нуклеации [1].

2.5. Прогнозирование отложения неорганических солей

2.5.1. Прогнозирование солеотложений

Решение проблемы идентификации местоположения и состава солеотложений является ключом к эффективному проведению мероприятий по их предупреждению и удалению, а также защите скважины и нефтяного оборудования. Нефтепромысловый опыт говорит нам о том, что с точки зрения достижения максимального экономического эффекта следует прогнозировать солеотложение, с целью предупредить его, нежели непосредственно тратить деньги на борьбу с ним.

В большинстве случаев, прогноз осуществляют, используя различные методики прогнозирования отложения тех или иных солей. Соответственно, каждая методика имеет свою специфику и конкретные приёмы прогнозирования, которые зависят от:

- типа солеотложений;
- места образования солей;
- технологического режима разработки

Для подсчёта по определённой методике необходима соответствующая априорная информация о:

- свойства пластовой и закачиваемой вод (содержание неустойчивых газовых компонентов таких как CO_2 и H_2S , показатель pH);
- свойства и составе пород-коллекторов;
- начальные и текущие термобарические условия;
- состав и давление насыщения растворённого газа;
- технологические показатели работы пласта и скважин

2.5.2. Прогнозирования отложения карбоната кальция

Выпадение осадка карбоната кальция (CaCO_3) прогнозируется исходя из учёта факторов, причин и условий протекания процесса. Образованию твёрдого осадка могут способствовать:

- смешение несовместимых вод;
- разложение HCO_3^- из-за изменения физико-химических условий;
- уменьшение растворимости карбоната кальция, в случае снижения минерализации попутно добываемых вод и уменьшения парциального давления диоксида углерода

Как известно, растворимость карбоната кальция зависит от содержания в воде CO_2 , находящимся в определённых количественных соотношениях с ионами HCO_3^- и CO_3^{2-} .

Так как определение содержания двуокиси углерода в высокоминерализованных водах достаточно сложная задача, приходится выискивать методики, способные определять количественные соотношения между исходными ионами, используя априорные данные системы: например, концентрация ионов водорода позволяет определить данные соотношения, так как является характеристикой условий равновесия между различными фазами.

На этом основан прогноз выпадения карбоната кальция: сравнивают фактическое pH воды с расчётным значением pH_s при насыщении данной воды карбонатом кальция, при этом показателями солеотложения обычно становятся «индекс насыщения» - JS и «индекс стабильности» - JS_t .

В данном случае, используется выражение $JS = pH - pH_s$. В случае положительного значения индекса JS вода обладает тенденцией к осадкообразованию. Данный индекс позволяет дать качественную оценку склонности воды к осадкообразованию.

Качественно оценить солеотложение позволяет индекс стабильности, который определяется по формуле: $JS_t = 2pH_s - pH$. В зависимости от того, в каких пределах находится значение индекса, определяется способность воды к солеобразованию:

- $JS_t > 8,7$ – очень агрессивная, карбонат не образуется;
- $8,7 > JS_t > 6,9$ – среднеагрессивная;
- $6,9 > JS_t > 6,4$ – стабильная;
- $6,4 > JS_t > 3,7$ – выделяет карбонат кальция
- $3,7 > JS_t$ – сильно перенасыщена карбонатом, выделяет осадок

В условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции определить преимущественно выпадающие осадки позволят эмпирико-статические данные и Схематическая карта прогноза солеотложения (рисунок 2.5).

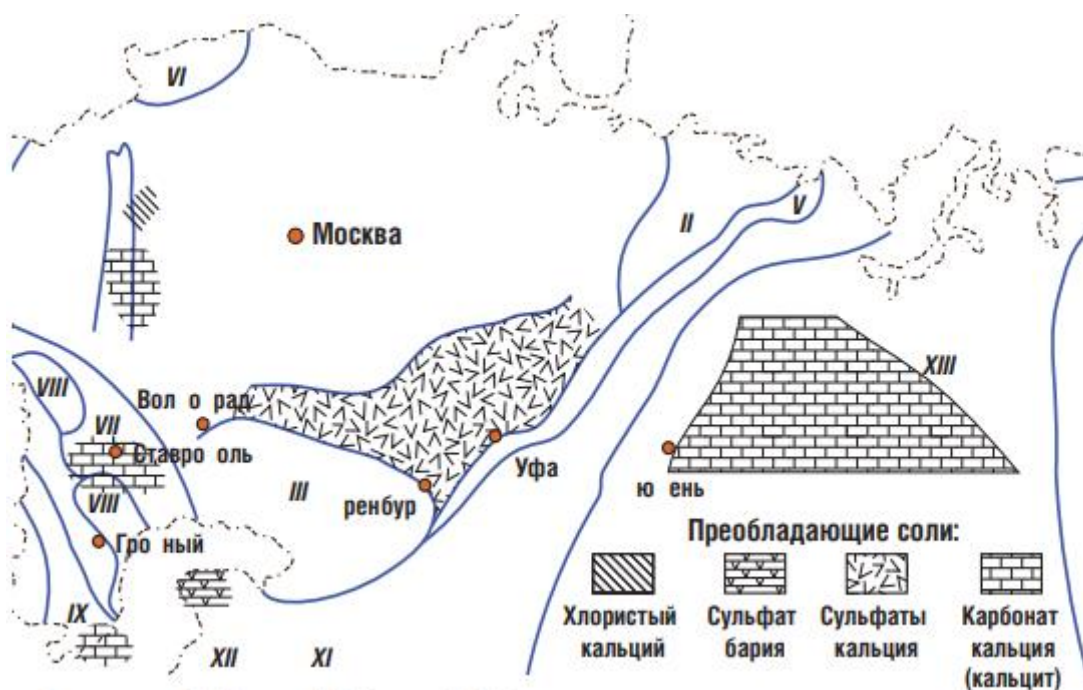


Рисунок 2.5 – Схематическая карта прогноза солеотложений нефтедобывающих стран бывшего СССР

На схематической карте мы видим, что основными солеотложениями Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются карбонаты кальция. Также, это подтверждается опытными данными разработки Приразломного месторождения.

Таким образом, мы будем проводить прогноз солеотложений карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа» [3].

2.5.3. Расчёт возможности выпадения карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа»

Исходные данные по химическому составу пластовых вод и термобарическим условиям были взяты с Приразломного месторождения (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Химический состав пластовых вод

Ионы	Содержание ионов	
	мг-экв/л	моль
Ca^{2+}	4,5	0,0022
Mg^{2+}	1,4	-
$\text{Na}^+ \text{K}^+$	256,4	-
Cl^-	239,9	-
SO_4^{2-}	0,8	-
HCO_3^-	21,8	0,0217
Температура	90 °C	
pH	7,3	

По результатам анализа химического состава воды определяют ионную силу раствора (μ), пренебрегая вкладом K^+ , SO_4^{2-} , H^+ :

$$\mu = \frac{\Sigma C_1 + 2\Sigma C_2 + 3\Sigma C_3}{2 \times 1000} \quad (1)$$

где ΣC_1 , ΣC_2 , ΣC_3 – сумма концентрации одно-, двух-, и трёхвалентных ионов.

$$\mu = \frac{(239,9 + 256,4 + 21,8) + 2 \times (4,5 + 1,4 + 0,8)}{2 \times 1000} = 0,26575 \text{ моль/л}$$

Используя уравнение Дебая-Гюккеля (2) и полученное значение ионной силы раствора рассчитываем коэффициенты активности индивидуальных ионов:

$$\lg f_{Ca} = - \frac{A_D \times z_i^2 \times \sqrt{\mu}}{1 + d_i \times B_D \times \sqrt{\mu}} \quad (2)$$

где A_D и B_D – константы, характеризующие растворимость при определённых термобарических условиях;

Для $t = 90^\circ\text{C}$ константы равны

$$A_D = 0,592$$

$$B_D = 0,3456$$

z_i – заряд i -го иона;

d_i – эффективный диаметр i -го иона.

$$\lg f_{Ca^{2+}} = - \frac{0,592 \times 2^2 \times \sqrt{0,2658}}{1 + 6 \times 0,3456 \times \sqrt{0,2658}} = -0,59002$$

$$\lg f_{HCO_3^-} = - \frac{0,592 \times 1 \times \sqrt{0,2658}}{1 + 4 \times 0,3465 \times \sqrt{0,2658}} = -0,17819$$

$$f_{Ca^{2+}} = 0,554317$$

$$f_{HCO_3^-} = 0,83678$$

Рассчитаем активность каждого иона:

$$a_i = C_i \times f_i \quad (3)$$

$$a_{Ca^{2+}} = 0,002253 \times 0,554317 = 0,001249$$

$$a_{HCO_3^-} = 0,002175 \times 0,83678 = 0,018201$$

$$pa_i = -lga_i \quad (4)$$

$$pa_{Ca^{2+}} = 2,90$$

$$pa_{HCO_3^-} = 1,74$$

Рассчитаем pK_2 и pPP_{CaCO_3} при $t = 90^\circ C$ по следующим эмпирическим законам:

$$lgK_2 = -10,330 + 2,70 \times \left(1 - \frac{298,2}{t+273,2}\right) \quad (5)$$

$$lgPP_{CaCO_3} = -8,482 + 2,60 \times \left(1 - \frac{298,2}{t+273,2}\right) \quad (6)$$

$$lgK_2 = -10,330 + 2,70 \times \left(1 - \frac{298,2}{90 + 273,2}\right) = -9,85$$

$$lgPP_{CaCO_3} = -8,482 + 2,60 \times \left(1 - \frac{298,2}{90 + 273,2}\right) = -8,95$$

Рассчитываем значение pH_s :

$$pH_s = pK_2 - pPP_{CaCO_3} + pa_{Ca^{2+}} + pa_{HCO_3^-} \quad (7)$$

$$pH_s = 9,85 - 8,95 + 2,90 + 1,74 = 5,54$$

Находим значение индекса Ланжелье:

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s \quad (8)$$

$$SI_{CaCO_3} = 7,3 - 5,54 = 1,76$$

Следовательно, процесс образования солей при данных термобарических условиях в попутно добываемых водах возможно, так как значение индекса Ланжелье больше нуля. При этом данные термобарические условия свойственны таким зонам как ПЗП, ГНО [3].

2.6. Решение проблемы солеотложения

2.6.1. Предупреждение – как метод борьбы с солеотложением

Все технологии борьбы с солеотложениями можно разделить на две группы. Первая – технологии, направленные на предупреждение выпадения

солей в осадок. Вторая группа технологий направлена непосредственно на борьбу с уже отложившимися твёрдыми осадками [9].

Преимущество отдаётся технологиям, направленным на предупреждения выпадения солей, так как они доказали свою экономическую состоятельность на нефтепромыслах: затраты на удаление выше затрат на предупреждение [4].

На практике существует четыре метода предупреждения солеобразования (рисунок):

- технологические (подбор вод для заводнения совместимых с пластовым; изоляционные работы по ограничению притока воды в скважину; регулирование профиля приемистости в нагнетательных скважинах и т.д.)
- физические (обработка добываемой жидкости физическими полями: акустическим, магнитным, электрическим и т.д.)
- химические (применение ингибиторов с различным способом их подачи в скважину)
- комбинированные (сочетания вышеперечисленных методов)



Рисунок 2.6 – Методы предупреждения солей

Рассмотрим технологические методы более подробно:

1. Изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования: заключается в подборе такого ГНО и условий его работы (другой тип ЭЦН, глубина спуска) при котором будет происходить изменение термобарических условий, в сторону сохранения добываемых жидкостей в состоянии, при котором отложение солей происходить не будет. Зачастую, это достигается уменьшением производительности УЭЦН, и как следствие, приводит к снижению производительности скважины.

2. Метод турбулизации потоков: основан на увеличении скорости фильтрационных потоков в скважине, которые создают неблагоприятную обстановку для процесса зародышеобразования кристаллов солей, так как перенасыщенный раствор быстро движется по стволу и микрокристаллы не успевают осаждаться на поверхностях фаз. При данном методе результат не может быть гарантирован.

3. Подбор и подготовка рабочего реагента для ПЗД: в закачиваемые воды добавляется агент, способный удалять солеобразующий ион, сам же агент совместим с пластовыми и попутно добываемыми водами. Данный метод имеет высокую эффективность, поскольку защищает большую часть системы «пласт – ПЗП – скважина – система нефтесбора». При этом данный метод достаточно сложен в реализации.

4. Ограничение водопритокков скважины: ограничивается поступление воды в скважину путём проведения изоляционных работ в ПЗП и на конструкции скважины. Для этого применяют различные водоизолирующие составы. Как правило, метод сопряжён со значительными тратами на его реализацию.

5. Защитные покрытия и детали из специальных материалов: принцип данной технологии основан на защите рабочих поверхностей посредством создания на них защитных покрытий, которые инертны по отношению к солям. В качестве таких покрытий используют стекло,

лаки, эмали, полимерные составы и пластики. Технология эксплуатации внутрискважинного оборудования в условиях использования защитных покрытий не усложняется. При этом сам метод сложен в реализации, поскольку покрытия, зачастую, имеют высокую стоимость и недолговечность. Также есть сложность в осуществлении данной технологии: нанесение покрытий на оборудования достаточно трудоёмкое мероприятие. И эту проблему можно решить путём изготовления рабочих органов оборудования из полимерных материалов. При этом, решается не только проблема с солеотложением, но и повышается коррозионная стойкость данной части оборудования.

Существуют следующие физические методы борьбы с солеотложением:

1. Магнитная обработка: при воздействии магнитным полем на минерализованные растворы, растворённые соли в их составе меняют свою структуру, из-за чего предупреждается образование твёрдых отложений и происходит их вынос в виде мелкодисперсного кристаллического шлама. Простота конструкции не позволяет нивелировать все недостатки метода: обработка продукции магнитным полем осуществляется до начала кристаллизации солей, соответственно применимость данной технологии имеет малый спектр, а обработать призабойную зону пласта не получится вовсе.

2. Воздействие на продукцию акустическим полем: метод основан предполагает предупреждение образования центров кристаллизации, посредством обработки раствора акустическими колебаниями. Данным методом можно добиться снижения солеобразования на поверхности оборудования, при этом не исключается образование солей непосредственно в растворе. Ряд конструктивных особенностей метода позволяет назвать его сложным.

Наиболее широкое распространение в нефтепромысловой практике получили химические методы предупреждения солеобразования. Суть метода заключается в использовании различных ингибиторов и реагентов.

Систематизация ингибиторов по различным параметрам достаточно сложная задача. Применительно к нефтедобыче существует следующая классификация (рисунок 2.7):

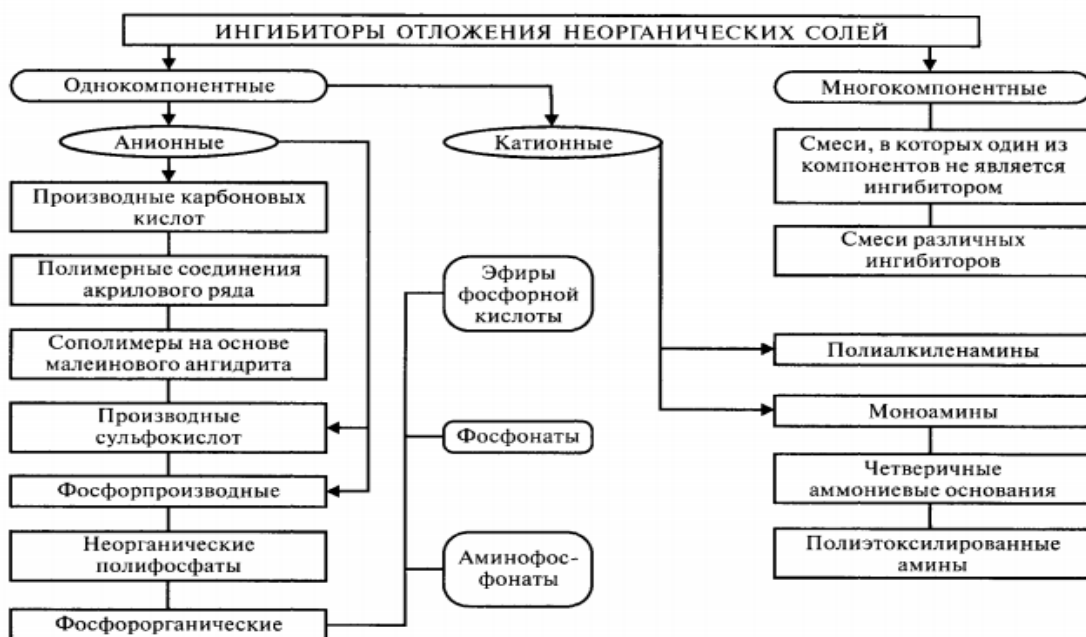


Рисунок 2.7 – Классификация ингибиторов отложения неорганических солей

По механизму действия выделяют три группы ингибиторов [1]:

1. Хелаты – вещества, которые связывают ионы металлов в растворе, не позволяя им реагировать с анионами с образованием труднорастворимых солей.
2. Ингибиторы «порогового» действия – вещества, позволяющие предупреждать появление центров кристаллизации в растворе.
3. Кристаллоразрушающие ингибиторы – вещества, при добавлении в раствор которых происходит изменении модификации кристаллов и предотвращается их рост.

В зависимости от объекта подбираются следующие методы доставки ингибитора:

- для скважины: дозирование с помощью устьевых дозаторов в затрубное пространство дозатором типа УДЭ; дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру; периодическая закачка реагентов в затрубное пространство с помощью агрегатов; применение погружных скважинных контейнеров с реагентами.

- для пласта: задавка в пласт добывающих скважин; закачка в нагнетательные скважины через систему ППД; введение ингибиторов с пропантом при ГРП; введение ингибиторов с жидкостью гидроразрыва при ГРП; совмещение кислотной обработки с введением ингибитора; введение ингибитора с жидкостью глушения.

Описание наиболее часто реализовываемых технологий [9]:

1. Задавка ингибитора в пласт по технологии Squeeze: суть технологии заключается в задавливании пачки реагентов в призабойную зону пласта, с целью предупреждения выпадения солей на участке «пласт – ПЗП – насосное оборудование – НКТ – наземное оборудование». При малой интенсивности работы скважины процесс ингибирования будет иметь долгосрочный характер.
2. Задавка по технологии ScalMAT: метод заключается в совместном введении ингибиторов и реагентов для проведения кислотной обработки. Схематически технология представлена на рисунке 2.8.

Задавка ингибиторов солеотложения в пласт по технологии ScalMAT

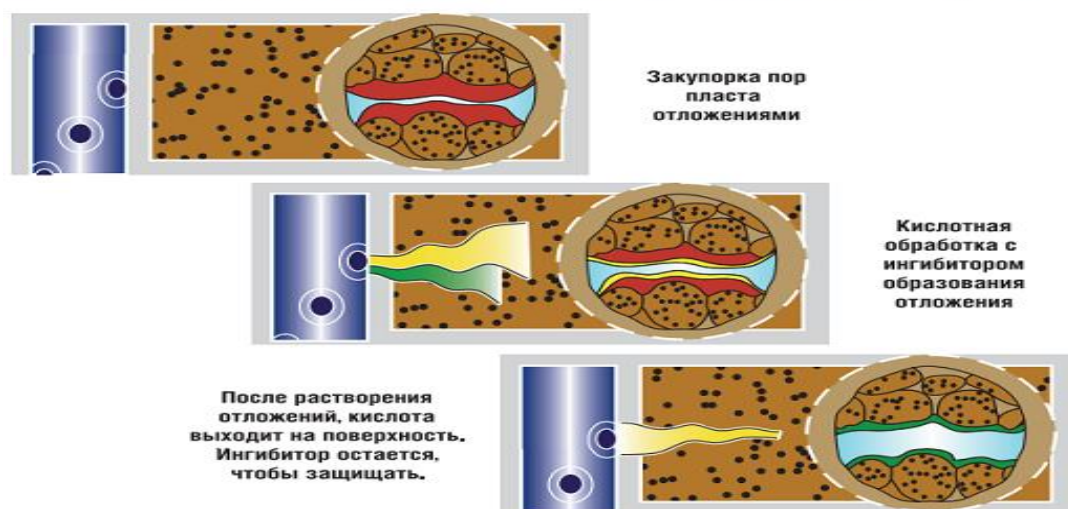
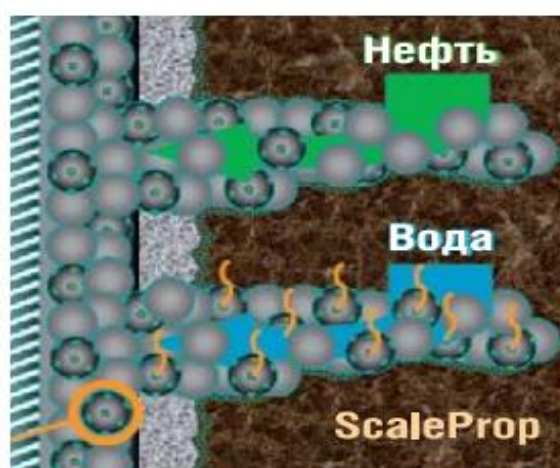


Рисунок 2.8 – Технология задавки ингибитора ScalMAT

3. Введение ингибитора с жидкостью разрыва (ScalFrac) или проппантом (ScaleProp) при проведении ГРП: при реализации данного метода обширная область ПЗП подвергается защите на продолжительный период. Схематически технология представлена на рисунках 2.9, 2.10:

Технология ScaleProp — введение ингибитора с проппантом при ГРП



Виды технологий:

- С ингибитором в пористом проппанте
- С проппантом в оболочке ингибитора

Рисунок 2.9 – Технология ScaleProp

Технология ScalFrac — введение ингибитора с жидкостью гидроразрыва при ГРП



Рисунок 2.10 – Технология ScalFrac

2.6.2. Удаление – как метод борьбы с солеотложением

Существуют различные технологии, по которым производят удаление солеотложений. При этом выбор метода удаления зависит от типа отложения и зоны в которой это отложение происходит (рисунок 2.11):

Методы удаления неорганических солей



Рисунок 2.11 – Методы удаления солеотложений

При реализации механических методов борьбы с солеотложением проводят очистки скважин, при этом борьба с мощными солевыми пробками состоит в их разбуривании, также от них избавляются с помощью расширителей и скребков. Интервал перфорации очистить данным методом не представляется возможным, более того, сам метод является дорогостоящим. Поэтому в настоящее время предпочтение отдают химическим методам удаления солей.

Химический метод удаления солей основан на использовании растворителей. Растворители солеотложений представляют собой смеси органических и неорганических кислот (муравьиная, лимонная, щавелевая, фосфорная и др.), к которым добавлены ПАВ и ингибиторы кислотной коррозии (обычно катапины). Типичный расход растворителей солеотложений – 1 кг на 180–260 г солеотложений. Динамика растворения солеотложений зависит от их плотности, химического состава и кристаллической структуры, температуры и условий проведения обработки: скорость растворения увеличивается при создании в системе циркуляции реагента. Скорость реакции растворителей с

отложениями повышается с увеличением температуры; оптимальная температура применения растворителей 50–60 °С.

2.7. Анализ эффективности методов борьбы с солеотложением на Приразломном месторождении

Методика прогнозирования выпадения солей, позволила выявить актуальность проблемы солеотложения на Приразломном месторождении. Соответственно, существует необходимость применения различных методов борьбы с данным явлением.

Выработка мероприятий по предотвращению выпадения солей основывается на анализе «солевого» механизированного фонда (рисунок). Более семи процентов скважин можно отнести к солеобразующим, более того, исследования отказов УЭЦН связанных с механическими примесями показали, что в этих примесях имеется существенное содержание солей (более 50%). Данный аспект даёт возможность утверждать, что проблеме выпадения солей подвержен существенный процент эксплуатационного фонда Приразломного месторождения.

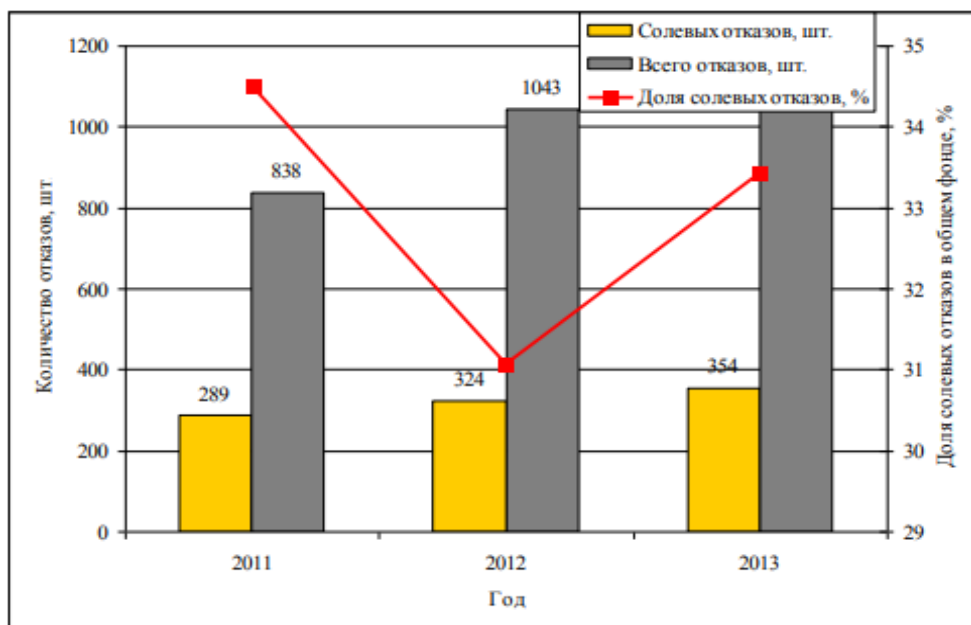


Рисунок 2.12 - Динамика солевых отказов в скважинах месторождения

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

В соответствии с опытом внедрения в ООО «РН-Юганскнефтегаз» технологий предупреждения солеотложения, матрица применения которых приведена в табл. 2, для скважин Приразломного месторождения с повышенным содержанием ионов Ca^{2+} в водной фазе в качестве основных технологий предупреждения солеотложения рекомендованы задавка ингибитора в пласт и постоянное дозирование через УДЭ.

Таблица 2.2 – Матрица технологий

Технология	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Зона защиты	Увеличение СНО, раз	Защита в период вывода скважины на режим из глушения	Риски
Периодические обработки	0 – 100 (при условии соблюдения неполного выноса воды)	–	Прием насоса и выше	1,2	Нет	Повышенный и нестабильный расход реагента, низкая успешность
Постоянное дозирование через УДЭ	1 – 300	5 – 100	Прием насоса и выше	1,9	Недостаточно эффективная	Затраты на дополнительное оборудование, коррозия НКТ, кабеля, обсадной колонны
Применение погружных скважинных контейнеров	≤100	20 – 80	ПЭД и выше	1,4	Недостаточно эффективная	Ограниченный срок службы контейнера, замена только при текущем ремонте, прихват контейнера
Размещение капсулированных реагентов на забое	≤200	15 – 90	Забой и выше	2,9	Есть	Увеличение длительности ремонта скважины, пересыпание механическими примесями, необходимость наличия чистого зумпфа
Задавка ингибитора в пласт	Не имеет значения	5 - 100	Призабойная зона пласта (ПЗП) и выше	3 – 7 (в зависимости от марки ингибитора)	Есть	Обработка только при проведении ремонтных работ, увеличение продолжительности ремонта, риск ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта

В настоящее время для защиты погружного насосного оборудования от солеотложения на месторождении наиболее широко применяется технология постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины наземным дозатором УДЭ. Данная технология используется на 83 осложненных скважинах месторождения. Широко применяется технология мини- и большеобъемных заливок ингибиторов солеотложения в ПЗП (более 200 шт. в год) [9].

Применение технологии постоянного дозирования на осложненных скважинах позволяет увеличить среднюю наработку на отказ (СНО) ЭЦН в два и более раз [6].

Для того чтобы дальше прогрессировать в борьбе с отложением карбоната кальция, необходимо было продолжать проводить исследования, связанные с выпадением твёрдой фазы.

При высоких пластовых давлениях появляется необходимость использовать тяжёлых жидкостей глушения (ТЖГ). Как показал опыт, их внедрение существенно увеличило концентрацию ионов Ca^{2+} в попутно добываемой воде, что в свою очередь интенсифицировало процессы выпадения солей в скважинах. В данных условиях технологии постоянного дозирования ингибитора теряют свою эффективность, что было продемонстрировано в условиях разработки Приобского месторождения (рисунки 2.13, 2.14).

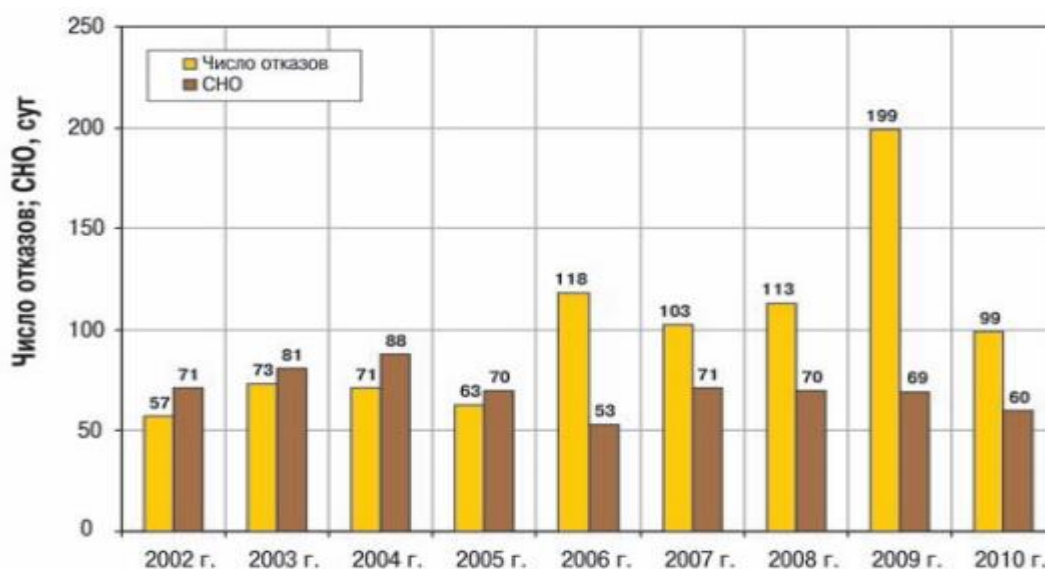


Рисунок 2.13 – Динамика числа отказов из-за солеотложения и СНО ЭЦН по скважинам Приобского месторождения

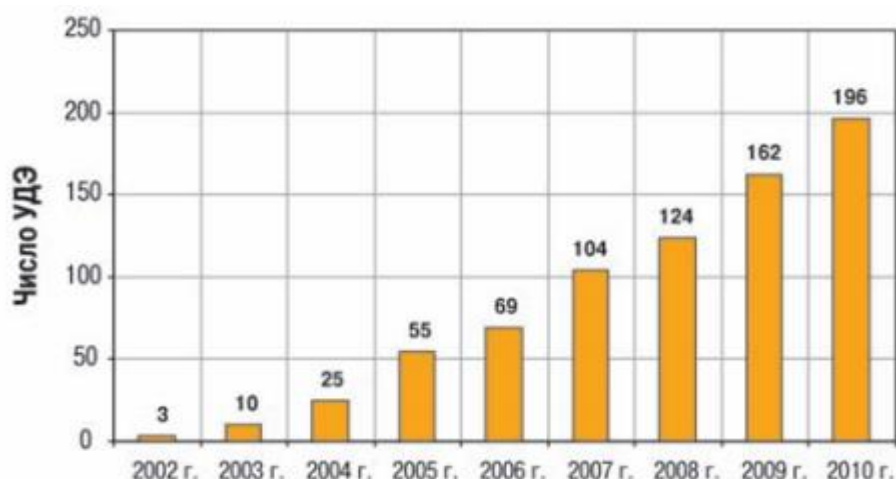


Рисунок 2.14 – Динамика числа УДЭ, применяемых в скважинах Приобского месторождения

Следовательно, необходимо предлагать альтернативные варианты уменьшения концентрации свободных ионов кальция в попутно добываемых водах для предупреждения солеобразования [6].

На Приразломном месторождении была определена технология, согласно которой при проведении КРС и ТРС в растворы глушения также добавлялись ингибиторы. В данном случае, эффективность борьбы с солеотложением будет зависеть от выбора соответствующего реагента и расчёта его подачи, то есть стехиометрического количества. Для решения этого вопроса была использована матрица анализа потенциальных подрядчиков с ценой, эффективностью (рисунок 2.15).

	Плотность раствора глушения, г/см ³	Содержание ионов кальция в попутно-добываемой воде, мг/л	Среднее время защиты скважины ингибитором, сут	Применение ингибитора солеотложений (закачка в ПЗП)	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
Задавка в ПЗП скважины при ТРС	Для растворов глушения до 1,18 включительно	100-300	до 180 суток	Акватек 511М	НПО «Акватек»	29 430,16
		300-600	до 180 суток	Ипроден С1 + BP-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	59 700,00
		более 600	до 365 суток	Петролайт SCW 82697 + взаим. раст-ль WAW 85202	Бейкер Хьюз	63 630,00
						103 724,91
	Для растворов глушения от 1,19 и выше	при любом содержании	до 30 суток	ОЗДФ	Китай	113 285,48
		более 100	до 180 суток	Ипроден-С2 + BP-1	ООО «ЗЗ «Нефтехим»	85 541,73
				Dodiscale V 2870 K	Клариант	49 150,00
				Акватек 510	НПО «Акватек»	63 630,00
Постоянное дозирование ИС в скважину	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./т
	УДЭ	до 200 м ³ /сут	Постоянно	Акватек 511М	ООО «НПО Акватек»	72 099,23
	Погружная трубка + УДЭ	свыше 200 м ³ /сут	Постоянно	Фокс 03	НПЦ «Интехпромсервис»	52 540,00
Погружной скважинный контейнер	Технология	Критерии выбора	Время защиты	Ингибитор солеотложения	Производитель	Стоимость товарной формы, руб./тн
	ПСК	Отсутствие УДЭ	в среднем 180 сут		ООО «ГРИТ»	29 430,00

Рисунок 2.15 – Матрица анализа производителей

Для предотвращения отложения солей в скважинах месторождения рекомендуется использование ингибиторов: Акватек 511 М, Акватек 512Н, Акватек 512НМ, Акватек 510А, Ипроден С-1, SCW 82697, ОЭДФ К и др. Их дозировка в условиях постоянного дозирования, объемы и концентрация растворов в процессе проведения задавки в пласт уточняются в ходе опытно-промышленных испытаний и моделирования.

Основываясь на опыте Приобского месторождения, для улучшения эффекта мероприятий по борьбе с солеотложением следует использовать комплекс химических методов:

1. Разработка, испытание и внедрение новых ТЖГ:

- а. Комбинированные растворы глушения. В диапазоне плотности 1,19-1,22 г/см³ установлена область однородности смеси растворов галита и хлористого кальция. Это позволило без технического перевооружения растворных узлов и финансовых затрат разработать технологию приготовления комбинированных растворов и отгружать их в указанном диапазоне плотности. Таким образом, технология обеспечила снижение потребления солей кальция на 7806 т/год, или 2812 т/год в пересчете на ионы Ca²⁺;
- б. Бескальциевые жидкости глушения. В настоящее время ведутся работы по разработке суспензионных систем плотностью до 1,35 г/см³ (взамен хлористого кальция) на основе самого дешевого и доступного бескальцевого сырья – природного галита. Потенциал применения бескальцевых материалов плотностью до 1,35 г/см³ в ООО «РН-Юганскнефтегаз» составляет не менее 135 тыс. м³/год, потенциал снижения использования солей кальция – около 64,5 тыс.т/год, или 23,3 тыс.т/год в пересчете на ионы Ca²⁺ .

2. Регенерация ТЖГ после завершения ТРС и спуска насоса: технология предусматривает силами трех звеньев спецтехники сбор ТЖГ при

выводе скважины на режим, доставку и регенерацию ТЖГ на стационарной установке на территории растворных узлов Приобского месторождения. Объем растворов, собираемых на регенерацию, составляет 2500 м³/мес (25 % расхода). Технология дает возможность сократить затраты на закупку ТЖГ.

Таким образом, при разработке методологии борьбы с солеотложениями на Приразломном месторождении следует использовать опыт Приобского месторождения, так как причины и условия отложения твёрдых осадков схожи, что позволяет заимствовать методы и технологии борьбы [9].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Суворову Антону Андреевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов исследовательской работы (ИР): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов для выполнения операции ингибирования скважин определена в соответствии с данными проекта разработки</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой технологии выполнено на основании данных о стоимости одной тонны нефти</i>
<i>2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Расчёт экономического эффекта: экономия затрат на ингибирование солеотложений в скважине</i>
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
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению

студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Суворов Антон Андреевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Ежегодные убытки в результате отложения солей в скважине, даже по скромным подсчетам, составляют существенную часть бюджета развитых промышленных стран. На борьбу с солеотложением во многих странах затрачивают значительные суммы средств, предназначенных на развитие более эффективного метода борьбы. Существуют химические и механические методы борьбы, для химического метода предназначено огромное количество пресной воды, поэтому мы рассчитаем сколько понадобится затрат для этого метода.

3.1. База сравнения и метод расчета эффективности

За базу сравнения применяются технико-экономические показатели солеотложений оборудования скважин пресной водой при периодических обработках по скважине 293 мы сменили с УЭЦН-125 на УЭЦН-80.

Таблица 3.1 - Исходные данные для определения экономического эффекта скважины 293

№ пп	Показатели	Базовый вариант	Проектный вариант
1.	Объем закачки м3.	24	16
2.	Количество дней работы в год		
	АЗ-30	240	276
	АЦ-16	240	276
3.	Продолжительность одной обработки скважины, час	2	1,5
4.	Стоимость одного Машиночаса работы, руб.	3685	3685

5.	Среднесуточный дебит, т	14	13
6.	Добыча за год (предыдущий), т	3320	3415
7.	Периодичность, сут./мес.	20	23
8.	Затраты на одну обработку, руб./т	7695,8	6317

Внедрение метода борьбы с солеотложениями оборудования скважин требует дополнительных капитальных вложений и обеспечивает при этом уменьшение количества и стоимости ремонтов скважин. Поэтому расчет годового экономического эффекта от внедрения метода борьбы с солеотложениями производится по формуле:

$$\mathcal{E} = (Z_1 - Z_2)$$

где: Z_1 и Z_2 – приведенные затраты на добычу нефти соответственно в базовом и сравнительном варианте, руб/т;

3.2. Исходные данные и расчет годового экономического эффекта

Источниками исходных данных для расчета является пресная вода для химического метода, справки о фактических затратах по солеудалению скважин и документы о стоимости оборудования и нормах его амортизации.

Работы по сравнению экономической эффективности реагентов рассматриваем на примере скважины 293. Годовая добыча нефти вычисляется по формуле:

$$Q_{\Gamma} = n \cdot g \cdot 365 \cdot K_{\text{и}}$$

где: n – количество скважин;

g – среднесуточный дебит одной скважины;

$K_{\text{и}} = 0.92$ – коэффициент использования фонда скважин;

$$Q = 1 \cdot (14/13) \cdot 365 \cdot 0,92 = 4701,2 / 4365,4 \text{ т}$$

Соответственно, прирост годовой добычи после мероприятия составит:

$$\Delta q_1 = Q_1 - Q_{1\text{пред.}} = 4701,2 - 3320 = 1381,2 \text{ т}$$

$$\Delta q_2 = Q_2 - Q_{2\text{пред.}} = 4365,4 - 3415 = 950,4 \text{ т}$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти на 11.06.2019 составляет: 230\$ на тонну добытой нефти/ 14878,7 рублей на тонну добытой нефти (по курсу 64,69 на 11.06.2019)

Прирост выручки от реализации определяется как:

$$\Delta B_i = \Delta q_i \cdot C_{\text{нефти}},$$

Где, Δq_i – годовой прирост добыче в i-м варианте; $C_{\text{нефти}}$ – цена нефти (на 11.06.2019 равна 62,4 \$ за баррель/ 29,6 тыс. рублей за тонну)

Тогда,

$$\Delta B_1 = 1381,2 \cdot 29600 = 40884 \text{ тыс. рублей}$$

$$\Delta B_2 = 950,4 \cdot 29600 = 28132 \text{ тыс. рублей}$$

Текущие затраты определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}},$$

Где, $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i-м варианте, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100,$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; $D_{\text{у/пер}} = 50 \%$

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 1381,2 \cdot 14878,7 \cdot 0,5 = 10275 \text{ тыс. рублей}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 950,4 \cdot 14878,7 \cdot 0,5 = 7070 \text{ тыс. рублей}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$З_{\text{мер.}i} = \Delta Q_i \cdot C_{\text{ИМ}} + З_{i,\text{маш.}}$$

Где, $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб/т;

$$З_{i,\text{маш.}} = t_i \cdot Ц_{\text{м/ч}} \cdot T$$

Где, t_i – количество дней работы агрегата в год; $Ц_{\text{м/ч}}$ – цена 1 машиночаса работы; T_i – продолжительность одной обработки скважины.

Тогда,

$$З_{1,\text{маш.}} = 240 \cdot 3685 \cdot 2 = 1769 \text{ тыс. рублей}$$

$$З_{2,\text{маш.}} = 276 \cdot 3685 \cdot 1,5 = 1526 \text{ тыс. рублей}$$

$$З_{\text{мер.}1} = 1381,2 \cdot 7695,8 + 1769000 = 12398 \text{ тыс. рублей}$$

$$З_{\text{мер.}2} = 950,4 \cdot 6317 + 1526000 = 7530 \text{ тыс. рублей}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + З_{\text{мер.}1} = 10275 + 12398 = 22673 \text{ тыс. рублей}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} + З_{\text{мер.}2} = 7070 + 7530 = 14600 \text{ тыс. рублей}$$

Рассчитаем прибыль по формуле:

$$\Delta \Pi_i = \Delta B_i - \Delta Z_i,$$

Тогда,

$$\Delta \Pi_1 = 40884 - 22673 = 18211 \text{ тыс. рублей}$$

$$\Delta \Pi_2 = 28132 - 14600 = 13532 \text{ тыс. рублей}$$

Рассчитаем экономический эффект от проведённой операции:

$$1) \text{ Э} = (З_1 - З_2)$$

$$2) \text{ Э} = (\Delta \Pi_1 - \Delta \Pi_2)$$

Тогда,

$$1) \text{ Э} = 22673 - 14600 = 8073 \text{ тыс. рублей}$$

$$2) \text{ Э} = 18211 - 13532 = 4679 \text{ тыс. рублей}$$

Вывод:

В ходе выполнения данной работы был рассчитан экономический эффект мероприятия, связанного с изменением технологии закачки пресной воды при обработке скважины ингибиторами солеотложений.

Данная технология имеет свою специфику, которая отражается на конечной экономике мероприятия: увеличение закачки воды даёт увеличение затрат на борьбу с солеотложением, при этом увеличивается откачка нефти, соответственно и дебит скважины. В связи с этим сравнение было принято проводить по двум экономическим эффектам:

- 1) Связанный с затратами на мероприятие;
- 2) Связанный с полученной выручкой после проведения мероприятия

Таким образом, удалось получить два значения экономического эффекта. Первое значение, равное 8073 тыс. рублей, со знаком плюс, что говорит нам о целесообразности проведения мероприятия, так как затраты на удаление солей уменьшаются, следовательно, растёт экономическая притягательность проекта.

С другой стороны, второй положительный показатель экономического эффекта, равный 4679 тыс. рублей, даёт сделать вывод о том, что более выгодном с точки зрения экономики является первый вариант мероприятия.

Заключить можно следующее: увеличение добычи в данном случае рентабельнее уменьшения затрат на борьбу с солеотложением.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Суворову Антону Андреевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	1. Процесс ингибирования скважин. Эксплуатация оборудования для реализации данного метода борьбы с солями: в процессе ингибирования проявляются все виды факторов (вредные, опасные), воздействие оказывается на все части рабочей зоны и окружающей среды.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 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. Проанализировать вредные факторы: - превышение уровня шума и вибрации при работе; - воздействие климатических условий; - загрязнение воздушной среды; - неблагоприятные метеорологические условия; Приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ) и предлагаемых средств защиты.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды 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)	2. Проанализировать опасные факторы: - преждевременное разрушение рабочих конструкций, вследствие влияния внешнего воздействия, коррозии, низких температур; - высокие давления, большие массы горючих жидкостей, агрессивные и токсичные вещества; - взрывоопасность; - пожароопасность; - поражение электрическим током.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); Ситуационная характеристика месторождения и мероприятия проводимые для предотвращения загрязнения окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Защита 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
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	5. В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Суворов Антон Андреевич		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Вопрос обеспечения безопасных условий труда – один из ключевых вопросов при организации трудовой деятельности в нашей стране. Стандарты безопасности труда, трудовое законодательство, правила и нормы труда, различные мероприятия (социально-экономические, гигиенические, организационные), направленные на обеспечение защиты здоровья и создания безопасных условий труда каждому работнику – это и есть система мер по охране и организации трудового процесса.

Целью данного раздела является выработка оптимальных норм и условий, направленных на создание безопасной и комфортной среды для работы человека, с целью сохранения его здоровья и производительности, а также выработка мер по охране окружающей среды.

Таблица 4.1 – Элементы производственного процесса, формирующие вредные и опасные факторы при ингибировании скважин при борьбе с солеотложениями, согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка реагента посредством МБРХ, СУДР	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линии МБРХ, закачка химического реагента под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.00776; Стандарт АО «Томскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5 [3,4]
Обработка скважин и обсуживание СУДР в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.005-76 [1]
Обработка скважин и обсуживание СУДР в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96 [6]

4.1. Анализ вредных производственных факторов

Вредные вещества

При закачке ингибиторов солеотложения и коррозии в скважину на рабочих оказывают влияние пары углеводородов.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, согласно ГОСТ 12.1.005-88: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, оксид углерода – 20 мг/м³, углеводороды – 300 мг/м³ [10].

Коллективные средства защиты (СКЗ) – это средства, используемые для предупреждения или уменьшения воздействия факторов, оказывающих вредное влияние на работников: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц, соблюдение правил техники безопасности согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ НГП). Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы, респираторы, специальные прорезиненные фартуки [12].

Отклонение показателей микроклимата

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 "Воздух рабочей зоны". Он устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

При проведении работ по химизации фонда скважин нефтяных месторождений Западной Сибири указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

1. Допуск к работам производится при наличии у работников СИЗ, которые соответствуют климатическим условиям;
2. В летнее время года работники должны быть обеспечены СИЗ от гнуса и клеща;
3. При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении;
4. В зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой лиц в составе не менее двух человек.

Вредное воздействие шума и вибраций.

При обработке скважины используются различные цементируемые агрегаты (ЦА-320, 3ЦА-400А), смесительные агрегаты: цементосмесительные машины (СМ-4М, СМ-10) и цементосмесительные агрегаты (1АС-20, 2АС-20), при этом на кустовых площадках также проводятся бурильные работы. При пониженных температурах воздуха есть вероятность замерзания фонтанной арматуры, нагнетательных линий (водоводов). В связи с этим, появляется необходимость в использовании паровых установок (ППУ). Всё вышеперечисленное является источниками повышенного шума.

Допустимые уровни шума (допустимые уровни звукового давления) нашли своё отражение в таблице, взятой из санитарных норм (СН 2.2.4/2.1.8.562-96).

Табличные значения сравниваются с реальными значениями шумов, регистрируется наличие превышений и, при необходимости вырабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 1).

Таблица 4.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления [16]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	

Продолжение таблицы 4.2

Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
--	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Эффективным средством защиты от вибрации рабочих мест, оборудования, строительных конструкций и объектов инфраструктуры является виброизоляция. Она представляет собой упругие элементы, которые размещают между вибрирующей машиной и основанием. В качестве индивидуальной защиты от вибраций, рекомендуется носить обувь, способную гасить колебания, например, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук от вибраций используют виброгасящие перчатки.

4.2. Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление [13,14].

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [15].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися

хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.
- Заземление СУДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [19].

Все опасные и вредные производственные факторы при обработке скважины ингибиторами отображены в таблице 2:

Пожарная безопасность

При эксплуатации на предприятиях нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, где много взрывоопасных помещений, площадок и других объектов, требуется обеспечение полной пожаровзрывобезопасности.

Как известно, многие технологические процессы на предприятиях нефтяной промышленности сопровождаются высокими давлениями и температурами (подготовка нефти, бес компрессорный способ добычи, тепловое воздействие на пласт и др.). Для того чтобы правильно оценить пожаро- и взрывоопасность различных веществ и материалов в условиях эксплуатации электроустановок, надо знать их пожароопасные свойства. При выборе взрывозащищенного электрооборудования необходимо учитывать такие показатели пожаровзрывоопасности, как: группу горючести газопаровоздушной смеси и ее категорию в зависимости от безопасного экспериментального

максимального зазора (БЭМЗ), температуру вспышки, температуру воспламенения, температуру предела воспламенения, нижний и верхний пределы воспламенения (ГОСТ 12.1.017-80). Пожарную безопасность регламентирует ГОСТ 12.1.033-81, ГОСТ 12.1.004-85 [17].

В качестве огнегасительных средств на промыслах используется: вода, песок, инертные газы, пены, порошки. Наиболее широкое применение получили огнетушители типа ОХП - 10, ОП-М, ОВП-5, ОВП-10. В обеспечении пожарной безопасности значительное место занимает автоматизация взрыво- и пожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите, в частности оснащение технологических установок добычи нефти и газа современными приборами автоматического контроля, управления, защиты, блокировки и регулирования; установление средств автоматического пожаротушения в технологических аппаратах на объектах добычи нефти и газа и в производственных помещениях; автоматическое отключение поврежденных во время пожара аппаратов и трубопроводов.

4.3. Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;
- механические повреждения;
- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- защита оборудования от коррозии;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путём сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Установление и поддержание водоохраных зон;
2. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
3. Герметизированные системы закачки химического реагента;

4. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
5. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на установку подготовки нефти (УПН).
6. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным возможным чрезвычайным ситуациям при работах по

ингибированию скважин для борьбы с солеотложением в скважинах можно отнести:

- Разливы нефтепродуктов, химических реагентов в околоустьевой зоне скважины;
- Пожар в производственной зоне;
- Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины.

Одной из наиболее частых аварий при работе с легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы и, соответственно, пожары.

При произошедшей чрезвычайной ситуации любого характера необходимо, в первую очередь, при получении информации, остановить производственные процессы и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка и отключению всего оборудования, используемого при работах.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов, технических средств и материалов.

Во время выполнения работ территорию необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами), а также освободить от посторонних предметов, которые будут препятствовать перемещению оборудования и персонала.

На руководителя работ возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными

объектами, проводятся в дневное время, кроме аварийных ситуаций [18].

4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате. Они варьируются от региона, к примеру, в ХМАО-Югре коэффициент равен 1.5 или 50 процентов, а в Красноярском крае равен 1.8, то есть 80 процентов.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка,

пенсионный фонд и др.).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схеме,
- Технологические перерывы,
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
- Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК)
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

Вывод к разделу

Таким образом, технологический процесс ингибирования скважин является достаточно опасной операцией, где применяют множество различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией. Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе с оборудованием, с материалами и, в целом, работе с объектом.

Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимизирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современная нефтедобыча характеризуется большим количеством проблемных «солепродуцирующих» скважин. Этот аспект подталкивает недропользователей к разработке методик и технологий по борьбе с солеотложениями.

В работе были рассмотрены причины образования солей и методы борьбы с ними. Изучены зависимости растворимости от различных характеристик. Применяв методику «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа», на основании данных об ионном составе пластовых вод Приразломного месторождения провели расчет вероятности выпадения карбонатов в данной области. Положительное значение индекса Лажателье даёт сделать вывод об образовании карбонатов кальция и необходимости выработки мероприятий по борьбе с ними.

Существование большого количества методов борьбы с солями связано с многофакторностью процесса выпадения твёрдой фазы. В связи с этим, производится тщательный анализ предполагаемого метода борьбы, перед его реализацией.

На Приразломном нефтяном месторождении предпочтение отдаётся методам, предупреждающим солеотложение. При этом, предпочтение отдаётся выработке комплексных мер по защите нефтепромыслового оборудования: на месторождении комбинируют химические и технологические методы предупреждения солеотложений, так как это позволяет одинаково эффективно бороться с осадками, выпавших при разных механизмах.

На основании опыта схожего по условиям протекания процесса солеотложения Приобского месторождения были предложены новые методы борьбы с солями, высокая эффективность которых была подтверждена опытно-промысловыми испытаниями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. М.: 2004. — 432 с.
2. Кащавцев В.Е. Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти / В.Е. Кащавцев // Нефть, газ и бизнес. — 2004. — № 1. — С. 42—45.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. — 288 с.
4. Осложнения в нефтедобыче // Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. — Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. — 302 с.
5. «Солеотложение» // Студопедия: [сайт]. URL: <https://studopedia.info/8-22578.html>.
6. «Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти» // DOCPlayer [сайт]. URL: <https://docplayer.ru/46361770-Sposoby-predotvrashcheniya-soleotlozheniya-pri-razrabotke-i-ekspluatatsii-zalezhey-nefti.html>.
7. «Причины и условия отложения неорганических солей» // Уфимское Техничко-технологическое Предприятие [сайт]. URL: http://corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts.php#1.1.2.
8. «К вопросу о солеобразовании в процессе добычи нефти на севере Западной Сибири» // Научный журнал «Успехи современного естествознания» [сайт]. URL: <https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=15959>.
9. «Инженерная практика» // Производственно-технический нефтегазовый журнал [сайт]. URL: <https://docplayer.ru/45109892-Inzhenernaya-praktika-field-engineering-pilotnyy-vypusk-dekabr-proizvodstvenno-tehnicheskii-neftegazovyy-zhurnal.html>.

10. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

12. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по удалению и предотвращению солевых и асфальтеносмолопарафиновых отложений. № П1-01.05 С-0080 ЮЛ-098, версия 1.00, 2017.

13. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по предотвращению коррозии в скважине и скважинном оборудовании. № П1-01.05 С-0057 ЮЛ-098, версия 2.00, 2017.

14. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

15. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки.

16. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».

17. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 240 (ред. от 15.04.2002г.) // КонсультантПлюс: справ. правовая система. - Версия Проф. – Электрон. данные. - М., 2016. - Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.