

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

УДК 622.276.7(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Тувакбердыева Селби		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Тувакбердыева Селби

Тема работы:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97-11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов опытно-промышленных испытаний и лабораторных исследований реагентов на месторождениях X и Y.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений; типы неорганических солей; основные условия образования данных отложений; технологии предотвращения и удаления солеотложений и АСПО; анализ технологии, применяемой на месторождениях X и Y; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Анализ условий образования соле- и асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи	Старший преподаватель, Чеканцева Лилия Васильевна
2. Методы борьбы с соле- и асфальтосмолопарафиновыми отложениями	
3. Анализ эффективности технологии ингибирования на месторождениях X и Y	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
5. Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Тувакбердыева Селби		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Тувакбердыева Селби

Тема работы:

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.04.2023	Анализ условий образования соле- и асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи	20
21.04.2023	Методы борьбы с соле- и асфальтосмолопарафиновыми отложениями	25
28.04.2023	Анализ эффективности технологии ингибирования на месторождениях X и Y	25
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Тувакбердыева Селби		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы, в том числе 14 рисунков, 29 таблиц. Список литературы включает 41 источников.

Ключевые слова: парафины, смолы, асфалтены, соли, асфальтосмолопарафиновые отложения, солеотложения, месторождение, ингибиторы.

Объектом исследования являются месторождения, осложненные асфальтосмолистопарафиновыми и солеотложениями.

Целью данной классификационной работы является анализ особенности технологии, применяемых при разработке месторождений.

В процессе выполнения работы были рассмотрены общие сведения об условиях образования асфальтосмолопарафиновых и солеотложений. Приведено описание существующих технологий борьбы с отложениями. Проведен анализ наиболее эффективного метода – технологии ингибирования, применяемого на месторождениях. На основании результатов лабораторных исследований в заключении сделан вывод об эффективности применяемых технологий ингибирования на месторождениях и выбраны наиболее эффективные ингибиторы асфальтосмолопарафиновых и солеотложений.

В экономической части работы проведен сравнительный анализ на основании расчета мероприятий по скребкованию и по закачке ингибитора в скважину для предотвращения отложений. На основании сравнительного анализа выявлен наиболее эффективный метод.

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ – асфальто-смолистые вещества

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса

ТНКП – температура начала кристаллизации парафина

НКТ – насосно-компрессорные трубы

КПД – коэффициент полезного действия

ЭЦН – электроцентробежный насос

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ТХО – термохимическая обработка

ППД – поддержания пластового давления

ПЗП – призабойная зона пласта

УДР – установка дозирования реагента

Содержание

Введение.....	11
1 Анализ условий образования соле- и асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти	13
1.1 Типы солеотложений и теоретическая интерпретация условий их образования.....	13
1.1.1 Отложения карбоната кальция	13
1.1.2 Сульфатные отложения.....	15
1.1.3 Отложения натрия.....	16
1.2 Прогнозирования образования солеотложений.....	16
1.3 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений.....	20
1.4 Анализ факторов, влияющих на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	23
1.5 Кинетика выделения асфальтосмолопарафиновых отложений из нефти	24
1.6 Осложнения в работе оборудования.....	31
2 Методы борьбы с соле- и асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	33
2.1 Методы предупреждения и борьбы с солеотложениями.....	33
2.1.1 Физические методы	33
2.1.2 Технологические методы	35
2.1.3 Химические методы.....	37
2.1.4 Химические и механические методы удаления.....	38
2.2 Методы предупреждения образований и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений.....	39
2.2.1 Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиностойкими материалами	40
2.2.2 Химические методы предупреждения.....	41
2.2.3 Физические методы предупреждения.....	43
2.2.4 Тепловые методы удаления	43
2.2.5 Механические методы удаления	44

2.2.6 Химические методы удаления.....	45
3 Анализ эффективности технологии ингибирования на месторождениях X и Y	47
3.1 Исследование ионного состава пластовой воды.....	51
3.2 Определение эффективности технологии ингибирования солеотложений	53
3.2.1 Исследования ингибирования солеотложений	53
3.3 Опытно-промысловые испытания технологии ингибирования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	56
3.4 Мониторинг технологических параметров и результаты.....	58
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	63
5 Социальная ответственность	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.....	71
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
5.2 Производственная безопасность	72
5.3 Экологическая безопасность.....	81
5.3.1 Защита атмосферы	81
5.3.2 Защита гидросферы	81
5.3.3 Защита литосферы	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
Заключение	85
Список используемых источников.....	87
Приложение А	93
Приложение Б.....	94

Введение

Добыча нефти является сложным технологическим процессом. Существует много факторов, которые усложняют процесс добычи.

Проблемы добычи нефти месторождений X и Y связаны с рядом сопутствующих осложнений. В процессе подъема флюида от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что приводит к нарушению химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается возникновением осложнений – отложением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), неорганических солей на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и рабочих колесах насоса, что в конечном итоге может привести к сужению или полного перекрытия проходного сечения НКТ, заклиниванию насосного оборудования, к снижению пропускной способности нефтепроводных коммуникаций. Следствием этого являются потеря добычи нефти, дополнительные финансовые затраты на проведение подземного ремонта скважин и т. д.

На многих нефтяных месторождениях существует ряд проблем выбора метода предупреждения выпадения АСПО и солеотложений. Поскольку полностью предотвратить образование отложений практически невозможно, целью применения определенных технологий борьбы с отложениями является увеличение времени межремонтного периода скважин. Чем лучше оценены физико-химические свойства, причины, вызывающие выпадение солей и асфальтосмолопарафиновых отложений, тем выше вероятность достичь максимальной эффективности применения технологий борьбы с отложениями в конкретных условиях с учетом экономической целесообразности.

Объектом исследования данной работы является месторождения, осложненные асфальтосмолистопарафиновыми и солеотложениями.

Целью данной классификационной работы является анализ технологии, применяемых при разработке месторождений.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить условия образования асфальтосмолопарафиновых и солеотложений на нефтепромысловом оборудовании, насосно-компрессорных трубах, внутри насосного оборудования;
- рассмотреть существующие методы, технологии предотвращения и удаления отложений;
- проанализировать и оценить эффективность применения технологии ингибирования асфальтосмолопарафиновых и солеотложений на месторождениях X и Y.

1 Анализ условий образования соле- и асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти

1.1 Типы солеотложений и теоретическая интерпретация условий их образования

Типичные солевые отложения при добыче нефти включают в себя сульфатные, карбонатные и натриевые отложения.

Растворимость большинства минералов уменьшается с понижением температуры (исключение составляет карбонат кальция). Более того, отложения всех неорганических солей усиливаются присутствием органических термодинамических ингибиторов гидратообразования, таких как метанол или низкомолекулярный этиленгликоль. Это происходит потому, что эти растворители менее полярны, чем вода, и они снижают растворимость типовых откладывающихся солей [1].

1.1.1 Отложения карбоната кальция

По сравнению с карбонатом кальция ($CaCO_3$) бикарбонат кальция ($CaHCO_3$) в воде хорошо растворяется. В отличие от карбоната кальция бикарбонат кальция хорошо растворяется в воде. Пластовая вода обычно содержит ионы и бикарбоната, и карбоната. На нефтепромысловом уровне часто проявляются соли карбоната кальция. На образование отложений карбоната кальция влияют несколько факторов: изменение термобарических условий, смешивание двух химически несовместимых жидкостей, высокое значение pH среды, использование поверхностно-активных веществ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита.

Закупоривание пор, обусловленное образованием солеотложений в пласте, приводит к снижению проницаемости. Процесс образования данных отложений вблизи скважины приводит к снижению проницаемости призабойной зоны скважины [2].

Карбонат кальция может откладываться в результате сдвига вправо следующего равновесия:

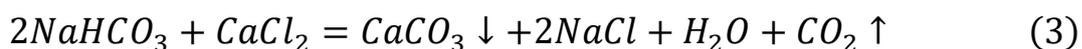


При падении давления, согласно закону Ле-Шателье, вышеприведенное равновесие сдвинется вправо, чтобы увеличить давление образованием большего количества углекислого газа. В результате образуется большее количество ионов карбоната. В результате высокой концентрации ионов карбоната происходит осаждения карбоната кальция [1].



рН среды – один из факторов, который существенно влияет на растворимость карбоната кальция. Если сравнивать растворимость кальцита в щелочной и кислой средах, то растворимость намного больше в кислой среде. Вероятность выпадения карбонатов осадков увеличивается с повышением рН и щелочности воды. Это обусловлено растворимостью двуокиси углерода (CO_2), так как его растворимость также зависит от рН водных растворов. То есть чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода [10].

Образование карбоната кальция возможно при смешивании вод различных горизонтов за счет химических реакций. Например, при смешивании гидрокарбонатных вод с хлоркальциевыми образуется осадок карбонатов кальция:



Вероятность отложения осадков карбоната кальция повышается с увеличением температуры. За счет трения рабочих колес насоса и теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя температура добываемой жидкости увеличивается. В результате этого происходит процесс отложения карбоната кальция на насосном оборудовании [2].

В процессе подъема продукции от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, то есть происходит снижение температуры и давления. При снижении температуры растворимость карбоната кальция увеличивается, а при понижении давления растворимость уменьшается. Следовательно, для выявления причин отложения осадков карбоната кальция

в скважинах следует учитывать совместное проявление этих факторов, которые противоположны друг другу.

1.1.2 Сульфатные отложения

Ионы металлов группы II, за исключением магния, могут образовывать умеренно-растворимые сульфатные соеотложения посредством смешения сульфатных ионов и ионов металла [3]:



Сульфатные соли в нефтедобыче представлены сульфатами бария, стронция и кальция. Образование сульфата кальция может быть в трех вариациях: гипс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), бассанит ($CaSO_4 \cdot 0,5H_2O$) и ангидрит ($CaSO_4$). Сульфатные отложения обычно образуются при смешивании пластовой воды (ионы металлов группы II и нагнетаемой морской воды (сульфат ионы).

Сульфатные отложения бария и стронция по сравнению с другими солевыми отложениями, которые встречаются в промышленной практике создают наибольшие проблемы из-за слишком низкой растворимости и возникающими трудностями растворения при удалении их из нефтепромыслового оборудования [2].

В результате смешивания вод, которые несовместимы по химическому составу происходит образования отложений гипса. Такие факторы, как давление, температура и химический состав также оказывают значительное влияние на процесс отложения. При различных условиях кристаллические формы сульфата кальция отличаются по растворимости. Например, при высоком давлении и температуры возникает вероятность образование ангидрида, тем временем, при низком давлении и температуры образуется гипс [3].

На основе анализов было установлено, что для разных вариаций температурный диапазон образования отложений сульфата кальция различен. Гипс выпадает при температуре ниже 80 °С, а при температуре выше 120 °С осадок полностью состоит из ангидрида. При температурах от 80 °С до 120 °С

может встречаться одна из трех вариаций, а также происходит формирования бассанита. Этот диапазон считается переходным. Склонность к выпадению осадка сульфата кальция характеризуется его растворимостью и с уменьшением минерализации растворов увеличивается, при значительном понижении давления. Выпадения гипса активизируется в условиях низкого давления (близкое к атмосферному) и температуры ниже 40 °С, а выпадения ангидрита при температурах свыше 100 °С.

1.1.3 Отложения натрия

На нефтяных месторождениях почти всех пластовых вод основным солевым компонентом является хлористый натрий ($NaCl$). Хлорид натрия растворим в воде гораздо лучше описанных выше солеотложений. С увеличением температуры растворимость хлористого натрия отчасти повышается. В некоторых видах пластовых вод содержатся 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 быстра. Даже скважины с очень низкой степенью обводненности (< 0,5 %) могут забиться солью за одну ночь. При испарении в газовой фазе путем понижения давления во время добычи произойдет концентрация хлорида натрия, что может в конечном итоге привести к осаждению галита [1].

1.2 Прогнозирования образования солеотложений

Для прогнозирования выпадения в осадок малорастворимой соли пользуются величиной пересыщения раствора этой солью. Величина пересыщения раствора (Π) малорастворимой солью Kt_nAn_n , диссоциирующей в растворе по реакции



равна

$$\Pi = \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{PP_{Kt_mAn_n}}, \quad (6)$$

где a_{Kt} – активность катиона;

a_{An} – активность аниона;

$PP_{Kt_mAn_n}$ – произведение растворимости соли.

Если полученное значение данной величины меньше единицы, то это свидетельствует о том, что раствор не насыщен растворимой солью, а если больше единицы, то данный раствор перенасыщен, а при равной единице имеем насыщенный раствор соли. При перенасыщенном растворе может выделяться осадок малорастворимой соли [11].

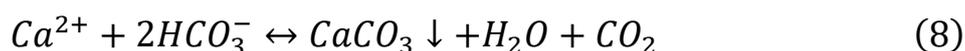
Данная величина на практике редко используется. Чаще применяют индекс насыщения раствора (SI), который является десятичным логарифмом величины пересыщения раствора:

$$SI = \lg \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{PP_{Kt_mAn_n}} . \quad (7)$$

Если полученное значение меньше или равно нулю, то выделение осадка малорастворимой соли из раствора не происходит, однако, при больше нуля, возникает высокая вероятность образования осадка.

Прогнозирование образования карбоната кальция.

Карбонат кальция образуется в результате реакций:



Образование карбоната кальция по первой реакции, происходит в основном в водных фазах, в которых концентрация карбонат иона близка к нулю. Так как в результате данной реакции образуется углекислота, то осаждение карбоната кальция будет зависеть от парциального давления CO_2 , и с увеличением его, реакция будет смещаться влево. При изменении P_{CO_2} от 0 до 1 МПа данный эффект приводит к повышению растворимости карбоната кальция в пресной и слабоминерализованной воде. При повышении температуры и рН среды реакция смещается вправо, то есть в сторону образования карбоната кальция [11].

В 1936 году Ланжелье для того, чтобы рассчитать индекс насыщения воды карбонатом кальция, предложил свое эмпирическое уравнение. Его также называют индексом Ланжелье, и определяют по формуле (10):

$$SI = pH - pHs, \quad (10)$$

где SI – индекс насыщения;

pH – фактическое значение водородного показателя;

pHs – значение pH среды при насыщения карбонатом кальция.

На сегодняшний день данная формула (10) нашла широкое и успешное применение. Значение pH среды при насыщения карбонатом кальция можно определить по формуле:

$$pHs = pK_2 - pPP_{CaCO_3} + pa_{Ca^{2+}} + pa_{HCO^-}, \quad (11)$$

где K_2 – константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени;

PP_{CaCO_3} – произведение растворимости $CaCO_3$.

Если $SI > 0$, выпадение кальцита возможно. Считается, что при $SI > 0,5 - 0,7$ кальцит выпадает достаточно интенсивно, $SI < 0$ – вода насыщена карбонатом кальция, $SI = 0$ – равновесное состояние [3].

Прогнозирование образования сульфата кальция, сульфата бария и сульфата стронция.

Прогноз выпадения в осадок сульфатов кальция, бария и стронция может быть дан на основе следующего подхода. Рассмотрим насыщенный раствор $CaSO_4$, в котором концентрации катиона и аниона равны между собой:



$$PP_{CaSO_4} = [Ca^{2+}] \cdot [SO_4^{2-}]. \quad (13)$$

Так как концентрации выражены в моль/л, а катион и анион двухвалентные, то

$$[Ca^{2+}] = [SO_4^{2-}] = \sqrt{PP_{CaSO_4}} = S. \quad (14)$$

Для большинства вод промышленных систем концентрации катиона и аниона не равны между собой. В рассматриваемом подходе разницу между

концентрациями катиона и аниона соответствующей соли называют избыточной концентрацией осадкообразующего иона и обозначают X , $X = [Ca^{2+}] - [SO_4^{2-}]$. Пусть имеется насыщенный раствор $CaSO_4$, в котором концентрации катиона и аниона не равны между собой (примем, что в избытке находится сульфат ион):

$$[Ca^{2+}] = S, \quad [SO_4^{2-}] = S + X. \quad (15)$$

Используя формулы (6) и подставив полученное (15) для насыщенного раствора с избыточной концентрацией осадкообразующего иона получаем следующее соотношение:

$$\frac{S \cdot (S + X)}{PP_{CaSO_4}} = 1 \quad (16)$$

или

$$S^2 + SX - PP_{CaSO_4} = 0. \quad (17)$$

Следовательно, положительный корень квадратного равен:

$$S = \frac{-X + \sqrt{X^2 + 4PP_{CaSO_4}}}{2}. \quad (18)$$

Для двухвалентных ионов:

$$S(\text{ЭКВ/л}) = \sqrt{X^2 + 4PP_{CaSO_4}} - X, \quad (19)$$

или

$$S(\text{мг - ЭКВ/л}) = 1000 \cdot \sqrt{X^2 + 4PP_{CaSO_4}} - X, \quad (20)$$

где S – равновесия при данных условиях концентрация сульфата кальция, т.е. концентрация сульфата кальция, соответствующая насыщенному раствору.

Фактическая концентрация сульфата кальция в растворе равна концентрации того иона, который находится в растворе в меньшем количестве.

При $S = C_{CaSO_4}$ раствор насыщен $CaSO_4$, при $S > C_{CaSO_4}$ раствор не насыщен сульфатом кальция (образование осадка сульфата кальция маловероятно), при $S < C_{CaSO_4}$ раствор пересыщен $CaSO_4$ – возможно образование осадка сульфата кальция. С помощью формулы (14) можно спрогнозировать также осадкообразования сульфатов бария и стронция [11].

1.3 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений

Асфальтосмолопарафиновые отложения – это сложная углеводородная смесь, которая состоит из многих компонентов. Основные компоненты: парафины (от 20 до 70 % масс.), асфальтосмолистые вещества (от 20 до 40 % масс.), силикагелевые смолы, мехпримеси, вода и масла [6]. Вода, которая входит в состав АСПО имеет растворенные в себе соли, чаще всего хлориды и гидрокарбонаты натрия, кальция, магния, а также сульфаты и карбонаты [3].

Основным компонентом углеводородных отложений является парафин. Парафин – смесь твердых насыщенных (предельных) углеводородов. Количество углеродных атомов в молекуле – от 17 до 35. Температура плавления парафина в стандартных условиях 45-65 °С [3]. Плотность при 15 °С составляет 881-905 кг/м³ (неочищенный) и 907-915 кг/м³ (очищенный). В расплавленном состоянии плотность изменяется в пределах 777-790 кг/м³. При воздействии различных химических реагентов, таких как кислоты, щелочи и др., парафины проявляют устойчивость. Кристаллизация парафинов и окисление на воздухе происходит без каких-либо трудностей. Парафины выделяются из нефти в результате снижения температур в процессе эксплуатации скважин. Необходимо отметить, что при температуре выше 40 °С парафины имеют хорошую растворимость в нефти. Температура кипения парафинов не превышает 550 °С.

Согласно ГОСТ 11851-85 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;
- парафиновую – от 1,5 до 6%;

- высокопарафиновую – более 6%.

Нефти, содержащие парафины менее 1 % являются беспарафинистыми [6].

По сравнению с парафинами церезины имеют высокую молекулярную массу [3]. Церезин – смесь твердых ациклических и циклических высокомолекулярных насыщенных углеводородов, напоминает по внешнему виду воск, количество углеродных атомов в молекуле – от 36 до 55. Церезин хорошо растворяется в бензоле. Температура плавления равна 65-85 °С. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент, в то время как церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом, температура кипения парафинов не более 550 °С, церезинов – выше 600 °С. Они энергично реагируют с серной кислотой, с соляной кислотой, в то время как парафины реагируют с ними слабо.

Асфальтено-смолистые вещества (АСВ) – смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из конденсированных циклических структур, содержащих нафтеновые, ароматические и гетероциклические кольца с боковыми алифатическими цепями. В составе АСВ содержится: углерод (около 78-88 %), водород (около 8-10 %) и гетероатомы (в пределах от 4 до 14 %). Суммарное содержание по массе асфальтенов и смол в нефтях может достигать до 25-50 %. Они представляют собой две группы коллоидно-дисперсных веществ нефтей, и различаются по составу, строению, размерам частиц и свойствам.

АСВ подразделяются на смолы, асфальтены, карбены.

Смолы – твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета. Плотность данной высокомолекулярной компоненты нефти близка к 1 г/см³. В составе в малых количествах присутствуют V, Ni, Fe, Cu, Co, Cr, Na, Ca, Mo, Al и другие металлы. Они на воздухе легко окисляются при низких температурах, в инертной атмосфере при 260-300 °С теряют растворимость в алканах и превращаются в так

называемые вторичные асфальтены. Их массовое содержание в нефти от 1 до 22 % [3].

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Они представляют собой твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета. Плотность наиболее высокомолекулярной компоненты нефти более 1 г/см³. Содержание асфальтенов в нефти изменяется в пределах от 1 до 20 %. В составе асфальтенах содержится: углерод (в пределах от 80 до 86 %), 7-9 % водород (около 7-9 %), сера (около 9 %), кислород (от 1 до 9 %) и азот (около 1,5 %), а также в микроколичествах присутствуют V, Ni (суммарное содержание 0,01-0,2 %), Fe, Ca, Mg, Cu и другие металлы. Асфальтены не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне, однако растворимы в бензоле, толуоле, хлороформе, тетрахлорметане. Асфальтены при нагреве около 300 °С переходят в пластическое состояние, а при более высокой температуры происходит процесс разложения, в результате данного процесса образуются газообразные, жидкие вещества и твердый остаток (кокса).

Карбены – коксообразные вещества и являются продуктами уплотнения асфальтенов в присутствии серы. Карбены нерастворимы в сероуглероде, бензоле, хлороформе, однако частично растворяются в пиридине [6].

В таблице 1 представлены три класса асфальтосмолопарафиновых отложений.

Таблица 1 – Классификация типов асфальтосмолопарафиновых отложений

Тип АСПО	Подтип АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А)
Асфальтеновый (А)	А ₁	< 0,9
	А ₂	< 0,9
	А ₃	< 0,9
Смешанный (С)	С ₁	0,9 – 1,1
	С ₂	0,9 – 1,1
	С ₃	0,9 – 1,1
Парафиновый (П)	П ₁	> 1,1
	П ₂	> 1,1
	П ₃	> 1,1

1.4 Анализ факторов, влияющих на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Рассмотрим факторы, которые влияют на выделение парафина из нефти [4].

Снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной систем. Процесс выделения парафинов из нефти происходит, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом. Так как в данном случае происходит нарушение равновесного состояния системы, что приводит к увеличению объема газовой фазы, в то время как жидкая фаза становится неустойчивой. В результате возникает процесс выделения парафинов.

Газовый фактор и сам процесс выделения газа при снижении давления. С выделением и расширением газа понижается температура, а присутствие газа в потоке усиливает массообмен, в результате доля парафиновых углеводородов, кристаллизирующихся на поверхности оборудования, существенно возрастает.

Влияние температуры в пласте и в стволе скважины. По химическому составу нефть представляет с собой сложную смесь компонентов, которые могут находиться в различных агрегатных состояниях в зависимости от их структуры и внешних условий. В случае снижения температуры агрегатное состояние компонентов изменяется. В результате этого начинается процесс образования центров кристаллизации и рост кристаллов парафина.

Влияние скорости движения газожидкостной смеси. Скорость движения жидкости также влияет на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений при ламинарном течении, то есть когда скорость движения жидкости мала происходит медленно. При турбулентном течении (т.е. при увеличении скорости) вначале интенсивность процесса формирования асфальтосмолопарафиновых отложений ускоряется, однако последующий рост скорости потока приводит к замедлению данного

процесса. Это объясняется тем, что при большой скорости движения потока кристаллы парафина удерживаются во взвешенном состоянии в смеси, и такая скорость позволяет их выносить из скважины [7].

Наличие смол и асфальтенов. Асфальтены могут осаждаться из раствора и самостоятельно участвовать в образовании плотных осадков. Этот процесс усиливается при присутствии смол. Парафин является основой осадочных веществ, а смолисто-асфальтеновые вещества обладают вязкими свойствами.

Обводненность продукции скважины. Она оказывает двойное действие. При эксплуатации УЭЦН вначале наблюдается некоторое повышение интенсивности отложений, однако при достижении обводненности продукции скважин 30 – 35 % интенсивность резко снижается из-за повышения температуры потока, так как теплоемкость воды в 1,6-1,8 раз больше нефти, и за счет обращения фаз, при котором ухудшается контакт нефти с поверхностью оборудования [8].

1.5 Кинетика выделения асфальтосмолопарафиновых отложений из нефти

Мольная свободная энергия парафинов, находящихся в растворенном состоянии с уменьшением температуры нефти ниже ТНКП становится больше, чем у парафинов в твердом состоянии. Таким образом, происходит процесс образования и рост зародышей новой, то есть твердой фазы. Иными словами, начинается самопроизвольный процесс кристаллизации парафинов из нефти. В случае температуры нефти равной ТНКП, скорость возникновения зародышей твердой фазы и распада одинаковы. Для того чтобы скорость возникновения зародышей твердой фазы было больше, чем скорость распада, необходимо провести переохлаждение нефти ниже ТНКП. Также переохлаждение бывает необходимо для их роста. Однако, в процессе их зарождения переохлаждение проявляет более ускоренное действие, чем при их росте. Следовательно, когда температура нефти опускается ниже ТНКП, происходит процесс образование асфальтосмолопарафиновых отложений

в нефтепромысловых оборудовании (системах). В данном случае для практической части более важными вопросами являются:

1) Для того чтобы начался процесс кристаллизации парафинов и образование асфальтосмолистопарафиновых отложений на сколько необходимо снизить температуры нефти ниже ТНКП?

2) Какую зависимость имеет скорость образования асфальтосмолистопарафиновых отложений от переохлаждения?

Чтобы ответить на данные вопросы, изучим кинетику образования АСПО. Изучение данного процесса производили на холодном стержне с рабочей площадью 89 см². В таблице 2 приведены характеристики нефти, которую использовали при изучении процесса.

Таблица 2 – Основные показатели нефти, использовавшейся с целью изучения кинетики образования АСПО

Показатели	Значения
$\rho_{20\text{ }^\circ\text{C}}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	860
$\mu_{20\text{ }^\circ\text{C}}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	18
$C_{\text{п}}, \%$	1,5
$T_{\text{НКП}}, \text{ }^\circ\text{C}$	39
$T_{\text{тек}}, \text{ }^\circ\text{C}$	-33
A/C	0,06

В данном эксперименте количество парафинов, которые осаждались на холодном стержне определяли взвешиванием. Условия проведения и основные результаты, которые были получены в процессе изучения кинетики образования АСПО приведены в таблица 3.

Таблица 3 – Условия проведения эксперимента и полученные основные результаты

№	Переохлаждение холодного стержня относительно ТНКП (ΔT), $^\circ\text{C}$	Длительность опыта, ч	Вес выделившихся АСПО, г/см ²	Средняя скорость образования АСПО	Средняя скорость образования АСПО
				г/(см ² · ч)	мм/год
1	37	4,5	0,0048	0,00107	107,15
2	37	8	0,0076	0,00095	95,43
3	37	24	0,0135	0,00056	56,51

Продолжение таблицы 3

№	Переохлаждение холодного стержня относительно ТНКП (ΔT), °С	Длительность опыта, ч	Вес выделившихся АСПО, г/см ²	Средняя скорость образования АСПО	Средняя скорость образования АСПО
				г/(см ² · ч)	мм/год
4	27	8	0,003	0,00038	37,67
5	27	24	0,0057	0,00024	23,86

С целью пересчета средней скорости образования парафинов из $\frac{\text{г}}{\text{см}^2 \cdot \text{ч}}$ в $\frac{\text{мм}}{\text{год}}$ плотность нефти была принята равным $880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Полученные результаты (таблица 3) показывают, что с увеличением времени опыта вес АСПО, выделяющихся на холодном стержне увеличивается, и при одинаковой длительности опыта вес больше при большем переохлаждении. Средняя скорость образования асфальтосмолистопарафиновых отложений с течением времени опыта уменьшается. Исходя из следующих предпосылок можно количественно описать процесс образования асфальтосмолистопарафиновых отложений на холодном стержне [9]:

1) количество выделяющихся асфальтосмолистопарафиновых отложений зависит от скорости зарождения центров кристаллизации парафинов и от скорости роста кристаллов;

2) с течением времени средняя скорость образования АСПО уменьшается.

Зависимость скорости зарождения центров кристаллизации от переохлаждения:

$$a_1 \cdot \exp\left(-\frac{E_1}{RT}\right), \quad (21)$$

а скорость кристаллов:

$$a_2 \cdot \exp\left(-\frac{E_2}{\Delta T}\right), \quad (22)$$

где a_1 и a_2 – коэффициенты,

E_1 и E_2 – энергия активации, $\frac{\text{Дж}}{\text{моль}}$;

R – универсальная газовая постоянная, $\frac{\text{Дж}}{\text{моль}\cdot\text{К}}$;

T – абсолютная температура, К.

Если принять, что количество выделяющихся АСПО пропорционально $\exp\left(-\frac{E_1}{RT}\right)$, где $1 < n \leq 2$. Исходя из этого замедление процесса с течением времени можно описать следующей функцией:

$$f(t) = \frac{b_1 \cdot t}{(b_2 + t)}, \quad (23)$$

где b_1 и b_2 – коэффициенты;

t – время.

Следовательно, получим «конструированную» функцию, которая имеет следующий вид:

$$M_{\text{п}} = \frac{A \cdot t}{t + B} \cdot e^{-\frac{C}{\Delta T^2}}, \quad (24)$$

где $M_{\text{п}}$ – вес парафинов, которые выделились из нефти, $\frac{\text{г}}{\text{см}^2}$;

t – время, ч.

В формуле (24) значения коэффициентов зависят от физико-химических свойств нефти и парафинов, которые содержатся в этой нефти, температуры и скорости потока. Подбор коэффициентов проводили так, чтобы полученная функция с большей вероятностью описывала экспериментальные данные. В результате получили следующую формулу:

$$M_{\text{п}}(\text{г}/\text{см}^2) = \frac{0,046 \cdot t}{t + 10} \cdot e^{-\frac{1280}{\Delta T^2}}, \quad (25)$$

С помощью полученной формулы (25) расчетным путем можно провести анализ и определить, как будут выделяться асфальтосмолистопарафиновые отложения при разных значениях ΔT .

Продифференцировав уравнение (25) по времени, получим мгновенную скорость образования АСПО:

$$V_{п}(\Gamma/\text{см}^2 \cdot \text{ч}) = \frac{23}{50t^2 + 1000t + 5000} \cdot e^{-\frac{1280}{\Delta T^2}}, \quad (26)$$

Полученные результаты расчетов по формулам (25) и (26) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Полученные результаты на основе расчётов в процессе изучения кинетики образования АСПО на холодном стержне

№	Переохлаждение холодного стержня относительно ТНКП (ΔT), °C	Длительность опыта, ч	Вес выделившихся АСПО, г/см ²	Средняя скорость образования АСПО	Средняя скорость образования АСПО
				г/(см ² · ч)	мм/год
0	37	0	0,0000	0,00181	181,42
1	37	4,5	0,0056	0,00086	86,29
2	37	8	0,0080	0,00056	55,99
3	37	24	0,0127	0,00016	15,69
0	27	0	0,0000	0,00079	79,83
4	27	8	0,0035	0,00025	24,64
5	27	24	0,0056	0,00007	6,91

По полученным данным в результате расчетов по формуле (25) и по экспериментальным данным построим зависимость массы выделившихся асфальтосмолистопарафиновых отложений от времени и степени переохлаждения. Из полученной зависимости (рисунок 1) можно сделать вывод, что формула (25) хорошо описывает выделение АСПО на холодном стержне.

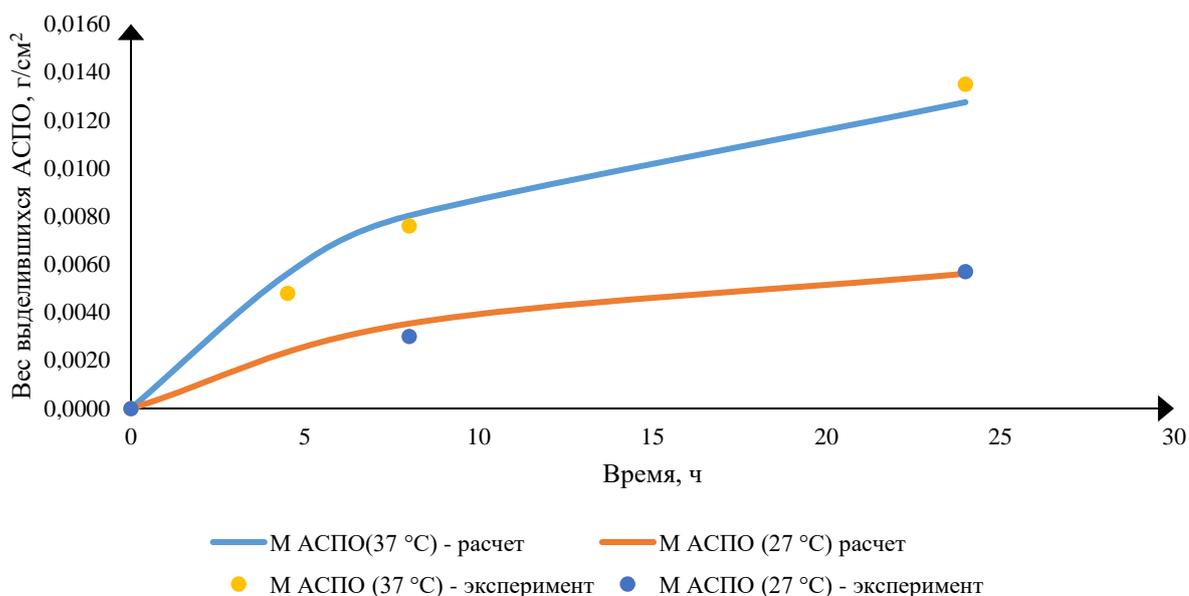


Рисунок 1 – Зависимость массы выделившихся АСПО на холодном стержне от времени и степени переохлаждения холодного стержня относительно ТНКП (расчетные данные и экспериментальные)

Из полученной зависимости можно сделать вывод, что формула (25) хорошо описывает выделение АСПО на холодном стержне.

Рассчитав мгновенную скорость образования АСПО, построим зависимость мгновенной скорости от времени и степени переохлаждения холодного стержня (Рисунок 2).

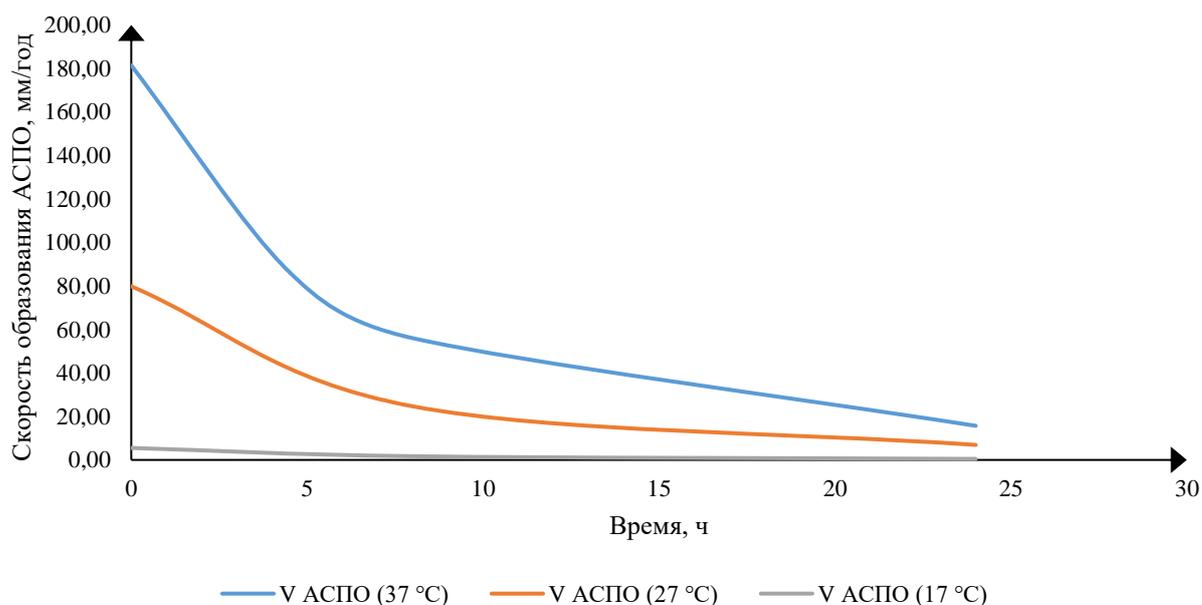


Рисунок 2 – Зависимость скорости образования АСПО на холодном стержне от времени и степени переохлаждения холодного стержня относительно ТНКП (расчетные данные и экспериментальные)

Из полученной зависимости, можно заметить, что скорость образования АСПО с течением времени уменьшается. Максимальное значение скорости при $t = 0$. Уменьшение скорости образования АСПО (полученное расчетным путем) согласуется с экспериментальными данными, полученными в лабораторных условиях (таблица 1). Для наглядности была рассчитана скорость образования АСПО при $\Delta T = 17$ °С. Величина скорости в значительной мере зависит от переохлаждения, и из полученной зависимости, можно сделать вывод, что интенсивное выделение АСПО происходит при переохлаждении нефти ниже температуры начала кристаллизации парафинов на 25 – 35 °С. Почему скорость образования АСПО с течением времени снижается? Существуют два фактора, которые приводят к снижению скорости образования АСПО с течением времени.

1. АСПО, выделяющиеся с течением времени теплоизолируют холодный стержень, равно как и стенку НКТ. В результате этого снижают переохлаждение;

2. В ячейке холодного стержня происходит перемешивание нефти (течение жидкости в скважинах). С течением времени толщина отложений увеличивается, и внешние слои, направленные в сторону потока, начинают обогащаться нефтью. Это их делает рыхлыми, и отложения с легкостью смываются нефтью.

Следовательно, зная массу выделявшихся АСПО на стенке труб при одинаковом переохлаждении за заданный промежуток времени и подобрав коэффициенты формулы (24) с помощью электронных таблиц, в то время как показатель степени при ΔT обычно равен 2, то полученную формулу можно использовать для оценки степени образования АСПО.

Итак, ответим на вопросы, которые были поставлены в начале данного раздела с целью изучения кинетики образования АСПО.

- 1) Для того чтобы начался процесс кристаллизации парафинов и образование асфальтосмолистопарафиновых отложений температура нефти должна быть на 25 – 35 °С ниже ТНКП.

2) Скорость образования асфальтосмолистопарафиновых отложений имеет прямо пропорциональную зависимость от переохлаждения, то есть при уменьшении переохлаждения скорость уменьшается [9].

1.6 Осложнения в работе оборудования

В нефтяной промышленности одним из основных проблем является образование солеотложений и АСПО. Обычно проблемы с данными отложениями возникают в призабойной зоне пласта, установках электроцентробежных насосов (УЭЦН), насосно-компрессорных трубах (НКТ), подземном и наземном оборудовании, и системах сбора, транспорта и подготовки нефти и воды, тем самым снижает коэффициент продуктивности добывающих скважин [12].

Практически около 70 % отказов УЭЦН происходит в следствие солеотложений, АСПО и засорением механическими примесями. Часто механические примеси являются солями, которые выпали в виде твердого осадка и вместе с потоком жидкости попали внутрь насосного оборудования.

Обычно наиболее выраженное выпадение солей в первую очередь происходит на первых и последних ступенях насоса. Также этот процесс происходит в НКТ (рисунок 3), на корпусе погружного электродвигателя, газосепараторах. Он связан с повышением температуры электродвигателя. Так как с повышением температуры происходит уменьшение растворимости карбонатных солей, и это приводит к интенсивному их выпадению.



Рисунок 3 – Отложения солей в насосно-компрессорной трубе и на центробежном колесе

Как было выше сказано, интенсивное выпадение солей происходит на первых ступенях центробежных насосов. Первым фактором, влияющим на

этот процесс, является их работа с минимальными КПД из-за большого количества свободного газа. Это в итоге приводит к повышению температуры на этих ступенях. Вторым фактором является резкое уменьшение количества газовой фазы в перекачиваемой жидкости. Это все приводит к уменьшению растворимости солей и повышению интенсивности их выпадения. Следующее наиболее выраженное выпадение солей происходит на последних ступенях. Вероятнее всего это связано с высокой температурой потока жидкости, которая прошла через все элементы скважинного насоса. Следующее интенсивное отложение солей может происходить на верхней части колонны НКТ при значительном снижении давления [12].

Выпадение парафинов в основном происходит в приемной части насоса и на стенках НКТ. В большинстве случаев забойное давление при работе скважин ниже давления насыщения нефти газом, то есть газ начинает выделяться уже на забое скважины. При подъеме жидкости температура также снижается, а выделение газа из нефти усиливает охлаждение жидкости. В интервале приема насоса температура снижается ниже температуры насыщения парафином, и парафин начинает кристаллизоваться в интервале или даже ниже приема насоса. На рисунке 4 показана приемная сетка, забитая АСПО.



Рисунок 4 – Приемная сетка ЭЦН забита АСПО

Таким образом, отложения на глубинно-насосном оборудовании, внутри НКТ приводят к преждевременным ремонтам на скважинах, их простоям и сопровождающимся материальным затратам [13].

2 Методы борьбы с соле- и асфальтосмолопарафиновыми отложениями

2.1 Методы предупреждения и борьбы с солеотложениями

Для борьбы с солеотложениями применяют методы предупреждения и удаления данных отложений. Однако при борьбе с данным отложениями на производстве большое предпочтение отдается методом предупреждения, так как предотвратить отложения легче и с экономической точки зрения эффективней. Физические, химические и технологические являются основными методами предупреждения.

2.1.1 Физические методы

К наиболее распространенным методам предупреждения солеобразования могут быть отнесены методы воздействия на продукцию электромагнитными, акустическими полями. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей, представляющие систему постоянных магнитов или электромагнитов. Независимо от конструкции устройств воздействие на солевой раствор магнитным полем приводит к структурным изменениям раствора, в результате чего достигаются условия, когда соли из растворов не осаждаются на поверхности оборудования, а выносятся потоком как мелкодисперсный кристаллический шлам. Аппараты на основе постоянных магнитов просты в обслуживании и не требуют электропитания, но не позволяют регулировать параметры магнитного поля, которое со временем истощается. Для предотвращения солевых отложений в нефтепромысловой практике нашли применение магнитные устройства типа МУПС.

Собранное магнитное устройство помещается в патрубок и устанавливается на глубине начала отложения солей по оси подъемного лифта, у приема глубинного насоса или у башмака НКТ в компрессорных скважинах, а также в выкидных линиях [17].

К одним из средств борьбы относится оборудование для магнитной обработки фирм Tech Associates и Magnetic Technology Australia, в котором

применяются постоянные магниты. Российским аналогом данного оборудования является системный активатор NBF-1A (рисунок 5). Преимуществом данного метода является простота конструкции, к недостаткам относится необходимость обработки оборудования до начала кристаллизации солей и монтаж подъемного оборудования [18].

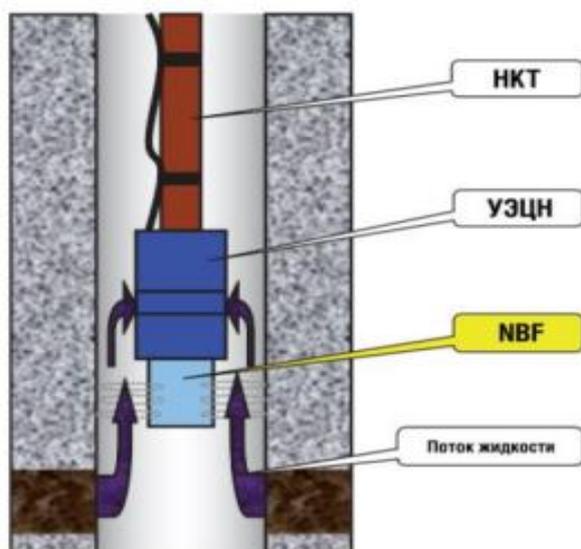


Рисунок 5 – Системный активатор NBF-1A

Извлечение магнитного устройства из скважины производится с целью профилактики и дополнительного намагничивания постоянных магнитов, что осуществляется в один раз в год. Намагничивания магнитных элементов производится от катушки – соленоида, возбуждаемого постоянным током, который подается от сети или генератора через выпрямитель мощностью не менее 10 кВт.

Исследования показывают, что одним из способов борьбы с отложением солей на поверхности нефтепромыслового оборудования является дезактивация поверхностей путем воздействия мощными акустическими полями. Акустические поля на границе раздела «твердое тело – жидкость» за счет создаваемых потоков способствует предотвращению образования центров кристаллизации, срыву мелких кристаллов солей с поверхности и выносу их в объеме жидкости. Происходит перенос процесса кристаллизации из поверхностного преимущественно в объемный. Взвешенные в объеме жидкости микрокристаллы солей выносятся потоком из скважины [18].

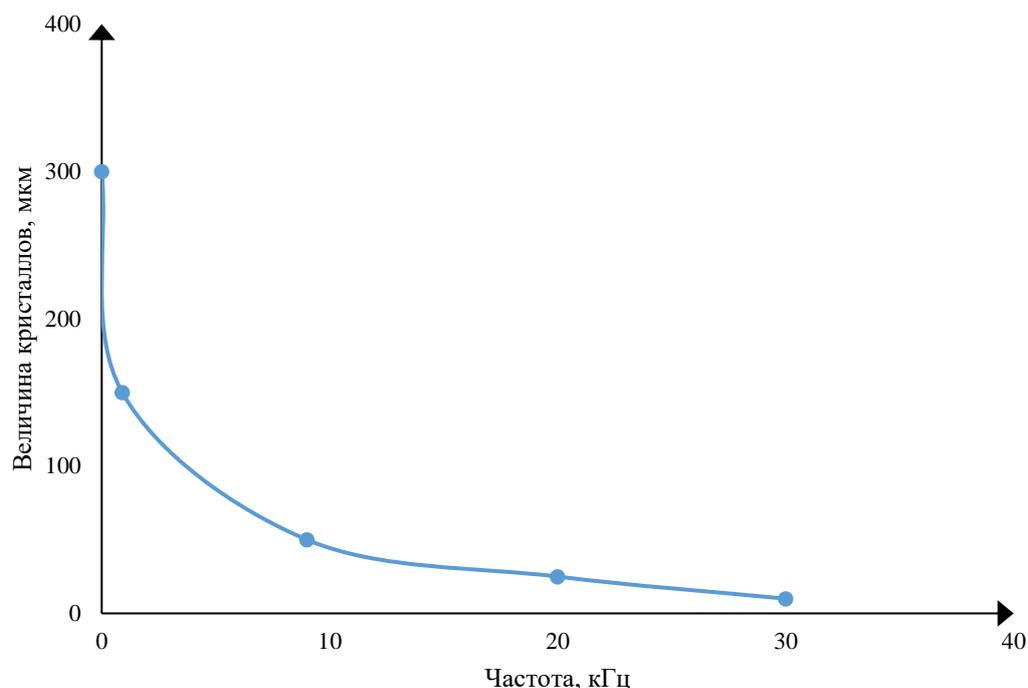


Рисунок 6 – Зависимость величины образования кристаллов галита от частоты ультразвуковой обработки

Положительное влияние акустического поля на структуру отложения неорганических солей установлено исследованиями на примере галита (Рисунок 6). Установлено, что с увеличением частот звуковых колебаний размеры выпадающих кристаллов солей постоянно уменьшается и для галита в диапазоне 27-30 кГц их размер уменьшался с более чем 300 мкм до 10 мкм.

Однако, многофакторность условий, способствующих процессу солеобразования, от термобарических, сложности химического состава образующихся осадков и так далее до состояния поверхностей промышленного оборудования требуют более совершенной аппаратуры акустического воздействия [17].

2.1.2 Технологические методы

Первый из указанных технологических методов – это изменение технологических параметров. То есть, изменение забойного давления путем изменения типоразмера ЭЦН и (или) глубины спуска. При этом изменяются термобарические условия. К недостаткам можно отнести то, что применение данного метода возможно только при подземном ремонте на скважине, и в

некоторых случаях можно получить снижение добычи нефти при уменьшении производительности УЭЦН.

Следующий метод – это метод турбулизации потоков. Сокращение сроков пребывания в скважине перенасыщенных растворов за счёт увеличения скоростей восходящих потоков жидкости ухудшает условия для кристаллизации солей, способствует сокращению зарождающихся микрокристаллов и их прилипанию к поверхности оборудования. Технологическим приемом снижения солевых отложений в эксплуатационных колоннах скважин является спуск в интервалы фильтра хвостовиков из НКТ. Спуск в интервалы фильтра определенной конструкции хвостовиков позволяет создавать необходимые скорости восходящего потока для выноса водонефтяной смеси на поверхность мелкодисперсного солекристаллического шлама, предотвращая, таким образом, гравитационное осаждение кристаллов на забой скважин и рост солевых пробок [17].

Следующий метод – защитные покрытия и детали из специальных материалов. Принцип действия – использование покрытий рабочих поверхностей, контактирующих с солевыми растворами, веществами, имеющими малую адгезию к солям: стекло, эмаль лаки, полимер и пластики. Преимущество метода состоит в том, что он не усложняет технологию эксплуатации внутрискважинного оборудования. Недостатки – сложность нанесения на поверхности, высокая стоимость и относительная недолговечность и хрупкость покрытий. В качестве примера можно привести технологию на основе полимерных покрытий деталей ЭЦН и НКТ разработчиком которого является РЕАМ-РТИ. Также существует оборудование российской компании ООО «Инжефтепласт». Благодаря полимерным материалам достигается низкая адгезия материалов, высокая чистота проточных каналов, отсутствие образования гальванических пар. Преимущества – коррозионная стойкость материала, малый вес, чистота проточных каналов, относительно низкая стоимость. Недостатки - меньшая,

чем у металлических рабочих органов, прочность к некоторым агрессивным веществам, в частности, к соляной кислоте [19].

Важным технологическим методом предупреждения солеотложения является ограничение притока в скважину в процессе добычи нефти. Водоизоляционные работы – это отключение из разработки обводненных прослоев пласта, ограничение притока вод в добывающие скважины и повышение фильтрационного сопротивления движению воды в промытых зонах продуктивного коллектора селективными водоизолирующими материалами (биополимерами, химическими вспененными композициями, гидрофобизаторами и пр.) [17].

Следующий технологический метод – это выбор и подготовка агента (воды) в системе ПЗД. Принцип действия: агент подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Преимущества данного метода – высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин благодаря защите от солеотложения с пласта, ПЗП и до системы нефтесбора. Недостатки – сложность реализации, необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, значительные затраты на подготовку закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды [19].

2.1.3 Химические методы

В настоящее время ингибиторная защита ПЗП и скважинного оборудования от солеотложений является наиболее распространенным и эффективным методом борьбы с отложениями неорганических солей. Ингибиторы солеотложений снижают склонности вод к образованию солевых отложений при процессе кристаллообразования, и предотвращают выделение солей, нарушая термодинамическую устойчивость растущих зародышей. Таким образом, ингибиторы вызывают растворение зародышевых кристаллов соли, и изменяют процесс кристаллизации, что приводит к блокировке растущих центров кристаллов. Эффективность ингибирования связана со

степенью перенасыщения солями вод – чем выше это значение, тем труднее ингибировать. Более эффективными реагентами предотвращения солеотложений являются химические вещества, уменьшающие скорость кристаллизации солей, такие как ингибиторы солеотложений порогового действия. Эти ингибиторы эффективно замедляют рост кристаллов при концентрациях, во много раз меньших концентрации сбалансированного стехиометрического соотношения.

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

- хелаты - вещества способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами;
- ингибиторы "порогового" действия, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей;
- кристаллоразрушающие ингибиторы, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов.

По химической природе потенциальными ингибиторами солеотложения могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислоты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры кислот типа акриловой или малеиновой, а также различные композиции перечисленных соединений.

2.1.4 Химические и механические методы удаления

Отложения неорганических солей можно удалить двумя путями. Первый – это механический метод, а второй – химический. В свою очередь химические методы подразделяются на три способа удаления солеотложений (Рисунок 7).

При механическом методе процесс удаления солеотложений включает в себя разламывание и измельчение их. Данные два процесса производят с применением фрез, ударного инструмента, скребков, гидродинамических струйных методов, то есть в водяную среду добавляют твердую фазу. Второй

метод, то есть химический заключается в растворении неорганических солей [19].

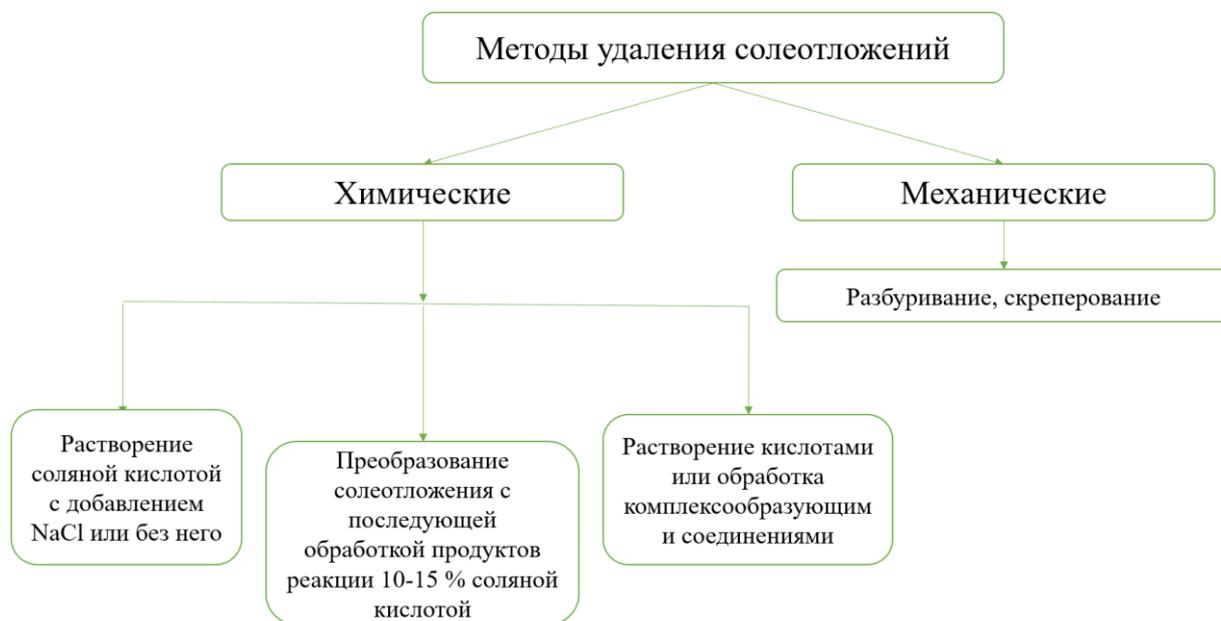


Рисунок 7 – Методы удаления солеотложений

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 [11].

2.2 Методы предупреждения образований и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений

Как было выше указано, что интенсивность АСПО зависит от множества факторов, поэтому методы и способы борьбы с отложениями весьма разнообразны [3].

На производстве предпочтение отдается методом предупреждения АСПО. При решении задач, связанных с борьбой с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения методов предупреждения, так как при предупреждении АСПО снижаются энергетические затраты на добычу, увеличивается межремонтный период скважины и достигается безаварийная работа нефтепромыслового оборудования [6].

2.2.1 Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиноустойчивыми материалами

Среди методов предупреждения отложений данный метод является наиболее эффективным. Метод осуществляется покрытием внутренней поверхности насосно-компрессорных труб парафиноустойчивыми материалами (стекло, эмаль, эпоксидная смола). Также при осуществлении данного метода применяются стеклопластиковые НКТ [3].

С точки зрения низкой спецляемости с парафинами, стекло является наиболее перспективным полярным материалом. Остеклованные НКТ имеют наибольшее промышленное внедрение на нефтепромыслах в процессе эксплуатации. В процессе эксплуатации данные трубы подвергаются высоким температурам до 300 °С, практически всевозможным видам механическим нагрузкам, воздействию агрессивных сред, а также износу трением. При использовании данных труб частота подземных ремонтов снижается от двух до пяти раз, а также депарафинизация скважин с помощью АДП, скребков и химических обработок практически полностью исключается [6].

Использование покрытие внутренней поверхности НКТ эпоксидными смолами и эмалями также снижают объем работ связанных с проведением операций по депарафинизации. В таблице 5 приведены свойства некоторых материалов, характеризующих устойчивость АСПО [3].

Таблица 5 – Свойства некоторых парафиноустойчивых материалов

Материал	Тип, марка материал	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ - 1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД - 40	80	2	96	4,2
Сталь	65Г	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-

Исходя из таблицы, можно увидеть, что несмотря на небольшую разницу по гладкости поверхности, защитные свойства остеклованных труб более высокие, чем у труб покрытыми эпоксидными смолами [6].

Итак, самым эффективным предупреждения отложений является применение гидрофильных и гладких материалов. Такими свойствами (кроме стекла) обладает хромовое покрытие. Однако данное покрытие требует больших затрат, так как она очень дорого стоит. На производстве часто применяют покрытие внутренней поверхности НКТ эпоксидными смолами и эмалями. Также основным преимуществом применения данных покрытий является их дешевизна и защита труб от коррозии [3].

2.2.2 Химические методы предупреждения

Химические реагенты, применяемые для предупреждения отложений, имеют высокую стоимость. Несмотря на это, на сегодняшний день данный метод является одним из наиболее перспективных направлений в предупреждении АСПО [6]. В настоящее время применяют различные виды химических реагентов, которые по механизму воздействия на образование асфальтосмолопарафиновых отложений отличаются [14].

Ингибиторы смачивающего действия содержат поверхностно - активные вещества (ПАВ) адгезионного характера. Механизм действия ингибитора носит адгезионный характер. Он смачивает внутреннюю поверхность оборудования, делая ее гидрофильной, образуется полимерный высокомолекулярный полярный слой. Этот слой как бы является смазкой для

неполярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности труб [6].

Депрессаторы – это ПАВ: полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатносульфанолевые растворы. Принцип действия основан на смещение нефти с депрессаторами, которые не уменьшают содержание твердых компонентов нефти, а изменяют их поверхностные свойства, замедляется процесс кристаллизации твердых фаз, уменьшается прочность и температуру застывания парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку [14].

Модификаторы – механизм действия этих реагентов заключается в модифицировании структуры кристаллов парафина, в результате чего происходит уменьшение размеров кристаллов, снижение температуры застывания и вязкости нефти. Поскольку модификаторы не предотвращают начальную стадию прилипания парафина к металлической поверхности, то эффективность их менее 100 %. Однако они предотвращают слипание частиц друг с другом и, тем самым, препятствуют увеличению толщины парафинового слоя [6].

Диспергаторы – механизм действия этих реагентов заключается в воздействии на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти. В процессе воздействия образуется адсорбционный слой из молекул реагента на мелких кристаллических зародышах, который препятствует их слипанию. Это химические реагенты, в состав которых входят соли металлов, силикатно - сульфанолевые растворы, сульфатированные щелочные лигнии [15].

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и, отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина. В основе технологии применения

ингибиторов адсорбционного действия лежит периодическая обработка поверхности трубопроводов водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени [15].

Необходимо отметить, что состав и свойства пластовых флюидов разных месторождений различен. Исходя из этого, для каждого месторождения рекомендуется подбирать «свой» ингибитор. Выбор ингибитора производится на основе лабораторных и промысловых испытаний [3].

2.2.3 Физические методы предупреждения

Для реализации физических методов предупреждения АСПО применяются следующие способы: магнитные индукторы; ультразвуковые колебания; электромагнитное воздействие; резонансно-волновые устройства.

Все эти способы, применяемые для реализации данного метода, в основном были использованы на промысловых испытаниях, однако, на производстве широкого применения не нашли [3].

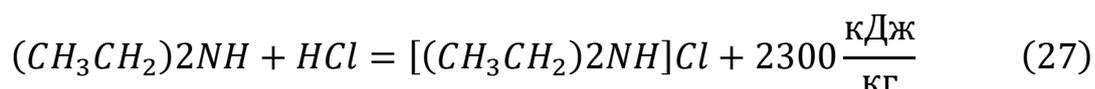
2.2.4 Тепловые методы удаления

Для решения проблем удаления асфальтосмолопарафиновые отложения существуют различные методы. В нефтяной промышленности один из методов борьбы с АСПО является тепловой метод.

В данном методе применяют технологии с применением промывки горячей нефтью объемом от 18 до 27 м³ при температуре 95-105°С. Для горячей промывки используется звено в составе: агрегата депарафинизации скважин АДПМ - 12/150; двух (или трех) автоцистерн типа АД - 8,2, АЦ - 10, АЦН - 12. Хорошая эффективность такого способа достигается при глубинах отложений до 600 м, если график промывок проводится с соблюдением установленного межочистного периода. Однако у данного способа существуют и недостатки: удаления АСПО при глубинах ниже 600-700 м невозможно; использование товарной нефти в большом количестве, нефть, применяемая для горячей обработки, является пожароопасным веществом;

если технологические режимы проведения промывок не соблюдены, то существует вероятность пролива нефти и загрязнения территории.

Также применяется технология с использованием экзотермической реакции. Обработку производят чередующейся закачкой в затрубное пространство водного раствора диэтиламина и соляной кислоты. При этом происходит реакция со значительным выделением тепла [3]:



Среди применяемых в настоящее время методов термической обработки наиболее широкое использование получила термохимическая обработка (ТХО) с использованием горячих водных растворов ПАВ. Объем данных растворов, а также концентрация реагента варьируются. Они определяются прежде всего глубиной и толщиной отложений.

К общим недостаткам всех термических методов депарафинизации скважин относятся: вероятность повторного осаждения АСПО, когда температура теплового агента упадет; заклинивание и заполнение рабочих органов насосного оборудования частицами отложений [16].

2.2.5 Механические методы удаления

Для осуществления данного метода применяют скребки различной конструкции. Скребки состоят из двух пластинок: подвижной (3) и неподвижной (2). К данным пластинкам привариваются ножи (4). Грузки (1) прикрепляют к неподвижной пластине, для того, чтобы ускорить спуск скребка и предотвратить подброс его потоком. На барабан ручной или механической лебедки наматывают скребковую проволоку (6). Затем на серьге (5) и на данной проволоке производят спуск скребка. На устьевой или фонтанной арматуре устанавливают лубрикатор с сальником и через него пропускают проволоку. Применяемая проволока для спуска скребка обычно бывает диаметром 1,6; 1,8 и 2 мм. Сальник на лубрикаторе немного освобождается при спуске скребка, а при подъеме наоборот, зажимается.

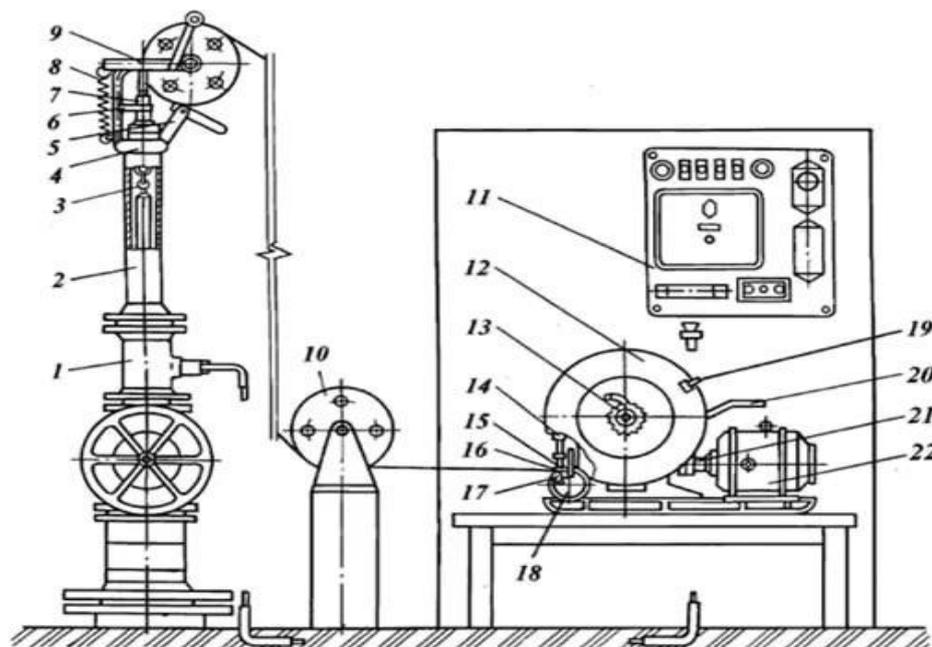


Рисунок 8 –Схема депарафинизационной установки АДУ - 3:
 1 – индукционный датчик ДИ-3; 2 – лубрикатор; 3 – скребок; 4 – хомут; 5 – кронштейн; 6 – грундбукса; 7 – уплотнитель; 8 – пружина; 9 – рычаг ролика; 10 – оттяжной ролик; 11 – блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк; 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель.

Существует и другие способы механической очистки, однако, многие из них не нашли широкого применения на промыслах [3].

2.2.6 Химические методы удаления

Один из самых распространенных методов удаления данных отложений является применение органических растворителей. Композиция алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов в комбинации с полярными гетероатомными соединениями считаются наиболее эффективными при удалении АСПО. Низкокипящие алифатические углеводороды хорошо растворяют твердые парафиновые углеводороды. С уменьшением молекулярного веса алифатических углеводородов растворимость увеличивается. В составе смол содержатся алифатические и ароматические структуры. При этом содержание ароматических углеродов меньше алифатических. Поэтому смолы могут растворяться как в низших и высших алкановых углеводородах, так и нафтеновых и ароматических

углеводородах. В составе асфальтенов доля ароматических углеродов превышает долю алифатических. В частности, из-за этого асфальтены растворяются в ароматических углеводородах. Углеводородные растворители, включающие поверхностно-активные вещества предложены с целью повышения эффективности растворения парафиновых соединений [17].

3 Анализ эффективности технологии ингибирования на месторождениях X и Y

Проблемы добычи нефти месторождений и связаны с рядом сопутствующих осложнений: образованием большого количества асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений на нефтепромысловом оборудовании, насосно-компрессорных труб, внутри насосного оборудования. На данных месторождениях для предупреждения образования отложений с целью обеспечения безаварийной работы оборудования и снижения энергозатрат на удаление отложений при добыче нефти, увеличения межремонтного периода применяются ингибиторы парафино- и солеотложений серии «OBSENOЛ» RM и «RESOL» PV (PARASOL). Данные реагенты производства ООО «ГК «ТЕХНОТЭК».

Борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями подразделяется на удаление: серия «OBSENOЛ» RM и предотвращение: серия «OBSENOЛ» IP (Рисунок 9). Растворители АСПО серии «OBSENOЛ» RM предназначены для удаления АСПО в нефтяных скважинах, обработки и призабойных зон пластов (ПЗП) добывающих скважин с целью интенсификации добычи жидкости (в том числе при кислотных обработках), обработки ПЗП скважин систем ППД для увеличения приемистости. Данные растворители представляют собой смесь алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов (фракций легких углеводородов) с добавлением ПАВ и полярных неэлектролитов. Ингибиторы АСПО серии «OBSENOЛ» IP предназначены для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании, снижения температуры застывания нефти. Представляют собой смесь неионогенных и ионогенных поверхностно-активных компонентов в углеводородном растворителе.

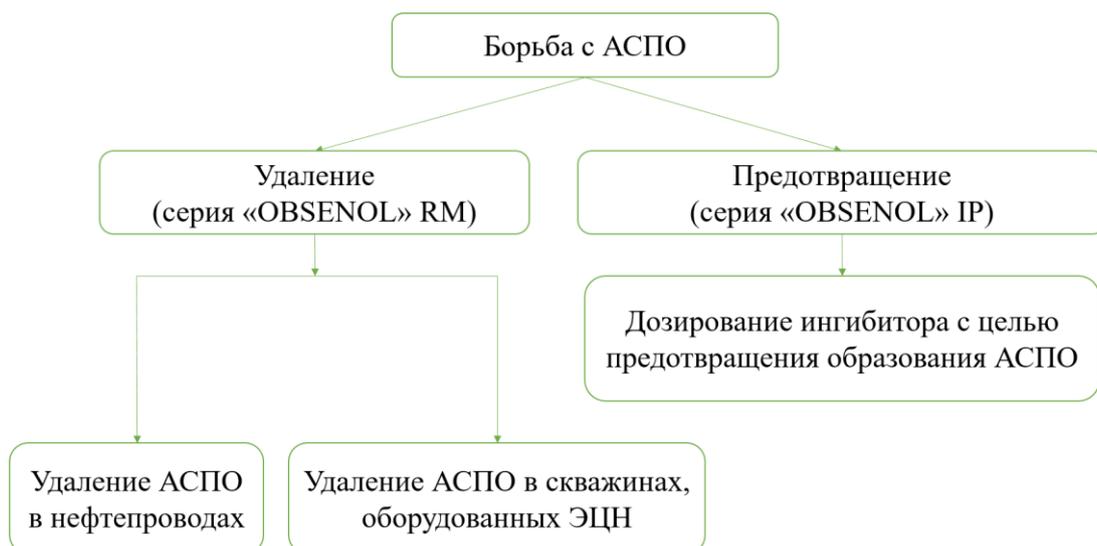


Рисунок 9 – Борьба с АСПО

Внедрение технологии удаления и предупреждения АСПО в скважинах позволит: увеличить межочистной период скважин и трубопроводов; увеличить пропускную способность нефтепровода, обеспечить стабильную и бесперебойную работу; отказаться от использования товарной нефти при проведении операций по удалению АСПО.

Ведутся работы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на скважинах месторождения X с применением реагента «OBSENOL» RM 45. Механизм действия данного реагента заключается в том, что он растворяет органические отложения; диспергирует комплексные отложения: комплексные отложения диспергируются благодаря входящим в состав ПАВ и полярных неэлектролитов, что обеспечивает усиленное воздействие на полярные отложения (асфальтены и смолы); препятствует повторному выпадению растворенных и диспергированных органических веществ на поверхность породы; обладает гидробным действием. На месторождениях межочистные работы увеличены в 2,5 раза. При применении данной технологии на март 2023 года: объем закаченного растворителя составляет 163 м³, среднее увеличение дебита скважин – 5,24 м³/сут и среднее увеличение дебита нефти составило 20%.

Эффективность применения реагента «OBSENOL RM» 45 на март 2023 года представлен в виде диаграммы (Рисунок 10). На скважинах 105, 17, 287 месторождений А, Б, В объем закаченного реагента составляет 3 м³. Для месторождений А, Б, В фактическое увеличение дебита нефти составил 25 %, 140 % и 75 %.

Диаграмма до обработки и после обработки ингибитором "OBSENOL RM 45" на месторождениях А, Б и В

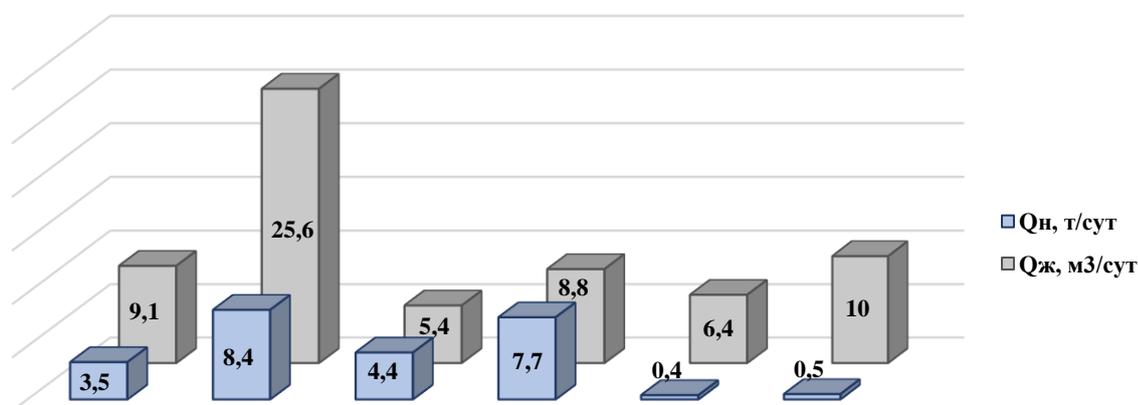


Рисунок 10 – Диаграмма до обработки и после обработки ингибитором «OBSENOL RM» 45 на месторождениях А, Б и В

Результаты внедрения данной технологии: уход от использования товарной нефти; гарантия качества проводимых обработок; возможность проведения обработок в круглосуточном режиме; минимизация привлекаемого персонала.

Борьбы с солеотложениями подразделяется на удаление: серия «RESOL» RM («PARASOL» RM) и предотвращение: серия «RESOL» PV («PARASOL» PV) (Рисунок 11). Обработка скважины и нефтепроводов по удалению образованных солеотложений проводится с применением удалителя солеотложений «RESOL» RM 15. Удалитель растворяет кристаллы минеральных солей. Кристаллы солей растворяются в растворе реагента и, извлекаясь потоком жидкости, не выпадают в осадок с изменением термобарических условий. При дозировании ингибитора серии RESOL PV в

скважинную продукцию, содержащую карбонаты кальция и магния, сульфат бария и оксиды железа они образуют весьма прочные химические соединения – комплексы. Комплексы реагентов адсорбируются (осаждаются) на поверхности зародышей кристаллов солей, препятствуя дальнейшей их кристаллизации.



Рисунок 11 – Борьба с солеотложениями

Эффективность применения реагента «RESOL» PV 16 представлен в виде диаграммы (Рисунок 12).

Увеличение межремонтного периода до и после начала ингибирования

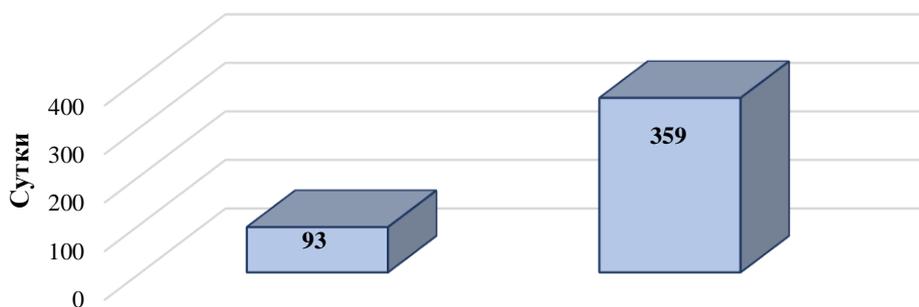


Рисунок 12 – Увеличение межремонтного периода до и после начала ингибирования

Результаты внедрения данной технологии: снижение количество обработок; отсутствие отказов глубинно-насосного оборудования и трубопроводов по причине солеотложения.

3.1 Исследование ионного состава пластовой воды

Вода является основным источником солеобразования при добыче нефти, для понимания конкретных причин солеотложения в системе проведен лабораторный комплекс исследований воды. Фактором, оказывающим решающее влияние на солеобразование, является минерализация пластовых вод и их ионный состав. Проведем сравнительный физико-химический и ионный анализ пластовой воды, полученной с двух скважин (скважины 62 и 54) месторождении У.

Измеряемые показатели: рН; общая минерализация (сухой остаток); плотность при 20 °С; ионный состав Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , HCO_3^- , SO_4^{2-} , Cl^- ; жесткость. Перечень методов определения ионного состава пластовой воды представлены в таблице А.1. (Приложение А).

Результаты анализа проб подтоварной воды с месторождения У представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты анализа проб подтоварной воды с месторождения У

Показатели	Единицы измерения	Месторождение У, скважина 62	Месторождение У, скважине 54
Водородный показатель	Единицы рН	6,86	6,92
Общая минерализация	$\frac{мг}{дм^3}$	25547,9	26577,0
Плотность	$\frac{г}{м^3}$	1,018	1,025
Жесткость общая	$\frac{мг - экв}{дм^3}$	56,0	49,0
Кальция (Ca^{2+})	$\frac{мг}{л}$	305,6	310,6
Сумма калия (K^+) и натрия (Na^+)	$\frac{мг}{дм^3}$	9128,6	9234,9
Магний (Mg^{2+})	$\frac{мг}{дм^3}$	410,2	427,1
Сульфаты (SO_4^{2-})	$\frac{мг}{дм^3}$	23,9	8,2
Хлориды (Cl^-)	$\frac{мг}{дм^3}$	15066,3	14066,3

Продолжение таблицы 6

Показатели	Единицы измерения	Месторождение У, скважина 62	Месторождение У, скважине 54
Гидрокарбонаты (HCO_3^-)	$\frac{мг}{дм^3}$	1513,3	1449,9
Карбонаты (CO_3^{2-})	$\frac{мг}{дм^3}$	0	0,02

В количественном отношении во всех максимально содержание суммы ионов натрия и калия. Содержание сульфатов преобладает над содержанием карбонатов в воде двух скважин в 8-24 раза. Результаты указывают на то, что:

- вода с месторождения У скважины 62 и 54 имеет средние показатели по жесткости;
- по катионному составу высокие показатели содержания основных катионов у воды. Это определяет, как высокий уровень минерализации, так и опасность выпадения нерастворимых солей (Ca^{2+}, Mg^{2+}) и образование отложений;
- по анионному количественному составу имеет высокие показатели содержания основных анионов (SO_4^{2-}, Cl^-), определяющих как высокий уровень минерализации, так и склонность к выпадению солей жесткости;
- содержание сульфатов у воды со скважины 54 в 3 раза ниже, чем у скважины 62. Это указывает на то, что вероятность попадания сульфатов в образующиеся отложения на стенках труб двух скважин практически одинакова;
- по классификации Сулина воду с месторождения У можно отнести к хлоркальциевому типу (Приложение Б);
- водородный показатель (рН), характеризует реакцию среды или ее кислотность. У воды показатель рН незначительно ниже нейтральной среды.

По результатам анализа можно сделать вывод, что опасность вод месторождения У в плане выпадения солей из раствора и образования отложений обусловлена высокой степенью минерализации, жесткостью. Жесткость вод смешанная сульфатно-карбонатная, хлоркальциевая. На

данном месторождении следует ожидать интенсивное выпадение солей. Судя по химическому составу воды велика вероятность выпадения сложных многокомпонентных солей и соответственно образование солевых отложений, с преобладанием нерастворимых солей кальция и магния, сульфатов и в меньшей степени карбонатов. Исходя из этого защита от солевых отложений на данном месторождении обязательна [21].

3.2 Определение эффективности технологии ингибирования солеотложений

На данном месторождении для предотвращения данных отложений в скважинном оборудовании широко применяют технологию постоянного дозирования ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважин с применением УДЭ. Также проводятся разовые обработки солеотлагающих скважин ингибитором солеотложения по технологии периодического дозирования реагента в затрубное пространство скважины. Применение данной технологии с помощью УДЭ показал высокую эффективность. Анализом работы УДЭ установлено, что в среднем коэффициент увеличения наработки на отказ УЭЦН осложненных солеотложением скважин вырос в 2-5 раз.

3.2.1 Исследования ингибирования солеотложений

Для того чтобы, выбрать наиболее эффективный ингибитор солеотложения применительно к типу воды, проведены лабораторные исследования по оценке эффективности действия ингибитора «RESOL» PV 16 («PARASOL» PV 16). В качестве исследуемой среды использовалась вода со скважин 62 и 54 У. Целью данного испытания является тестирование ингибитора солеотложений «RESOL» PV 16 на водах с месторождения У. Данный ингибитор является производства ООО «ГК «ТЕХНОТЭК».

Испытание ингибиторов солеотложения следует проводить на моделях (имитатах) пластовых вод месторождений, где планируется применение ингибиторов солеотложения. Раствор А содержит кальция хлорида 3046

мг/дм³ и магния хлорида (шестиводного) 3177 мг/дм³. Раствор Б – натрия хлорида 18084 мг/дм³ и натрия гидрокарбоната 1344 мг/дм³.

Приготовление раствора А и Б: На весах аналитических берут навеску необходимого количества компонентов раствора А и Б, помещают в мерные колбы объемом 500 мл, растворяют в 100-150 мл дистиллированной воды, доводят до метки, перемешивают, фильтруют через фильтр "белая лента", в случае выпадения осадка. Затем определяем содержание гидрокарбонат ионов и ионов кальция.

Приготовление раствора ингибитора: 500 мг ингибиторов солеотложения растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды с последующим доведением объема раствора до 100 мл в мерной колбе. В 1 мл раствора содержится 5 мг ингибитора.

Методика эксперимента. Эффективность ингибиторов определяем при концентрации 50 мг/дм³, что соответствует 1 мл раствора ингибитора. В колбы емкостью 250 мл пипеткой Мора вносят 50 мл раствора А, добавляют раствор ингибитора, затем приливают 50 мл раствора Б. Колбы закрывают крышками и термостатируют при температуре 75 °С в течение 6 часов. Допускается проводить термостатирование при температурах, соответствующих условиям объекта планируемого применения ингибиторов солеотложения. Затем пробы охлаждают и фильтруют через плотный фильтр "синяя лента". Для определения содержания ионов кальция в конические колбы отбирают пипеткой Мора 10 мл фильтрата, добавляют 40 мл дистиллированной воды, 2,5 мл 20%-ного раствора натрия гидроксида и 10-15 мг смеси мурексида и натрия хлорида. Затем определяют содержание ионов кальция. Для сравнения параллельно проводится опыт без добавления ингибиторов солеотложения. Результаты анализа представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты анализа исследований эффективности ингибитора солеотложения «RESOL» PV 16 для пластовых вод месторождения Y

Место отбора	Содержание кальция, $\frac{\text{мг}}{\text{дм}^3}$	Содержание кальция через 6 часов термостатирования при 75 °С в «холостой» пробе, $\frac{\text{мг}}{\text{дм}^3}$	Содержание кальция через 6 часов термостатирования при 75 °С в отработанной пробе, $\frac{\text{мг}}{\text{дм}^3}$
Месторождения Y, скважина 62	305,6	205,4	303,6
Месторождения Y, скважина 54	310,6	210,4	305,7

Эффективность действия ингибиторов солеотложения (\mathcal{E} , %) определяем по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \cdot 100 \%, \quad (28)$$

где C_x – содержание ионов кальция в пробе, не содержащей ингибитор, мг/дм³;

C_p – содержание ионов кальция в пробе, содержащей ингибитор, после термостатирования, мг/дм³;

C_0 – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/дм³.

Месторождение Y скважина 62:

$$\mathcal{E} = \frac{303,6 - 205,4}{305,6 - 205,4} \cdot 100 \% = 98 \%$$

Месторождение Y скважина 54:

$$\mathcal{E} = \frac{309,7 - 210,4}{310,6 - 210,4} \cdot 100 \% = 95 \%$$

На рисунке 13 представлены результаты эффективности ингибирования солеотложений до и после проведения эксперимента.



Рисунок 13 – Сравнительный анализ ингибирования

На рисунке видно, что в пластовой воде без добавления реагента образуется муть, наблюдается выпадение большого количества осадка на дне и стенках стакана. Это указывает на выпадение кальция. А пластовая вода с добавлением реагента не поменяла ни цветность, ни мутность. Это указывает на то, что при добавлении реагента соли не выпадают в осадок. Эффективность ингибирования в среднем составила 96,5 %.

Применение реагента ингибитора солеотложений «RESOL» PV 16 на пластовой воде скважин 62 и 54 месторождения Y показало высокую эффективность ингибирования (более 96 %) и защиту от выпадения солеотложений при концентрации 50 г/м³ [21].

3.3 Опытнo-промысловые испытания технологии ингибирования асфальтосмолопарафиновых отложений

Настоящие опытнo-промысловые испытания (ОПИ) проведены в соответствии с программой опытнo-промысловых испытаний реагента «OBSENOЛ» RM 45 производства ООО «ГК «ТЕХНОТЭК» для предотвращения АСПО на месторождении X.

Целью данного испытания является получение обоснований к принятию решения о целесообразности промышленного применения реагента «OBSENOЛ» RM 45 для предупреждения парафиноотложений, снижение энергетических затрат на проведение термoхимических обработок и

определение эффективной дозировки для предотвращения АСПО на месторождении X.

Реагент «OBSENOЛ» RM 45 представляет собой смесь алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов (фракций легких углеводородов) с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полярных неэлектролитов [22].

Таблица 8 – Физико-химические свойства реагента «OBSENOЛ» RM 45

Наименование показателей	Норма
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от свето-желтого до темно-коричневого цвета. Допускается опалесценция
Плотность при 20 °С, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, не ниже	>700
Температура начала перегонки (фракционный состав), °С, не ниже	35
Массовая доля ароматических углеводородов, %, не менее	20
Температура застывания, °С, не выше	- 60
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, в пределах	От -37 до -49

Реагент «OBSENOЛ» RM 45 является модификатором кристаллов парафинов в центрах кристаллизации, предотвращает их дальнейший рост и препятствует образованию плотной кристаллической решетки. Вследствие этого, дальнейший рост кристаллов парафина затрудняется, уменьшается их способность к агрегации и образованию отложений. При постоянном дозировании в скважины реагент «OBSENOЛ» RM 45 постепенно смывает образовавшиеся на стенках органические отложения, увеличивая пропускную способность и понижая давление в скважинах.

Кроме основного предназначения, реагент «OBSENOЛ» RM 45 обладает способностью снижать вязкость и температуру застывания высокопарафинистых нефтей, улучшая низкотемпературные свойства нефти при добыче.

Рабочие параметры и тип дозирующего устройства представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Рабочие параметры и тип дозирующего устройства

Наименование показателей	Значения
Оборудование	Электроцентробежный насос
Тип УД	Д.П. 25/40
$V_{уд}$, л	1000
ω , Гц	40
I, А	15,8
Загрузка	47
Дебит жидкости, $\frac{м^3}{сут}$	40,7
Дебит нефти, $\frac{т}{сут}$	34,44
Дебит нефти, $\frac{м^3}{сут}$	39,72
Обводненность, %	2,4
Дебит воды, $\frac{м^3}{сут}$	0,9768
Динамический уровень, м	1864
Затрубное давление, атм	14
Линейное давление, атм	14

До внедрения технологии ООО «ГК «ТЕХНОТЭК» удаления АСПО в скважинах, очистка колонны НКТ проводилось методом скребкования с периодичностью 3 суток. До проведения технологии ингибирования было проведено 17 термохимических обработок скважины. Проведение термохимических обработок позволило увеличить МОП до 15 суток.

3.4 Мониторинг технологических параметров и результаты

В период с 11 ноября по 11 декабря на скважине месторождении X проводилось дозирование реагента «OBSENOЛ» RM 45 со средней дозировкой 706 г/тн. Расход реагента составил 583 кг. Режим работы скважины на момент запуска: дебит жидкости – $37,4 \frac{м^3}{сут}$, дебит нефти – $31,6 \frac{т}{сут}$.

Технология применения ингибитора парафиноотложений «OBSENOЛ» RM 45 – режим постоянного дозирования. Ингибитор подавался в затрубное пространство скважины.

Результаты мониторинга технологических параметров скважины месторождения X при проведении мероприятий по дозированию реагента «OBSENOL» RM 45 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты мониторинга технологических параметров при проведении мероприятий по дозированию реагента

Дата	Дозировка ($\frac{\Gamma}{\Gamma}$)	$Q_{ж}, \frac{м^3}{сут}$	$P_{затр}, атм$	$P_{лин}, атм$	Примечание/начало дозирования
11.ноя	627,24	7,8	14	14	Начало дозирования, запуск УД в работу в 19:00
12.ноя	580,72	40,7	14	14	
13.ноя	623,02	37,4	16	16,5	
14.ноя	632,36	33,9	16	16,5	В связи с отключением электроэнергии остановка УД на 2 часа
15.ноя	613,19	38	16	16,5	
16.ноя	613,19	38	17	16,5	
17.ноя	598,67	39	13	16	
18.ноя	598,67	39	15	15,5	
19.ноя	526,56	38	17	18	
20.ноя	555,82	36	15	15,5	
21.ноя	525,5	38	16	19	
22.ноя	554,69	36	16	18,5	
23.ноя	539,7	37	16	18,5	
24.ноя	534,63	37	16	18,5	
25.ноя	507,21	39	16	14	
26.ноя	507,21	39	20	17	
27.ноя	565,18	35	23	20	
28.ноя	565,01	35	23	20	
29.ноя	637,91	31	23	20	
30.ноя	637,91	31	23	20	
01.дек	805,01	31	13,5	19,5	Повышение дозировки реагента
02.дек	784,76	31,8	16	15	
03.дек	796,99	31	15,5	14	
04.дек	796,99	31	15,5	15	
05.дек	796,99	31	16,5	17	
06.дек	796,99	31	16,5	17	
07.дек	806,64	30,63	15,5	16	
08.дек	806,64	30,63	15,5	16	
09.дек	806,64	30,63	15,5	16	
11.дек	799,36	30,91	18	16	

За 10 декабря данные отсутствуют в связи с погодными условиями.

На рисунке 14 представлена зависимость изменения затрубного и линейного давления и дебита скважины в период дозировки реагента «OBSENOЛ» RM 45.

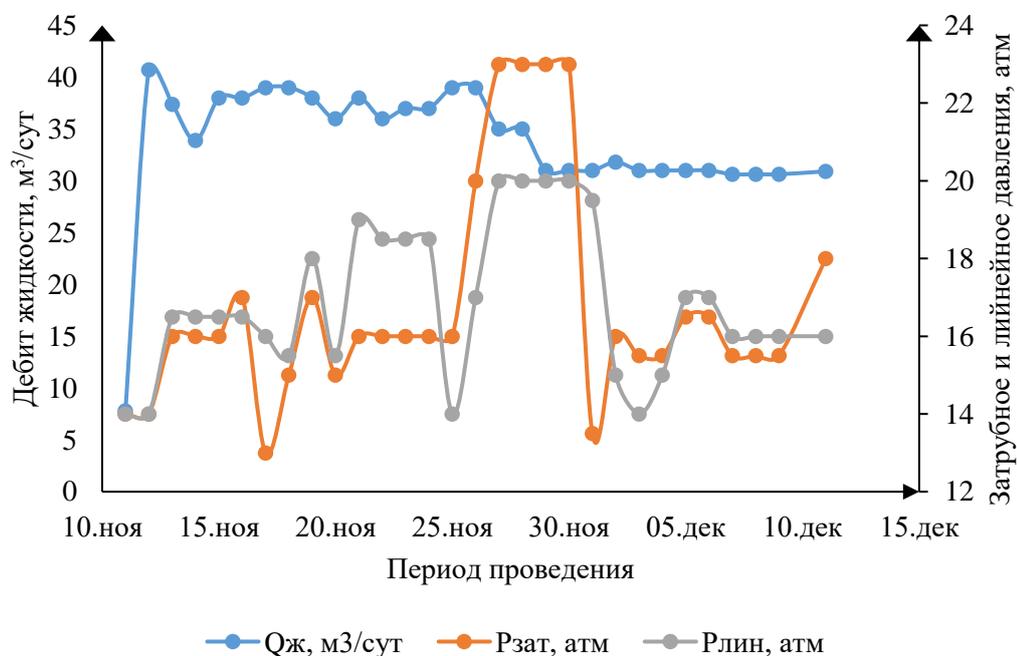


Рисунок 14 – График изменения затрубного, линейного давления, дебита жидкости в период дозирования реагента «OBSENOЛ» RM 45

Повышение давления 27 ноября и дальнейшая его стабилизация 1 декабря обусловлена удалением парафиновых отложений со стенок скважинного оборудования и внутренней стенки трубопровода, удалением образовавшихся в результате этого парафиновых пробок, а также образованием пробки из механических примесей в штуцере перед выкидной линией [22].

Реагент «OBSENOЛ» RM 45 снижает вязкость и напряжение сдвига в 2,2 раза по сравнению с начальными показателями при дозировке 700 г/т. При дозировке 500 г/т снижение происходит в 1,8 раза. 1 декабря дозировка реагента увеличена с 500 г/т до 700 г/т. С увеличением дозировки эффективность ингибирования возрастает с 62,6 % до 70,8 %. 2 декабря был проведен контрольный замер технологических параметров работы скважины:

значение затрубного давления составило 16 атм, линейного – 15 атм, буферного – 21 атм.

В результате повышения удельной концентрации реагента «OBSENOЛ» RM 45 на тонну нефти происходит удаление парафиновых отложений со стенок скважинного оборудования и внутренней стенки трубопровода, удаление образовавшихся в результате этого парафиновых пробок, и, как следствие, стабилизация давления и дебита жидкости скважины месторождении X.

Таким образом, проведение ООО «ГК «ТЕХНОТЭК» термохимических обработок позволило увеличить МОП до 15 суток. Межочистной период был увеличен в 5 раз относительно проведения очисток колонны НКТ методом скребкования.

Проведение термохимических обработок увеличивает затраты энергоресурсов на технологический процесс удаления АСПО в скважинах добычи нефти. Применение энергосберегающих технологий является приоритетным направлением в промышленности. К таким технологиям относится использование химических реагентов – ингибиторов парафиноотложений.

В период дозирования реагента «OBSENOЛ» RM 45 на скважине месторождении X, с 11 ноября по 11 декабря, термохимические обработки не проводились.

На 14 декабря МОП скважины составляет 41 сутки, что на 26 суток больше заявленного межочистного периода проведения ТХО.

Реагент «OBSENOЛ» RM 45 рекомендован для постоянного дозирования в качестве ингибитора парафиноотложений с дозировкой 700 г/тн на скважине месторождении X [22].

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Тувакбердыева Селби

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материалов, технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходований ресурсов	Норма расходования материальных, финансовых ресурсов на специальное оборудование.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, заработная плата.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения мероприятий по технологии ингибирования.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проведения мероприятий по скребкованию и ингибированию на месторождении.

Перечень графического материала:

1. Сравнительный анализ общей стоимости проведения мероприятий по борьбе с отложениями в сутки.

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Тувакбердыева Селби		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе оценим экономическую эффективность при борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями механическим (скребкование) и химическим (закачка ингибитора) методами на месторождении X.

Механический метод (скребкование).

В таблице 11 приведены результаты расчета затрат на оплату труда. Часовая тарифная ставка оператора 5 разряда составляет 94,92 руб, мастера 11 разряда 117,95 руб. С учетом премии, надбавки за работу в опасных условиях, районный коэффициент составляет 1,6 и северную надбавку рассчитали общие затраты на оплату труда. Общие затраты составили 3912,21 руб.

Таблица 11 – Затраты на оплату труда

№	Должность	Часовая тарифная ставка, руб.	Баланс рабочего времени, ч.	Оплата по тарифу, руб	Премия %	Надбавка за работу во вредных и (или) опасных условиях труда, руб	РК	Северная надбавка	Всего, руб
					25%	20%	60%	80%	
1	Оператор	94,92	3,28	311,11	77,78	62,22	270,67	360,89	1082,67
2	Оператор	94,92	3,28	311,11	77,78	62,22	270,67	360,89	1082,67
3	Мастер	117,95	0,59	69,59	17,40	13,92	60,54	80,72	242,17
4	Резерв на отпуск	16,7%							401,25
5	Резерв на годовое вознаграждение	8,3%							200,63
6	Социальные отчисления	30,0%							902,82
ИТОГО			7,15						3912,21

В таблице 12 и таблице 13 представлены затраты на спецтехнику и материальные затраты.

Таблица 12 – Затраты на оборудования

№	Наименование спецтехники	кол-во	расценка руб/ч	Время работы по норме, ч	Сумма, руб
1	Лебедка на базе КАМАЗ	1	2 102,33	4,01	8 421,89
ИТОГО					8 421,89

Таблица 13 – Материальные затраты

№	Наименование оборудования	Количество, шт	Цена за единицу, руб	Общая стоимость, руб	Стоимость за операцию, руб
1	Лента фум	18	146,59	2 638,62	4,35
2	Ветош	36	343,02	12 348,74	20,38
3	ЗИП для приборов	5	6 850,00	34 250,00	56,52
ИТОГО					81,26

Рассчитав затраты на спецтехнику и материалы, провели расчет амортизационных отчислений за месяц. Полученные результаты представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Полученные результаты расчета амортизационных отчислений

№	Наименование	Количество	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизационных отчислений, %	Амортизационные отчисления за месяц, руб
1	Датчик положения скорости	1	50 690	0,01%	17,09
2	Лубрикатор	1	767 058	0,01%	258,65
3	Скребок	2	16 422	0,01%	11,07
ИТОГО					286,82

При расчете прочих расходов учитывали ремонты приборов и лебедки на базе КАМАЗ. Полученные результаты расчета представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Полученные результаты расчета прочих расходов

№	Наименование	Количество	Цена за единицу, руб	сумма
1	ТО и Ремонты приборов	1	172,09	172,09
2	ТО и Ремонты Лебедки на базе КАМАЗ	1	391,86	391,86
ИТОГО				563,95

Таблица 16 – Затраты на проведения операций по борьбе с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями скребкованием

№	Наименование затрат	Ед.изм	Общая стоимость за 1 СПО
1	Заработная плата	руб.	3 912,00
2	Транспортные затраты	руб.	8 422,00
3	Амортизация основных средств	руб.	287,00
4	Материальные затраты	руб.	81,00

Продолжение таблицы 16

№	Наименование затрат	Ед.изм	Общая стоимость за 1 СПО
Итого прямых затрат		руб.	12 702,00
5	Накладные расходы	руб.	1 905,00
6	Прочие расходы	руб.	564,00
Всего затрат		руб.	15 171,00
7	Рентабельность	руб.	1 517,00
Итого затрат		руб.	16 688,00

Таким образом, исходя из полученных результатов на основе расчетов (таблица 15) стоимость одной обработки скважины скребкованием составляет около 16688 руб. При удалении отложений в скважинах методом скребкования межремонтный период работы скважин составляет 3 суток. Следовательно, стоимость одной обработки данным методом составит 5 562,67 рублей в сутки.

Химический метод (закачка ингибитора)

В результате опытно-промысловых испытаний было определено, что применение ингибитора OBSENOL RM 45 на месторождении X является наиболее эффективным методом при борьбе с отложениями. Данный реагент производства ООО «ГК «ТЕХНОТЭК». Ингибитор подается в затрубное пространство скважины.

В таблице 17 приведены результаты расчета затрат на оплату труда. Часовая тарифная ставка оператора ХОС 5 разряда и технолога составляет 450,00 руб, старшего мастера 558,43 руб. С учетом премии, надбавки за работу в опасных условиях, районный коэффициент составляет 1,6 и северную надбавку рассчитали общие затраты на оплату труда. Общие затраты составили 5773,20 руб.

Таблица 17 – Затраты на оплату труда

№	Должность	Часовая тарифная ставка, руб.	Баланс рабочего времени, ч.	Оплата по тарифу, руб	Премия %	Надбавка за работу во вредных и (или) опасных условиях труда, руб	РК	Северная надбавка	Всего, руб
					25%	20%	60%	80%	
1	Оператор ХОС	450,00	0,7	315,00	78,75	63,00	274,05	365,40	1096,20
2	Технолог	450,00	0,7	315,00	78,75	63,00	274,05	365,40	1096,20
3	Старший мастер	1558,43	0,7	390,90	97,73	78,18	340,08	453,45	1360,34
4	Резерв на отпуск	16,7%							592,12
5	Резерв на годовое вознаграждение	8,3%							296,06
6	Социальные отчисления	30,0%							1332,28
ИТОГО			7,15						5773,20

В таблице 18 и таблице 19 представлены затраты на спецтехнику и материальные затраты.

Таблица 18 – Затраты на оборудования

№	Наименование спецтехники	Количество	Расценка руб/ч	Время работы по норме, ч	Сумма, руб
1	СИН-32	1	1998,71	0,7	1399,09
2	АЦ (Урал)	2	2324,89	0,7	3254,85
ИТОГО					4653,94

Таблица 19 – Материальные затраты

№	Наименование оборудования	Ед.изм	Количество	Цена за единицу, руб	Общая стоимость, руб
1	Химический реагент	кг	740	191,80	141932,00
ИТОГО					141932,00

Таблица 20 – Затраты на проведения операций по борьбе с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями применением реагента OBSENOL RM 45

№	Наименование затрат	Ед.изм	Общая стоимость
1	Заработная плата	руб.	5773,00
2	Транспортные затраты	руб.	4654,00
3	Материальные затраты	руб.	141932,00

Продолжение таблицы 20

№	Наименование затрат	Ед.изм	Общая стоимость
Итого прямых затрат		руб.	152359,00
4	Накладные расходы	руб.	122854,00
Всего затрат		руб.	175213,00
5	Рентабельность	руб.	1 7521,00
Итого затрат		руб.	192734,00

Таким образом, исходя из полученных результатов на основе расчетов (таблица 20) стоимость проведения одной операции составляет около 192734 руб. Общая стоимость проведения операции с применением данного ингибитора в 11,5 раз больше, чем при удалении отложений в скважинах методом скребкования. Однако межремонтный период составляет 41 сутки. Следовательно, стоимость одной обработки с применением данного ингибитора составит 4700,83 рублей в сутки.

Таблица 21 – Сравнение общей стоимости методов в сутки

Метод	Общая стоимость работ, руб	Межремонтный период, сутки	Стоимость работ, руб/сут
Скребкования	16 688,00	3	5773,20
Закачка ингибитора «OBSENOЛ» RM 45	192734,00	41	4700,83

Сравнивая стоимость двух методов проведения обработки скважин в сутки можно сказать, что второй метод, то есть применение ингибитора экономически более эффективен. Также данный метод эффективен тем, что межремонтный период при использовании второго метода во много раз больше, что положительно сказывается на режиме работы скважины.

Также при закачке ингибитора можно установить УДР, его используют с целью автоматического закачивания ингибитора в затрубное пространство. Это экономически более эффективно, так как потребуются единовременные затраты на покупку и установку УДР. Однако отпадут постоянные затраты на оплату труда, также не понадобится спецтехника. Такой вариант выгоден для долговременных проектов и для скважин, которые гарантированно будут давать ожидаемый дебит еще длительное время.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Тувакбердыева Селби

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p>Объектом исследования данной работы является месторождения, осложненные асфальтосмолистопарафиновыми и солеотложениями.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 15, ст. 91. Понятие рабочего времени. Нормальная продолжительность рабочего времени; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; повышенные уровни шума и вибрации; отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; химические вещества; пожаробезопасность.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы загрязняющих веществ в атмосферу), на гидросферу (разлив углеводородного сырья и химических реагентов, и распространения их по поверхности воды), на литосферу (загрязнение почвы химическими реагентами и нефтепродуктами).</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: природного характера (паводковые наводнения, ураганы, метели, низкие температуры в зимний период); техногенного характера (выброс газа при негерметичности соединений и фланцев; разрыв трубопроводов, подающих химические реагенты; разгерметизация емкости для хранения химического реагента, в запорной арматуре и фланцевых соединениях; прорыв лишнего объема закачки в скважину).
--	---

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Тувакбердыева Селби		

5 Социальная ответственность

Введение

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Любой вид деятельности человека связан с определенными факторами, направленными на усугубление и ухудшения здоровья. Проанализировав возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на месторождении при добыче нефти, будут рассмотрены комплексные методы их предупреждения и ликвидации.

Объектом исследования данной работы является месторождения, осложненные асфальтосмолистопарафиновыми и солеотложениями. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с данными отложениями. Интенсивное образование АСПО может привести к полному перекрытию проходного сечения насосно-компрессорных труб, кольцевых каналов в затрубном пространстве, заклиниванию насосного оборудования, а выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин приводит к снижению продуктивности и дебита, на насосном оборудовании сроков его безотказной работы и т.д. Тем самым данные отложения негативно влияют на объемы добычи. Все работы по борьбе выполняются на нефтегазовом промысле, где имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Согласно статье 212 ТК РФ работодатель обязан обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов, и правильность применения средств индивидуальной защиты [23].

Продолжительность рабочего дня согласно статье 91 «Понятие рабочего времени. Нормальная продолжительность рабочего времени» не может превышать 40 часов в неделю. Для работников, условия труда на рабочих местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени продолжительность рабочего дня не более 36 часов в неделю. Ежегодный основной оплачиваемый отпуск предоставляется работникам продолжительностью 28 календарных дней. В течение рабочего дня работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается [24].

Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [25].

Работники, осуществляющие отдельные виды деятельности, в том числе связанной с источниками повышенной опасности (с влиянием вредных веществ и неблагоприятных производственных факторов) проходят обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти. Предусмотренные настоящей статьей медицинские осмотры и

психиатрические освидетельствования осуществляются за счет средств работодателя [26].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Компоновка рабочей зоны и допуск бригады к работам производится после получения разрешения оперативного персонала, в управлении которого находится эксплуатационное оборудование.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования, связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Следовательно, расположение объектов на кустовой площадке должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [27].

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ по эксплуатации месторождений возникают вредные и опасные факторы. При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ по предупреждению образования и удалению АСПО и солеотложений

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Изготовление	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	+	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011 Защита от шума
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Химические вещества	+	+	+	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Пожаровзрывоопасность		+	+	ППБО 116-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к резкому ухудшению самочувствия, снижению производительности труда рабочего.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 23, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». [28]

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой. Спецодежда должна быть воздухо- и водонепроницаемой, иметь удобный крой. Для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла), лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Установить рациональный режим труда и отдыха. Это достигается сокращением продолжительности рабочей смены, введением дополнительных перерывов, созданием условий для эффективного отдыха в помещениях с нормальными метеорологическими условиями. При температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно необходимо обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура + 25 °С. [29]

Таблица 24 – Отнесение условий труда по классу условий труда в зависимости от величины ТНС-индекса (°С) микроклимата на рабочих местах производственных помещений [41]

Категория работ	Класс (подкласс) условий труда						
	оптимальный 1	допустимый 2	вредный 3				опасный 4
			3				
			3.1	3.2	3.3	3.4	
Теплый период							
Ia	23-25	<26,5	26,5-26,6	26,7-27,4	27,5-28,6	28,7-31,0	>31,0
Iб	22-24	<25,9	25,9-26,1	26,2-26,9	27,0-27,9	28,0-30,3	>30,3
IIa	20-22	<25,2	25,2-25,5	25,6-26,2	26,3-27,3	27,4-29,9	>29,9
IIб	19-21	<24,0	24,0-24,2	24,2-25,0	25,1-26,4	26,5-29,1	>29,1
III	18-20	<21,9	21,9-22,0	22,1-23,4	23,5-26,7	29,2-27,9	>27,9
Холодный период							
Ia	22-24	21,9-20,0	19,9-18,0	17,9-16,0	15,9-14,0	13,9-12,0	<12,0
Iб	21-23	20,9-19,0	18,9-7,0	16,9-15,0	14,9-13,0	12,9-11,0	<11,0
IIa	19-21	18,9-17,0	16,9-14,0	13,9-12,0	11,9-10,0	9,9-8,0	<8,0
IIб	17-19	16,9-15,0	14,9-13,0	12,9-11,0	10,9-9,0	9,9-7,0	<7,0
III	16-18	15,9-13,0	12,9-12,0	11,9-10,0	9,9-8,0	7,9-6,0	<6,0

1) Повышенный уровень шума и вибрации

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования». [30]

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины, компрессорные установки, генераторы, агрегаты, которые создают уровень звука. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. [31] На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБА, что не превышает норму, согласно требованиям.

Согласно СП 51.13330.2011 [32] к индивидуальным средствам защиты от шума относятся наушники, противошумные вкладыши и шлемы. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих. Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием.

Таблица 25 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов [41]

Наименование показателя, ед.изм	Класс (подкласс) условий труда					
	допустимый	вредный				опасный
		2	3			
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Шум, эквивалентный уровень звука, дБА	≤80	>80-85	>85-95	>95-105	>105-115	>115
Вибрация локальная, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ	≤126	>126-129	>129-132	>132-135	>135-138	>138

2) Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Этот фактор довольно часто встречается на производстве, так как в зимнее время продолжительность светового дня очень мала, а работы по борьбе с АСПО и соле-отложениями иногда занимают много времени, поэтому приходится работать в темное время суток. При работах на открытых площадках применяются различного рода фонари, лампы, прожекторы, чтобы увеличить освещенность до необходимого уровня.

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны кустовой площадки должны обеспечивать освещенность: рабочая площадка – 30 лк; устья нефтяных скважин (при их обслуживании в темное время суток) – 30 лк; места управления задвижками – 30 лк.[33]

Таблица 26 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов [41]

Фактор, показатель	Класс (подкласс) условий труда		
	допустимый	вредный	
		2	3
		3.1	3.2
Коэффициент естественной освещенности КЕО, %	$\geq 0,5$	0,1-0,5	$< 0,1$
Освещенность рабочей поверхности E_n , лк	$\geq E_n^*$	$\geq 0,5 E_n$	$< 0,5 E_n$
*Нормативное значение освещенности рабочей поверхности устанавливается в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03			

3) Химические вещества

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, ингибиторы, деэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты.

Таблица 27 – Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	10	III
Спирт метиловый	5	III
Бензол	5	II
Толуол	50	III
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на C)	300	IV

Вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Основным источником вредных веществ на кустовых площадках является АГЗУ и фонтанная арматура.

Пути проникновения химических веществ происходит через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества делят на четыре класса опасности: 1-й - чрезвычайно опасные; 2-й - высокоопасные;

3-й - умеренно опасные и 4-й - малоопасные. Класс опасности вредных веществ устанавливаются в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 27 [34].

Таблица 28 – Класс опасности вредных веществ

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1 – го	2 – го	3 – го	4 – го
Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Менее 0,1	0,1 – 1,0	1,1 – 10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15 – 150	151 – 5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100 – 500	501 – 2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Менее 500	500 – 5000	5001 – 50000	Более 50000
Коэффициент возможного ингаляционного отравления	Более 300	300 – 30	29 – 3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0 – 18,0	18,1 – 54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0 – 5,0	4,9 – 2,5	Менее 2,5

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): костюм; очки защитные; резиновые перчатки; противогаз.

Запрещается производить любые технологические операции с ингибитором вблизи источников нагревания или открытого пламени. Запрещается использовать при работе инструмент, дающий искру при ударе. Для тушения небольших очагов горения принимают ручные порошковые или углекислотные огнетушители. Можно использовать песок и другие инертные материалы. Нельзя тушить струей воды.

Во избежание вдыхания паров ингибитора во время замера, отбора проб, открывания люков емкостей и других операций необходимо становиться с наветренной стороны. Отбор проб производить только в противогазах. Фильтрующие противогазы применяются, когда в воздушной среде содержится не менее 16 % кислорода, а содержание вредных газов не превышает пределов, допустимых для данного типа и марки противогаза.

Продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин с последующим отдыхом на свежем воздухе не менее 15 мин.

К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты [35].

Таблица 29 – Условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии химического фактора [41]

Наименование химических веществ	Класс (подкласс) условий труда					опасный
	допустимый	вредный				
		3				
2	3.1	3.2	3.3	3.4	4	
Вещества 1 - 4 классов опасности	$\leq \text{ПДК}_{\text{макс}}$ $\leq \text{ПДК}_{\text{сс}}$	>1,0-3,0 >1,0-3,0	>3,0-10,0 >3,0-10,0	>10,0-15,0 >10,0-15,0	>15,0-20,0 >15,0	>20 -
Вещества, опасные для развития острого отравления, включая: а) вещества с остронаправленным механизмом действия, хлор, аммиак б) вещества раздражающего действия	$\leq \text{ПДК}_{\text{макс}}$ $\leq \text{ПДК}_{\text{макс}}$	>1,0-2,0 >1,0-2,0	>2,0-4,0 >2,0-4,0	>4,0-6,0 >5,0-10,0	>6,0-10,0 >10,0-50,0	>10 >50

4) Пожаровзрывоопасность

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов. Таким образом, согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок во взрывопожарной и пожарной опасности» кустовая площадка относится к категории повышенной взрывопожароопасности (АН). [36]

Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения и другие токсичные соединения. Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением.

Согласно нормативному документу ППБО 116-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» пожаробезопасность на кустовых площадках обеспечивается выполнением ряда мероприятий [37]:

- размещение сооружений на площадке производится на определённом расстоянии между каждым из них;
- осуществление контроля за воздушной средой в помещениях и на кустовых площадках; установки пожарной сигнализации;
- оборудование мест, определенных проектной документацией, пожарным инвентарём (Пожарный щит закрытого типа: огнетушители – 2: ОП-5, ОП-10; лопаты: штыковая, совковая – 2; лом – 1, ведра –1, кошма –1; ящик с песком).

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

В случае возникновения пожара, каждый рабочий и служащий предприятия обязан:

- немедленно вызвать пожарную часть;
- вызвать к месту пожара старшего начальника объекта;
- принять меры по ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.

Старший начальник объекта, прибывший к месту пожара, убедившись, что пожарная часть вызвана, обязан:

- немедленно сообщить о пожаре руководству предприятия;
- удалить из опасной зоны рабочих и ИТР, не занятых ликвидацией пожара;
- отключить при необходимости электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть коммуникации, остановить систему вентиляции и выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению распространения пожара;
- прекратить работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара.

5.3 Экологическая безопасность

При обработке скважин, осложненных с асфальтосмолопарафиновыми и солеотложениями, происходит вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

5.3.1 Защита атмосферы

При проведении работ по борьбе с АСПО и солеотложениями, добываемая продукция выносится вместе с отложениями. Источниками выбросов вредных веществ являются работа электродвигателей за счет дизельной установки, негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры. С целью защиты атмосферы от выбросов загрязняющих веществ проводят следующие мероприятия: устанавливают прокладки на фланцевых соединениях оборудования; соблюдать нормативы выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизировать добываемый попутный нефтяной газа [38].

5.3.2 Защита гидросферы

Химическое воздействие негативно сказывается на природных ресурсах, в том числе на водных объектах. При обработке скважин, осложненных с асфальтосмолопарафиновыми и солеотложениями за счет поступления углеводородного сырья и ингибиторов, происходит химическое

воздействие на водные объекты. В местах, где возможно попадание нефти, сточной воды в открытые водоемы, следует устанавливать нефтеловушки, боновые заграждения, биологические пруды [39]. Территория скважин, ГЗУ и ДНС, находящихся в водоохранной зоне водоемов, рек и родников должны быть обвалованы.

5.3.3 Защита литосферы

Воздействия на литосферу – почвы подвержены негативному воздействию при разливе ингибиторов, а также неправильная утилизация шлама, в котором содержатся отложения. При аварийном разливе ингибитора участок обваловывается, верхний слой грунта снимается и вывозится в места уничтожения, согласованные с местными органами санитарного надзора. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента. После выполнения необходимых мер, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На газонефтяном месторождении в процессе ингибирования на кустовых площадках возможны аварийные и чрезвычайные ситуации. По характеру возникновения можно выделить 2 вида: природного характера и техногенного.

Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

Техногенного характера: выброс газа при негерметичности соединений и фланцев; разрыв трубопроводов, подающих химические реагенты; разгерметизация емкости для хранения химического реагента, в запорной арматуре и фланцевых соединениях; прорыв лишнего объёма закачки в скважину, загазованность территории. В результате их последствий возможны следующие воздействия на окружающую среду и сотрудников: при выбросе

газа возникает высокая опасность отравления для сотрудников предприятия, высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре; при разрыве – происходит разлив реагентов на территорию кустовой площадки; при разгерметизации емкости для хранения химического реагента, в запорной арматуре и фланцевых соединениях – разлив химического реагента, отравление парами реагента и облив химическими реагентами.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушение герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового или запорно-пускового устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [40].

Вывод по разделу социальная ответственность

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников при выполнении мероприятий по предупреждению и удушению асфальтосмолопарафиновых и солеотложений. Выполнение всех требований мер безопасности и мер по предупреждению опасных воздействий позволит избежать наступления

чрезвычайных ситуаций и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При выполнении работ направленных на удаления отложений также необходимо уделять должное внимание экологической безопасности.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены асфальтосмолопарафиновые и солеотложения, состав и свойства, условия их образования, технологии борьбы с данными отложениями и проведен анализ эффективности применения технологий ингибирования на месторождениях X и Y.

Были проведены опыты с применением ингибиторов «OBSENOЛ» RM 45 и «RESOL» PV 16 («PARASOL» PV 16) на месторождениях X и Y. Эффективность технологии ингибирования солеотложений была определена по отобраным пробам пластовой воды с двух скважин месторождения Y. Проведен сравнительный физико-химический и ионный анализ отобранной воды. Результаты анализа показали высокую вероятность выпадения сложных многокомпонентных солей и соответственно образование солевых отложений, что свидетельствует от том, что защита от солевых отложений на данном месторождении обязательна. Лабораторные испытания по оценке эффективности действия ингибитора RESOL PV 16 («PARASOL» PV 16) показали высокую эффективность технологии ингибирования (более 96 %) и защиту от выпадения солеотложений.

Анализ методов предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, используемых на месторождении, показал, что очистка колонны НКТ методом скребкования и термохимические обработки менее эффективны, чем технология ингибирования. В результате испытаний установлено, что технология ингибирования с применением реагента «OBSENOЛ» RM 45 снижает вязкость и напряжение сдвига в 2,2 раза по сравнению начальными показателями при дозировке 700 г/т, эффективность ингибирования с увеличением дозировки с 500 г/т до 700 г/т возрастает от 63 % до 71 %. Рекомендована закачка реагента «OBSENOЛ» RM 45 со средней дозировкой 706 г/т. С повышением концентрации реагента на тонну нефти происходит удаление парафиновых отложений со стенок скважинного оборудования, и, как следствие, стабилизация давления и дебита

жидкости. При применении технологии ингибирования межочистой период работы скважины составил 41 сутки, что позволило увеличить МОП на 26 суток относительно проведения термохимической обработки и на 38 суток очистки колонны методом скребкования.

В ходе написания работы также был проведен сравнительный анализ на основании расчета мероприятий по скребкованию и по технологии ингибирования. В результате было доказано ресурсоэффективность технологии ингибирования.

В данной работе были рассмотрены меры производственной и экологической безопасности. Определены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, меры по снижению их воздействия на здоровье и состояние работника, а также мероприятия по устранению. Было уделено внимание вопросам экологической безопасности, так как при нарушении правил хранения, транспортировки, использования и утилизации химических реагентов возникают угрозы окружающей среде.

Список используемых источников

1. Келланд М. А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: учебное пособие / М. А. Келланд. – Санкт-Петербург: Изд-во перевод с англ. яз. под ред. Л. А. Магадовой, 2015. – 608 с. – ISBN 978-5-91884-065-8.
2. Волошин А. И. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / А. И. Волошин, В. Н. Гусаков, А. В. Фахреева, В. А. Докичев // Предотвращение отложений парафина, солей и гидратов. – 2018. № 11. – С. 60–72.
3. Галикеев, И. А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: учебное пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – Москва: Изд-во Инфа-Инженерия, 2019. – 356 с. – ISBN 978-5-9729-0288-0.
4. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2016. – № 3. – С. 17–23.
5. Мандеев, А. О. Методы предупреждения солеотложений / А. О. Мандеев, И. Р. Гадельшин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 1–12.
6. Булатов, А. И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: учебное пособие. Том 1 / А. И. Булатов, Г. В. Кусов, О. В. Савенок. – Краснодар: Изд-во Дом-Юг, 2011. – 348 с. – ISBN 978-5-91718-121-9.
7. Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата: справочное пособие / Авторский коллектив. – Сургут: Изд-во «Нефть Приобья», 2010. – 802 с. – ISBN 978-5-93278-068-8.
8. Грязнова Е. С. Основные причины и факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Е. С. Грязнова // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». – 2022. № 12. – С. 359–362.

9. Маркин А. Н. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти / А. Н. Маркин, С. В. Суховерхов // Вестник ДВО РАН. – 2011. № 5. – С. 66–71.
10. Уфимское технико-технологическое предприятие: официальный сайт. – Уфа. – URL: <http://corrosion.su> (дата обращения: 25.04.2023). – Текст : электронный.
11. Маркин А. Н. Нефтепромысловая Химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Низамов Р. Э. Низамов, С. В. Суховерхов. – Владивосток: Изд-во Дальнаука, 2011. – 288 с. – ISBN 978-5-8044-1246-4.
12. Антониади Д. Г. Нефтепромысловые системы с осложнёнными условиями добычи / Д. Г. Антониади, О. В. Савенок // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2015. – С. 831-835.
13. Саяхов В. А. К вопросу управления солеотложением / В. А. Саяхов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. – 2020. – С. 177–185.
14. Шрам В. Г. Проблемы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / В. Г. Шрам, Н. Ф. Орловская, С. И. Иванова, В. А. Крамаренко // Известия ТелГУ. Технические науки. – 2022. № 5. – С. 186–191.
15. Волкова Г. И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей: научно-практические аспекты / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутов, И. В. Прозорова. – Томск: Изд-во Издательский дом ТГУ, 2016. – 136 с. – ISBN 978-5-94621-452-0.
16. Шикунов Р. А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / Р. А. Шикунов // Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet». – 2020. – № 12. – С.1773–1784.
17. Кащавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва: Изд-во Орбита-М, 2004. – 432 с. – ISBN 5-85210-223-7.

18. Ласуков А. А. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации УЭЦН в пластах группы ЮС Восточно-Сургутского месторождения и методы борьбы с ними / А. А. Ласуков // Науки о Земле. – 2016. №16. – С.71–76.

19. Гайдамакина В. Н. Существующие методы предупреждения и борьбы с солеотложениями в погружном оборудовании / В. Н. Гайдамакина, В. Н. Гайдамакин // Научный журнал. – 2018. № 7. – С. 28–30.

20. Фархутдинова, А. И. Анализ пластовых вод и прогнозирование выпадения солей на примере нефтяного месторождения восточной Сибири / А. И. Фархутдинова, Н. Р. Яркеева // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2022. – № 1. – С. 38–44.

21. Отчет по результатам опытно-промысловых испытаний реагента «OBSENOЛ» RM45 производства ООО «ГК» ТЕХНОТЭК» на месторождении X.

22. Исследование проблемы солеотложения и проведение испытаний ингибиторов и растворителей солеотложений ООО «ГК» ТЕХНОТЭК» производства на месторождение Y.

23. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва. – 233 с.

24. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 15, ст. 91. Понятие рабочего времени. Нормальная продолжительность рабочего времени: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва. – 233 с.

25. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва. – 233 с.

26. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 34, ст. 213. Медицинские осмотры некоторых категорий работников: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва. – 233 с.

27. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности : (СП 231.1311500.2015) : официальное издание : утверждены приказом Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 17.06.15 : введены в действие 17.06.15. – Москва : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2015. – 25 с. – Текст : непосредственный.

28. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений : (СанПиН 2.2.4.548-96) : официальное издание : утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 01.10.1996 : введены в действие 01.10.1996. Москва : Минздрав России, 2001. – 20 с. – Текст : непосредственный.

29. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва. – 233 с.

30. ГОСТ 12.1.003–2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606/titles> (дата обращения: 27.04.2023). – Текст : электронный.

31. ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107818> (дата обращения 27.04.2023). – Текст : электронный.

32. Защита от шума : (СП 51.13330.2011) : официальное издание : утверждены приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.12.10 : введены в действие 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 46 с. – Текст : непосредственный.

33. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : (РД 08-200-98) : официальное издание : утверждены Госгортехнадзор России от 09.04.1998 : введены в действие 01.09.1998. – Москва : НПО ОБТ, 1999. – Текст : непосредственный.

34. ГОСТ 12.1.007–76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977-01-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data/10/1048.pdf> (дата обращения 28.04.2023). – Текст : электронный.

35. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru> (дата обращения 28.04.2023). – Текст : электронный.

36. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок во взрывопожарной и пожарной опасности : (СП 12.13130.2009) : официальное издание : утверждены приказом МЧС России от 25.03.09 : введены в действие 25.03.09. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с. – Текст : непосредственный.

37. ППБО 116-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности : (ППБО 116-85) : официальное издание : утверждены первым заместителем министра нефтяной промышленности 25.11.1985 : введены в действие 25.11.1985. Москва. – Текст : непосредственный.

38. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания : (СанПиН 1.2.3685-21) : официальное издание : утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28.01.2021 : введены в действие 01.03.2021. Москва : Миюст России, 2021. – Текст : непосредственный.

39. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения: дата введения 1986-

07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003200> (дата обращения 28.04.2023). – Текст : электронный.

40. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров: дата введения 1997-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514> (дата обращения 28.04.2023). – Текст : электронный.

41. Российская Федерация. Законы. О специальной оценке условий труда: Федеральный закон № 426-ФЗ : [принят Государственной думой 28 декабря 2013 года]. – Москва.

Приложение А

Таблица А.1 – Перечень методов определения ионного состава пластовой воды

Показатели		Метод испытаний
Плотность		Ареометр
рН		Электрохимия
Общая минерализация		Кондуктометрия
Жесткость		Титриметрия
Щелочность		Титриметрия
Содержание ионов	Ca^{2+}	Фотометрия
	Mg^{2+}	Титриметрия
	Na^{+}	Электро-химия
	K^{+}	Титриметрия
	Cl^{-}	
	HCO^{3-}	
	SO_4^{2-}	Фотометрия

Приложение Б

Таблица Б1 – Классификация пластовой воды по В. А. Сулину

Тип воды	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rNa^+ - rCl^-}{SO_4^{2-}}$	$\frac{-rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$
Сульфатно-натриевый	> 1	< 1	-
Гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1	-
Хлоридно-магниевый	< 1	-	< 1
Хлоридно-кальциевый	< 1	-	> 1

Таблица Б2 – Классификация вод по жесткости

Тип воды	Содержания двухвалентных катионов кальция, магния, железа, мг-экв/л
Очень мягкая	До 1,5 мг
Мягкая	1,5-3,0
Умеренно жесткая	3,0-6,0
Жесткая	Более 6,0