

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
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

УДК 622.276.72

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Атанязов Эшрет		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

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
2Б95	Атаньязов Эшрет

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений. Основные факторы и механизм формирования АСПО. Методы предотвращения образования и удаления АСПО. Общие сведения о нефтяном месторождении X. Расчёт определения зоны выпадения АСПО в скважине и выбор эффективного ингибитора.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
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			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Атанязов Эшрет		

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
2Б95	Атаньязов Эшрет

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2023	<i>Общая характеристика, состав и способы борьбы с АСПО</i>	25
24.03.2023	<i>Общие сведения о месторождении</i>	20
07.04.2023	<i>Определение зоны выпадения АСПО в скважине и подбор ингибитора</i>	25
21.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
11.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	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
2Б95	Атаньязов Эшрет		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 20 рисунков, 38 таблиц, 6 формул и 40 источников литературы.

Ключевые слова: асфальтены, парафины, смолы, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, предотвращение, удаление, свойства АСПО, ингибиторы, зона выпадения парафина.

Объектом исследования является технология разработки нефтяного месторождения X, осложненная АСПО.

Цель работы заключается в анализе методов и технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, осложняющие технологию разработки нефтяного месторождения X и определение оптимального с целью повышения эффективности технологии разработки.

В данной ВКР были изучены общие сведения о возникновении асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также факторы, которые влияют на их формирование. Были рассмотрены свойства и состав АСПО, а также их влияние на процесс эксплуатации скважин. Также проведен расчёт зоны выпадения парафина в скважине, определена зависимость диаметра НКТ и дебита скважины от глубины места начала выпадения парафинов, по итогам расчётов был подобран ингибитор для условий данного месторождения.

В итоге исследования проведен анализ осложнений связанные с АСПО и её решения путём разных методов и технологий, что имеет практическое значение для повышения эффективности работы скважин и снижения времени простоя оборудования.

Область применения: месторождения с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ в скважинной продукции, которое приводит к снижению добычи продукции скважин.

В работе рассмотрены экономические аспекты и проведен расчет мероприятий по закачке ингибитора в скважину с целью предотвращения

выпадения АСПО. Также дана оценка перспективности применения химических методов для борьбы с отложениями АСПО.

Оглавление

Введение	10
1 Общая характеристика, состав и способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	12
1.1 Состав и свойства АСПО	13
1.2 Механизм формирования и факторы, влияющие на процесс отложения АСПО.....	17
1.3 Способы борьбы с АСПО.....	20
1.4 Способы предупреждения образования отложений.....	21
1.4.1 Применение защитных покрытий	21
1.4.2 Химические способы предупреждения образования АСПО.....	24
1.4.3 Физические способы предупреждения образования АСПО	30
1.5.1 Тепловые способы удаления АСПО	33
1.5.2 Механические способы удаления АСПО	35
1.5.3 Химические способы удаления АСПО	40
2 Общие сведения о месторождении.....	43
2.1 Характеристика свойств продуктивных пластов.....	45
2.2 Свойства и состав нефти, растворенного газа.....	48
3 Определение зоны выпадения АСПО в скважине и подбор ингибитора.....	52
3.1 Определение зоны выпадения АСПО в скважине.....	52
3.2 Подбор ингибитора парафиноотложений.....	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами	69
4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	72
4.3 Расчёт сметной стоимости работ.....	73
5 Социальная ответственность.....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	80
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	81
5.2 Производственная безопасность.....	81

5.2.1 Анализ потенциально вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	82
5.2.2 Анализ потенциально опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	87
5.3 Экологическая безопасность.....	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
Заключение.....	95
Список используемых источников	97

Введение

При добыче нефти компании сталкиваются с проблемой образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности скважинного оборудования. Без использования методов предотвращения образования АСПО, межремонтный период может значительно сократиться. Это связано с тем, что высокая концентрация АСПО может привести к заполнению насосно-компрессорных труб, кольцевых каналов в затрубном пространстве и заклиниванию насосного оборудования, что может вызвать его поломку или остановку в оптимальном режиме работы. В случае ввода скважин в эксплуатацию необходимы дорогостоящие подземные ремонты, включающие подъем насосного оборудования и проведение депарафинизации скважин, НКТ и насосного оборудования. Это может привести к потере добычи нефти и дополнительным финансовым затратам на подземный ремонт.

Выпускная квалификационная работа направлена на анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями с целью подбора наиболее эффективного для применения на месторождении X.

Для достижения цели были сформулированы следующие задачи:

1. Рассмотреть состав, свойства и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений;
2. Изучить существующие методы и технологии предотвращения и удаления отложений;
3. Выбрать наиболее подходящий ингибитор, для предотвращения образования АСПО, а также вычислить зоны выпадения АСПО в скважине.

Обозначения, определения и сокращения

- АСПО** - асфальтосмолопарафиновые отложения
- УВ** - углеводороды
- НКТ** - насосно-компрессорные трубы
- ПУ** - парафиновые углеводороды
- ПАВ** - поверхностно-активные вещества
- СЖК** - синтетические жирные кислоты
- БДР** - блок дозирования реагентов
- ПЗП** - призабойная зона пласта
- СПКУ** - специальное погружное кабельное устройство
- ШСНУ** - штанговые скважинные насосные установки
- УЭЦН** - установка электроприводного центробежного насоса
- АМС** - активатор магнитный скважинный
- АДПМ** - агрегат депарафинизации скважин
- ШГНУ** - штанговая глубинно-насосная установка
- УДС** - установка депарафинизации скважин
- ЦДНГ** - цех добычи нефти и газа
- МОГТ** - метод общей глубинной точки
- ТВП** - температура выпадения парафина

1 Общая характеристика, состав и способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

АСПО - это тяжелые компоненты нефти, которые могут накапливаться на внутренней поверхности оборудования, используемого для добычи, транспортировки и хранения нефти.

Отложения представляют собой твёрдую или мазеобразную высоковязкую массу, имеющую черный или коричневый цвет и состоящую из тяжелых компонентов нефти. При повышении температуры вязкость этих отложений понижается незначительно. На практике асфальтосмолопарафиновые отложения затрудняют транспорт, хранение и добычу нефти. Состав асфальтосмолопарафиновых веществ может значительно различаться в зависимости от многих факторов, таких как возраст и происхождение месторождения, свойства и состав добываемого флюида, а также геологические, гидродинамические и термобарические условия. АСПО представляет собой сложную гетерогенную систему, включающую в себя парафины, асфальтены, смолы, воду и другие примеси.

Парафины - это класс углеводородов, состоящих из молекул, в которых присутствуют только одинарные связи и неразветвленные цепочки углерода. Они имеют восковидную структуру и состоят из смеси твердых углеводородов двух групп - парафинов и церезинов, которые различаются по своим физическим и химическим свойствам. В состав парафинов могут также входить небольшие количества разветвленных алканов и нафтенов. Министерством природных ресурсов и экологии РФ утверждена следующая классификация нефти в зависимости от содержания парафинов, она представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Классификация нефтей по содержанию парафинов

Содержание парафинов, %	Типы нефти
Менее 1,5	Малопарафинистые
1,51 - 6	Парафинистые
более 6	Высокопарафинистые

Асфальтены - это наиболее высокомолекулярные вещества из всех выделенных до настоящего времени компонентов нефти, хорошо растворимы в ароматических соединениях, но не растворимы в низкомолекулярных парафиновых углеводородах (C₅-C₇), ацетоне.

Смолы - это высокомолекулярные соединения, нерастворимые в этилацетате, но растворимые в низкомолекулярных парафиновых углеводородах (C₅-C₇), а также в ароматических соединениях таких как толуол и бензол.

Смолы представляют собой вязкие, жидкие и термопластичные продукты. Они обычно имеют цвет от светло- до тёмно-коричневого оттенка. Кроме того, смолы легко растворяются в ацетоне, различных нефтяных растворителях, сложных эфирах. Они не твердеют в тонком слое и не образуют плёнок. Смеси смол с отвердителями и катализаторами имеют термоактивные свойства. В качестве отвердителей для смол выступают андигриды, карбоновые кислоты и диамины. В свою очередь смеси большинства видов смол с термоактивными композициями имеют ценные свойства. К ним относятся водостойкость и химостойкость, высокая адгезия, механическая прочность, диэлектрические свойства, малая усадка и отсутствие летучих продуктов при отвердевании.

Классификация нефти в зависимости от содержания в ней смол и асфальтенов представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
Более 15	Высокосмолистые

1.1 Состав и свойства АСПО

АСПО представляют собой сложную многокомпонентную систему, которая содержит множество различных химических соединений. Смолы и асфальтены, которые составляют основу АСПО, имеют схожую структуру и

химический состав, но различаются по количеству ароматических элементов и доле атомов углерода в периферийной части молекул.

В АСПО также содержатся гетероциклические соединения, включая азот, серу, кислород и металлы, которые могут значительно влиять на свойства и поведение этой породы. Они могут образовываться в процессе биохимических реакций, катализируемых микроорганизмами, или в результате химических превращений, происходящих при геологических процессах.

Соотношение компонентов АСПО может значительно варьироваться в зависимости от месторождения и условий образования породы. АСПО могут быть классифицированы по их реологическим свойствам, таким как температура размягчения, вязкость и т.д. Это позволяет оценить их поведение при различных условиях эксплуатации, таких как транспортировка и переработка.

Некоторые из характеристик АСПО, таких как содержание серы и твердых углеводородов, могут быть нежелательными для производства топлива, так как они могут вызывать загрязнение окружающей среды и приводить к повреждению оборудования. Поэтому, перед использованием АСПО в качестве сырья для производства топлива, их необходимо обработать и очистить, чтобы снизить содержание вредных примесей до допустимых уровней.

В отложениях, термин парафины обычно используется для обозначения всех углеводородных соединений. Наиболее распространенными в этой группе углеводородов (УВ) являются н-парафины, но также присутствует некоторое количество нафтеновых и ароматических углеводородов с длинными алкильными цепями. У парафиновых углеводородов структура микрокристаллическая, а у нафтенов структура макрокристаллическая [1].

Смолы содержат углеводородные радикалы, такие как алифатические, циклические и смешанные, на периферийной части конденсированной

структуры. Смолы растворяются хорошо в нефтепродуктах и органических растворителях, за исключением этилового и метилового спиртов, и содержат до 15-17% кислорода, серы и азота, при этом содержание этих элементов снижается с увеличением молекулярной массы. При нагреве до 260-350 °С смолы превращаются в асфальтены [2].

В зависимости от содержания органических соединений, таких как асфальтены, смолы и парафины, тип асфальтосмолопарафиновых отложений может быть классифицирован в один из трех классов: класс П (отложения, содержащие высокий процент парафинов), класс А (отложения, содержащие высокий процент смол) и класс С (отложения, содержащие высокий процент асфальтенов). Классификация типов АСПО представлена в рисунке 1.

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А) $\frac{П}{С+А}$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	А ₁	< 0,9	< 0,2
	А ₂	< 0,9	0,2 - 0,5
	А ₃	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	С ₁	0,9 - 1,1	< 0,2
	С ₂	0,9 - 1,1	0,2 - 0,5
	С ₃	0,9 - 1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	П ₁	> 1,1	< 0,2
	П ₂	> 1,1	0,2 - 0,5
	П ₃	> 1,1	> 0,5

Рисунок 1 - Классификация типов АСПО

Отложения АСПО могут создавать серьезные проблемы при эксплуатации нефтяных скважин, так как они могут накапливаться в насосно-компрессорных трубах и на стенках скважины, сужая их полезное сечение и уменьшая эффективность добычи нефти.



Рисунок 2 - АСПО в насосно-компрессорных трубах

Повышение концентрации смолы в растворе оказывает двойственное воздействие на процесс кристаллизации твердых углеводородов. Смола воздействует на процесс кристаллизации, замедляя рост кристаллов, но при этом стимулируя деформацию поверхности кристаллов и создавая новые центры кристаллизации. Результат этого воздействия зависит от химического состава смолы, который в свою очередь влияет на размер и форму образующихся кристаллов [1].

Согласно данным научных исследований, асфальтены представляют собой неорганические темно-бурые порошки, состоящие из полициклических ароматических структур с короткими алифатическими цепями. Они не могут быть разделены на компоненты, так как не образуют кристаллов. В основном, асфальтены состоят из углерода, водорода, серы, кислорода и азота, и при нагревании выше 300-400°C они становятся нестабильными. Из-за своей тяжести и полярности асфальтены склонны к ассоциации, их частицы имеют различный размер, а их молекулярная масса может варьироваться от 2000 до 4000 атомных единиц, в зависимости от метода измерения [2].

Асфальтены - это продукты образования смол, которые включают в себя полициклические ароматические соединения, низкомолекулярные поверхностно-активные соединения, такие как смолы и нафтеновые кислоты, а также алифатические компоненты нефти. Эти компоненты формируют мицеллы, которые являются частицами асфальтенов.

Теория Унгера о парамагнетизме заключается в том, что парамагнетизм является свойством некоторых материалов, которое проявляется в наличии нескольких независимых парамагнитных центров в структуре материала, способных создавать магнитные поля, взаимодействующие с внешним магнитным полем. Эта теория имела большое значение для развития современной физики и материаловедения.

С другой стороны, теория Унгера об асфальтенах связана с исследованием органических соединений, которые являются частью нефти и газа. Унгер предположил, что асфальтены являются гетерогенными полимерными соединениями, которые образуются при катализируемых реакциях при высоких температурах и давлениях в глубинах Земли. Он также предложил, что асфальтены могут быть использованы для улучшения качества нефтепродуктов и создания новых материалов, таких как пластмассы и резины [3].

1.2 Механизм формирования и факторы, влияющие на процесс отложения АСПО

АСПО образуются благодаря комбинации физических и химических процессов, которые происходят на внутренних поверхностях оборудования при транспортировке нефти и в зоне призабойного пространства пласта. В ходе этих процессов твёрдые органические отложения выпадают и накапливаются. Этот механизм также известен как «парафинизация», так как молекулы парафина, растворенные в нефти, выстраивают твёрдую кристаллическую решетку, что ведёт к образованию отложений. Существует множество факторов, которые влияют на выпадение парафинов из нефти, основное воздействие которых заключается в снижении растворяющей способности нефти и изменении термодинамического состояния пласта.

Различные авторы в своих исследованиях рассматривали разные механизмы образования отложений, так как существует несколько точек

зрения на этот процесс формирования АСПО. Согласно литературным данным, можно выделить три основных механизма образования отложений.

Одним из механизмов образования АСПО является «осадочно-объемная теория». Согласно этой теории, кристаллы парафина зарождаются внутри потока нефтяных жидкостей и постепенно оседают на внутренней поверхности труб, образуя слой органических соединений. В процессе перемещения нефтяного потока по трубопроводу температура окружающей среды, стенок трубопровода и самого потока снижается, давление тоже уменьшается. При снижении давления возникает эффект Джоуля-Томсона, который приводит к выделению газа и снижению температуры. Когда температура нефти становится ниже температуры плавления твердых углеводородов, они начинают выделяться в виде кристаллов нормальных парафинов, образуя центры кристаллизации. Дальнейший рост кристаллов происходит за счет взаимодействия дисперсной фазы с асфальто-смолистыми веществами, которые выполняют роль цементирующего материала. Каждый кристалл имеет запас поверхностной энергии, которая постепенно накапливается за счет взаимодействия кристалла с окружающей средой [4].

Второй механизм заключается в кристаллизации парафиновых углеводородов на поверхности металлических трубопроводов НКТ, что приводит к образованию отложений. Газовые глобулы играют важную роль в этом процессе, так как они переносят кристаллы к стенкам трубопроводов, где кристаллы оседают, а глобулы разрушаются.

Существует третий механизм, который сочетает особенности первых двух механизмов, и они протекают параллельно.

Исследования ученых привели к выделению ряда основных факторов, которые влияют на формирование отложений парафина и определяют скорость их образования. Важно отметить, что эти факторы могут изменяться в зависимости от времени и глубины [5].

1. При движении нефти от забоя скважины к ее устью, давление в скважине снижается, а изменения в призабойной зоне происходят от периферии к центру пласта. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы и увеличению объема газовой фазы, что способствует образованию кристаллов парафиновых углеводородов. Выделение парафиновых отложений происходит, когда давление насыщения нефти газом превышает давление на забое, что приводит к выделению легких углеводородных фракций.

2. В стволе скважины и НКТ температура потока непрерывно снижается из-за теплоотдачи в горные породы и контакта с охлажденной металлической поверхностью трубопровода. Это приводит к образованию кристаллов парафиновых углеводородов на поверхности в направлении теплопередачи и под воздействием молекулярной диффузии. Когда температура окружающей среды сильно отличается от температуры нефтяного потока, образуется большое количество АСПО. В зимний период разница между температурой окружающей среды и температурой газонефтяного потока увеличивается, что может привести к отложению АСПО на стенках насосно-компрессорных труб, в линиях отбора нефти и газа, а также в резервуарах сборных пунктов.

3. Скорость формирования отложений зависит от скорости движения смеси. При ламинарном течении скорость потока низкая, поэтому отложения образуются медленнее. При турбулентном течении в нефтяном потоке скорость движения увеличивается, что ведет к увеличению интенсивности образования отложений парафиновых углеводородов. Эта интенсивность достигает максимума при определенных значениях числа Рейнольдса. Однако, при достижении максимальной скорости накопления отложений начинает уменьшаться, так как кристаллы парафина лучше удерживаются в нефти в состоянии взвешенных частиц, что повышает вероятность смыва отложений.

4. В процессе эксплуатации нефтепромыслового оборудования происходит контакт материалов оборудования с нефтепродуктами, что может

приводить к образованию АСПО на поверхности оборудования. Одним из факторов, влияющих на интенсивность образования АСПО, являются свойства материала, из которого изготовлено оборудование. Материалы с более высокой полярностью обладают лучшими гидрофильными свойствами и меньшей интенсивностью образования АСПО. Например, стекло обладает самой высокой полярностью и, следовательно, имеет наименьшую интенсивность образования АСПО. Полиэтилен, напротив, обладает высокой интенсивностью образования парафиновых углеводородов (ПУ), так как его свойства схожи с предельными углеводородами. В целом, чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем меньше адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыв отложений.

5. Количество и состав отложений, образующихся в трубопроводах, зависят от типа нефти и ее содержания асфальтенов, смол и парафинов. Исследования показали, что нефть, содержащая много нафтеновых и ароматических углеводородов, образует менее прочные парафиновые отложения, чем нефть, состоящая в основном из нормальных метановых углеводородов или парафинов. Компоненты нефти определяют, насколько она способна растворять парафиновые углеводороды. Образование отложений происходит быстрее в нефти с большим количеством легких фракций, которые могут испаряться при температурах до 350°C.

1.3 Способы борьбы с АСПО

Существуют два основных подхода к борьбе с отложениями АСПО:

1. Предотвращение образования отложений путем использования гладких поверхностей, физических методов (вибрации, электрических, магнитных и электромагнитных полей), химических реагентов и тепловых методов с использованием гибкого индукционного кабеля.

2. Удаление уже существующих отложений с помощью тепловых методов (промывка горячей нефтью или водой, прогрев паром), механических методов (использование скребков) и химических методов (использование углеводородных растворителей).

Из опыта следует, что наиболее эффективным и экономически целесообразным является предотвращение образования отложений АСПО, а не их удаление после образования, так как это поддерживает стабильную и безопасную работу нефтедобывающего оборудования, это позволяет сократить затраты на обслуживание и ремонт оборудования, а также на перекачку и транспортировку нефти [6].



Рисунок 3 - Классификация методов борьбы с АСПО

При выборе метода борьбы с АСПО необходимо учитывать множество факторов и принимать индивидуальный подход, учитывая различные условия добычи на месторождениях и характеристики нефти, которая добывается.

1.4 Способы предупреждения образования отложений

1.4.1 Применение защитных покрытий

Для борьбы с образованием отложений парафина в лифтовых колоннах скважин часто используют специальные покрытия, которые состоят из материалов, имеющих гидрофильные свойства и низкую адгезию к парафину. Такие покрытия обладают гладкой поверхностью, что помогает предотвратить скопление отложений и обеспечивает более эффективную и безопасную

работу скважинного оборудования, диэлектрическая проницаемость которых составляет 5-8 единиц.

Защитные покрытия являются эффективным технологическим методом предотвращения образования АСПО в скважинах и применяются на многих месторождениях, что приносит значительную экономическую выгоду. Желательно применять этот метод на стадии проектирования месторождения. Исследования показали, что гладкие поверхности трубопроводов предотвращают образование АСПО, так как отложения легко смываются потоком газожидкостной смеси. За счет снижения шероховатости поверхности труб и изменения полярности материала стенок удается уменьшить скорость образования отложений парафина внутри линий подъема скважин. Для достижения этого эффекта используются защитные покрытия, которые являются гидрофильными и имеют гладкую поверхность, а также низкую адгезионную способность к парафину. Выбор подходящих покрытий зависит от условий эксплуатации скважин, свойств нефти и твердых углеводородов.

Для предотвращения образования АСПО необходимо обеспечить силу сдвига флюида, превышающую силу сцепления АСПО с внутренней поверхностью НКТ. Однако, некоторые материалы, такие как полиэтилен, эбонит и некоторые марки капрона, могут с течением времени подвергаться высокой парафинизации. Многие гидрофильные материалы, такие как стекло, стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы и полиамиды, широко используются благодаря их гладкой поверхности и низкой адгезии к парафину. Увеличение полярности материала, контактирующего с нефтью, также способствует уменьшению сцепляемости АСПО с поверхностью НКТ. Стекло и стеклоэмали являются полярными материалами с высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью с парафинами [7].

Трубы НКТ подвергаются различным типам механических нагрузок, включая ударные, растягивающие, сжимающие и изгибающие, как в процессе бурения скважин, так и при транспортировке и подъеме оборудования. Это

может привести к повреждению остекленных труб, так как материал стекла хрупок и не имеет сцепления с металлической поверхностью трубы. Для повышения устойчивости труб к таким нагрузкам используются эпоксидные и эмалевые покрытия. Однако эти покрытия имеют недостаточную термостойкость и морозостойкость, что ограничивает их применение.

Применение технологии Majorpack на месторождениях компании ООО «Газпромнефть-Восток» позволило существенно снизить затраты на обслуживание скважин и увеличить их производительность. Защитное покрытие помогает снизить риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с забиванием скважин и повреждением оборудования из-за коррозии и отложений.

Технология Majorpack также позволяет увеличить интервал между техническими обслуживаниями скважин, что сокращает время простоя и повышает эффективность производства. Кроме того, защитное покрытие обеспечивает более длительный срок службы оборудования скважин, что позволяет снизить затраты на его замену.



Рисунок 4 - НКТ до и после применения защитных покрытий Majorpack

Для защиты НКТ от коррозии и отложений используются антикоррозионные покрытия, которые имеют многофакторную систему и сочетают в себе протекторные и барьерные свойства. Состав такого полимера подбирается под конкретные скважинные условия, и он обладает высокими гидрофобными свойствами. Применение защитного покрытия на месторождениях не приводит к механическим повреждениям, следам

коррозии или отложениям АСПО на рабочей поверхности труб. Однако, проблемой данных покрытий является их недостаточная термостойкость и морозостойкость, что ограничивает их широкое применение.

Чем гладче внутренняя поверхность, тем меньше вероятность прилипания АСПО, и тем больше вероятность их срыва. Для уменьшения адгезии АСПО используются различные покрытия, такие как эмали, эпоксидные покрытия, стекло и лакокрасочные материалы. Некоторые НКТ имеют силикатно-эмалевое покрытие, которое обеспечивает высокую гладкость и термостойкость. Применение таких труб позволяет увеличить период между очистками и повысить эффективность работы скважин. Также существуют термоизолированные НКТ, которые состоят из внутренней трубы с силикатно-эмалевым покрытием, наружной трубы и термоизоляции между ними. Их использование позволяет повысить температуру на устье скважины и продлить период между очистками скважин.

1.4.2 Химические способы предупреждения образования АСПО

Химические методы борьбы с образованием АСПО включают в себя применение ингибиторов, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов. Данные методы обычно используются в сочетании с другими процедурами, которые направлены на решение разнообразных проблем в скважинах, включая разрушение нефтяных эмульсий, предотвращение коррозии и образования отложений солей на оборудовании [8].

Химические методы предотвращения образования АСПО в нефтяных скважинах являются одним из наиболее эффективных и популярных подходов. Ингибиторы парафиновых отложений представляют собой химические вещества, которые добавляются в нефтяную среду, чтобы предотвратить или замедлить образование парафиновых отложений.

Действие ингибиторов парафиновых отложений основано на адсорбции молекул ингибитора на поверхности кристаллов парафина. Это позволяет

изменить свойства кристаллов, снизить их склонность к агрегации и снизить их скорость образования на стенках скважины и оборудования. В результате ингибиторы парафиновых отложений могут значительно увеличить продуктивность нефтяных скважин, а также снизить затраты на обслуживание и ремонт скважин и оборудования.

Добавление ингибиторов парафиноотложения в нефть в малых количествах (от 0,01 до 1%) изменяет свойства поверхности раздела фаз, как было указано выше. В зависимости от химического соединения и его состава, они могут обеспечивать защиту от отложений парафина, снижать температуру застывания и вязкость нефти из скважин, а также предотвращать коррозию и образование солей в продукции. Таким образом, ингибиторы парафиноотложения могут создавать комплексный защитный эффект.

Ингибиторы парафиноотложений могут быть классифицированы по механизму их действия. Одним из типов являются ингибиторы смачивающего действия. Это один из типов методов, применяемых в борьбе с проблемами, связанными с образованием отложений в скважинах. Они содержат различные поверхностно-активные вещества, такие как полиакриламид, силикаты, высокомолекулярные органические амины, фосфаты и сульфаты, которые помогают уменьшить смачивание поверхности труб и оборудования парафином. Эти ингибиторы действуют адгезионным способом и способствуют предотвращению образования отложений асфальтосмолопарафиновых веществ.

Как уже упоминалось выше, механизм действия ингибиторов смачивающего действия основан на адгезионных свойствах поверхностно-активных веществ, таких как полиакриламид, силикаты, органические амины, фосфаты и сульфаты. Эти вещества создают полярный слой на внутренней поверхности оборудования, который делает ее гидрофильной и приводит к снижению образования отложений. Чтобы достичь максимального эффекта, такие реагенты должны быть закачаны в скважину на протяжении длительного

времени, после предварительной очистки стенок НКТ от уже образовавшихся отложений [9].

Модификаторы являются присадками модифицирующего действия и содержат ионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ), такие как сульфокислоты, амины и эфиры СЖК с амидными или сульфо-группами. Данные присадки оказывают своё влияние на уровне молекул, взаимодействуя с частицами асфальтенов и предотвращая их дальнейшую агрегацию, они приводят к изменению формы кристаллов парафина и их поверхностной энергии, что приводит к уменьшению их способности к сцеплению между собой и с поверхностью НКТ.

Реагенты депрессорного действия, или депрессаторы, широко применяются для борьбы с образованием отложений в нефтяных скважинах. Эти реагенты содержат поверхностно-активные вещества с высокой молекулярной массой, которые воздействуют на молекулярном уровне. При смешении нефти с депрессатором происходит изменение поверхностных свойств твердых частиц, что приводит к снижению скорости их кристаллизации и температуры начала кристаллизации парафина. Молекулы депрессаторов адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, образуя пленку, которая мешает образованию прочной кристаллической решетки.

Диспергаторы - это вещества, которые помогают создать тонкодисперсную систему, в которой частицы парафина легче удаляются из потока нефти и не оседают на стенках труб. Они также улучшают теплопроводность нефти и замедляют процесс кристаллизации парафина. Для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и отложениями солей на промышленном оборудовании используются диспергаторы в сочетании с другими реагентами.

Ингибиторы парафиноотложений обладают разнообразными химическими свойствами, но все они обладают тремя общими характеристиками.

Первое свойство макромолекул ингибиторов, связанное с их большой молекулярной массой, обеспечивает им высокие механические свойства, стойкость к абразивному износу и химической стабильности. Эти свойства позволяют ингибиторам долгое время сохранять свою эффективность в условиях высоких давлений и температур, которые обычно присутствуют в скважинах.

Второе свойство макромолекул ингибиторов, связанное с наличием полярных групп в их структуре, обеспечивает им способность образовывать взаимодействия с поверхностями металлов и минералов, которые обычно встречаются в скважинах. Эти взаимодействия позволяют ингибиторам снизить коррозионные процессы и образование отложений на поверхностях скважинных оборудований.

Третье свойство макромолекул ингибиторов, связанное с полидисперсным составом по молекулярной массе и составу, обеспечивает им широкий диапазон свойств и возможностей для оптимизации их эффективности в зависимости от условий эксплуатации скважин. Это свойство также позволяет создавать комплексные ингибиторные составы, содержащие несколько типов макромолекул с разными свойствами, что повышает их эффективность и стабильность в условиях эксплуатации скважин [10].

В настоящее время все чаще применяются комплексные присадки, которые состоят из нескольких компонентов с разными свойствами, что позволяет достичь более эффективного результата. Такие присадки могут предотвращать образование АСПО, разрушать устойчивые эмульсии, защищать оборудование от коррозии и отложений солей, а также оптимизировать структуру газожидкостного потока. Для этого применяются

различные химические реагенты, которые взаимодействуют с нефтью и оборудованием, чтобы достичь желаемого эффекта.

Сейчас из-за дороговизны ингибиторов парафиноотложений их использованию уделяют большое внимание с точки зрения экономии. В практике есть три способа, которыми реагент может быть подан в скважину:

Один из способов подачи ингибиторов парафиноотложений - разовая подача большого объема реагента в призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) через определенные временные интервалы. В дальнейшем, когда скважина начинает работать, ингибитор постепенно проникает в подземное оборудование скважины вместе с извлекаемым флюидом, что предотвращает образование парафиновых отложений. Однако, этот метод считается невостребованным, так как необходимо использовать большое количество ингибитора, а дозирование его невозможно контролировать.

Другой способ подачи ингибитора парафиновой отложения заключается в использовании устьевого блока дозирования химического реагента (БДР), как показано на рисунке 5. Ингибиторный раствор с более высокой плотностью, чем жидкость в затрубном пространстве, спускается вниз до уровня приема насоса или насосно-компрессорной трубы (НКТ). Здесь он смешивается с жидкостью и затем направляется в насос или НКТ в качестве смеси.



Рисунок 5 - Оборудование для подачи реагента в скважину типа БДР

Для определения периода и объема закачки реагента используются технологические условия. В данном методе реагент подается в затрубное

пространство скважины через распределительную головку при помощи дозирующего насоса.

Этот способ экономически более выгоден, чем разовая закачка реагента, однако он имеет недостатки, которые ограничивают его использование.

Третий способ подачи реагента в скважину осуществляется с помощью скважинного капиллярного устройства (СПКУ) и устьевого блока дозирования химического реагента (БДР). СПКУ - это трубка, установленная с внешней стороны НКТ, которая выводится через устьевую арматуру и подключается к БДР. Этот способ не имеет недостатков, которые присутствуют при других способах подачи реагента. Он может использоваться на скважинах, оборудованных как УШСН, так и УЭЦН. Подача реагента через капилляр не требует больших дополнительных затрат, но требует установки блока дозирования химического реагента. Период и объем подачи определяются технологическими условиями.

Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УЭЦН с использованием СПКУ приведена на рисунке 6.

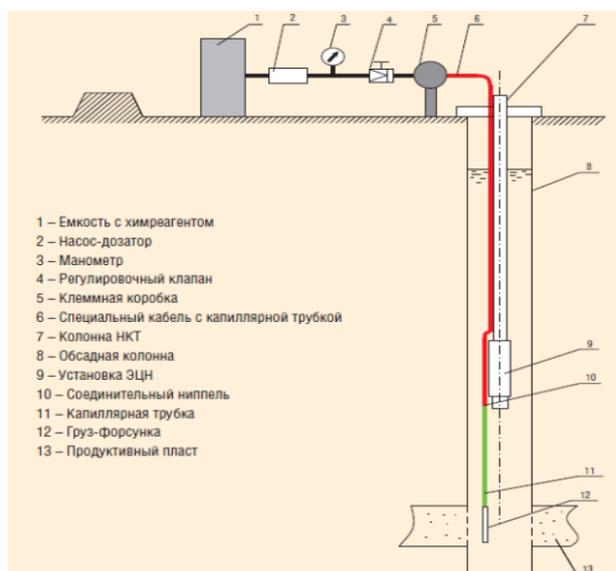


Рисунок 6 - Принципиальная схема обустройства скважины, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой

С использованием скважинного капиллярного устройства (СПКУ) возможна подача химического реагента в скважину в трех вариантах: в

призобойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений. С помощью этого метода можно использовать различные реагенты на разной глубине, что позволяет эффективно бороться со всеми видами осложнений. Кроме того, использование СПКУ не требует больших дополнительных затрат на оборудование и позволяет избежать недостатков других методов подачи реагента в скважину.

1.4.3 Физические способы предупреждения образования АСПО

Технологии внешних силовых полей - это физические методы борьбы с АСПО, которые считаются наиболее перспективными для решения задач в нефтепромысловой отрасли. Это связано с тем, что в процессах добычи, подготовки и перекачки нефти используются физические законы межмолекулярных взаимодействий, а не химические реакции. Однако, данные методы еще не получили широкого распространения, так как требуют сложного оборудования, имеют ограниченную эффективность и не всегда соответствуют теоретическим моделям. Тем не менее, на практике уже есть успешные примеры применения данных методов в нефтегазовой промышленности.

Для борьбы с АСПО существуют физические методы, которые включают в себя механические и ультразвуковые колебания, а также магнитные и электромагнитные поля, оказывающие воздействие на нефтяную продукцию в процессе ее добычи и транспортировки [11].

Физические методы предотвращения заключаются в создании вибраций погружного оборудования, а также вибрационных и электрических сигналов.

Различные физические поля, включая тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные и электрические, могут влиять на процесс выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ из потока флюида. Но, в свою очередь, наличие таких полей может оказывать обратное влияние на процесс. Например, электрическое поле может снижать количество парафина при

положительном заряде и увеличивать его при отрицательном, а магнитное поле всегда снижает количество парафина. Исследования показали, что воздействие переменного электрического поля на поток парафинистых нефтей может значительно снизить степень парафинизации трубопроводов. Эффективность воздействия электромагнитного поля на нефть зависит от нескольких факторов, включая напряженность поля, направление его относительно потока нефти и скорость движения нефти через поле [12].

Обработка нефти электромагнитным полем, как описано выше, может значительно улучшить процесс транспортировки нефти за счет уменьшения количества парафина, а также снижения степени образования отложений на стенках трубопроводов. Это может быть особенно полезно в условиях, когда нефть имеет высокое содержание парафинов, а также при высокой степени обводненности и содержании хлористых солей.

Электромагнитное поле воздействует на микрочастицы парафина, находящиеся в нефтяном потоке, что приводит к образованию дополнительных центров кристаллизации парафина в объеме жидкости. Это способствует тому, что кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, что уменьшает скорость роста отложений и способствует их легкому смыванию с поверхности. Таким образом, электромагнитная обработка нефти может быть полезным инструментом для оптимизации технологии добычи и транспортировки нефти в условиях, когда необходимо снизить количество парафинов и облегчить процесс удаления отложений с поверхности трубопроводов.

ЗАО «Геопромышленные инновации» разрабатывает и производит магнитные активаторы для использования в геологоразведочных работах и производстве нефти и газа. Активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 используются для обработки нефти и газа электромагнитным полем, что способствует повышению эффективности добычи и увеличению объемов выходной продукции.

Конструкция магнитного активатора проста и состоит из корпуса, выполненного в виде отрезка накладной коробки трубы (НКТ), с магнитной системой, расположенной на его внешней поверхности. Система магнитов включает кольцевые магниты на основе редкоземельных металлов, которые имеют высокую напряженность магнитного поля [13].

Применение магнитных активаторов в процессе добычи нефти и газа позволяет повысить эффективность процесса извлечения, уменьшить затраты на добычу и обработку, а также снизить влияние на окружающую среду).

Установка магнитного активатора АМС рядом с УЭЦН используется для уменьшения количества и размера образующихся отложений в скважине. Расположение установки через 1-2 секции НКТ от насоса позволяет обеспечить достаточный контакт магнитного поля с флюидом, проходящим через насос. Обратный клапан и сливной клапан помогают регулировать процесс работы установки и обеспечивать ее эффективность, схема установки показана на рисунке 7.

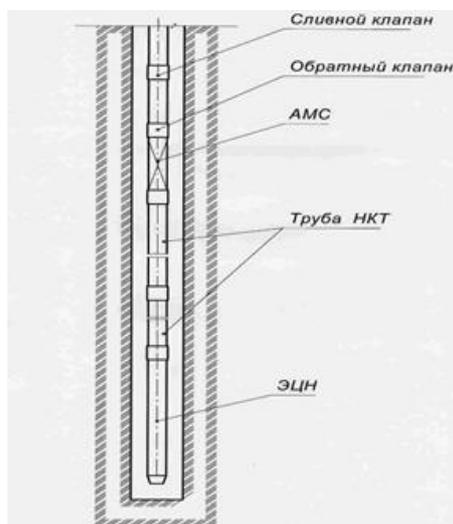


Рисунок 7 - Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Согласно данному методу, противоточная вибрация генерируется путем воздействия на стенки трубопровода, что не позволяет отложениям на стенках плотно закрепиться. Этот метод известен уже довольно давно, но не получил широкого применения в промышленности.

1.5 Способы удаления отложений

1.5.1 Тепловые способы удаления АСПО

Методы, основанные на тепловом воздействии, доказали свою эффективность. Они включают использование греющих кабелей и применение горячей нефти, воды или пара для обработки. Суть метода заключается в том, что асфальтосмоло-парафиновые отложения могут быть расплавлены при температурах, выше их кристаллизационной точки. Для нагрева отложений необходимо использовать специальное оборудование, такое как паропередвижные установки, которое следует размещать непосредственно в зоне отложений.

Для удаления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ из труб, используют метод тепловой обработки, основанный на свойстве плавления парафина при температуре, превышающей его точку плавления. Проводят тепловую обработку путем прокачки горячего теплоносителя через трубное пространство, что снижает силы сцепления отложений на поверхности. Для тепловой обработки могут использоваться горячая нефть, пар или вода, индукционные электродепарафинизаторы и реагенты, вызывающие экзотермические реакции. Наиболее распространенной технологией является закачка горячей нефти, при которой отложения расплавляются и растворяются в нефти. Преимущества метода заключаются в его простоте и минимальных затратах на химические реагенты, однако качество обработки зависит от температуры нефти, а проведение обработки скважин требует значительных затрат, а также сопряжено с риском возникновения пожара.

Технология заключается в применении специального агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), представленном на рисунке 8, который нагревает нефть или воду до температуры 70-90°C и закачивает ее в скважину. Нагретый агент циркулирует в скважине в течение определенного времени, расплавляя и удаляя отложения из асфальтосмолопарафиновых веществ со стенок НКТ и погружного оборудования. Разогретая нефть может быть

закачана как непосредственно в НКТ, так и в затрубное пространство. Эта технология позволяет минимизировать затраты на закупку химических реагентов и легко реализуется на практике. Однако ее недостатками являются зависимость качества обработки от температуры нефти, высокие затраты на проведение обработок скважин и возможность пожара. Одним из самых эффективных методов удаления отложений является закачка горячей нефти в кольцевое пространство скважины. Для этого необходимо использовать 2-3 объема эксплуатационной колонны скважины, и продолжительность процесса составляет 3-4 часа.



Рисунок 8 - АДПМ 12/150 СИН КАМАЗ-43118

Однако данный метод достаточно трудоемкий и требует остановки работы скважины на время проведения тепловой обработки, что является его недостатком. Кроме того, температура нефти в выкидной линии должна быть не менее 40 °С. Расстановка специальной техники при промывке горячей нефтью производится по схеме, представленной на рисунке 9.

Для улучшения эффективности тепловой обработки скважин могут использоваться теплоносители, содержащие химические добавки, улучшающие их моющие свойства и снижающие расходы и температуру нагрева.

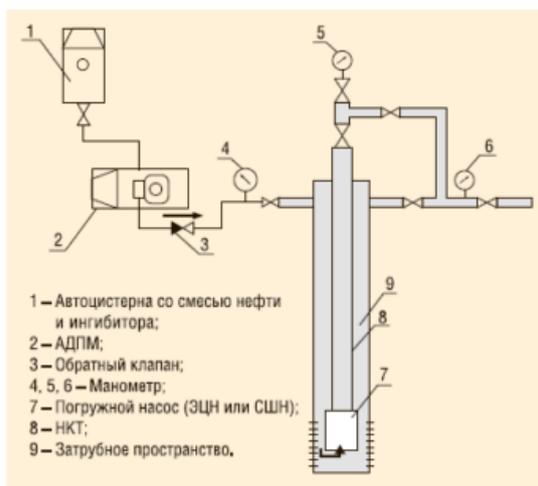


Рисунок 9 - Расстановка специальной техники при промывке горячей нефтью

Также возможно применение магнитной обработки теплоносителя, которая дополнительно повысит эффективность тепловой обработки скважины. Однако, в целом, использование нефти в качестве теплоносителя для тепловой обработки скважин, направленной на удаление образовавшихся асфальтосмолопарафиновых отложений, считается более дорогостоящим методом по сравнению с закачкой воды [14].

1.5.2 Механические способы удаления АСПО

Для механической очистки скважин от отложений парафина используются скребки, но этот метод имеет ряд недостатков. Он подвержен отказам механических устройств, таких как скребки и лебедки, а также застреванию скребков в запарафиненных трубах. Кроме того, механические методы неэффективны для очистки призабойной зоны. В настоящее время для очистки скважин от парафина используют скребки-центраторы, изготовленные из пластмассы и устанавливаемые на штангах при помощи специальных термопластавтоматов. Использование НКТ с покрытиями также улучшает эффективность очистки скважин.

Скребки различного типа являются механическими методами удаления уже образовавшихся отложений асфальтосмолопарафиновых веществ.

Процесс заключается в механическом срывании и разрушении отложений с внутренней поверхности труб скважины при движении скребков в их полости. Однако этот метод имеет недостатки, такие как возможные отказы механических устройств, застревание скребков в запарафиненных трубах и невозможность его применения для очистки призабойной зоны от парафина. В последнее время скребки-центраторы, выполненные из пластика и монтируемые на штангах с помощью специальных термопластавтоматов, получили широкое применение.

При непрерывном процессе удаления скребки-центраторы устанавливаются на штанги ШГНУ на определенной глубине и работают непрерывно в течение всего времени эксплуатации скважины. Они выполняют функцию центрирования и очистки насосно-компрессорных труб от АСПО, удаляя его механическим образом при подъеме насоса. Такой процесс очистки может быть более эффективным, чем периодическая очистка, поскольку отложения не успевают накапливаться в трубах и могут быть удалены непосредственно при их образовании. Однако, непрерывное применение скребков может приводить к повреждению насосно-компрессорных труб и снижению их срока службы. Пример скребка показан на рисунке 10.



Рисунок 10 - Скребки центраторы

Скребок-центратор, как и любой скребок для очистки НКТ от отложений, имеет целью удаление АСПО с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Но его особенность заключается в том, что он также выполняет функцию центрирования штанг внутри НКТ, тем самым уменьшая возможные вибрации, исключая возможность контакта стенок НКТ с штангой и повреждения обоих элементов.

Он обычно имеет форму цилиндра, на котором располагаются ребра, выполняющие роль центрирующих элементов. Кроме того, на его торцах могут быть установлены конусные поверхности, что также помогает в центрировании скребка внутри НКТ. Количество скребков, устанавливаемых на одной штанге, зависит от конкретных условий и может колебаться от 5 до 11 штук [15].

Использование полимерных скребков-центраторов имеет ряд преимуществ перед классическими металлическими скребками. Во-первых, они не оказывают вредного воздействия на металлические трубы НКТ, что предотвращает их коррозию и уменьшает риск повреждений насосно-компрессорного оборудования. Во-вторых, полимерные скребки имеют меньший вес и обладают лучшей гибкостью, что позволяет им легче пройти через изгибы и переходы в трубах скважины. Кроме того, полимерные скребки не образуют искр, что важно при работе в условиях повышенной взрывоопасности [16].

Для очистки насосно-компрессорных труб (НКТ) от отложений асфальт-смолоподобных веществ (АСПО) используют установки депарафинизации скважин (УДС) или ручные лебедки со скребками. Частота очистки варьируется от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц в зависимости от дебита скважины и интенсивности отложения. Скребки, используемые для удаления отложений парафина в скважине, могут быть активированы при помощи лебедок или использованием энергии восходящего потока жидкости. Обычно, скребки спускают в скважину с помощью стального троса, и они используют свой собственный вес и подвешенный к ним утяжелитель для движения вниз по скважине и соскабливания отложений парафина на своем пути. Однако, если скважина остановлена без буферной задвижки, удаление отложений может быть неэффективным, поскольку соскабленные отложения не выносятся на поверхность, а возвращаются обратно в скважину. Это может

снижать эффективность очистки скважины от отложений парафина. На рисунке 11 представлен режущий скребок.

Скважины чистят с помощью лезвийных и фрезовых скребков, как для периодических, так и для постоянных чисток. Режущие головки скребков являются сменными, что позволяет подобрать оптимальную конфигурацию для каждой скважины.

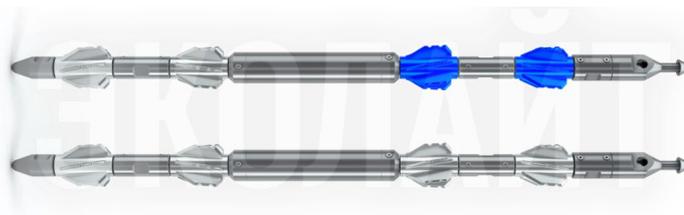


Рисунок 11 - Скребок режущий СДР-4-С

Использование фрезового скребка эффективнее при работе с высокодебитными скважинами, в то время как лезвийный скребок хорошо справляется с удалением слоя парафина толщиной до 5 мм и позволяет увеличить диаметр проходного отверстия в трубе НКТ. Оборудование подаётся в скважину с использованием груза-утяжелителя и поднимается с помощью лебёдки.

Скребок вращается благодаря восходящему потоку нефти, который выносит отложения парафина в выкидную линию. Однако, без буферной задвижки, эффективность удаления АСПО снижается, поскольку отложения не выводятся на поверхность и остаются внутри скважины.

Установка депарафинизации скважин (УДС), или лебедка Сулейманова, предназначена для очистки внутренних поверхностей труб НКТ при помощи скребков. Комплекс оборудования состоит из нескольких элементов, включая станцию управления, электродвигатель, редуктор, барабан, рычаг контроля провиса, клеммную коробку, сальниковое устройство и зажим для скребковой проволоки. УДС работает в автоматическом режиме и позволяет предотвратить образование парафиновых пробок, восстановить и поддерживать неснижаемый уровень дебита скважины. Работа установки

осуществляется удаленно по GSM каналу в режиме реального времени. Режим работы УДС можно настроить на автоматический, полуавтоматический или ручной. Периодичность и глубина очистки скважины зависят от особенностей месторождения. На рисунке 12 представлен пример УДС [17].

Скребок скважин является бюджетным решением для борьбы с проблемой отложений АСПО, но оно также имеет свои недостатки.

Глубина спуска скребка ограничена, требуется остановка оборудования в некоторых случаях, а в некоторых скважинах с штанго-глубинными насосами это невозможно. Скребок возможно только на прямых участках трубопроводов с соответствующим оборудованием. Использование скребков является наименее затратным методом очистки, но его область применения ограничена, а частые остановки технологического оборудования для очистки могут негативно сказаться на рентабельности добычи нефти.



Рисунок 12 - Установка депарафинизации скважин УДС-1

Механический метод очистки, используемый при очистке труб и технологического оборудования вручную, применяется в основном для ремонта сложного технологического оборудования, такого как сепараторы, отстойники, электродегидраторы и резервуары.

Лебедка Сулейманова - это эффективное решение как для предотвращения образования отложений, так и для их удаления. Она может

работать в автоматическом и ручном режимах в соответствии с заданной программой.

Лебедка Сулейманова работает очень просто: скребок, подвешенный на проволоке, опускается в скважину на заданную глубину, а затем поднимается вверх. Это несложная операция, которая позволяет очистить стенки НКТ от отложений и восстановить нормальный поток нефти и газа. Работу лебедки можно выполнять как непрерывно, так и периодически. Оборудование монтируется на лубрикаторе устьевой арматуры скважины, а станция управления находится рядом. Состояние лебедки (работает она или остановлена) отображается на системе телемеханики ЦДНГ, где специалисты могут контролировать ее работу.

Механическая депарафинизация скважин требует большого количества ручного труда, что затрудняет очистку скважин с активными отложениями парафина, особенно в удаленных кустовых площадках. В условиях высокого уровня АСПО, метод лебедки Сулейманова является наиболее эффективным и может продлить период работы скважин, а также избежать снижения производительности глубинно-насосного оборудования.

1.5.3 Химические способы удаления АСПО

Существуют химические методы удаления парафиновых отложений, которые широко используются, но довольно дорогостоящие. Они включают в себя применение растворителей для растворения образовавшихся отложений и ингибиторов парафиноотложения для предотвращения образования отложений. Для достижения желаемого эффекта, химические соединения дозируются в добываемую продукцию.

Сейчас главной проблемой при использовании химических методов не является приобретение реагентов, а их экономное использование из-за высокой стоимости. Поэтому основное внимание уделяется разработке наиболее эффективных способов доставки химических реагентов в скважины.

Химические методы стали все более популярными при удалении парафиновых отложений с оборудования, используемого на нефтедобывающих предприятиях. Для этой цели часто применяются различные типы растворителей, которые являются побочными продуктами химической промышленности.

Химический способ удаления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ с нефтепромыслового оборудования основан на использовании растворителей. Этот метод заключается в частичном растворении и последующем разрыхлении отложений парафина, что делает их подвижными и способными выноситься потоком продукции из скважины. Выбор растворителя зависит от состава отложений, так как парафиновые, асфальтеновые или смешанные типы отложений имеют разную растворимость [18].

Для эффективного удаления парафиновых отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования можно использовать смесь предельных углеводородов, однако важно учитывать температуру, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Жидкие парафиновые углеводороды эффективны для удаления смол, а ароматические углеводороды могут быть использованы для удаления асфальтенов. Существует несколько групп растворителей, которые были разработаны для удаления парафиновых отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования. Эти группы включают в себя индивидуальные органические растворители, смеси органических соединений разных классов, которые производятся в нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах, растворители природного происхождения, органические смеси с добавками ПАВ, удалители на водной основе и многокомпонентные смеси, а также пироконденсат. Использование растворителей является одним из наиболее распространенных и эффективных способов удаления отложений.

Для удаления парафинов и АСПО используют газовый конденсат, дизельное топливо, керосин, легкие пиролизные смолы, бутил-бензольную фракцию, газовый бензин, смесь сжиженных нефтяных газов, легкую нефть и другие растворители. В некоторых скважинах наиболее удобным растворителем является газоконденсат.

Правильная закачка химических реагентов является важным условием для эффективной борьбы с АСПО в скважинах. Расход реагентов и способ их закачки зависят от степени запарафинивания скважины и могут быть разными для разных скважин.

При закачке растворителя в затрубное пространство, его расход рассчитывается как 20-30% от объема НКТ. При этом необходимо учитывать, что чем выше степень запарафинивания скважины, тем больше растворителя нужно закачать для достижения нужного эффекта.

Важно также учитывать, что степень запарафинивания НКТ может влиять на расход реагентов. Скважины с большим количеством отложений требуют более высокого расхода растворителя для достижения нужного эффекта, чем скважины с умеренным запарафиниванием.

Таким образом, выбор способа закачки и расхода реагентов должен осуществляться индивидуально для каждой скважины с учетом ее характеристик и степени запарафинивания.

Определение подходящего растворителя для удаления отложений из скважин проводится опытным путем, с учетом характеристик конкретных отложений, степени запарафинивания скважины, температуры и других условий. Это требует проведения лабораторных и полевых исследований, а также использования специализированного оборудования и химических реагентов. При этом необходимо учитывать экологические и экономические аспекты выбора растворителя.

2 Общие сведения о месторождении

Месторождение X располагается в районе Н Томской области. Месторождение открыто в первом квартале 2008 года компанией F. В марте Федеральное агентство по недропользованию утвердило 59 млн барр. извлекаемых запасов нефти С1 и С2 по месторождению X, на котором ранее не было зарегистрировано каких-либо оперативных запасов.

Район характеризуется большой территорией, которая представляет собой равнину с небольшим количеством рельефных изменений. На этой территории присутствуют широкие заболоченные водоразделы и реки. В геоморфологическом отношении участок работ расположен на водоразделе рек Васюган-Чижапка, у левого притока р. Елизаровка (рисунок 13). Абсолютные отметки поверхности 123-125 м. Заболоченность территории составляет около 60%.



Рисунок 13 - Обзорная карта района работ

Климат континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зимний период отличается большой продолжительностью и низкими температурами. Лето короткое, но теплое, иногда жаркое. Температурные показатели представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Температурные показатели месторождения X

Средние значения температур воздуха	19...-20°C возможны значительные понижения до - 30...-35°C
Абсолютный минимум температуры воздуха	-55°C
Средние температуры воздуха июля	+17...+18°C максимальные показания +30...+35°C
Абсолютный температурный максимум	+37°C
Средний показатель периода с положительными температурами	85-115 дней
Среднегодовая температура	-0,7°C

Растительный покров представлен лиственными, а также хвойными деревьями. Грунт представлен преимущественно песками, суглинками и глиной. Установление снежного покрова преимущественно к концу октября. Высота покрова на залесённых участках достигает отметки 2 м, на открытых участках до 0.5 м. Преобладающее направление ветра: зимой - Юго-Западный, летом - Северо-Западный. Максимально зарегистрированная скорость ветра 21 м/с.

Грунтовые воды, которые могут использоваться в качестве источника питьевой и технической воды, расположены на глубине от 3 до 25 метров. Залесённость площади работ составляет примерно 80%. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами, широкое развитие имеет кустарник.

В административном отношении нефтяное месторождение X расположено на северо-западе Томской области, района Н, на левом берегу Оби. Лицензионный участок 70-3 АВ (Рисунок 14).



Рисунок 14 - Лицензионные участки F

2.1 Характеристика свойств продуктивных пластов

Пласт Ю₁₄₋₁₅

На территории участка работ отложения пласта Ю₁₄₋₁₅ развиты повсеместно. Продуктивные отложения пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых, с прослоями галечников, алевролитов и аргиллитов. Пласты разделены маломощной (от 1,1 до 6,6 м, в среднем - 3,5 м) перемычкой глинисто-алевритового состава. В силу своей малой мощности, данная перемычка не обеспечивает надежной гидродинамической изоляции данных пластов. Пласты Ю₁₄ и Ю₁₅ приняты в качестве единого продуктивного объекта Ю₁₄₋₁₅ для всех месторождений группы [19].

На исследуемой территории в результате выполненных сейсмических работ и поисково-разведочного бурения открыты X, Y, и Z нефтяные месторождения. С позиции нефтегазогеологического районирования месторождение X расположено в пределах Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

На данном месторождениях результатами гидродинамических и промыслово-геофизических исследований доказана нефтеносность отложений тюменской (пласты Ю₁₄₋₁₅), васюганской (пласты Ю₁³⁻⁴) свит.

По результатам интерпретации сейсмике МОГТ 3D и данным бурения и интерпретации скважин месторождения X значительно уточнена геометрия залежи пласта Ю₁₄₋₁₅. Структурные построения выполнены с привлечением материалов сейсмике 2D южнее участка работ. Залежь месторождения X пластово-сводовая с элементами тектонического экранирования в северной и восточной части месторождения. Тип коллекторов - терригенный. ВНК принят по абсолютной отметке - 2894,4 м.

Основные характеристики пласта Ю₁₄₋₁₅ приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Характеристики толщин пласта Ю₁₄₋₁₅

Толщина	Наименование	Основная залежь месторождения X
Общая	Среднее значение, м	72,6
	Интервал изменения, м	61-78,3
Эффективная	Среднее значение, м	27.6
	Интервал изменения, м	14-37.7
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	23.8
	Интервал изменения, м	8.4-37.7

Таблица 5 - Показатели характеристики неоднородности пласта Ю₁₄₋₁₅

	Кол-во скважин	Коэффициент песчаности, д. ед.		Коэффициент расчлененности, д. ед.	
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения
		Основная залежь месторождения X	7	0.388	0.189-0.618

Пласт Ю₁³⁻⁴

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами Ю₁⁴ и Ю₁³. На территории юго-востока Западной Сибири эти пласты объединены, и формируют единую песчаную толщу - пласт Ю₁³⁻⁴.

Промышленная продуктивность отложений пласта Ю₁³⁻⁴ месторождения X доказана в скважинах 2, 5, 300, 301, 302, 400 и 401, при испытаниях которых получены притоки нефти дебитом, изменяющимся от 14,2 до 319,9 м³/сут.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации отложений пласта Ю₁³⁻⁴ значения начальных дебитов нефти изменялись от 2 до 269 т/сут (среднее значение - 111 т/сут), а пластовой воды - от 1,6 до 83,3 т/сут, при среднем значении 21,7 т/сут.

Выявленная основная залежь пластово-сводовая. Тип коллекторов - терригенный. Площадь залежи составляет 28,1 км², размеры - 11,6х3,1 км, а высота - 25 м. По результатам испытаний и интерпретации данных ГИС

положение ВНК не изменилось, относительно предыдущего подсчета запасов и принято по абсолютной отметке - 2555 м, соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине Х-2. Бурение новой скважины Х-5 подтвердило принятое положение ВНК.

Залежь в районе скважин 301, 304 и 18 месторождения Х выделена по данным опытно-промышленной эксплуатации в скважине 301 и результатам освоения скважины 304. При освоении отложений пласта Ю₁³⁻⁴ в горизонтальной скважине 304, было отобрано 605,2 м³ воды без признаков УВ. В скважине 304 при опытно-промышленной эксплуатации начальные дебиты нефти и воды составили 75,0 т/сут и 48,0 т/сут соответственно.

Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического экранирования. Тектоническое нарушение северо-западного простирания, выделенное на основании геолого-геофизической интерпретации сейсмических данных, разделяет данную и основную залежи пласта Ю₁³⁻⁴. Площадь залежи составляет около 0,6 км², ее размеры - 0,7×1,0 км, высота - 7,6 м. Положение ВНК принято по абсолютной отметке -2547,3 м, соответствующей кровле водонасыщенных отложений пласта Ю₁³⁻⁴, выделяемых по результатам интерпретации данных ГИС, в скважине 18. Основные характеристики пласта Ю₁³⁻⁴ приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 - Характеристики толщин пласта Ю₁³⁻⁴

Толщина	Наименование	Основная залежь месторождения Х
Общая	Среднее значение, м	18,8
	Интервал изменения, м	16,3-22,6
Эффективная	Среднее значение, м	14,2
	Интервал изменения, м	5,5-18,1
Нефте-насыщенная	Среднее значение, м	7,0
	Интервал изменения, м	2-10,6

Таблица 7 - Показатели характеристики неоднородности пласта Ю₁³⁻⁴

	Кол-во скважин	Коэффициент песчанности, д. ед.		Коэффициент расчлененности, д. ед.	
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения
Основная залежь месторождения X	14	0,754	0,329-0,939	4,1	2-6

2.2 Свойства и состав нефти, растворенного газа

Пласт Ю₁₄₋₁₅

В пределах группы месторождений Y из отложений пласта Ю₁₄₋₁₅ было отобрано 9 глубинных проб нефти из трех скважин (№№ 527, 568, 2) и четыре поверхностные пробы нефти из трех скважин (№№568, 10, 2). Для обоснования подсчетных параметров использовалось 6 глубинных проб признанных кондиционными: вторая и третья пробы скв.№568, первая проба скв.№527, и все три пробы скв.№2 [39].

Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ месторождения X определены по данным трех глубинных проб (скв.№2), основные результаты представлены в таблицах 8-9.

Объемный коэффициент дегазированной нефти и газовый фактор приняты по результатам второй пробы, так как в ней проводилось дифференциальное разгазирование при различных температурах в условиях промышленной подготовки нефти. Плотность нефти принята по среднему значению трех глубинных проб, отобранных из скважины 2 месторождения X.

Таким образом, при выполнении данного Подсчета запасов приняты следующие параметры нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ месторождения X (таблицы 8 и 9):

- плотность нефти в поверхностных условиях - 0,796 г/см³;
- объемный коэффициент - 1,265;
- пересчетный коэффициент - 0,791;
- газовый фактор - 99,1 м³/т.

Таблица 8 - Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ месторождения X

Наименование параметра	Численные значения
Пластовое давление, МПа	28,12
Пластовая температура, °С	98,0
Давление насыщения, МПа	10,8
Газосодержание, м ³ /т	99,1
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	690,9
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	0,60
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	15,8
Объемный коэффициент пластовой нефти	
При однократном (стандартном) разгазировании	1,316
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,265
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С:	
При однократном (стандартном) разгазировании	1,234
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,156
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С:	
При однократном (стандартном) разгазировании	802,2
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	795,9

Таблица 9 - Промысловые и подсчетные параметры нефти пласта Ю₁₄₋₁₅, принятые при подсчете запасов

Месторождение	X
Скважина	2
Пласт	Ю ₁₄₋₁₅
Интервал перфорации, м	2979-3004
$P_{нас}$, МПа	10,8
β_n , 1/МПа·10 ⁻⁴	15,8
$\rho_n^{пл}$, кг/м ³	690,9
$\nu_n^{пл}$, МПа·с	0,60
$\rho_r^{ст}$, кг/м ³	1,156
$\Gamma\Phi$, м ³ /т	99,1
ОК	1,265
$\rho_n^{ст}$	0,796
Θ	0,791

Пласт Ю₁³⁻⁴

Из отложений пласта Ю₁³⁻⁴ в пределах группы месторождений Y были отобраны и исследованы 20 глубинных проб нефти из 7 скважин (№102, 205

,224, 510, 568, 573 и 400), а также три поверхностных пробы нефти в скважинах №№ 573, 10 и 5.

Для обоснования подсчетных параметров принято 12 глубинных проб, отобранных в скважинах №102 (пробы 2 и 3); 205 (проба 2); 224 (три пробы); 510 (три пробы); 568 (проба 1 и 3) и 400 (проба 1), остальные пробы признаны некондиционными [16].

Для определения физико-химических свойств нефти месторождения X и растворенного газа по пласту Ю₁³⁻⁴ были использованы данные анализа одной пробы нефти в скважине №400.

Основные физико-химические свойства нефти пласта Ю₁³⁻⁴ месторождения X представлены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 - Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁³⁻⁴ месторождения X

Наименование параметра	Численные значения
Пластовое давление, МПа	26,25
Пластовая температура, °С	86,7
Давление насыщения, МПа	9,7
Газосодержание, м ³ /т	62,6
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	753,3
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	1,08
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	12,8
Объемный коэффициент пластовой нефти	
При однократном (стандартном) разгазировании	1,205
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,179
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С:	
При однократном (стандартном) разгазировании	1,211
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,115
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С:	
При однократном (стандартном) разгазировании	838,5
При дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	832,5

Таким образом, при выполнении данного подсчета запасов приняты следующие параметры нефти пласта Ю₁³⁻⁴ месторождения X (Таблица 12):

Плотность нефти в поверхностных условиях - 0,833 г/см³;

Объемный коэффициент - 1,179;

Пересчетный коэффициент - 0,848;

Газовый фактор - 62,6 м³/т.

Таблица 11 - Промысловые и подсчетные параметры нефти пласта Ю₁³⁻⁴, принятые при подсчете запасов

Месторождение	Х
Скважина	400
Пласт	Ю ₁ ³⁻⁴
Интервал перфорации, м	2873-2880
Р _{нас} , МПа	9,7
β _н , 1/МПа·10 ⁻⁴	12,8
ρ _н ^{пл} , кг/м ³	753,3
ν _н ^{пл} , МПа·с	1,08
ρ _г ^{ст} , кг/м ³	1,115
ГФ, м ³ /т	62,6
ОК	1,179
ρ _н ^{ст}	0,833
Θ	0,848

Состав и физико-химические свойства нефти и растворенного газа изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб, отобранных в районе группы месторождений У.

При выполнении данного подсчета запасов, на основе изучения глубинных проб нефти, были приняты следующие подсчетные параметры, которые представлены в таблице 12:

Таблица 12 - Подсчетные параметры

Месторождение	Пласт	Плотность нефти, г/см ³	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор, м ³ /т
Х	Ю ₁₄₋₁₅	0,796	1,265	0,791	99,1
Х	Ю ₁ ³⁻⁴	0,833	1,179	0,848	62,6

3 Определение зоны выпадения АСПО в скважине и подбор ингибитора

3.1 Определение зоны выпадения АСПО в скважине

Определить зону выпадения АСПО в скважине №400 месторождения Х [20, 21].

Исходные данные:

Таблица 13 - Исходные данные для задачи:

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	86,7
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	3
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	4
Геотермический градиент, °С/м	Γ_T	0,01
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	2500
Условный диаметр НКТ, м	D	0,073
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	C	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·°С)	K_s	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с	M	0,1234
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{о.с}$	-0,3
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	30
Давление в скважине, МПа	P	Таблица 14
Давление насыщения, МПа	$P_{нас}$	9,7
Газонасыщенность нефти, м ³ /т	$\Gamma_{ом}$	71,2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	$\rho_{нд}$	833
Плотность газа, кг/м ³	$\rho_{г}$	1,115
Содержание в газе азота, %	Y_a	1,8
Содержание метана в газе, %	Y_m	70,63

Таблица 14 - Распределение давления по глубине скважины

Параметры	Глубина $L_{скв}$, м												
	0	210	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2210	2500
Давление P , МПа	0,7	1,7	2,8	4	5,3	6,7	8,2	9,8	11,4	13,1	14,8	16,4	18,1

Решение:

1. Температура окружающей среды на забое скважины (1).

$$T_{\text{ос}}^{\text{пл}} = T_{\text{нс}} + \Gamma_T \cdot L_{\text{ск}} = 3 + 0,01 \cdot 2500 = 28 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (1)$$

2. Расчёт температуры потока в скважине (2):

$$\text{Точка 1. } L = L_{\text{ск}} = 2500 \text{ м; } T_{\text{нач}} = T_{\text{пл}} = 86,7 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2)$$

Точка 2. $L = 2210$ м.

$$T = T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 2210) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 2210) \right) = 46,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 3. $L = 2100$ м.

$$T = T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 2100) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 2100) \right) = 38,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 4. $L = 1890$ м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 1890) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 1890) \right) = 30,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 5. L=1680 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 1680) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 1680) \right) = 24,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1470 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 1470) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 1470) \right) = 21,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1260 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 1260) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 1260) \right) = 18,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=1050 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 1050) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 1050) \right) = 16,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=840 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 840) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 840) \right) = 14,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=630 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 630) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 630) \right) = 12,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=420 м.

$$T = T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{oc}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 420) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 420) \right) = 9,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. L=210 м.

$$T = T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 210) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 210) \right) = 7,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. L=0 м.

$$T = T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{ос}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 28 - 0,01 \cdot (2500 - 0) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(86,7 - 28 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1234}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1234} \cdot (2500 - 0) \right) = 5,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таблица 15 - Полученные температуры потока в скважине

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	210	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2210	2500
Температура потока T, °C.	5,6	7,7	9,8	12,0	14,1	16,3	18,7	21,4	24,9	30,0	38,8	46,2	86,7

3. Вычисляем давление насыщение нефти газом при температуре потока (3):

$$P_{\text{наст}} = P_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}} \cdot (y_{\text{м}} - 0,8 \cdot y_{\text{а}})}} \quad (3)$$

Точка 1. t = 86,7 °C

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{86,7 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 9,7 \text{ МПа}$$

Точка 2. t = 46,2 °C

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{46,2 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 7,97 \text{ МПа}$$

Точка 3. t = 38,8 °C

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{38,8 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 7,65 \text{ МПа}$$

Точка 4. $t = 30,0 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{30,0 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 7,28 \text{ МПа}$$

Точка 5. $t = 24,9 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{24,9 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 7,06 \text{ МПа}$$

Точка 6. $t = 21,4 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{21,4 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,91 \text{ МПа}$$

Точка 7. $t = 18,7 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{18,7 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,79 \text{ МПа}$$

Точка 8. $t = 16,3 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{16,3 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,69 \text{ МПа}$$

Точка 9. $t = 14,1 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{14,1 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,60 \text{ МПа}$$

Точка 10. $t = 12 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{12 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,51 \text{ МПа}$$

Точка 11. $t = 9,8 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{9,8 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,42 \text{ МПа}$$

Точка 12. $t = 7,7 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{7,7 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,33 \text{ МПа}$$

Точка 11. $t = 5,6 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 9,7 + \frac{5,6 - 86,7}{9,157 + \frac{701,8}{71,2 \cdot (70,63 - 0,8 \cdot 1,8)}} = 6,24 \text{ МПа}$$

Таблица 16 - Давление насыщения нефти газом при температуре потока

в скважине

Параметры	Глубина L _{скв} , м												
	0	210	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2210	2500
Давление насыщения нефти газом P _{наст} , МПа	6,24	6,33	6,42	6,51	6,60	6,69	6,79	6,91	7,06	7,28	7,65	7,97	9,7

4. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине (4):

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} \quad (4)$$

Точка 1. L=2500 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 18,1 - 0,1 \cdot 71,20 = 26,50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 2. L=2210 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 16,4 - 0,1 \cdot 71,20 = 26,16 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 3. L=2100 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 14,8 - 0,1 \cdot 71,20 = 25,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 4. L=1890 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 13,1 - 0,1 \cdot 71,20 = 25,50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 5. L=1680 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 11,4 - 0,1 \cdot 71,20 = 25,16 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1470 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 9,8 - 0,1 \cdot 71,20 = 24,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1260 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 8,2 - 0,1 \cdot 85,46 = 23,09 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=1050 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 6,7 - 0,1 \cdot 71,27 = 24,21 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=840 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 5,3 - 0,1 \cdot 57,51 = 25,31 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=630 м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 4 - 0,1 \cdot 44,26 = 26,37 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. $L=420$ м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 2,8 - 0,1 \cdot 31,54 = 27,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 12. $L=210$ м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 1,7 - 0,1 \cdot 19,37 = 28,40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 13. $L=0$ м

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 30 + 0,2 \cdot 0,7 - 0,1 \cdot 7,68 = 29,37 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Таблица 17 - Температура кристаллизации парафина

Параметры	Глубина $L_{скв}$, м												
	0	210	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2210	2500
Температура кристаллизации $T_{кр}$, $^{\circ}\text{C}$.	29,37	28,40	27,41	26,37	25,31	24,21	23,09	24,84	25,16	25,5	25,84	26,16	26,5

5. Рассчитываем температуру окружающей среды (5):

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} \quad (5)$$

Точка 1. $L=2500$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2500 = 28 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 2. $L=2210$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2210 = 25,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 3. $L=2100$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2100 = 24 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 4. $L=1890$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 1890 = 21,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 5. $L=1680$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 1680 = 19,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 6. $L=1470$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 1470 = 17,70 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 7. $L=1260$ м

$$T_{oc} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 1260 = 15,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 8. $L=1050$ м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 1050 = 13,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=840 м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 840 = 11,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=630 м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 630 = 9,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=420 м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 420 = 7,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. L=210 м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 210 = 5,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. L=0 м

$$T_{oc} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 3 + 0,01 \cdot 0 = 3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таблица 18 - Температура окружающей среды:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	210	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2210	2500
Температура окружающей среды T_{oc} , $^\circ\text{C}$.	3	5,1	7,2	9,3	11,4	13,5	15,6	17,7	19,8	21,9	24	25,1	28

Таблица 19 - Общие данные по скважине:

Глубина Lскв, м	Температура потока T , $^\circ\text{C}$.	Температура кристаллизации $T_{кр}$, $^\circ\text{C}$.	Температура окружающей среды T_{oc} , $^\circ\text{C}$.
0	5,6	29,37	3
210	7,7	28,40	5,1
420	9,8	27,41	7,2
630	12,0	26,37	9,3
840	14,1	25,31	11,4
1050	16,3	24,21	13,5
1260	18,7	23,09	15,6
1470	21,4	24,84	17,7
1680	24,9	25,16	19,8
1890	30,0	25,5	21,9
2100	38,8	25,84	24
2210	46,2	26,16	25,1
2500	86,7	26,5	28

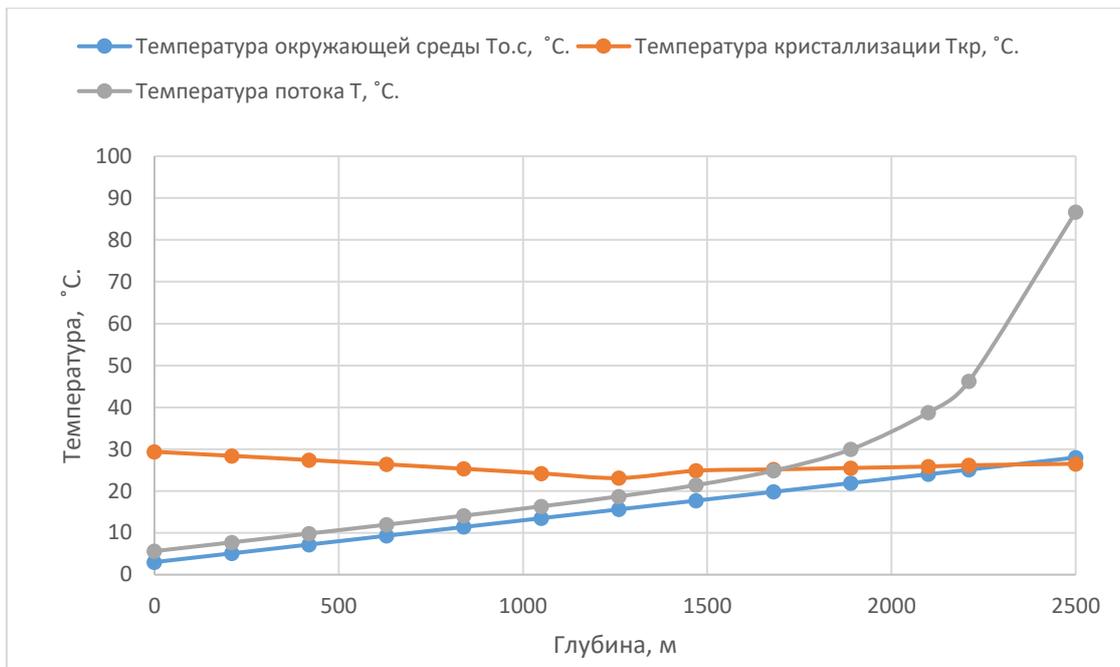


Рисунок 15 - График обобщенных данных по скважине

6. Влияние диаметра НКТ на глубину зоны выпадения АСПО в скважине

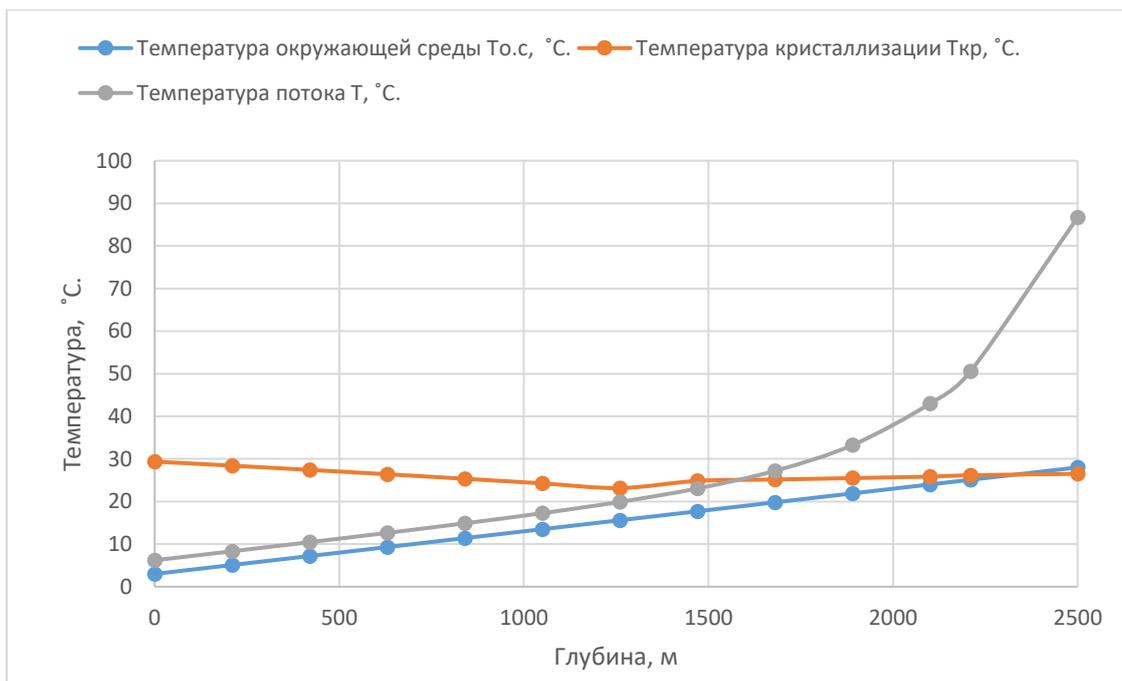


Рисунок 16 - Уменьшение диаметра НКТ до $D=0,06$ м

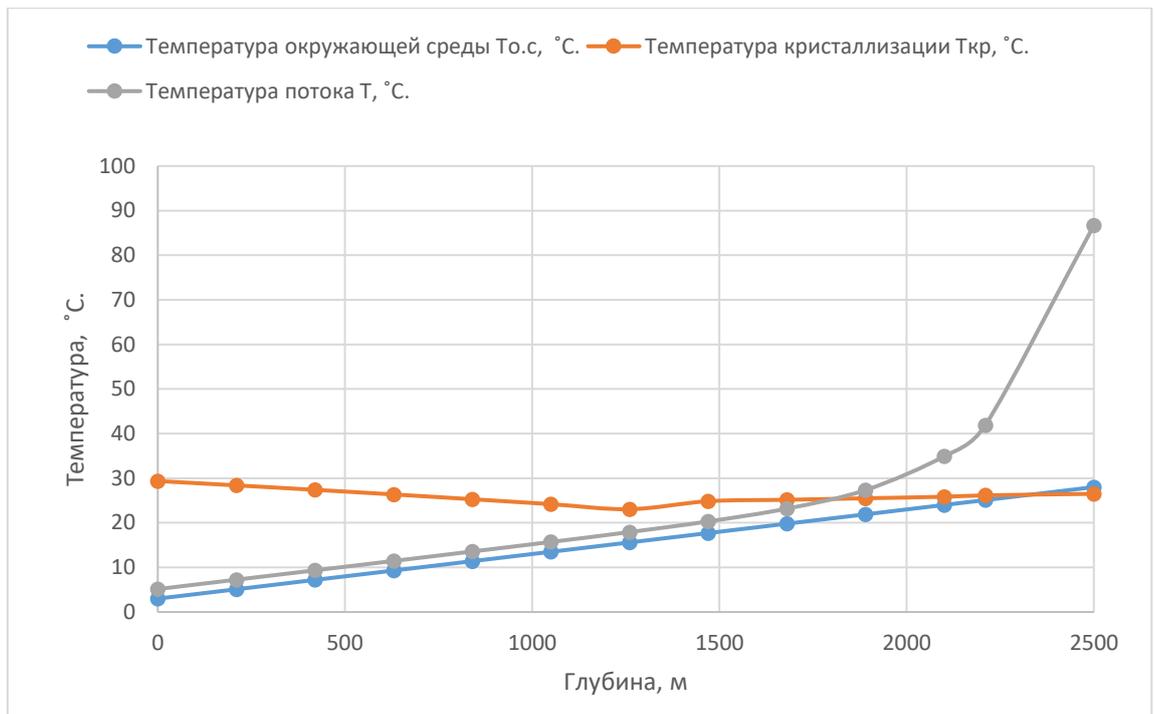


Рисунок 17 - Увеличение диаметра НКТ до $D=0,089$ м

7. Влияние дебита на глубину зоны выпадения АСПО в скважине

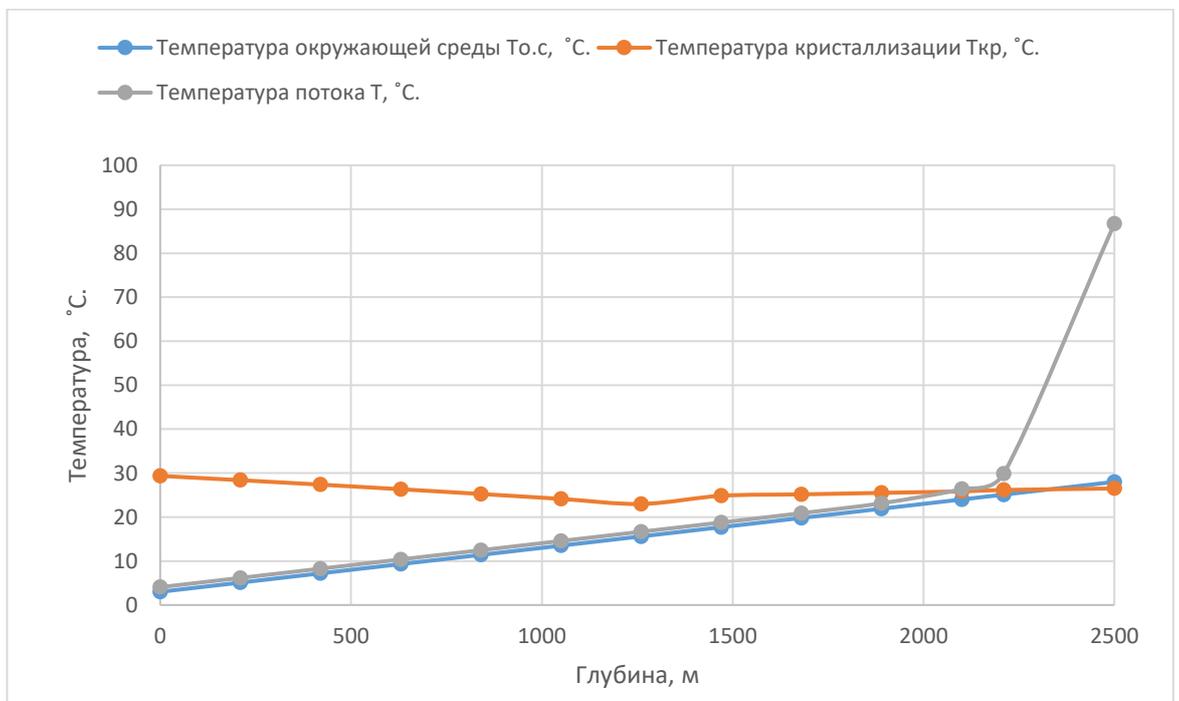


Рисунок 18 - Снижение дебита скважины до $M=0,05$ кг/с

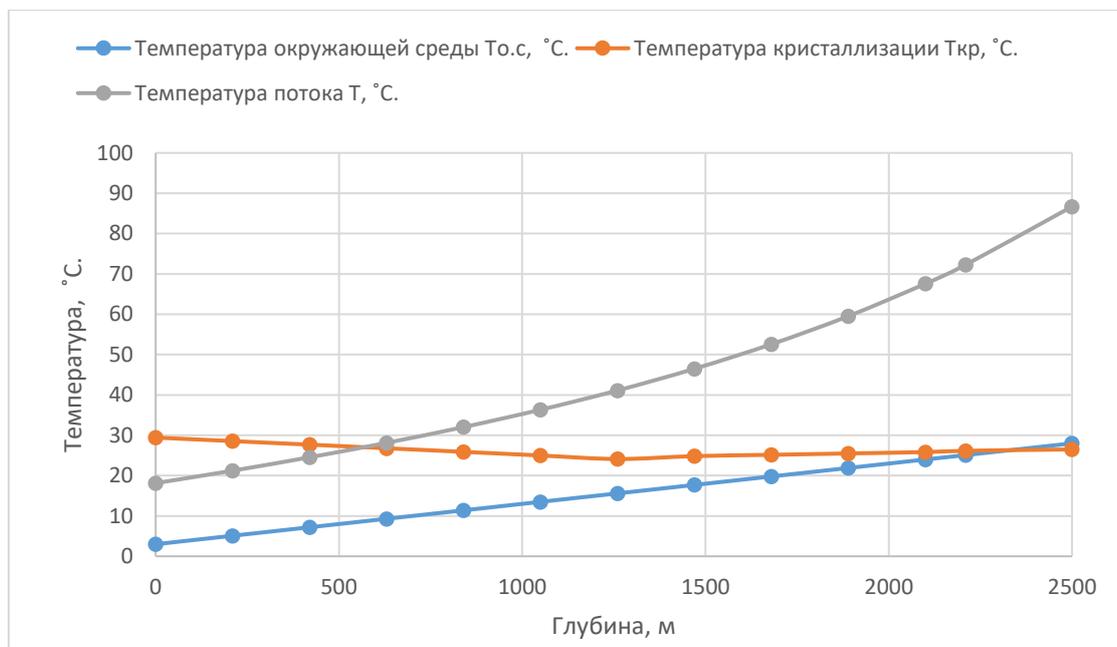


Рисунок 19 - Увеличение дебита скважины до $M=0,5$ кг/с

Вывод:

По результатам исследования было выявлено, что глубина выпадения отложений АСПО будет находиться в интервале 0-2200 м. При уменьшении диаметра НКТ с 0,073 м на 0,06 м глубина зоны выпадения парафина и зона его отложения уменьшается с 1680 м до 1550 м, при увеличении диаметра НКТ до 0,089 м глубина зоны выпадения парафина увеличивается до 1770 м, а когда дебит скважины увеличивается на 0,5 кг/с, глубина выпадения отложений АСПО снижается до 600 м.

3.2 Подбор ингибитора парафиноотложений

Целью работы является подбор эффективного ингибитора АСПО для скважины №400 месторождения X.

Лабораторные исследования ингибиторов парафиноотложений проводились в аналитико-техническом центре, в группе по борьбе с отложениями парафинов и реологии нефти. Эксперименты выполнялись в соответствии с действующими методиками испытаний.

Исследуемые объекты характеризуются отложениями АСПО с внутренней (до 800 м), стороны НКТ.

Температура пласта составляет 86°C.

Лабораторные испытания по выбору ингибиторов парафиноотложений проводились в аналитико-техническом центре, в группе по борьбе с отложениями парафинов и реологии нефти ЗАО Опытный завод «Нефтехим». Перечень рассмотренных ингибиторов парафиноотложений для проведения исследований приведен в таблице 20.

Таблица 20 - Перечень рассмотренных ингибиторов парафиноотложений

№ п/п	Наименование реагента	Лабораторный шифр
1.	СОНПАР 5403 А	1
2.	СОНПАР 5403 Б	2

Эффективность реагентов оценивалась по интенсивности парафиновых отложений на «холодном стержне» прибора ПР-М-НПХ-04. Прибор представлен на рисунке 20. Сравнительные испытания на эффективность ингибиторов парафиноотложений проводились при дозировках реагентов 300 и 600 г/т нефти.

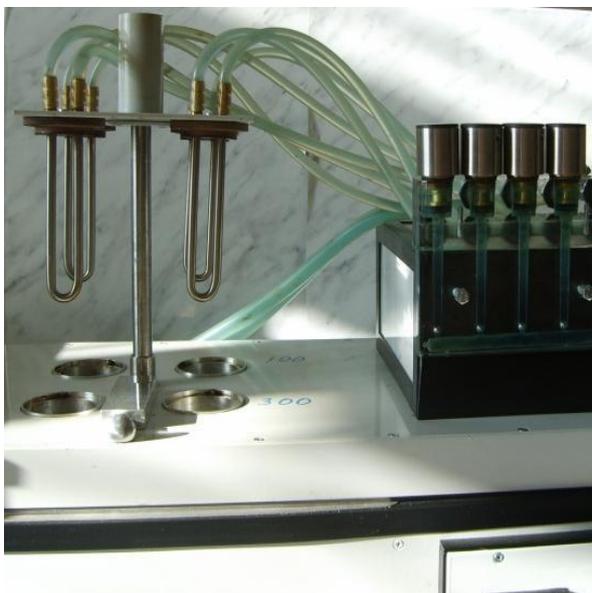


Рисунок 20 - Прибор ПР-М-НПХ-04 для определения интенсивности парафиновых отложений на «холодном стержне»

В процессе подготовки образцов нефти к проведению испытаний определялись согласно действующим стандартам следующие параметры:

- содержание воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477;
- температура застывания нефти в соответствии с ГОСТ 202877;
- температура выпадения парафина (ТВП)

Для определения ТВП замерялась динамическая вязкость исследуемой нефти в диапазоне температур от 50°C до минус 10°C по ГОСТ 1929. Линейная аппроксимация экспериментальных значений динамической вязкости исследуемой нефти в логарифмической шкале по двум варьируемым температурным интервалам позволила определить ТВП нефти.

Физико-химические параметры исследуемой нефти представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Физико-химические параметры исследуемых нефтей

Название месторождения	Массовая доля воды, %	Температура застывания, °С	ТВП, °С
Х	20	8	22

Выявленная температура выпадения парафинов – 20 °С и выше показывает, что исследованный образец нефти характеризуется достаточно высокой температурой выпадения парафинов. Принимая во внимание изменение термобарических условий, можно предположить, что процесс добычи нефти будет осложняться отложениями АСПО в лифте НКТ и выкидных линиях, то есть на любом этапе нефтедобычи, где температура продукции достигает 20°C.

Проба нефти нагревалась в течение 15 минут в герметично закрытом сосуде при температуре 60 °С. Подогретая нефть разливалась в металлические стаканы прибора ПР-НПХ-04. С помощью цифровой пипетки в два металлических стакана прибора дозировалось рассчитанное количество исследуемого ингибитора парафиноотложений. Далее нефть охлаждали до температуры, равной ТВП плюс 5 °С. Температура «холодного стержня» прибора ПР-НПХ-04 устанавливалась равной ТВП минус 15°C (Таблица 22).

Таблица 22 - Температура «холодного пальца» и температура нефти при проведении исследований

Название месторождения	Температура «холодного стержня», °С	Температура нефти, °С
X	7	27

Продолжительность каждого эксперимента по накоплению парафиноотложений на охлажденной поверхности составляла 6 часов, после чего измерялась масса сформировавшихся отложений и оценивалась эффективность ингибитора парафинов по формуле (6):

$$\mathcal{E}_p = \frac{m_o - m}{m_o} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где \mathcal{E}_p - эффективность реагента, %;

m_o - масса отложений, выделившихся из исходной (необработанной) нефти, г;

m - масса отложений, выделившихся из нефти, обработанной ингибитором АСПО, г.

Результаты испытаний представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Результаты экспериментов по определению эффективности ингибиторов парафиноотложений на нефтях с месторождений X

Место отбора нефти	Наименование ингибитора парафиноотложений	Масса отложений, г (при дозировке, г/т нефти)			Эффективность реагента, % (при дозировках г/т нефти)		Средняя эффективность реагента, %
		0	300	600	300	600	
X	СОНПАР 5403 А	1,9	1,1	0,6	42,1	68,4	55,3
	СОНПАР 5403 Б	2,2	0,86	0,39	60,9	82,3	71,6

В лабораторных условиях проводится оценка относительной эффективности ингибиторов парафиноотложений и эффективность ингибитора парафиноотложений в 50% является достаточной для того, чтобы реагент можно было рекомендовать к применению на нефтепромысле, в данном случае выявленная эффективность подобранного для продукции

скважин ингибитора СОНПАР 5403 Б (лабораторный шифр 2) в 71,6 %, что является достаточно высокой.

Существует множество методов борьбы с отложением АСПО, однако комплексный и индивидуальный подход к каждому случаю является наиболее эффективным. Область применения методов широко варьируется в зависимости от конкретных условий, таких как режим эксплуатации месторождения, термобарические условия течения или характеристики добываемой на месторождении продукции. Поэтому очень важно точно определить метод, который подходит для каждой конкретной ситуации.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Атанязову Эшрету

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материало-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходований ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормывремени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Оценка готовности проекта к коммерциализации, проведение SWOT- анализа.
2. Планирование и формирование бюджета проекта.	Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ.

Перечень графического материала:

1. Матрица SWOT

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., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Атанязов Эшрет		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промышленном трубопроводе. Применение удалителей АСПО используется для периодической очистки уже образовавшихся отложений. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора парафиноотложений СНПХ-ИПГ-11 в скважину в интервале приема насоса, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.

Ингибитор СНПХ-ИПГ-11 используется для предотвращения парафиногидратных отложений в процессах добычи и транспортировки нефти.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами

SWOT - анализ

SWOT - Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) - представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы - факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от

принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 24.

Таблица 24 - SWOT анализ

Сильные стороны химических методов борьбы (С)	Слабые стороны химических методов борьбы (Сл)
1. Высокая рентабельность; 2. Широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке; 3. Высокая эффективность при низкой стоимости реагентов; 4. Перспективность применения на месторождении X	1. Соответствие критериям применимости химических реагентов для конкретных геолого-физических условий; 2. Подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание; 3. Периодическая остановка скважины; 4. Возможность загрязнения
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование; 2. Уменьшение простоя скважины, связанным с ремонтными работами; 3. Совершенствование технологий по удалению АСПО; 4. Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.	1. Неправильный выбор химического реагента; 2. Отсутствие финансирования проводимого исследования со стороны предприятия; 3. Аварии и выход из строя оборудования

Построим интерактивную матрицу проекта, которая показывает взаимосвязь областей матрицы SWOT и объединение их в комбинации, дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей. (Таблица 25).

Таблица 25 - Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	+	+	+	+
	B2	+	0	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	-	+	-	+

Проанализировав интерактивную матрицу проекта, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C2C3C4, B2C1C4, B3C1C2C3, B4C2C4.

Построим интерактивную матрицу возможностей и слабых сторон проекта (Таблица 26).

Таблица 26 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	V1	+	-	-	+
	V2	-	+	+	-
	V3	-	+	-	-
	V4	+	-	-	+

Выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта на основе интерактивной матрицы: V1Сл1Сл4, V2Сл2Сл3, V3Сл2, V4Сл1Сл4.

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлена в таблице 27.

Таблица 27 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3С4, У2С1С2, У3С1С4.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 28.

Таблица 28 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной матрицы были выявлены следующие корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1Сл4, У2Сл1Сл2, У3Сл1Сл2Сл3Сл4.

Матрица мероприятий, которые можно сделать по итогу анализа представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Матрица SWOT

	О (Возможности)	Т (Угрозы)
S (Сильные стороны)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение качества состава химических реагентов и комплексное использование при высокой рентабельности; 2. Модернизация технологий по удалению АСПО при широкой выборке реагентов; 3. Совершенствование методов предотвращения отложений с дальнейшим увеличением рентабельности скважины 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Одинаковый состав реагента для всех условий; 2. Приток финансовых средств при очевидной перспективе данного метода; 3. Предотвращение аварий с помощью специальных датчиков
W (Слабые стороны)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Создать реагент с химическим составом, который подойдёт для всех геолого-физических условий; 2. Сделать место в скважинном оборудовании для дозирования реагента; 3. Проработать специальный химический состав, для предотвращения загрязнений 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Плановое повышение квалификации ответственного персонала; 2. Повысить финансирование со стороны предприятия в вопросах проведения исследований; 3. Высокая эффективность химических реагентов для предотвращения аварии и выхода из строя оборудования.

Вывод: проект применения химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях на месторождении X. Своевременное финансирование проекта позволит усовершенствовать имеющиеся технологии по закачке химических реагентов, а также создать новые комплексные химические ингибиторы АСПО и свести риски возникновения аварий до минимума. Высокие затраты на восстановление технологического процесса в случае аварии могут являться следствием неправильного выбора химического реагента.

4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложений СНПХ-ИПГ-11, с предварительной очисткой НКТ от

АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и заключительные работы.

Нормативное время выполнения работ представлено в таблице 30 и выбрано согласно ЕНиР.

Таблица 30 - Нормативное время выполнения работ

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1.	Расстановка оборудования	1	2
2.	Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2	2
3.	Опрессовка	1,3	2
4.	Закачка технических жидкостей	3,5	2
5.	Заключительные работы	1	2
Общая продолжительность работ:		8	

4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена в таблице 31.

Таблица 31 - Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Единица измерения	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Нефть	7	т	50000	350000
Химический реагент	0,02	т	162480	3249,6
Электроэнергия	94	кВт*час	3	2256
Итого:				355505,6

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на

основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири.

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 32 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 32 - Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1.	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2.	Страховые взносы	30% от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3.	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20%	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4.	Районный коэффициент	Ставка 30 %	
5.	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%.

Районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 30%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 33.

Таблица 33 - Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия, руб.	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Бурильщик 6 разряда	1	99,34	8	29,80	29,80	15,89	1398,6
Помощник бурильщика	1	72,28	8	21,68	21,68	11,56	1017,6
Итого:							2416,2

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 34.

Таблица 34 - Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	2416,2	70,07	123,23	531,56	9,66	734,52

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементирувочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации,

учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 35.

Таблица 35 - Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	452,05

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-ИПГ-11 в скважину, составим общую таблицу затрат.

Таблица 36 - Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат		Сумма затрат, руб.
1.	Материальные затраты	355505,6
2.	Затраты на оплату труда	2416,2
3.	Страховые взносы	734,52
4.	Амортизационные отчисления	452,05
Итого:		359108,37

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 359108,37 рубля при расходе ингибитора 0,02 тонны, нефти - 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов работы составила 2416,2 рубля.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Атанязову Эшрету

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях аномального содержания асфальтосмолопарафиновых отложений.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Анализ потенциально вредных и опасных факторов; - Обоснование мероприятий по снижению их воздействия. 	<ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; - Повышенные уровни шума и вибрации; - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Воздействие химических веществ; - Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением); - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Пожаровзрывоопасность. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: - Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений; - Влияние воздействия углеводородного сырья химических реагентов на гидросферу; - Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС - разгерметизация трубопроводов
--	---

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

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Атанязов Эшрет		

5 Социальная ответственность

Один из национальных приоритетов, связанных с сохранением человеческого капитала, заключается в обеспечении безопасности жизни и здоровья работников в процессе их трудовой деятельности. Для этого необходимо постоянно улучшать условия и соблюдать требования по охране труда, а также промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является месторождение Х. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли [40].

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках, находящихся непосредственно около скважин. Рабочая зона представляет собой открытое пространство (куст), где располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, включая различные компьютеры.

В данном разделе дипломной работы рассматриваются оптимальные нормы мероприятий для обеспечения безопасных и благоприятных условий труда, повышения производительности и охраны окружающей среды на кустовых площадках. При разработке этого раздела учитывались соответствующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологическую безопасность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательство о труде в Российской Федерации должно регулировать взаимоотношения между работником и организацией-работодателем. В соответствии со статьей 212 Трудового кодекса РФ [22], работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда и охрану здоровья работников, включая обеспечение безопасности при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также во время выполнения технологических процессов.

Согласно Трудовому кодексу РФ, продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю, за исключением персонала, работающего в условиях, определенных как вредные 3 и 4 степени, для которых она составляет до 36 часов в неделю. Также установлен ежегодный отпуск продолжительностью 28 календарных дней и дополнительный отпуск для работников, занятых на местах с опасными или вредными условиями труда. Работнику также предоставляется перерыв на протяжении рабочего дня, не превышающий 2 часов, а также перерыв продолжительностью 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [23].

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего

Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

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. Должны соблюдаться предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочего места, включающие проведение технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия опасных производственных факторов.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [24].

5.2 Производственная безопасность

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки,

работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию потенциально возможных вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25] (Таблица 37).

Таблица 37 - Перечень потенциально возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	Трудовой кодекс - ТК РФ - Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [26]; СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [27]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [28]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [29]
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [30]
Воздействие химических веществ	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [31]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [32]
Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [33]
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [35]
Пожаровзрывоопасность	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [36]

5.2.1 Анализ потенциально вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. Отклонение

показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 38, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Таблица 38 - 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 воздуха, %	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

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потери сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25°С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствие с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25°С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз - темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудование, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [26].

Повышенный уровень шума и вибрации

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся

компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [27], предельно допустимый уровень звука составляет 80 дБА. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБА, при частоте 63 Гц [29]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации - 30 дБА, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [28]. 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. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации. Условия труда по уровню шума и вибрации соответствуют допустимым [29].

Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [30]

норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

Воздействие химических веществ

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [31] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти - 100 мг/м³, бензола - 10 мг/м³, сероводорода - 10 мг/м³, хлора - 1 мг/м³. Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [32]. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей: 1 - вещества чрезвычайно опасные; 2 - вещества высокоопасные; 3 - вещества умеренно опасные; 4 - вещества малоопасные. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ для 1 класса опасности - менее 0,1 мг/м³, для 2 класса - 0,1-1 мг/м³, для 3 класса - 1,1-10 мг/м³, для 4 класса - более 10 мг/м³.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску,

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

5.2.2 Анализ потенциально опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Давление (Разрушение аппарата, работающего под давлением).

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [33]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 52630-2012 [34].

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы должны использовать специальные костюмы из хлопчатобумажных материалов, комбинированные рукавицы и резиновые сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [35].

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- специальную одежду антиэлектростатическую;
- средства защиты рук антиэлектростатические;
- специальную обувь антиэлектростатическую;
- предохранительные приспособления антиэлектростатические
- предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с

«Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными, сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и

ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами [37].

Пожаровзрывоопасность

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ [38].

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями. Установка АГЗУ относится к категории, повышенной взрывопожароопасности (АН), согласно СП 12.13130.2009. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

- оснащение установок молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии.

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на буровой установке, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- огнетушители (ОП-5, ОП-10).

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на месторождении проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:

- природный газ - не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина - не более 1,25% по объему;
- сероводород - не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.3 Экологическая безопасность

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

Защита атмосферы

При работах по депарафинации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

Защита гидросферы

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

Защита литосферы

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. 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, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [39].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

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

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная - розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций;

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв - сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Вывод: в данном разделе рассмотрены правовые аспекты обеспечения безопасности для работников, занятых на кустовых площадках, описаны организационные меры при компоновке рабочей зоны. Также проведен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и рассмотрены соответствующие меры по их устранению. Рассмотрены вопросы влияния работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Заключение

В выпускной квалификационной работе исследован состав и свойства АСПО, а также их влияние на формирование асфальтосмолопарафиновых веществ и скорость их отложения. Проведенный анализ методов борьбы с отложениями на месторождении X показал, что наиболее перспективными являются химические и механические методы. Химические методы, несмотря на их высокую стоимость, представляют наиболее эффективное решение проблемы. Механические методы, такие как использование скребков Сулейманова, являются простым и надежным вариантом. В рамках исследования был также предложен метод закачки ингибитора парафиноотложения в скважину с помощью специального погружного кабельного устройства, что позволяет существенно увеличить межремонтный период работы скважины и снизить расход химических реагентов.

Расчет, выполненный на основе промысловых данных, показал четкую зависимость между диаметром НКТ, дебитом скважины и глубиной выпадения АСПО. Из графиков можно увидеть, что при уменьшении диаметра НКТ и увеличении дебита скважины глубина выпадения АСПО уменьшается. Эта информация позволяет принимать дополнительные меры по борьбе с АСПО в каждом конкретном случае, помимо использования методов удаления или предотвращения отложения АСПО, также на основе лабораторных анализов был выбран наиболее подходящий ингибитор СОНПАР 5403 Б для борьбы с отложениями.

В экономической части работы проведены расчёты мероприятий по закачке ингибитора парафиноотложений в скважину в интервале приема насоса, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО. Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 359108,37 рубля.

В ходе выполнения задания по разделу социальная ответственность рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы,

которые могут оказать влияние на организм работников. Были обоснованы необходимые меры по уменьшению и устранения воздействия этих факторов.

По полученным результатам опубликована статья «Изучение влияния технологических параметров на зону выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений», которая была представлена на XXVII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» в 2023 г.

Список используемых источников

1. Иванова, Л. В., Буров, Е. А., Кошелев, В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 1. - С. 268-284.
2. Шадрина, П. Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: дис., канд. тех. наук : 25.00.17 / Шадрина Полина Николаевна. - Уфа, 2017. - С. 16-17.
3. Фундаментальные аспекты химии нефти: Природа смол и асфальтенов / Ф. Г. Унгер, Л. Н. Андреева; Отв. ред. Н. Н. Красногорская; [Рос. АН, Сиб. отд-ние, Ин-т химии нефти]. - Новосибирск: Издательство «Наука»: Сиб. изд. фирма, 1995. - 182 с.: ил. - ISBN 5-02-030605-3.
4. Тронов, В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов - Москва: Издательство «Недра», 1969. - 192 с. - ISBN 978-0-444-53064-6.
5. Учёт особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В. П. Тронов, И. А. Гуськов, А. А. Липаев // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 3. - С. 48-49.
6. Хохлов, Н. Г., Вагапов, Р. Р., Шагитов, З. М., Мустафин, А. С. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. - С. 110-111.
7. Чифилёв, С. М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО //М-лы XI Междунар. Студ. научной конференции «Студенческий научный форум» URL: <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991> (дата обращения: 22.04.2023). - Текст: электронный.
8. Марьин, В. И., Акчурин, В. А., Демахин, А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти:

аналитический обзор - Саратов: Издательство ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с. - ISBN 5-8365-0013-4.

9. Булатов, А. В., Кусов, Г. В., Савенюк, О.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. - Краснодар: ООО ИД «Юг». Т. 1. - 2011. - 348 с. - ISBN:978-5-91718-122-6.

10. Глущенко, В. Н., Юрпалов, И. А., Шипигузов, Л. М. Оценка эффективности ингибиторов АСПО//Нефтяное хозяйство. - №5. - 2007. - С. 87.

11. Подготовка и транспорт проблемных нефтей: (научно-практические аспекты) / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова, Е. М. Березина ; МО и науки РФ, Нац. исслед. Том. гос. ун-т, Ин-т химии нефти Сиб. отд-ния Рос. акад. наук. - Томск: Издательский дом Томского государственного университета, 2015. - 134 с.: ил. - ISBN 978-5-94621-452-0.

12. Антониади, Д. Г., Шостак, Н. А., Савенок, О. В., Пономарев, Д. М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2011. - №9. - С. 32-37.

13. Апасов, Т. К., Апасов, Г. Т., Саранча, А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 2-2.; URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21995> (дата обращения: 23.04.2023). - Текст: электронный.

14. Шайдаков, В. В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / В. В. Шайдаков, А. Б. Лаптев, Р. В. Никитин // Проблемы нефти и газа. - Уфа, 2001. - С. 121-122.

15. Гуськова, И. А., Гильманова, Д. Р. О проблеме использования скребков и скребков-центраторов на скважинах, осложненных формированием асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. - 2010. - № 6. - С. 53-56.

16. Рагулин, В. В., Смолянец, Е. Ф., Михайлов, А. Г., Латыпов, О. А., Рагулина, И. Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. № 5. - 2001. - С. 93-99.

17. Депарафинизация скважин // <https://ecolite-st.ru> URL: <https://ecolitest.ru/category/deparafinizatsiya-skvazhin/> (дата обращения 24.04.2023). - Текст: электронный.

18. Патент №2174590 Российская Федерация Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования / Ю. В. Антипин, Р. Ф. Габдуллин, Н. Р. Яркеева, М. И., Саматов С. В. Дорофеев, И. Ф. Алетдинов, опублик. 04.12.2000.

19. ООО «Альянснефтегаз» Подсчет геологических запасов УВ и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти продуктивных пластов майского месторождения. ГКДЖ <https://rfgf.ru/catalog/docview.php?did=4b2bb9191019f036ea777994afd7cd21> (дата обращения 24.04.2023). - Текст электронный.

20. Ибрагимов, Н. Г., Артемьев, В.Н. и другие. Техника и технология добычи и подготовки нефти, и газа: Учебное пособие. Под редакцией доктора технических наук профессора Ю. Н. Захарова. - Москва: Издательство «МГОУ», 2005. - 243 с. - ISBN 5-7045-0588-0.

21. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа. - Москва: Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ», 2008. - 296 с. - ISBN 5-7246-0234-2.

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

23. Трудовой Кодекс - ТК РФ - Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

24. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

26. Трудовой кодекс - ТК РФ - Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

27. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

28. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

33. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

34. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

35. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

36. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

37. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Строительные нормы и правила. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

38. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

39. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.

40. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. - URL: <https://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.04.2023). - Текст: электронный.