

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 |
|--|
| Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири |

УДК 622.276.72(571.1)

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------|---------|------|
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гладких Марина Алексеевна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Маланина Вероника Анатольевна | К.Э.Н | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гуляев Милий Всеволодович | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП, должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Лукин Алексей | К.Г-М.Н | | |

| | | | | |
|--|------------|--|--|--|
| | Анатолевич | | | |
|--|------------|--|--|--|

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

| Группа | ФИО |
|---------|------------------------|
| З-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич |

Тема работы:

| | |
|--|-------------------------------|
| Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири | |
| <i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i> | <i>№39-65/с от 08.02.2023</i> |

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| <p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p> | <p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p> |
|---|--|

| | |
|--|--|
| <p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p> | <p>Классификация нефтей по содержанию парафинов. Анализ географического распределения нефтей по содержанию парафинов. Состав и свойства парафиновых отложений. Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях. Анализ условий образования парафинов. Обзор современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири. Предупреждение образования парафиновых отложений. Методы удаления парафиновых отложений. Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафино - образованием в скважинах и линейных сооружениях.</p> |
|--|--|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|--|--|
| <p>1. Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи</p> <p>2. Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями</p> <p>3. Опыт применения различных методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири</p> | |
| <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | Маланина Вероника Анатольевна, доцент |
| <p>5. Социальная ответственность</p> | Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель |
| | |

| |
|---|
| <p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p> |
| |
| |
| |

| | |
|--|--|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | |
|--|--|

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Гладких Марина Алексеевна | | | |

Задание принял к исполнению обучающийся:

| | | | |
|---------|------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич | | |

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 |
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич |

Тема работы:

| |
|--|
| Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири |
|--|

| | |
|--|--|
| Срок сдачи обучающимся выполненной работы: | |
|--|--|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 22.03.2023 | Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи | 20 |
| 12.04.2023 | Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями | 20 |
| 02.05.2023 | Опыт применения различных методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири | 20 |
| 03.05.2023 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 20 |
| 17.05.2023 | Социальная ответственность | 20 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| | | | | |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Старший преподаватель | Гладких Марина Алексеевна | | | |

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

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

Обучающийся

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|------------------------|---------|------|
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич | | |

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 111 с., включает 14 рисунков, 24 таблицы, 39 литературных источников.

Ключевые слова: парафинистые отложения, твердые отложения, методы борьбы с парафиновыми отложениями, механические способы удаления парафинов, химические способы удаления парафинов.

Объектом исследования парафиновые отложения, образующиеся в результате операций по добыче и транспортировке нефти.

Цель работы – систематически и всесторонне рассмотреть тему выпадения парафиновых осадков.

В данном исследовании подробно рассматриваются причины и способы борьбы и профилактики отложения парафина.

Область применения: осложненный фонд скважин.

Экономическая эффективность может включать повышение эффективности работы оборудования за счет использования новых технологий защиты и предотвращения парафиновых отложений.

Оглавление

| | |
|---|----|
| Реферат | 8 |
| Оглавление | 9 |
| Введение | 11 |
| Список обозначений и сокращений | 14 |
| 1 Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи..... | 16 |
| 1.1 Классификация нефти по содержанию парафинов | 16 |
| 1.2 География распределения месторождений с высоким содержанием парафинов | 17 |
| 1.3 Причины образования парафиновых отложений в процессе добычи нефти..... | 18 |
| 1.3.1 Состав и свойства парафиновых отложений | 18 |
| 1.3.2 Анализ условий образования парафинов | 23 |
| 1.3.3 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях..... | 27 |
| 2 Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями | 31 |
| 2.1.1 Превентивные меры при борьбе с парафиновыми отложениями (покрытия, химические, физические) | 31 |
| 2.1.2 Методы удаления парафиновых отложений | 36 |
| 3 Опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири..... | 45 |
| 4 Финансовый менеджмент | 63 |
| 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 63 |
| 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования..... | 63 |
| 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений..... | 64 |
| 4.1.3 SWOT-анализ..... | 66 |
| 4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований | 67 |

| | |
|---|-----|
| 4.3 Планирование научно-исследовательских работ | 68 |
| 4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования | 68 |
| 4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ | 69 |
| 4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования | 70 |
| 4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) | 76 |
| 4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ | 76 |
| 4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ . | 76 |
| 4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы | 77 |
| 4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы | 79 |
| 4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)..... | 79 |
| 4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ... | 80 |
| 4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | 81 |
| 5 Социальная ответственность | 88 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 88 |
| 5.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных факторов.. | 91 |
| 5.2.1 Недостаточная освещенность | 93 |
| 5.2.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микrokлиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего..... | 93 |
| 5.2.3 Повышенный уровень шума | 95 |
| 5.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений | 96 |
| 5.3 Анализ опасных производственных факторов, связанные с электрическим током | 98 |
| 5.3.1 Требования к электро техническому персоналу | 100 |
| 5.3.2 Пожарная опасность..... | 103 |
| 5.4 Экологическая безопасность | 105 |
| 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 107 |
| Заключение | 109 |

Введение

Застывание и выпадение осадка парафина в процессе добычи и транспортировки сырой нефти ежегодно обходится нефтяной промышленности в миллиарды долларов. Чтобы снизить эти затраты, необходимо постоянно исследовать новые методы и технологии для более эффективного решения проблемы. Разработка новых технологий является ключом к стабильности и росту мировой нефтяной промышленности.

Осаждение парафинистых отсадков является одной из наиболее важных проблем в процессе нефтепереработки. Парафинистые осадки - это соединения с низкой растворимостью в бензине и других продуктах переработки. В результате они образуют осадки, которые негативно влияют на характеристики и качество нефтепродуктов. Для предотвращения выпадения парафина в осадок используются различные методы, включая термическую обработку, использование химических добавок и фильтрацию. Некоторые из этих методов более эффективны, чем другие, и выбор конкретного метода зависит от различных факторов, таких как состав сырой нефти, желаемый конечный продукт и экономические факторы. Однако, несмотря на различные доступные методы предотвращения накопления осадков, эта проблема остается одной из основных в нефтепереработке. Поэтому исследования в этой области продолжают с целью разработки новых и более эффективных методов.

Парафинистые отложения вредны, поскольку они уменьшают эффективный размер линии потока и ограничивают производительность скважины. Для удаления тяжелых отложений парафина требуются механические, термические или другие методы, что приводит к дорогостоящим простоям и увеличению эксплуатационных расходов [1].

К счастью, существуют различные методы предотвращения и устранения налипания парафина вторичными методами. Одним из наиболее

распространенных методов является добавление химических ингибиторов парафина в сырую нефть. Ингибиторы используются для предотвращения прилипания кристаллов парафина к поверхностям оборудования и могут эффективно подавлять рост и осаждение кристаллов. Кроме того, изоляционные композиции могут использоваться для удержания нефти при высоких температурах и снижения вероятности образования кристаллов парафина. Эти методы могут защитить оборудование от чрезмерного отложения парафина и улучшить работу всей системы добычи нефти.

Обнаружение налипшего парафина является еще одной важной проблемой, которую необходимо устранить. Ручной метод очистки оборудования является самым простым, но требует значительных затрат времени и ресурсов. Однако, существуют и другие, более эффективные методы, такие как механическое удаление и удаление с помощью растворителей. Механическое удаление парафина заключается в использовании специальных скребков и щеток, которые отбеливают парафин с поверхности оборудования, а удаление с помощью растворителей осуществляется путем нанесения растворителей на поверхность оборудования, которые разлагают налипнувший парафин.

В целом, решение проблемы налипания парафина в нефтедобывающей промышленности является сложным и требует применения множества подходов. Правильное применение химических ингибиторов и теплоизоляционных композиций, а также эффективное очищение оборудования могут значительно снизить расходы и улучшить производительность нефтедобывающих скважин. В будущем, новые инновационные методы и технологии также могут помочь справиться с этой важной задачей.

Актуальность проблемы парафиновых отложений отчасти обусловлена увеличением количества трудноизвлекаемых ископаемых ресурсов российской нефтяной промышленности. Все это приводит к серьезным техническим проблемам, снижению производительности скважин,

увеличению технологических затрат и значительным экономическим потерям. Поэтому в настоящее время активно разрабатываются новые технологии и химические реагенты для предотвращения выпадения парафиновых осадков. Важным этапом является всесторонняя характеристика пластового потока и выявление факторов, вызывающих образование парафиновых осадков. Предлагаемый метод не только решает реальную проблему в нефтедобыче, но и вносит значительный вклад в развитие науки и техники в этой области.

Целью данного исследования является систематическое и комплексное решение проблемы парафиновых отложений.

Одной из задач данного исследования является оценка проблем и рассмотрение новейших методов контроля отложения парафина в скважинах и линейных сооружениях на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Также необходимо рассмотреть географическое распределение содержания парафина в мире. Такое исследование позволит сделать выводы и разработать рекомендации по решению проблемы парафиноотложения в нефтяной промышленности.

Список обозначений и сокращений

ПО – парафиновые отложения;

ПВ – парафиновые вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ССЕ – сложная структурная единица;

А.Е.М. – атомная единица массы;

ТМСПБ – телеметрия скважины погружной блок;

ПАВ – Поверхностно-активные вещества;

ППО – подземное - промысловое оборудования;

ТХО – терма – химическая обработка;

ПН – парафинистые нефти;

БД – база данных;

НГБ – нефтегазоносные бассейны;

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УВ – углеводород;

МОП – меж - очистный период;

МРП – меж - ремонтный период;

КРС – *капитальный ремонт скважин*;

УБДР – устьевой блок дозирования химического реагента;

УМА – установка магнитного активатора;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

ЦА-320– цементирувочный агрегат;

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;

ППД - поддержание пластового давления;

СВЧ – сверхвысокие частоты;

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство;

КР - капиллярный рукав;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

ШГН - штанговый глубинный насос;

ПРС - подземный ремонт скважин.

ПДК - предельно допустимые концентрации.

1 Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи

1.1 Классификация нефти по содержанию парафинов

Нефтепродукты классифицируются как низко-, средне- или парафинистые в зависимости от содержания в них парафина [2]. Допустимое содержание определяется стандартами ОСТ 38.01197-80 и приведены ниже:

Таблица 1.1 – Классификация нефти по содержанию парафинов

| Класс нефти | Пределы изменения классификационных интервалов |
|---------------------------|--|
| Малопарафинистая | < 1,5% |
| Среднепарафинистая | 1,5-6% |
| Парафинистая: | |
| - умеренно парафинистая | 6-10 % |
| - высокопарафинистая | 10-20 % |
| - сверхвысокопарафинистая | Более 20 % |

На рисунке 1.1 представлена гистограмма глобального распределения нефтей по содержанию парафина (примерно 6 744 образца).

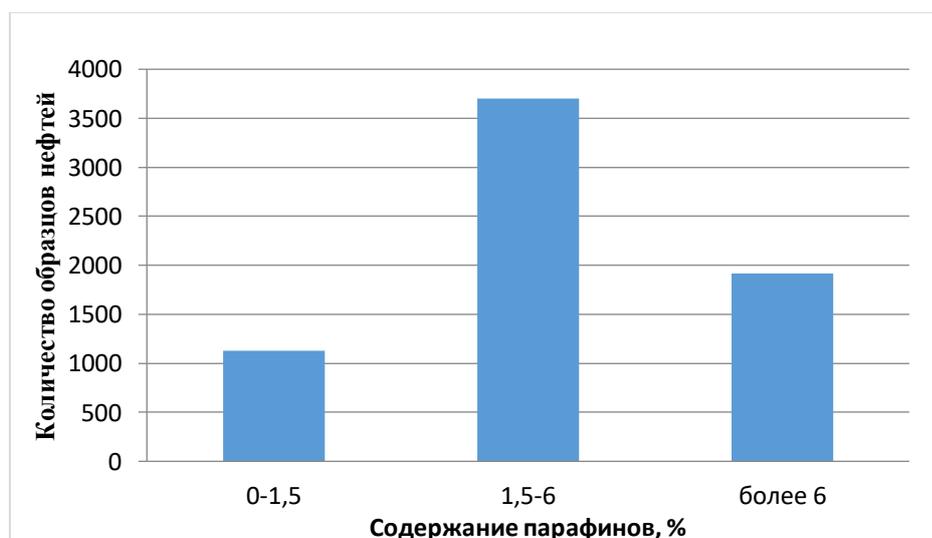


Рисунок 1.1 – Диаграмма распределение нефти мира по содержанию парафинов

На рисунке 1.1 показано, что около четверти мировых запасов нефтепродуктов составляет сырой парафин.

1.2 География распределения месторождений с высоким содержанием парафинов

Кувейт, Катар, Уганда и Южный Судан обладают запасами парафинистой сырой нефти, о чем говорит ОСТ 38.01197-80 [3].

Более подробная информация о составе и свойствах парафинистых нефтей из различных регионов приведена ниже [4].

Таблица 1.2 – Содержание парафина в разных странах

| Страна | Содержание парафиновых отложений, % масс. |
|--------------------|---|
| Китай | 18,25 |
| Дуланг, Малайзия | 3 |
| Ангси, Малайзия | 2 |
| Южная Америка | незначительны |
| Восточный Египет | 3,3-4,5 |
| Верхний Египет | 11,92 |
| Юго-восточная Азия | 18-38 |
| Северное море | 15 |
| Венесуэла | 4,1 |
| Россия | 9,4-12,2 |
| Судан | 21,2 |
| Мексиканский залив | 7,8 |
| Мексика | 11,26 |
| Иран | 13,1 |
| Индия | 22,4 |

Доля бензина по содержанию парафина показана на рисунке 1.2.

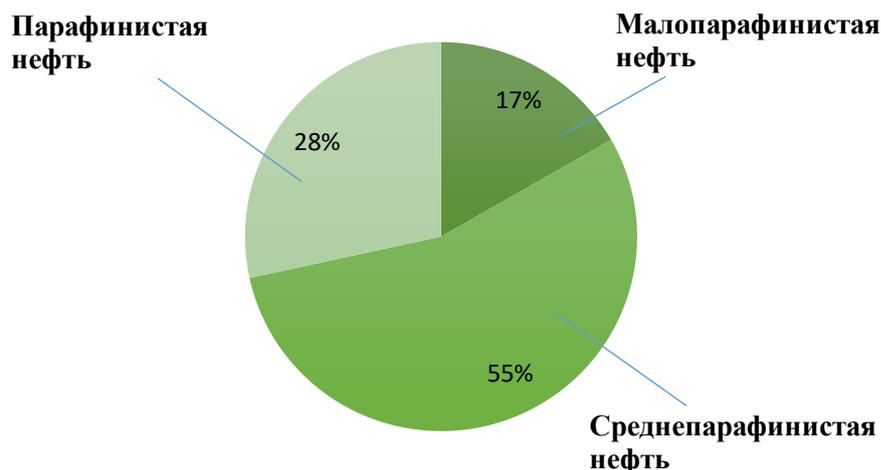


Рисунок 1.2 – Распределение нефти по содержанию парафинов в мире

Рисунок 1.2 показывает, что более половины добываемой нефти (в выборке) - среднепарафинистая нефть. Доля низкопарафинистой нефти составляет 17%. Нефть, перенасыщенная парафином - 28% [2].

1.3 Причины образования парафиновых отложений в процессе добычи нефти

1.3.1 Состав и свойства парафиновых отложений

Отложения парафинов являются одной из наиболее распространенных проблем в нефтяной промышленности. Они образуются на стенках труб, на оборудовании и в скважинах, что приводит к уменьшению дебита скважин, снижению качества нефти, нарушению работы оборудования и значительному увеличению затрат на обслуживание. Поэтому, контроль за формированием отложений является критически важным для поддержания успешных операций в нефтегазовой отрасли.

Парафин, органическое соединение, содержащееся в сырой нефти, нерастворим в производственных условиях. Они являются высокомолекулярными соединениями.

Их классификация выглядит следующим образом:

- линейные и разветвленные УВ алифатического ряда;
- УВ с бензольными кольцами;

- нафтеновые УВ;
- смолистые соединения и некоторые представители асфальтенов.

Одним из наиболее распространенных методов борьбы с отложениями парафинов является применение специальных химических растворов, которые растворяют отложения и предотвращают их образование при понижении температуры. Однако, эффективность таких растворов может быть ограничена, так как многие разветвленные смолы могут изменять кристаллизационные свойства парафинов и приводить к образованию более плотных отложений.

Кроме того, эти смолы могут вызывать проблемы при использовании более агрессивных химических растворов, так как они могут повышать риск образования негативных отложений, таких как кислотные отложения или отложения сульфатов. Чтобы решить эти проблемы и сделать процесс более эффективным, исследователи продолжают исследования в области парафиновых отложений и разветвленных смол. Одна из технологий, которая может стать перспективной для решения этих проблем, - это применение наночастиц. Наночастицы могут действовать как "заслонка" и предотвращать образование отложений, а также улучшать эффективность химических растворов, что может быть особенно полезно для разрушения пульпы, образовавшейся при использовании биоваров. Таким образом, разветвленные смолы могут оказывать значительное влияние на формирование отложений парафинов и их кристаллические свойства, но технологии наночастиц могут стать перспективным решением этих проблем. Однако, дополнительные исследования и тестирование необходимы для определения эффективности таких технологий в реальных условиях производства.

Основной компонент макрокристаллического воска, n-парафин, дает характерные игольчатые кристаллы. Большинство парафиновых месторождений представляют собой парафины с разветвленной цепью. Длинноцепочечные и ароматические парафины также участвуют в

образовании микрокристаллических парафинов, что существенно влияет на их виды. кристаллического роста месторождений [4].

Накопление парафина приводит к проблемам с парафином во время производства и транспортировки. Для борьбы с проблемой налипания парафина было разработано несколько методов и технологий. Один из самых эффективных и распространенных - это использование химических ингибиторов парафина. Ингибиторы парафина - это растворы специальных химических веществ, которые применяются в качестве противопарафиновых средств. Они добавляются в сырую нефть на стадии добычи, что позволяет снизить количество парафиновых отложений, снизить затраты на их удаление и увеличить производительность скважин. Другой способ борьбы с накоплением парафина - это термическая обработка нефти. Метод заключается в том, что нефть подогревается до температур, при которых парафиновые отложения расплавляются и быстро удаляются. Однако, этот метод не подходит для всех типов нефти и может стать причиной ее дополнительного загрязнения.

Третий популярный метод - это механическая очистка труб. С помощью специальных устройств (вышек, скребков, бороудалителей) производится очистка труб от отложений парафина. Однако, этот метод требует оборудования и специалистов, что повышает затраты на обслуживание скважин.

В общем, каждый метод борьбы с налипанием парафина имеет свои преимущества и недостатки. Но использование химических ингибиторов парафина является лучшим средством с долгосрочной перспективой, так как они позволяют снизить затраты на обслуживание скважин и повысить их производительность. Более того, разработка новых и более эффективных ингибиторов парафина является одним из актуальных направлений в нефтегазовой отрасли.

Микрокристаллические решетки парафина способствуют его прилипанию к стенкам и дну контейнера.

Парафин, прилипший к резервуарам сырой нефти во время добычи и транспортировки, является убедительным доказательством. В качестве типичного примера, исследование установки нефтяных скважин показал, те содержат парафина 52% и менее 5% смол и асфальтенов.

Парафины представляют собой смесь углеводородов (алканов $C_{(18)}H_{(38)}$ до $C_{(38)}H_{(78)}$), разветвленных, моноциклических и полициклических парафинов и УВ с бензольными кольцами.

Парафины в сырой нефти присутствуют в количестве от 1 до 30% от общего состава нефтепродукта [5].

Примерный состав парафинистых осадений представлен ниже.

Таблица 1.3 – Ориентировочный состав парафиновых отложений [2]

| Компонент | Количество |
|----------------------|------------|
| парафины (н-алканы) | 5-70 % |
| асфальтены | 1-4 % |
| смолы | 10-34 % |
| связанная нефть | до 60 % |
| механические примеси | 1-4 % |

Текучесть нефтепродуктов с содержанием парафинистых отложений снижается при температурном диапазоне от -20 или -25°C. Такая ситуация приводит к серьезным перебоям в поставках нефти по трубопроводам, особенно по надземным, в зимние месяцы, когда сохраняются низкие температуры. Из результатов исследований выявлено, что состав породы-коллектора является одним из наиболее важных факторов, влияющих на образование парафиновых отложений в трубах. Так, например, при наличии в карбонатных породах значительного количества глиноземов и глинистых минералов, образование парафиновых отложений становится более вероятным. Однако влияние материала стенок трубы на образование

парафиновых отложений не менее важно. Металлические трубы, в частности, склонны к образованию более плотных и толстых отложений, поскольку их поверхность имеет более высокую энергию адгезии с молекулами парафина.

В свою очередь, керамические и миканитовые трубы, благодаря своей гладкой поверхности и низкой энергии адгезии, значительно меньше подвержены образованию парафиновых отложений. Однако, их использование ограничивается тем, что они не всегда могут выдерживать высокие давления и температуры. Таким образом, при проектировании и эксплуатации трубопроводов следует учитывать все перечисленные выше факторы и выбирать материалы, наиболее подходящие для конкретных условий. Это позволит минимизировать риск образования парафиновых отложений и увеличить эффективность работы трубопроводов.

Физические и химические свойства смеси влияют на прочность парафинового налета. Чем ниже температура плавления парафинистого состава, тем быстрее кристаллизуется осадок и тем легче он прилипает к поверхностям.

Компонент смолы в масле представляет собой соединения большого молекулярного веса, диспергированных в масле, и образующие молекулярные комплексы.

В соответствии с условиями формирования ОС различают два типа отложений: парафинистые отложения [6].

На дне резервуаров и контейнеров образуется осадок. Донный осадок образуется в следствие гравитационного оседания взвешенных в жидкости частиц на дно трубопровода из-за низкой скорости потока.

Состав осадков и отложений практически идентичен, но отложения имеют более низкую плотность строения.

1.3.2 Анализ условий образования парафинов

Отложения парафинов растворяются в компонентах сырого раствора нефти и осаждаются с понижением температуры, становясь основным

компонентом нефтяных парафиновых остатков. Однако разветвленные смолы могут значительно изменять кристаллизационные свойства парафинов, хотя их вклад в отложения невелик.

Важно знать состав вышеперечисленных компонентов, чтобы предсказать склонность парафинов к осаждению в сырой нефти. Распределение углеродных чисел в парафинистых соединениях может помочь предсказать начало осаждения осадков.

Следует также учитывать местный климат. Под воздействием низкого давления и температуры парафин кристаллизуется. Декомпрессия приводит к потере светосодержания, которое является естественным растворителем этих осадков.

Изменение температуры влияет на способность парафина растворяться в нефти. Было обнаружено, что при растворении в парафине образуются ромбические кристаллы с перекрывающимися пластиноподобными решетками. По мере ухудшения условий кристаллы преобразуются в высокоэнергетический шестиугольник. Гексагональные связи не прочные, в отличие от ромбических кристаллов [1].

Необходимые условия для образования битумных, смоляных и парафиновых месторождений включают в себя:

- температура нефти, при которой происходит кристаллизация фракции с самой низкой температурой застывания.;
- состав масляного компонента должен содержать полимерные углеводородные соединения, в частности линейные углеводороды;
- Низкотемпературные поверхности, на которых скорость смешивания газа с жидкостью не должна быть достаточной для разрушения этих отложений.

Производственные проблемы при транспортировке нефтепродуктов с содержанием парафинов:

1. Потери местного давления, обусловленные высоковязким составом;

2. Затрудненный перезапуск НКТ из-за низкой текучести нефтепродуктов;

3. Налипание осажденного парафина на стенки трубопровода.

Этими проблемами трудно управлять в цехе, и они могут привести к материальным потерям, если их своевременно не решить.

Когда трубопроводы подвергаются воздействию низких температур, капли накапливаются, собираются и затвердевают, вызывая помутнение [7]. Температура морского дна способствует отложению парафиновых соединений на стенке трубопровода. Это приводит к плохому потоку сырья, засорению трубопроводов и высокому давлению. Из-за различий в градиенте температуры в трубопроводе потери тепла непостоянны и влияют на скорость отвердевания парафинистых соединений [8]. Осаждение, седиментация и гелеобразование являются основными причинами выпадения парафиновых осадков в парафинистых сырых нефтях. Скопления парафина приведет к резкому перекрытию трубопровода.

Налипание парафинистых осадков может привести к повреждениям нефтеносного пласта в призабойной зоне скважины.

Тип повреждения пласта, вызванный парафиновыми соединениями, представляет опасность для нефтеперерабатывающих заводов [9].

Парафиновые отложения являются наиболее распространенной причиной повреждения пласта. Органические осадки состоят из неорганических материалов, частью которых являются песок, глина и остатки коррозии [10]. Органические и неорганические осадки (CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4) могут появляться в одной системе [11].

Повреждение пласта может быть результатом несовместимого химического состава жидкости или неправильных операций на скважине или закачка холодной жидкости. Одним из главных методов борьбы с налипанием парафина является добавление специальных химических реагентов в нефтяные потоки. Эти реагенты, называемые ингибиторами парафина, снижают склонность парафина к кристаллизации и налипанию на

поверхности оборудования. Ингибиторы парафина могут быть добавлены в нефтяной поток на стадии добычи или транспортировки, и они могут существенно снизить количество парафина, образующегося в процессе транзита нефти.

Однако ингибиторы парафина не являются универсальным решением проблемы налипания парафина. Контроль за температурой и давлением в нефтяной линии также является критически важным фактором в предотвращении выпадения осадка парафина. К примеру, повышенное давление в линии потока может протолкнуть парафин через оборудование, а высокая температура может растворить парафин и помочь предотвратить его накопление.

В зависимости от месторождения и состава нефти, парафин может быть либо минимально присутствующим, либо составлять значительную часть потока. `Налипание парафина особенно проблематично во время зимних месяцев и в холодных климатах, где осадки парафина могут существенно ограничить производительность нефтяных месторождений. Возможный вариант работы резервуара показан на рисунке 1.3. Отложения парафина в коренных породах пласта могут вызвать серьезные повреждения пласта, что приведет к снижению продуктивности пласта [11].

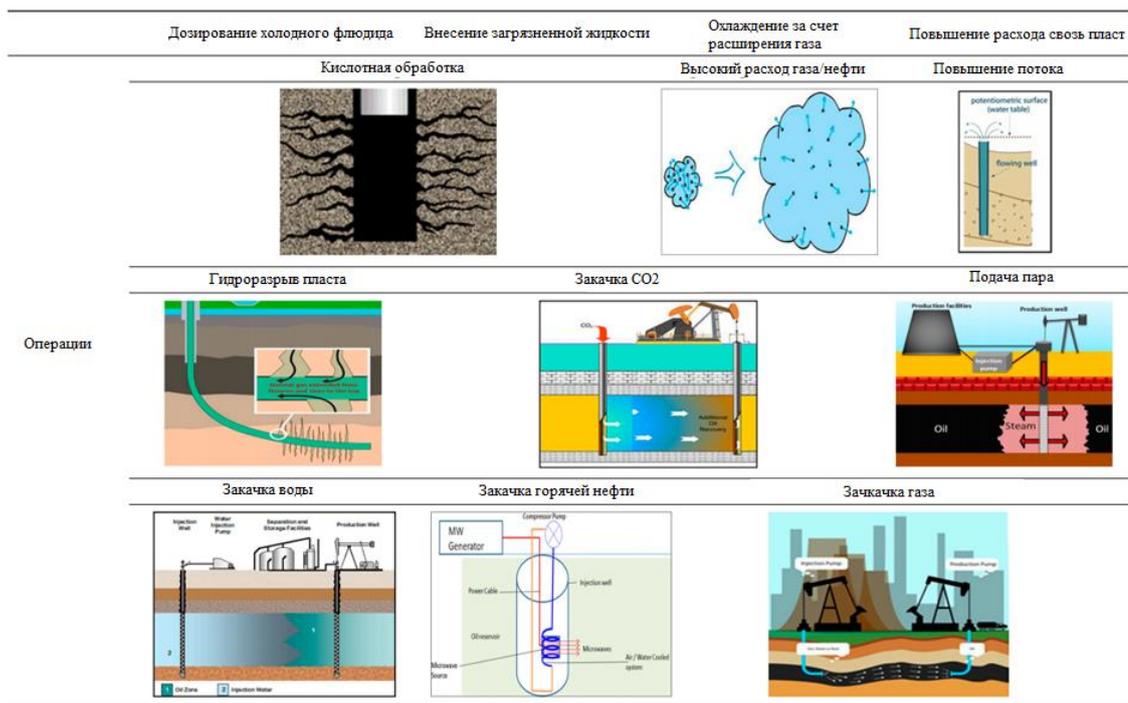


Рисунок 1.3 – Возможные операции над нефтяным пластом

Два механизма отложения парафина, повреждающих нефтяные резервуары:

1. Отложения блокируют скважину или прилипают к стенке скважины.
2. Высокая вязкость нефтяной жидкости за счет агломерации [12].

Парафин осаждается сначала под видом малых отвердевающих кристаллов. Нефтяная жидкость протекает через поровые пространства породы, отталкивая кристаллы к стенкам резервуара, тем самым провоцируя налипание. Влажные стенки пор приводят к налипанию мелких кристаллов и снижению проницаемости поровых отверстий, вызывая разрушение пласта [13.14]. Кристаллы парафина могут вызвать повреждение пласта за счет увеличения вязкости сырой нефти. Повысить вязкости сырой нефти и вызывает повреждение пласта. Эти кристаллы склонны к образованию гелей, что увеличивает адгезию и когезию кристаллов и может также привести к быстрому увеличению вязкости [15]. Состав породы-коллектора оказывает значительное влияние на процесс образования парафинов. Например, в карбонатных породах наблюдалось более интенсивное образование микропарафинов, в то время как в песчаниках - макропарафинов. Это может

объясняться различием в размере пор, что в свою очередь отражается на различной доступности реагентов к поверхности породы и скорости их реакции.

Материал стенок трубы также имеет важное значение, поскольку он выполняет защитную функцию, предотвращая контакт нефти с окружающей средой, минимизируя тем самым потери продукта. Однако, стенки трубы могут быть затронуты процессом образования парафина и, следовательно, его состав также должен учитываться при проведении исследований. Состав сырой нефти также имеет заметное влияние на процесс образования парафина, так как определенные реагенты, такие как соли и органические кислоты, способствуют образованию большего количества парафина. Это может быть объяснено реакцией реагентов с поверхностью породы, обогащающейся при этом продуктами реакций.

Наконец, тип получаемого парафина также зависит от всех составляющих системы. Так, в зависимости от сочетания породы-коллектора, материала трубы и компонентов нефти, могут образовываться различные типы парафина. Для достижения наилучших результатов в этом процессе необходима дальнейшая работа и исследования, направленные на углубление понимания этих взаимосвязей.

1.3.3 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях

Отложения парафинов в нефтяной промышленности представляют большую проблему при эксплуатации скважин и транспортировке сырья. Парафиновые отложения могут вызвать нарушение продуктивности скважин, забивку трубопроводов и насосов, что в итоге приведет к простоям и значительным финансовым потерям. Для предотвращения отложений парафина используются различные химические реагенты, такие как дисперсанты, солюбилизаторы и ингибиторы кристаллизации.

Однако их эффективность может быть сильно снижена при наличии разветвленных смол в нефти. Изменение кристаллизационных свойств парафиновых отложений под влиянием разветвленных смол может привести к повышению их склонности к образованию и увеличению размеров кристаллов. Это приводит к образованию тщательно сформированных структур, которые намного труднее удалить и могут вызвать серьезные проблемы при эксплуатации. Более того, эффективность химических реагентов может быть сильно снижена при наличии многообразия разветвленных смол различной структуры и состава. Это обусловлено тем, что каждый тип разветвленной смолы может выступать в качестве нуклеации для кристаллизации парафина по-разному, что усложняет процесс ингибирования кристаллизации и приводит к возрастанию затрат на химические реагенты.

Таким образом, необходимо более глубокое изучение влияния разветвленных смол на процессы кристаллизации парафинов для разработки новых, более эффективных методов предотвращения отложений. В результате можно повысить эффективность добычи нефти и снизить затраты на химические реагенты и обслуживание оборудования.

Кристаллы соединений парафина могут прилипать к стенкам трубы. Это происходит, когда температура трубы ниже температуры проходящей через нее жидкости. После этого, кристаллы начинают образуют на холодной поверхности маслянистый гель [16].

Внутренняя стенка трубопровода чаще всего холоднее, чем парафиновый состав. Степень осаждения парафиновых соединений выше на внутренней стенке. Растворенные парафиновые компоненты в большей степени присутствуют в перекачиваемой жидкости, чем во внутренней части трубопроводной системы. Это называют радиальным градиентом концентрации парафина между основным объемом и поверхностью стенки [17].

Концентрационные градиенты позволяют парафиновым соединениям диффундировать из нефти в стенку [18].

Результаты исследований показали, что состав породы-коллектора оказывает значительное влияние на количество и качество получаемого парафина. Так, например, карбонатные породы представляют собой более проницаемый и гибкий материал, что позволяет более эффективно извлекать труднодоступные фракции парафина. В свою очередь, песчаники характеризуются более высокой прочностью и устойчивостью к воздействию воды, что может значительно уменьшать эффективность процесса. Также было установлено, что материал стенок трубы может оказывать значительное влияние на процесс образования парафина. Так, металлические трубы часто становятся причиной забивания скважины, так как они являются привлекательной поверхностью для образования эффективных микроорганизмов, которые способны ускорять образование парафина. Керамические и миканиновые трубы, напротив, служат препятствием для микроорганизмов и способны существенно уменьшить трудность процесса

Наконец, процесс образования парафина в значительной степени зависит от состава сырой нефти. Как правило, наличие в нефти большого количества солей, органических кислот и спиртов существенно увеличивает скорость образования и количество парафина. Однако, данные факторы могут также привести к необратимым изменениям и к воздействию на качество и количество других нефтепродуктов. Таким образом, исследования позволяют более глубоко понимать процесс образования парафина и эффективнее его контролировать. Весьма вероятно, что материалы из наших департаментов технологической и научно-исследовательской поддержки могут будет использовать данные результаты в своей работе для повышения эффективности процессов добычи и доступности нефтепродуктов.

Смачиваемость поверхности оказывает значительное влияние на формирование парафинового слоя. Относительное взаимодействие между жидкостью (нефть/вода) и твердой фазой (поверхность породы)

подразумевает смачиваемость. При снижении смачиваемости уменьшаются гидрофобные поверхностные силы, что облегчает начало осаждения парафинов. Скальные коллекторы бывают водонасыщенные, нефтенасыщенные или промежуточно-насыщенные. Их классификация определяется близостью породы к нефтяной или водной фазе [14].

Взаимодействия между кристаллами парафина и нефтью могут быть неполярными (взаимодействия Лифшица-Ван-дер-Ваальса) или полярными (кисотно-основные взаимодействия) [19]. Одним из методов измерения этих фундаментальных взаимодействий является обратная газовая хроматография.

Кроме того, магнитный метод может быть использован для организации центров кристаллизации по всему объему потока под воздействием магнитного поля.

2 Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями

2.1.1 Превентивные меры при борьбе с парафиновыми отложениями (покрытия, химические, физические)

Меры по предотвращению накопления парафина обеспечивают эффективную и бесперебойную работу оборудования.

Из-за различных характеристик пласта и условий эксплуатации скважин при выборе метода борьбы с парафиновыми осадками требуется индивидуальный подход. Самый простой и очевидный способ - это профилактика и предотвращение их возникновения.

Использование гладких поверхностей

Механизмы осаждения воска и меры по его предотвращению были изучены с помощью приборов, способных количественно исследовать парафинистые осадения. Количество отложений воска и средний молекулярный вес, как оказалось, зависят исключительно от шероховатости поверхности. Испытания покрытий показывают, что гладкие непарафинистые пластики уменьшают отложения парафина, и высокополярные пластики имеют длительные отложения парафина при наличии абразивных материалов в потоке нефтяной скважины. отлично сопротивляются [5].

Использование защитных покрытий практикуется во многих областях. Метод должен быть согласован на стадиях ранней разработки скважины.

Гидрофильные защитные покрытия производятся и выбираются в зависимости от условий скважины, так как они менее склонны к прилипанию к восковым или гладким поверхностям.

К материалам, менее склонным к налипанию отложений, относятся стек и бакелито-эпоксидные композиты.

Наиболее широко используются стеклоэмалированные трубы благодаря их высокой прочности и устойчивости к замерзанию (рис. 2.1) [20].



Рисунок 2.1 – Трубопроводы со стеклоэмалью

Используются теплоизоляционные покрытия с теплопроводностью ниже $0,01 \text{ Вт/(м}\cdot\text{0К)}$ (изоляционные подъемные трубы рис. 2.2).



Рисунок 2.2– Теплоизоляция трубопроводов

Химические методы контроля

Методы контроля заключаются в добавлении в скважины химических реагентов.

Эти соединения ингибируют или предотвращают образование отложений.

В таблице 2.1 перечислены основные группы веществ, используемых для контроля АСПО.

Таблица 2.1 – Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения ПО

| Группа ингибитора | Основной принцип действия |
|--------------------------------|---|
| Смачиватели | Образование гидрофильной пленки на поверхности предотвращает прилипание кристаллизованного АСПО к поверхности оборудования. |
| Диспергаторы | Ингибирует рост кристаллов со стадии зарождения |
| Модификаторы | Он предотвращает агрегацию кристаллов парафина, изменяя форму и поверхностную энергию кристаллов АСПО. |
| Депрессоры | А) Адсорбируется на поверхности и предотвращает агрегацию кристаллов. В) Образует мицеллы и предотвращает агрегацию кристаллов АСПО. |
| Реагенты комплексного действия | Комплексные меры против парафиновых кристаллов. |

Физические методы контроля

Суть физических методов основана на облучении процессов, например, ультразвуковыми магнитными полями.

Именно поэтому многие компании разработали различные ультразвуковые устройства, но этот метод используется редко.

Поэтому к физическим методам, используемым на практике, относятся следующие:

- - Акустические;
- - Гидродинамические;
- - Магнитные.

Рабочий механизм магнитных методов. Для предотвращения повреждения пласта и увеличения вязкости сырой нефти в нем, необходимы

специальные меры, такие как очистка отложений и регулярное техническое обслуживание оборудования внутри труб.

Магнитное поле изменяет кристаллическую структуру, делая невозможным образование твердой пленки на поверхности металла. Адгезия уменьшается, а структура парафина размягчается и становится более хрупкой, так что ДО уносится потоком пластового продукта скважины.

Действие вибрации и ультразвуковых полей заключается в вибрации области, где происходит процесс образования парафиновых осадков, что интенсифицирует перемешивание парафина, выделяющегося в результате кристаллизации, и предотвращает его осаждение в виде осадков на стенках нефтедобывающих объектов [20].

Однако этот метод имеет недостатки. Вибрация негативно влияет на резьбовые фитинги, вызывая их ненадежность (из-за ослабления) и даже разрушение. Поэтому данный метод не нашел широкого применения в промышленности.

Существует технология использования акустических колебаний для увеличения эффективности очистки скважин и повышения приемистости пластов, особенно для низкопроницаемых пластов. Компания ООО "РН-Ставропольнефтегаз" разработала гидравлический вибратор и технологию воздействия на призабойную зону пласта, которая оказалась очень эффективной в увеличении дебита нефти в многих скважинах Ставропольского края. Вибратор спускается в ствол скважины и устанавливается в центре пробуренной секции, куда он подает раствор ПАВ без подъема НКТ [21].

Компания ЗАО "Геопрофессиональные инновации" занимается изготовлением и установкой магнитных устройств в скважинах и подъемных колоннах нефтепроводов. Основной корпус магнитно-активного материала компании представляет собой трубу длиной 630 мм с резьбой на обоих концах.

Она содержит магнитную систему с кольцеобразными постоянными магнитами, как показано на рис. 2.3.

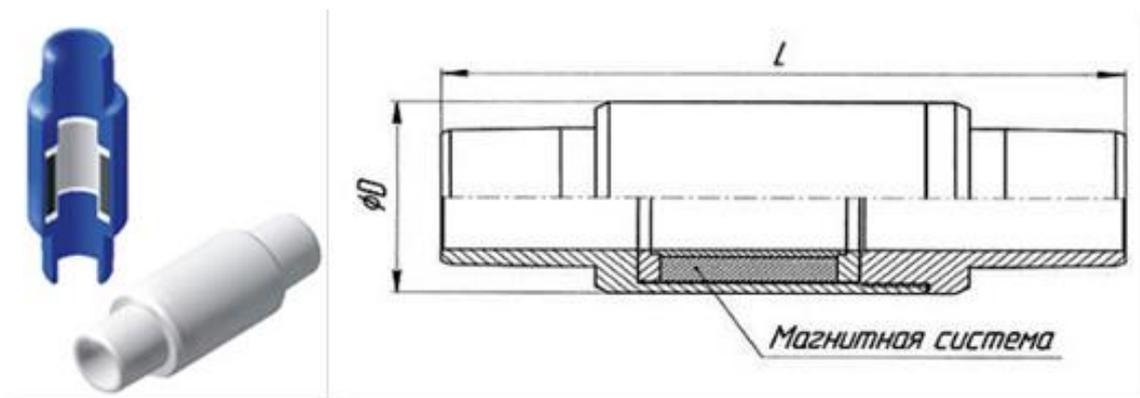


Рисунок 2.3 – Магнитный активатор АМС-73М

При эксплуатации насосной скважины типа ESP компания рекомендует установить блок магнитного активатора АМС для одного или двух насосов, один насос и один перепускной клапан для повышения эффективности работы скважины (рис. 2.4).

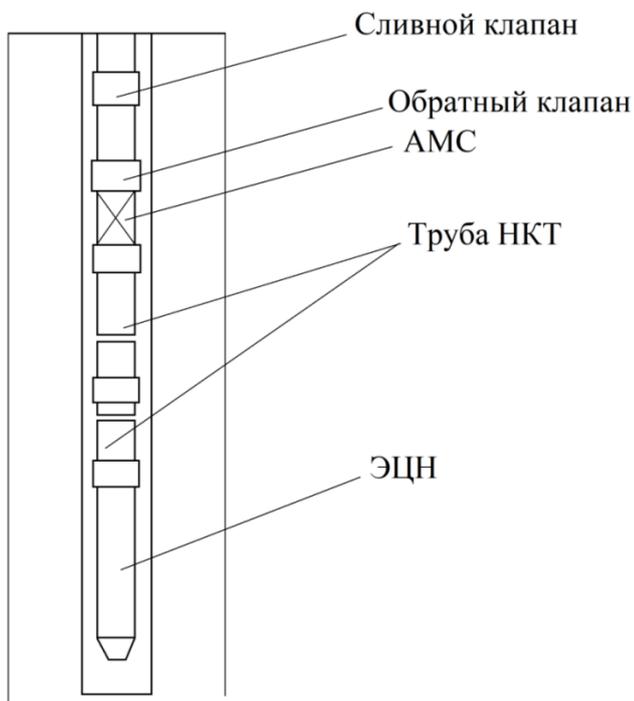


Рисунок 2.4 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Нерегенеративный метод предполагает применение магнитного поля к добываемой жидкости. В настоящее время он широко используется на нефтяных месторождениях.

Магнитные камеры, показанные на рисунке 2.5, используются в горно-шахтном оборудовании, шахтных клапанах и на вводах НРНТ. Такое крепление необходимо для предотвращения прилипания к стенкам резервуаров и трубопроводов.



Рисунок 2.5– Магнитные камеры на устье и на входе в АГЗУ

Гидродинамический метод использует ультразвуковые колебания. Это предотвращает коалесценцию парафина с образованием крупных налипаний. Высокочастотные колебания жидкости разрушают крупные отложения воска и предотвращают их образование. Более мелкие частицы воска переносятся в потоке.

2.1.2 Методы удаления парафиновых отложений

Удаление парафиновых отложений предполагает очистку нефтедобывающего оборудования от уже образовавшихся отложений. Выбор эффективного метода борьбы требует детального изучения состава, структуры и свойств отложений, а также учета технических и экономических преимуществ. В настоящее время существует четыре основных метода:

- Химический

- Термический
- Механический
- Биологический

Тепловой метод

Низкая температура плавления парафина (50 °С) позволяет удалять отложения парафина. Парафиновые комочки отделяются от нагретой трубки и удаляются потоком горячей жидкости.

Температура достигается следующими методами;

- Электрический нагрев с помощью кабеля;
- Индукционные электрические обезжириватели;
- Потоки горячей воды, масла или пара;
- Специально разработанные электрические печи;
- Тепло, возникающее в результате экзотермических реакций при

добавлении определенных химических веществ.

Наиболее распространенным методом удаления парафиновых отложений в промышленности является закачка горячего масла.

| Плюсы метода | Минусы метода |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1) Технология проста в реализации; 2) Не требуются дополнительные дорогостоящие реагенты. | <ol style="list-style-type: none"> 1) необходимость поддержания температуры масла, необходимой для успешного проведения процесса; 2) достаточная стоимость переработки; 3) пожароопасные ситуации [16]. |

Принцип работы.

Жидкостная фракция нагревается до необходимого температурного показателя в подземном обезжиривателе, и нагретое масло подается в шахту. Горячее вещество может закачиваться в трубу или в затрубное пространство. В большинстве случаев нефть закачивается в затрубное пространство.

Наиболее распространенным методом термообработки, применяемым в скважинах, является использование кабельных линий с электрическим

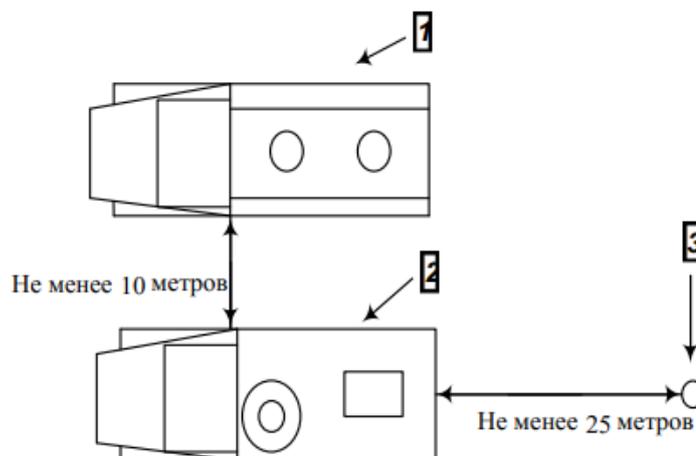


Рисунок 2.6 – Схема обвязки наземного оборудования

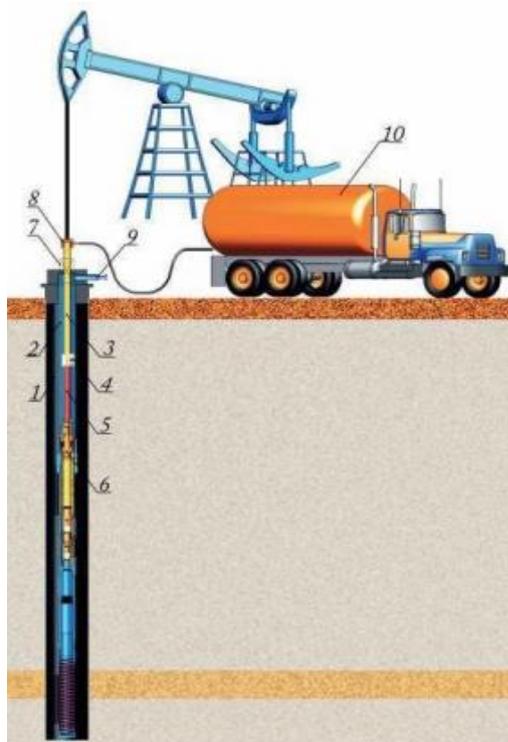


Рисунок 2.7 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем:

1-эксплуатационная колонна; 2-колонна НКТ; 3-колонна полых штангов; 4-перепускная муфта; 5 - колонна штангов; 6 – насос; 7 –устьевого сальника; 8-обратный клапан; 9-выкид в систему сбора продукции; 10-АДПМ

Трубопроводы для наземного оборудования показаны ниже.

Этот метод поддерживает температуру внутри трубы на уровне около 70-80°C, опуская в шахтный ствол кабели, преобразующие электричество в тепло.

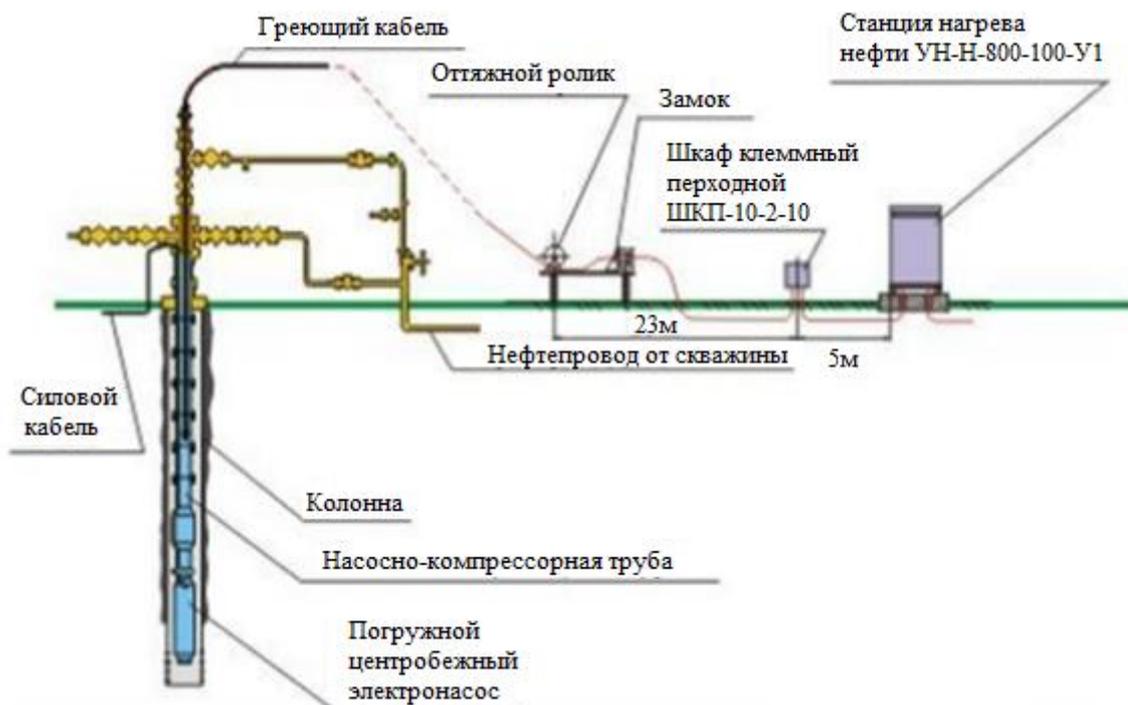


Рисунок 2.8 – Применение нагревательного кабеля

Этот метод полностью предотвращает выпадение парафина в трубках, но имеет тот недостаток, что производство необходимого количества электроэнергии обходится дорого. Этот метод выгоден только в том случае, если предприятие располагает доступной тепловой мощностью и не закупает электроэнергию у поставщиков.

В зависимости от условий эксплуатации объекта можно использовать более одного метода. Химические реагенты и термическая обработка могут использоваться одновременно для улучшения процесса контроля АСПО. Химические реагенты повышают эффективность агента термической обработки за счет снижения температуры, необходимой для нагрева агента термической обработки.

Закачка пара в пласт - эффективный метод, но он рентабелен только при наличии свободных мощностей, в противном случае он нерентабелен, так как требует больших энергозатраты [9].

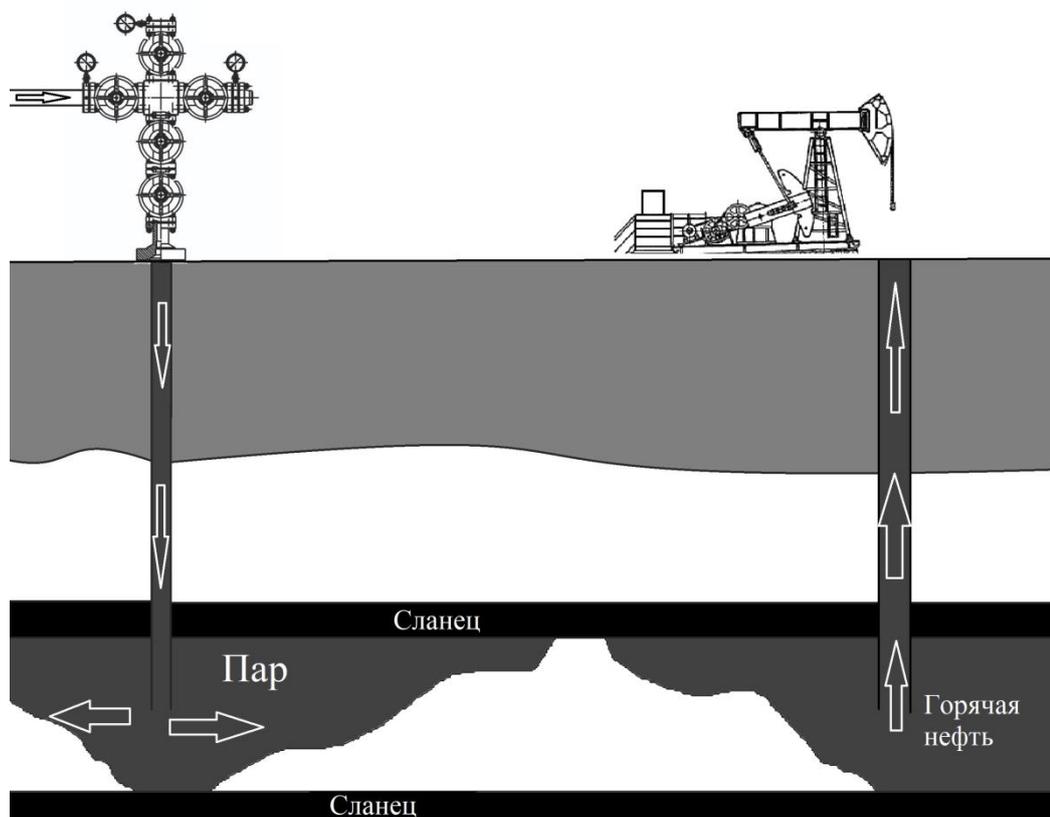


Рисунок 2.9 – Использование водяного пара для прогрева нефти

Метод нагревания жира с помощью микроволн. Эффективен, но не получил широкого распространения [23].

Механические методы.

Отложения могут быть удалены механическим способом. Отделенная масса удаляется из трубопровода вместе с потоком нефти.



Рисунок 2.10 – Лебедка Сулейманова

Скребки срезают комки воска, двигаясь вверх и вниз. Скребок может работать непрерывно или периодически в зависимости от конструкции депарафинизации [16]. На рисунках 2.11 - 2.12 показаны различные конструкции скребков.



Рисунок 2.11 – Скребки лезвийные



Рисунок 2.12 – Запуск скребка в реальных условиях

Метод скребка эффективен, но имеет следующие недостатки:

1. необходимость отключения оборудования; и
2. не может использоваться в скважинах, где установлены скважинные насосы;
3. может использоваться только во входных/выходных камерах, прямых линиях, байпасах и участках трубопровода фиксированного диаметра;
4. высокие затраты в периоды, когда процесс закрыт.

Отметим, что ручная очистка оборудования также проводится, но только во время ремонта сложного оборудования (электросушилки, сепараторы, различные баки).

Застывание и выпадение осадка парафина в процессе добычи и транспортировки сырой нефти ежегодно обходится нефтяной промышленности в миллиарды долларов. Чтобы снизить эти затраты, необходимо постоянно исследовать новые методы и технологии для более

эффективного решения проблемы. Разработка новых технологий является ключом к стабильности и росту мировой нефтяной промышленности.

Осаждение парафинистых отсадков является одной из наиболее важных проблем в процессе нефтепереработки. Парафинистые осадки - это соединения с низкой растворимостью в бензине и других продуктах переработки. В результате они образуют осадки, которые негативно влияют на характеристики и качество нефтепродуктов. Для предотвращения выпадения парафина в осадок используются различные методы, включая термическую обработку, использование химических добавок и фильтрацию. Некоторые из этих методов более эффективны, чем другие, и выбор конкретного метода зависит от различных факторов, таких как состав сырой нефти, желаемый конечный продукт и экономические факторы. Однако, несмотря на различные доступные методы предотвращения накопления осадков, эта проблема остается одной из основных в нефтепереработке. Поэтому исследования в этой области продолжают с целью разработки новых и более эффективных методов.

Парафинистые отложения вредны, поскольку они уменьшают эффективный размер линии потока и ограничивают производительность скважины. Для удаления тяжелых отложений парафина требуются механические, термические или другие методы, что приводит к дорогостоящим простоям и увеличению эксплуатационных расходов [1].

К счастью, существуют различные методы предотвращения и устранения налипания парафина вторичными методами. Одним из наиболее распространенных методов является добавление химических ингибиторов парафина в сырую нефть. Ингибиторы используются для предотвращения прилипания кристаллов парафина к поверхностям оборудования и могут эффективно подавлять рост и осаждение кристаллов. Кроме того, изоляционные композиции могут использоваться для удержания нефти при высоких температурах и снижения вероятности образования кристаллов

парафина. Эти методы могут защитить оборудование от чрезмерного отложения парафина и улучшить работу всей системы добычи нефти.

Обнаружение налипшего парафина является еще одной важной проблемой, которую необходимо устранить. Ручной метод очистки оборудования является самым простым, но требует значительных затрат времени и ресурсов. Однако, существуют и другие, более эффективные методы, такие как механическое удаление и удаление с помощью растворителей. Механическое удаление парафина заключается в использовании специальных скребков и щеток, которые отбеливают парафин с поверхности оборудования, а удаление с помощью растворителей осуществляется путем нанесения растворителей на поверхность оборудования, которые разлагают налипнувший парафин.

В целом, решение проблемы налипания парафина в нефтедобывающей промышленности является сложным и требует применения множества подходов. Правильное применение химических ингибиторов и теплоизоляционных композиций, а также эффективное очищение оборудования могут значительно снизить расходы и улучшить производительность нефтедобывающих скважин. В будущем, новые инновационные методы и технологии также могут помочь справиться с этой важной задачей.

3 Опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

Цель исследования: Изучить опыт применения различных методов борьбы с остатками парафина на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Задачи исследования: Подробно изучить опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми остатками на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Область научных интересов: Парафиновые остатки, связанные с добычей и транспортировкой нефти на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Применение методов очистки скважин горячей нефтью имеет ряд своих преимуществ и недостатков, которые необходимо учитывать при выборе того или иного способа. Преимуществами являются высокая эффективность очистки скважин от парафина и механических примесей и возможность использования этого метода в скважинах, оборудованных ЭЦН и электрофильтрами. Однако возможными недостатками являются высокая стоимость данного метода и риск расплавления кабелей при высоких температурах. С другой стороны, метод горячей промывки нефтяных скважин является одним из наиболее распространенных на месторождениях Западной Сибири и позволяет добывать нефть в течение всего срока ее добычи. Недостатком данного метода является его высокая стоимость, а также риск чрезмерного повышения температуры при производстве масел с низкой температурой вспышки. Это значит, что при выпадении осадка из нефтяной смеси, парафиновые соединения могут сформировать кристаллические структуры, которые остаются в жидкой фазе и препятствуют дальнейшему проходу нефти по трубопроводам и оборудованию.

Это приводит к проблемам с производительностью скважин и перекачиваемой нефти, а также к дополнительным затратам на поддержание

нормальной работы оборудования. Кроме того, парафиновые отложения могут вызывать аварийные ситуации, такие как заторы трубопроводов или повреждения оборудования. Чтобы предотвратить образование парафиновых отложений, необходимо использовать специальные химические реагенты, которые предотвращают кристаллизацию парафиновых соединений. Также важно поддерживать правильный температурный режим в трубопроводах и оборудовании, чтобы предотвратить выпадение осадка.

Разветвленные смолы могут значительно повлиять на кристаллизационные свойства парафиновых соединений. Это связано с тем, что разветвленные структуры могут менять форму кристаллических образований, делая их менее устойчивыми и легче растворимыми в нефтяной смеси. Кроме того, такие смолы могут образовывать комплексы с парафиновыми соединениями, уменьшая их концентрацию и предотвращая образование отложений. В целом, парафиновые отложения являются серьезной проблемой для нефтедобывающих компаний и требуют постоянного внимания и контроля со стороны специалистов. Однако современные технологии и химические реагенты позволяют эффективно предотвращать образование отложений и обеспечивать нормальную работу нефтедобывающего оборудования.

В целом, выбор метода очистки скважин горячей нефтью должен проводиться с учетом конкретных условий месторождения и типа оборудования, установленного на скважинах. Кроме того, важно учитывать экономические аспекты и оценку рисков, связанных с каждым методом. Важно также проводить постоянный мониторинг эффективности применения выбранного метода и вносить необходимые корректировки в процессе добычи нефти.

Годовые затраты на термообработку приведены в таблице 2 [24].

Таблица 3.1 - Затраты на удаление отложений тепловыми методами

| МОП, сут | 1 | 3 | 7 | 14 | 21 | 30 | 60 |
|-------------------------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|----|
| Затраты на 1 скважину в год, у.е | 3662 | 1228 | 523 | 262 | 174 | 122 | 61 |

ООО "РН-Юганскнефтегаз" в качестве метода контроля АРП на месторождениях Западной Сибири использует термическую промывку нефти через затрубное пространство с помощью мобильных АДПУ. Данный метод осуществляется с использованием оборудования подрядных организаций. Метод плавления парафина термомаслом является высокоэффективным и применяется в скважинах, оборудованных электрофильтрами и электрофильтрами.

Высокотемпературная очистка нефтяных скважин используется в ООО "Томскнефть" и применяется в течение всего периода добычи нефти. Различные методы очистки нефтяных скважин, описанные выше, имеют свои преимущества и недостатки, что определяется характеристиками конкретных месторождений и условиями эксплуатации скважин. Важно правильно выбрать метод очистки и оптимизировать его для максимальной эффективности добычи нефти. При выборе метода очистки нефтяных скважин необходимо учитывать, как технические, так и экономические аспекты. Важно определить наиболее эффективный баланс между затратами на оборудование и процессу очистки, чтобы достичь максимальной отдачи от каждой скважины.

Для повышения эффективности очистки нефтяных скважин на Западной Сибири проводятся исследования и тестирование новых методов и технологий. Например, нанотехнологические решения, такие как использование наночастиц для очистки скважин, могут быть более эффективными и экономичными, чем традиционные методы. В дальнейшем внедрение новых методов в эксплуатацию скважин может значительно

улучшить показатели добычи нефти и снизить затраты на обслуживание скважин.

Таким образом, выбор метода очистки нефтяных скважин на Западной Сибири является сложной задачей, которая требует учета многих факторов. Но с технологическими инновациями и методиками тестирования новых методов улучшения очистки скважин можно достигнуть лучших результатов в добыче нефти. Для этого в водную смесь, которая представляет собой смесь растворителя и спирта, содержащую алифатические спирты, гликоли, полигликоли и 66 эфиры гликолей, добавляют поверхностно-активное вещество на основе алкил-ралкил-полиоксиалкиленового эфира фосфата. Температура нагревательного реагента на 15-20°C выше температуры плавления воска.

В ООО "РН-Юганскнефтегаз" механические отложения также удаляются скребками UDS.

Существуют различные типы скребков в зависимости от механизма их действия. Наиболее часто используются следующие

1. крановый механизм на шасси с приводом;
2. автоматические скребки с индивидуальным управлением;
3. механизмы с ручным управлением;
4. механизмы, приводимые в действие движущимся потоком масла в трубе.

Частота операций очистки подбирается эмпирически для каждой скважины.

Эта технология предоставлена ООО "Каскад" (Лангепас) и является наиболее распространенной и проверенной. Процесс фрезерования скважин быстрый, менее затратный и трудоемкий (компаниям необходимо нанимать дополнительный персонал). Кроме того, высока вероятность отказа и скопления парафина в пласте; ООО "Томскнефть" проводит скребление парафина оператором проекта. МОР будет составлять три дня, так как

механические методы очистки не эффективны для предотвращения образования АСПО.

В таблице 3.2 показаны относительные затраты компании на использование скребков (приведены для различных конструкций скребков) [24].

Таблица 3.2 - Приблизительные затраты на эксплуатацию скребков

| МОП, сут. | 1 | 3 | 7 | 14 | 21 | 30 | 60 |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Затраты на 1 скважину в год, у.е. | | | | | | | |
| Автоматич. индивидуальный электропривод | 436 | 373 | 307 | 283 | 281 | 273 | 268 |
| Передвижная лебедка с приводом от транспортной базы | 773 | 258 | 110 | 55 | 36 | 26 | 13 |

Заслуживает внимания и полевой опыт в других регионах.

Чекмагушевское УДНГ.

Нефть Чекмагушевского месторождения является трудноизвлекаемой и составляет около 22% от общего запаса.

Для контроля АСПО на Чекмагушевском УДНГ используются как профилактические методы, так и методы удаления осадков; наиболее часто для контроля АСПО используются химические реагенты.

В таблице 3.3 приведены относительные затраты предприятий на использование растворителей [24].

Таблица 3.3 - Приблизительные затраты на удаление АСПО растворителями

| МОП, сут | 1 | 3 | 7 | 14 | 21 | 30 | 60 |
|-----------------------------------|-------|------|------|------|------|-----|-----|
| Затраты на 1 скважину в год, у. е | 24350 | 8210 | 3560 | 1698 | 1201 | 823 | 262 |

Контроль адгезии парафина можно свести к термообработке, механической очистке и использованию химических реагентов.

Для механической очистки скважин были установлены скребки, которые доказали свою эффективность. Эффективность метода была продемонстрирована для Чемагушевского УДНГ снижением среднего напора в 1,2 раза, снижением динамических уровней на 140 м и увеличением времени оборота.

Другим методом является обработка скважин горячим маслом с помощью АДПМ (установка для обезмасливания); этот вид обработки скважин довольно распространен в ЧУДНГ (более 200 скважин в год). Однако с годами количество обработок горячим маслом уменьшилось.

Саитовское месторождение

На месторождении активно велась борьба с АСПО химическими средствами, в частности, с использованием ряда ингибиторов АСПО и растворителей.

В качестве реагентов используются:

1. FLEC-R-021 - для удаления отложений в трубопроводах, футерованных различными материалами;
2. СОНПАР-5401-5403 - для предотвращения осадкообразования в скважинном оборудовании;
3. СНПХ-7941, КР-4Р - используется для контроля АСПО.

По результатам регулярной эксплуатации скважин основные эксплуатационные показатели в определенной степени стабилизировались. На рисунке 3.1 показаны фактические нагрузки на абразивные штанги в некоторых скважинах Саитовского месторождения.

Профилактическая сольвентная обработка скважин является вторым аспектом борьбы с АСПО.

Была снята динамограмма, где заряд и геометрия подтвердили наличие АСПО на дне скважины (рис. 3.1).

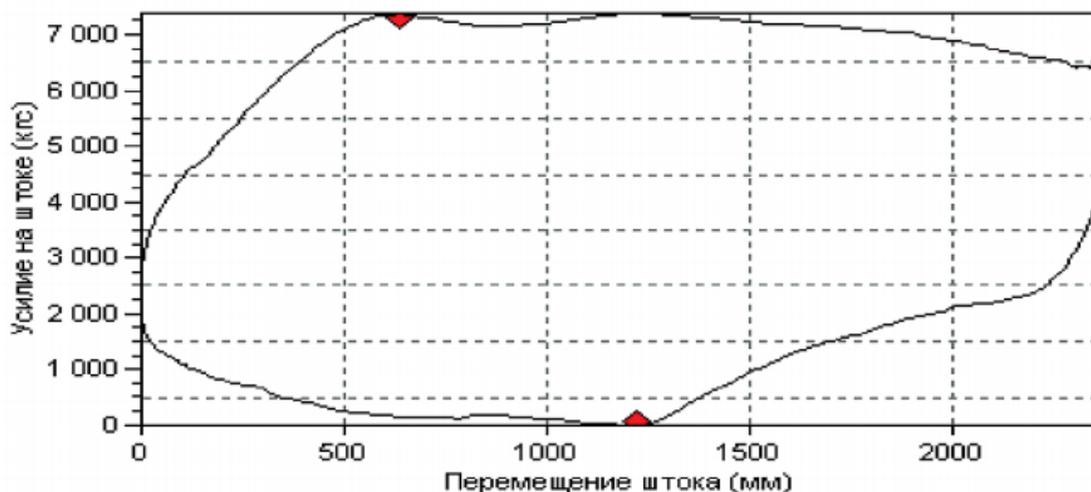


Рисунок 3.1 – Динамограмма, снятая в скважине с наличием АСПО в ГНО

После профилактики снова была снята динамограмма. В результате напор снизился и уменьшился почти вдвое.

Последующее периодическое исследование скважины показало, что напор увеличился, а производительность насоса ухудшилась, когда скважину перестали обрабатывать, что указывает на необходимость регулярной обработки скважины (рис. 3.2).

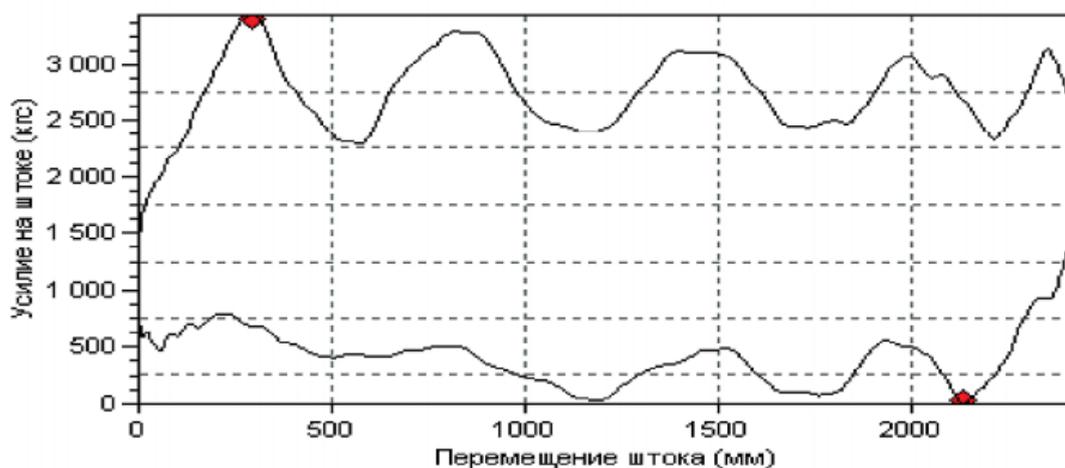


Рисунок 3.2 – Динамограмма, снятая в скважине после очистки от АСПО

Приобское месторождение

На Приобском месторождении в СЛК используются следующие методы:

- Механический скребок.
- Термическая обработка скважины (нефтью или паром).

Скребокание является наиболее распространенным методом очистки АСПО в скважинах на Приобском месторождении (его проводят 3 200 раз в месяц). Регулярность этой процедуры колеблется от 1-4 до 28-30.

Анализ данных по частоте очистки показывает, что частота очистки зависит от дебита и объема воды. Так, для скважин с дебитом до 30 м³ /сут на Приобском месторождении частота скребок составляет в среднем 6,0 раз в месяц, а по мере увеличения дебита частота скребок снижается. По мере увеличения содержания воды в нефти скорость агломерации и осаждения АСПО снижается, что приводит к снижению частоты скребок операций.

Методы скребокания неэффективны в скважинах с очень твердыми скоплениями АСПО. В таких скважинах используются методы термической обработки.

Таблица 3.4. – Опыт применения различных методов борьбы с АСПО

| № п/п | Наименование предприятия | Метод | | |
|-------|--------------------------|---------------------------------|--|---------------------------------|
| | | Промывка скважин горячей нефтью | Механическая очистка отложений скребками с УДС | Применение химических реагентов |
| 1 | ООО «РН-Юганскнефтегаз» | + | - | - |
| 2 | ООО «Томскнефть» | + | + | - |
| 3 | ОАО «АНК БАШНЕФТЬ» | + | + | + |
| 4 | ПАО «Газпромнефть» | + | + | |

Каждый метод анализируется с точки зрения его влияния на технические и экономические аспекты процесса на примере различных российских нефтедобывающих компаний.

Расчет затрат на снижение парафина при использовании различных методов данных (рис. 3.3).

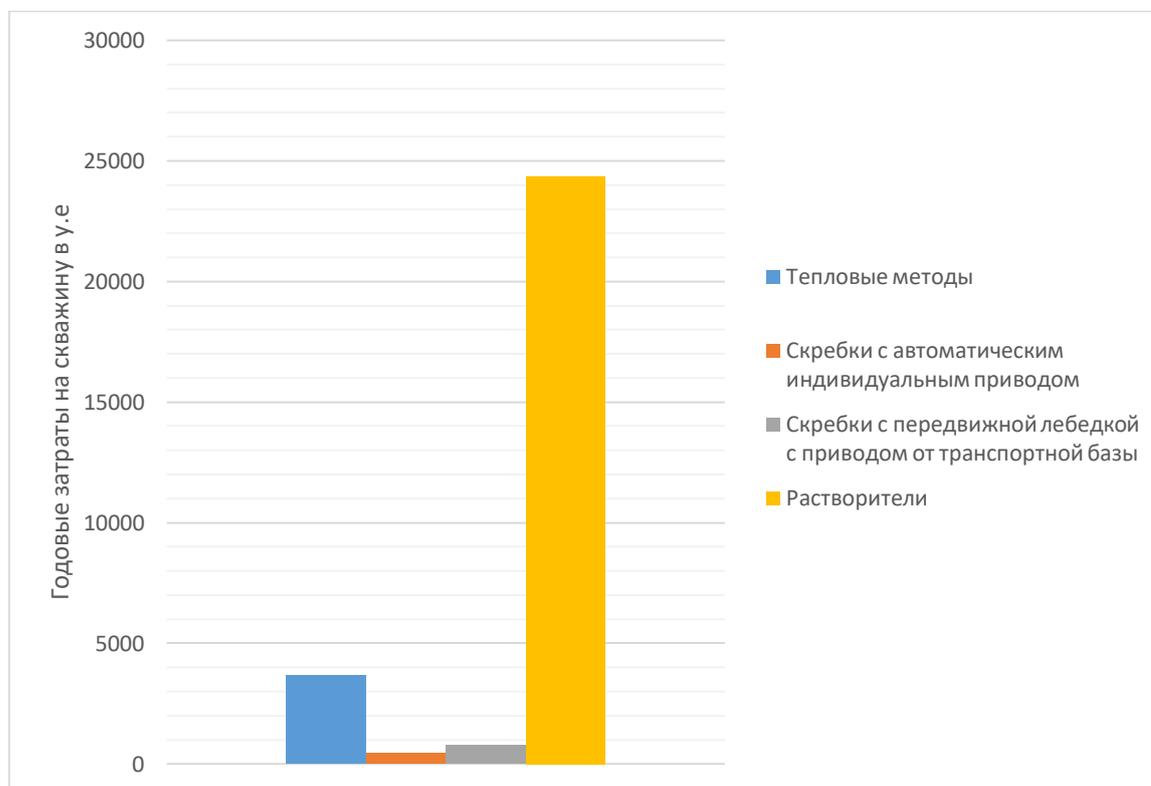


Рисунок 3.3 – Затраты на скважину при применении разных методов борьбы с АСПО (для МОП – 14 суток)

Самыми затратными процессами в приведенных данных является использование растворителей, далее следуют термическая обработка масла, ингибиторы, электронагрев, использование футеровочных трубок и термохимическая обработка.

Наиболее экономически эффективным является использование скребков различных конструкций, что является основным способом решения проблемы АСПО на большинстве объектов нефтедобычи.

Таблица 3.5 – Относительные затраты на технологии борьбы с АСПО

| Наименование технологии | Технологический эффект, % | Индекс сравнения, (коэф.) | Объем внедрения в год, скв. |
|---------------------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Механические методы | | | |
| Скребки штанговые, пластинчатые | до 100 | 0,5 | 221 |
| Скребки-центраторы | до 100 | 1,1 | 529 |
| Защитные покрытия НКТ | | 2,5 | 5,9 |
| Остеклованные НКТ | 80 | 5,7 | 61 |
| Химические методы | | | |
| Применение термохимии | 90 | 5,3 | 170 |
| Ингибирование | 50 | 82 | 0 |
| Тепловые методы | | | |
| Электропрогрев | 50 | 6,3 | 27 |
| АДП | 25 | 11,5 | 5 |
| Физические методы | | | |
| Депарафинизатор | 20 | 2,3 | 6 |

Фактически, было доказано, что срок службы покрытий для труб составляет более 5 лет. Это означает, что несмотря на то, что покрытия помогают снизить количество агрессивных коррозионных продуктов, они не являются универсальным способом предотвращения коррозии труб. Существуют различные факторы, которые могут оказывать влияние на прочность и надежность трубных систем, и не все они могут быть устранены при помощи покрытий. Кроме того, даже если покрытия на трубах позволяют

снизить количество АСПО, они не предотвращают повреждение трубных систем от механических воздействий, таких как удары и трения. Это означает, что для обеспечения максимальной надежности и долговечности трубных систем, необходимо применять несколько методов защиты, включая не только покрытия, но и другие технические решения, такие как мониторинг состояния труб, применение специальных сплавов и конструктивных решений. Наконец, срок службы покрытий для труб может существенно варьироваться в зависимости от условий эксплуатации и окружающей среды. Например, если трубы находятся в условиях высокой влажности или агрессивной химической среды, то срок службы покрытий может значительно сократиться.

Для того чтобы обеспечить надежную и долговечную защиту трубных систем, необходимо учитывать множество факторов, которые могут влиять на прочность и надежность труб, и применять комплексные решения, которые обеспечивают максимальную защиту и минимизируют риски возникновения непредвиденных проблем.

Однако использование покрытий не позволяет полностью устранить накопление АСПО. Поэтому каждые 6 месяцев необходимо проводить дополнительную обработку растворителем. Учитывая предпочтительность термохимической обработки, было проведено исследование о том, как она может быть оптимизирована для наилучшего результата. Это включало не только определение оптимальных частот проведения обработки, но также и исследования частей оборудования, которые могут быть подвержены наибольшему воздействию АСПО и могут требовать дополнительной обработки.

Накопление АСПО (активно-сульфатно-полимерного образования) является одной из основных проблем, связанных с использованием труб для транспортировки нефти и газа. Данный процесс происходит в результате реакции между сульфатами, содержащимися в грунте, и каучуковым покрытием, которое нанесено на поверхность труб. В результате накопления

АСПО на поверхности трубы происходит появление неровностей и мест, где возможны протекания нефти. Это приводит к увеличению затрат на обслуживание и ремонт трубопроводов, а также может привести к экологическим катастрофам. Для решения проблемы накопления АСПО на поверхности труб были разработаны новые виды покрытий, которые уменьшают этот процесс. Однако, даже при использовании новых покрытий, накопление АСПО не может быть полностью устранено.

Для минимизации рисков, связанных с накоплением АСПО, необходимо регулярно проверять состояние трубопроводов и проводить профилактические работы. Также важно использовать новые разработки в области покрытий, которые помогут снизить уровень накопления АСПО и увеличить срок службы труб. В заключение, необходимо отметить, что проблема накопления АСПО на поверхности труб является серьезной и требует постоянного внимания со стороны специалистов. Необходимо продолжать исследования в области покрытий и производства труб, чтобы уменьшить риск возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах и сохранить экологическую безопасность.

Термохимическая обработка является высокоэффективной благодаря двойному эффекту. По сравнению с традиционной обработкой нефтяных дистиллятов, интервалы обработки сокращаются в 1,5 раза, а затраты снижаются на 17%. Термические и физические методы не получили широкого распространения из-за их высокой стоимости и низкой эффективности. Кроме того, была проведена оценка отдельных технологий борьбы с АСПО, как отдельно, так и в сочетании с другими методами. Результаты исследования подтвердили необходимость комплексного подхода, особенно для месторождений с высоким содержанием сернистых соединений. В целом, постоянное развитие технологий борьбы с АСПО представляет собой один из важных аспектов в добыче нефти. Стремление к постоянному повышению эффективности технологий и уменьшению затрат необходимо для максимизации доходов и снижения негативного влияния на

окружающую среду. Каждая компания должна постоянно следить за новыми разработками и принимать во внимание особенности каждого конкретного месторождения при выборе наиболее подходящего метода борьбы с АСПО.

Анализ технологий борьбы с АСПО показывает, что методы защиты скважинного оборудования в одной и той же компании могут существенно различаться. На выбор технологии влияет ряд факторов, включая способ добычи нефти, состав и плотность залежи и ее географическое расположение; каждый метод борьбы с АСПО имеет свои преимущества и недостатки. В связи с этим выбор наиболее подходящей технологии для конкретного нефтяного месторождения или группы месторождений является важным вопросом. Необходимость принятия мер по АСПО очень распространена в условиях нефтедобычи. По мере применения методов бурения и добычи нефти в трубопроводах начинают накапливаться накипь и отложения, что приводит к снижению производительности оборудования и увеличению затрат на обслуживание. Накопление антикоррозионных масел и покрытий (АСПО) на поверхности металлических труб является серьезной проблемой, которая может нанести значительный ущерб инфраструктуре. Ограниченный срок службы покрытий для труб — один из факторов, влияющих на накопление АСПО, и требует от операторов систем тщательно следить за состоянием покрытий и регулярно выполнять их обслуживание.

Необходимость проактивного технического обслуживания труб необходимо выделять бюджеты для технического обслуживания покрытий, а также выполнения жестких норм и стандартов качества на этапе выбора материалов для покрытий. Нужно определить частоту технического обслуживания и обновления трубных систем, начиная от диагностики и заканчивая очисткой от накопленного АСПО и повторным нанесением покрытия. Помимо профилактического техобслуживания, особое внимание также следует уделять контролю за качеством материалов, используемых для изготовления труб и покрытий. Это поможет свести к минимуму риск накопления АСПО и увеличит срок службы трубной системы, что сэкономит

затраты на ремонт и повторную замену. Таким образом, борьба с АСПО является незаменимой частью процесса добычи нефти и газа.

На сегодняшний день множество компаний занимаются разработкой и продажей специальных химреагентов для защиты оборудования от АСПО. Эти реагенты, как правило, являются наборами разнообразных соединений, предназначенных для растворения и удаления отложений. Важно отметить, что выбор конкретного химреагента должен проводиться с учетом типа оборудования, состава и характеристик месторождения. Существуют также различные методы однократной и периодической очистки оборудования от АСПО, которые могут применяться в сочетании с использованием химреагентов. Они включают в себя механическую очистку, гидродинамические методы, термическую обработку и многие другие.

В заключение можно сделать вывод, что, несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, на практике в поле используется не более трех-четырех методов, адаптированных к конкретным районам.

Наиболее часто применяемыми методами являются:

- Промывка скважины горячей нефтью;
- Механическое удаление образовавшихся отложений;
- Химические - использовались ингибиторы образования АСПО и растворители АСПО.

Это можно объяснить тем, что данные методы были хорошо изучены и испытаны в реальных условиях эксплуатации. Однако результаты исследований новейших методов борьбы с АСПО показывают, что в настоящее время существует ряд различных методов борьбы с АСПО. Наиболее эффективными являются те стратегии, которые сочетают в себе различные методы борьбы с АСПО, включая как профилактические, так и искореняющие методы, на одной территории.

Отложения парафинов являются одной из наиболее распространенных проблем в нефтяной промышленности. Они образуются на стенках труб, на оборудовании и в скважинах, что приводит к уменьшению дебита скважин,

снижению качества нефти, нарушению работы оборудования и значительному увеличению затрат на обслуживание. Поэтому, контроль за формированием отложений является критически важным для поддержания успешных операций в нефтегазовой отрасли.

Обнаружение налипшего парафина является еще одной важной проблемой, которую необходимо устранить. Ручной метод очистки оборудования является самым простым, но требует значительных затрат времени и ресурсов. Однако, существуют и другие, более эффективные методы, такие как механическое удаление и удаление с помощью растворителей. Механическое удаление парафина заключается в использовании специальных скребков и щеток, которые отбеливают парафин с поверхности оборудования, а удаление с помощью растворителей осуществляется путем нанесения растворителей на поверхность оборудования, которые разлагают налипнувший парафин. В целом, решение проблемы налипания парафина в нефтедобывающей промышленности является сложным и требует применения множества подходов. Правильное применение химических ингибиторов и теплоизоляционных композиций, а также эффективное очищение оборудования могут значительно снизить расходы и улучшить производительность нефтедобывающих скважин. В будущем, новые инновационные методы и технологии также могут помочь справиться с этой важной задачей.

Актуальность проблемы парафиновых отложений отчасти обусловлена увеличением количества трудноизвлекаемых ископаемых ресурсов российской нефтяной промышленности. Все это приводит к серьезным техническим проблемам, снижению производительности скважин, увеличению технологических затрат и значительным экономическим потерям. Поэтому в настоящее время активно разрабатываются новые технологии и химические реагенты для предотвращения выпадения парафиновых осадков. Важным этапом является всесторонняя характеристика пластового потока и выявление факторов, вызывающих образование парафиновых осадков.

Предлагаемый метод не только решает реальную проблему в нефтедобыче, но и вносит значительный вклад в развитие науки и техники в этой области.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Институт | ИШПР | Кафедра | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

Тема ВКР: Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

| | |
|---|---|
| Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: | |
| <i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Стоимость материальных ресурсов согласно прейскурантам компаний – 2690,1</i> <i>Оклад руководителя – 33664</i> <i>Оклад инженера – 26300</i> |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Накладные расходы 16%;</i> <i>Районный коэффициент 30%;</i> <i>Норма амортизации ПЭВМ 33,33%;</i> <i>Норма амортизации ПО 20%.</i> |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | <i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%</i> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | <i>1. Потенциальные потребители результатов исследования</i> <i>2. Анализ конкурентных технических решений</i> <i>3. SWOT-анализ</i> |
| <i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | <i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i> |

| | |
|--|---|
| | |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | <i>Проведение оценки экономической эффективности исследования моделирования процесса стабилизации газового конденсата</i> |

Перечень графического материала: (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*
3. *График проведения НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---------------|------------------------|---------|------|
| Отделение социально-гуманитарных наук, Доцент | Маланина В.А. | к.э.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------|---------|------|
| 3-2Б8Г1 | Лобанов И.С. | | |

4 Финансовый менеджмент

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Нефтедобывающая промышленность – важнейшая отрасль, формирующая экономику страны. Углеводороды нефти находят широкое применение в виде источника сырья для производства необходимых в хозяйстве веществ. Различными способами из них получают компоненты, необходимые для производства пластмасс, синтетического текстильного волокна, синтетического каучука, спиртов, кислот, синтетических моющих средств (СМС) и т.д.

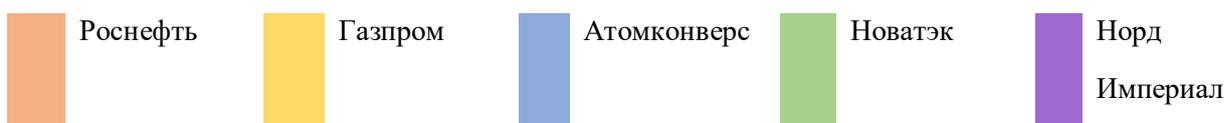
Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

По результатам проведенного сегментирования рынка методов борьбы с парафиновыми отложениями были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рис. 4.1).

Рисунок 4.1. – Сегментирование рынка

| | | Отрасль | |
|-----------------|---------|-----------------------------|-----------------------------------|
| | | Нефтедобывающие предприятия | Нефтеперерабатывающие предприятия |
| Размер компании | Крупные | | |
| | Средние | | |
| | Мелкие | | |



Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В данном случае сравним выбранный метод борьбы с парафинистыми отложениями – термическое воздействие с введением химических реагентов и вибрационным воздействием.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|---|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
| | | Б _ф | Б _{к1} | Б _{к2} | К _ф | К _{к1} | К _{к2} |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Повышение производительности труда пользователя | 0,15 | 5 | 5 | 4 | 0,75 | 0,75 | 0,60 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,15 | 5 | 1 | 4 | 0,75 | 0,15 | 0,60 |
| 2. Надежность | 0,1 | 5 | 4 | 4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 |
| 4. Безопасность | 0,1 | 5 | 4 | 4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 |
| 5. Энергоэкономичность | 0,15 | 5 | 4 | 3 | 0,75 | 0,60 | 0,45 |

| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
|---|----------|-----------|-----------|-----------|-------------|------------|------------|
| 1. Цена | 0,2 | 5 | 3 | 4 | 1,0 | 0,6 | 0,8 |
| 2. Конкурентоспособность продукта | 0,05 | 4 | 4 | 3 | 0,2 | 0,2 | 0,15 |
| 3. Финансирование научной разработки | 0,05 | 2 | 5 | 4 | 0,1 | 0,25 | 0,2 |
| 4.Срок выхода на рынок | 0,05 | 4 | 5 | 4 | 0,2 | 0,25 | 0,2 |
| Итого | 1 | 40 | 39 | 30 | 4,75 | 3,6 | 3,8 |

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

4.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 4.2 - . Матрица SWOT.

| | | |
|--|---|--|
| | <p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Высокая эффективность метода</p> | <p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие</p> |
|--|---|--|

| | | |
|--|---|---|
| | <p>С3. Использование последних достижений в области борьбы с АСПО.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p> | <p>сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p> |
| <p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия.</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных решений</p> | <p>Простота применения, Высокая эффективность метода, Использование последних достижений в области борьбы с АСПО увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3,В4,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1,В2,С4).</p> | <p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1,В2,Сл2,Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).</p> |
| <p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p> | <p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1,С2,С3,У1,У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).</p> | <p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).</p> |

4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Для оценки возможных путей совершенствования разработки или путей развития исследования можно использовать морфологический подход, который заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Морфологическая матрица приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Альтернативы проведения исследования

| | | |
|--|---------------------|--|
| | 1 | 2 |
| А: Подход к борьбе с парафинистыми отложениями | Превентивные меры | Удаление уже образовавшихся отложений |
| Б: Метод борьбы с парафинистыми отложениями | Химический метод | Механическое воздействие |
| В: Тип дополнительных ресурсов | Химические реагенты | Устройства для механической очистки трубопровода |

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В1
2. А2Б2В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 4.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Должность Исполнителя |
|----------------|-------|------------------|-----------------------|
|----------------|-------|------------------|-----------------------|

| | | | |
|--|----|--|---------------------------|
| Разработка технического задания | 1 | Составление и утверждение технического задания | Руководитель |
| Выбор направления Исследований | 2 | Подбор и изучение материалов по теме | Исполнитель |
| | 3 | Выбор направления исследований | Руководитель, Исполнитель |
| | 4 | Календарное планирование работ по теме | Руководитель |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Анализ существующей схемы стабилизации газового конденсата | Исполнитель |
| | 6 | Разработка математической модели процесса | Исполнитель |
| | 7 | Оценка адекватности математической модели реальному процессу | Исполнитель |
| | 8 | Оценка влияния технологических параметров на качество продукта | Исполнитель |
| Обобщение и оценка результатов | 9 | Оценка эффективности полученных результатов | Руководитель, Исполнитель |
| | 10 | Определение целесообразности проведения процесса | Руководитель, Исполнитель |
| | 11 | Оформление пояснительной записки | Исполнитель |
| | 12 | Разработка презентации и раздаточного материала | Исполнитель |

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн}$$

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней

следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48,$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (таб. 4.5).

Календарный план работ представлен в таб. 4.6.

Таблица 4.5 – Временные показатели проведения научного исследования

| Название работы | Трудоёмкость работ | | | | | | Исполнители, количество | | Длительность работ в рабочих днях T_{pi} | | Длительность работ в календарных днях T_{ki} | |
|---|--------------------|--------|--------------------|--------|-------------------|--------|----------------------------|--------|---|--------|---|--------|
| | t_{min} чел.-дни | | t_{max} чел.-дни | | $t_{ож}$ чел.-дни | | | | | | | |
| | исп. 1 | исп. 2 | исп. 1 | исп. 2 | исп. 1 | исп. 2 | исп. 1 | исп. 2 | исп. 1 | исп. 2 | исп. 1 | исп. 2 |
| Подбор и изучение материалов по теме | 10 | 8 | 15 | 12 | 12,5 | 10 | 1 | 2 | 13 | 5 | 18 | 7 |
| Выбор направления исследований | 5 | 10 | 7 | 12 | 6 | 11 | 1 | 2 | 6 | 5 | 9 | 8 |
| Календарное планирование работ по теме | 4 | 9 | 6 | 11 | 5 | 10 | 1 | 1 | 5 | 10 | 7 | 15 |
| Подбор литературы по существующим методам борьбы с АСПО | 12 | 13 | 14 | 18 | 13 | 15,5 | 2 | 1 | 6 | 16 | 9 | 22 |
| Анализ литературы по существующим методам борьбы с АСПО | 10 | 13 | 14 | 15 | 12 | 14 | 1 | 2 | 12 | 7 | 17 | 10 |
| Сравнение методов борьбы с АСПО | 10 | 14 | 13 | 16 | 11,5 | 15 | 1 | 1 | 12 | 15 | 17 | 22 |
| Сравнение методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири | 10 | 7 | 17 | 12 | 13,5 | 9,5 | 1 | 2 | 14 | 10 | 19 | 7 |
| Оценка эффективности полученных результатов | 5 | 10 | 10 | 13 | 7,5 | 11,5 | 1 | 2 | 8 | 12 | 10 | 8 |
| Определение целесообразности проведения процесса | 5 | 10 | 10 | 13 | 7,5 | 11,5 | 1 | 2 | 8 | 12 | 10 | 8 |
| Оформление пояснительной записки | 18 | 22 | 20 | 25 | 19 | 23,5 | 1 | 1 | 19 | 24 | 28 | 34 |
| Разработка презентации и раздаточного материала | 4 | 6 | 5 | 8 | 4,5 | 7 | 1 | 1 | 5 | 7 | 7 | 10 |
| Итого, дн | | | | | | | | | | | 151 | 152 |

4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены).

Результаты по данной статье занесём в таблицу 4.7

Таблица 4.7 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

| Наименование | Ед. Измерения | Кол-во | Цена за единицу, руб. | Сумма, руб. |
|--|---------------|--------|-----------------------|-------------|
| Затраты на электроэнергию | кВт.ч | 700 | 3,66 | 2562 |
| Транспортно-заготовительные расходы (3-5%) | | | | 128,1 |
| Итого: | | | | 2690,1 |

4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Таблица 4.8 – Затраты на оборудование

| № п/п | Наименование оборудования | Кол-во ед. оборудования | Цена ед. оборудования, руб. | Общая стоимость оборудования, руб |
|-------|--|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| 1 | Персональный компьютер | 2 | 18000 | 36000 |
| 2 | Принтер | 1 | 3000 | 3000 |
| 3 | Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64 | 2 | 10000 | 20000 |

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Исполнитель |
|---|--------------|-------------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней (выходные\праздничные) | 66 | 118 |
| Потери рабочего времени | | |
| - отпуск | 56 | 28 |
| - невыходы по болезни | 0 | 0 |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 243 | 219 |

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{243} = 1551,6 \text{руб} \quad Z_{\text{дн(исп.)}} = \frac{26300 \cdot 10,4}{219} = 1249,0 \text{руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

| Исполнители | $Z_{\text{б}}$, руб. | $k_{\text{пр}}$ | $k_{\text{д}}$ | $k_{\text{р}}$ | $Z_{\text{м}}$, руб | $Z_{\text{дн}}$, руб. | $T_{\text{р}}$, раб. дн. | $Z_{\text{осн}}$, руб. |
|--------------|--------------------------|-----------------|----------------|----------------|-------------------------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Руководитель | 33664 | 1,3 | - | 1,3 | 48139,5 | 1551,6 | 40 | 62064 |
| Исполнитель | 26300 | - | - | 1,3 | 34190 | 1249,0 | 90 | 112410 |
| Итого: | | | | | | | | 174474 |

4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. ниже приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.11 – Заработная плата исполнителей НТИ

| Заработная плата | Руководитель | Инженер |
|---------------------------------|--------------|----------|
| Основная зарплата | 62064 | 112410 |
| Дополнительная зарплата | 9309,6 | 16861,5 |
| Итого по статье $C_{\text{зп}}$ | 71373,6 | 129271,5 |

4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, руб. | Дополнительная заработная плата, руб. |
|--|---------------------------------|---------------------------------------|
| Руководитель проекта | 62064 | 9309,6 |
| Инженер | 112410 | 16861,5 |
| Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды | 30,2% | |
| Отчисления, руб. | 52691,2 | 7903,7 |

| | |
|-------|---------|
| Итого | 60594,9 |
|-------|---------|

Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл}} = (2690,1 + 59000 + 60594,9 + 71373,6 + 129271,5) \cdot 0,16 = 51668,8$$

рублей.

4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование | Сумма, руб. | Удельный вес, % |
|--|-------------|-----------------|
| Материальные затраты | 2690,1 | 0,9 |
| Амортизационные отчисления | - | 0,0 |
| Затраты на основную заработную плату | 174474 | 55,3 |
| Затраты на дополнительную заработную плату | 26171,1 | 8,3 |
| Страховые взносы | 60594,9 | 19,2 |
| Накладные расходы | 51668,8 | 16,4 |
| Общий бюджет | 315598,9 | 100 |

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Таблица 4.14 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

| Вид работ | Стоимость разработки | Аналог 1 | Аналог 2 |
|--|----------------------|----------|----------|
| Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты, руб. | 2690,1 | 2738,2 | 2988,5 |
| Основная заработная плата, руб. | 174474 | 152901 | 152901 |
| Дополнительная заработная плата, руб. | 26171,1 | 22935,2 | 22935,2 |
| Отчисления на социальные нужды, руб. | 60594,9 | 48987,1 | 48987,1 |
| Накладные расходы, руб. | 51668,8 | 57627,8 | 57627,8 |
| Итоговая себестоимость, руб. | 315598,9 | 315647 | 315897,3 |

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286653,2}{286951,6} = 99,8$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286701,3}{286951,6} = 99,9$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286951,6}{286951,6} = 1$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Объект исследования Критерии | Весовой коэффициент параметра | Разработка | Исп.2 | Исп.3 |
|--|-------------------------------|------------|-------|-------|
| 1. Эффективность разработки | 0,2 | 5 | 4 | 4 |
| 2. Простота применения | 0,2 | 4 | 5 | 4 |
| 3. Энергосбережение | 0,4 | 5 | 5 | 3 |
| 4. Универсальность | 0,1 | 4 | 4 | 3 |
| 5. Способствует росту производительности труда | 0,1 | 4 | 5 | 4 |
| ИТОГО | 1 | 4,7 | 4,6 | 3,5 |

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{Исн1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,98} = 4,7$$

$$I_{финр}^{Исн2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,7}{0,99} = 4,74$$

$$I_{финр}^{Исн3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта (Эср):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{Исн1}}{I_{Исн2}}$$

Таблица 4.16 – Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели | Разработка | Исп.2 | Исп.3 |
|-------|--|------------|-------|-------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 0,98 | 0,99 | 1 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,6 | 4,7 | 3,5 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 4,7 | 4,74 | 3,5 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога) | 1 | 0,992 | 1,34 |

Вывод: Сравнение значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения разработки показало, что наиболее эффективным вариантом решения технической задачи, поставленной в магистерской работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности, является данная разработка.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б8Г1 | Лобанов Иван Сергеевич |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------|
| ШКОЛА | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

Тема дипломной работы: «Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири»

| | |
|--|---|
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| <p>1. Введение</p> <p>-Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения</p> <p>-Описание рабочей зоны (рабочего места) при проведении оценки эффективности методов борьбы с парафиновыми отложениями.</p> | <p>Парафиновые отложения, образующиеся при добыче и транспортировке нефти.</p> <p>Область применения – нефтедобывающая промышленность.</p> <p>Работа проводилась на базе НИ ТПУ</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1, Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p><input type="checkbox"/>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> | <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).</p> <p>Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя.</p> <p>Общие эргономические требования.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя.</p> <p>Общие эргономические требования.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина".</p> |

| | |
|---|---|
| | <p>Кресло человекаоператора. Общие эргономические требования.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 22269-76. Система "Человек-машина". Рабочее место оператора.</p> <p>Взаимное расположение элементов рабочего места.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум.</p> <p>Общие требования безопасности".</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ EN 894-1-2012. Безопасность машин. Эргономические требования к оформлению индикаторов и органов управления. Часть 1. Общие руководящие принципы при взаимодействии оператора с индикаторами и органами управления.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <p>Основные положения.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения.</p> <p><input type="checkbox"/> ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций.</p> <p><input type="checkbox"/> СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.</p> |
| <p>2. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные <p>1.2. Анализ выявленных опасных</p> | <p>1.Вредные факторы:</p> <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – повышенный уровень шума – повышенный уровень общей и локальной |

| | |
|--|---|
| <p>факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Термические источники опасности 2. Электробезопасность 3. Пожаробезопасности <p>1.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов</p> | <p>вибрации;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения; – производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Поражение электрическим током; ✓ <input type="checkbox"/> Статическое электричество; ✓ <input type="checkbox"/> Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; ✓ <input type="checkbox"/> Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; ✓ Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ нормирование рабочего времени на открытом ✓ воздухе, комплекс мероприятий по обеспечению обогрева, ✓ использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов ✓ (перчатки, очки, спецодежда), ✓ противозумные наушники, ✓ предупредительные знаки и сигналы при работе оборудования, наличие ✓ ограждений, соблюдение правил безопасности |
| <p>4. Экологическая безопасность:</p> | <p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение атмосферного воздуха и неблагоприятное воздействие физических</p> |

| | |
|---|--|
| | <p>факторов, превышение ПДВ, ПДУ</p> <p>Воздействие на литосферу: бытовые отходы, шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти</p> <p>Воздействие на гидросферу: шламосодержащие стоки производственных сточных вод</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы углеводородов C1- C10.</p> |
| <p>5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. | <p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p> |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель ООД ШБИП | Гуляев М.В. | | | . |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|--------------|---------|------|
| 3-2Б8Г1 | Лобанов И.С. | | |

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

Объектом исследования в данной работе являются парафиновые отложения, образующиеся при добыче и транспортировке нефти. Область применения – нефтедобывающая промышленность. Работа проводилась на базе НИ ТПУ. В качестве рабочей зоны при оценке эффективности методов борьбы с парафиновыми отложениями на местах месторождений рассматривается лаборатория НИ ТПУ.

Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным документом, защищающим права работающих, является Трудовой кодекс РФ. Согласно статье 212 ТК РФ, компания для каждого рабочего места должна обеспечить безопасные условия труда.

Так как оценка эффективности парафиновых отложений, образующиеся при добыче и транспортировке нефти осуществляется непосредственно на

месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [39]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера.

Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижению 50% заработка;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно

работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Также в трудовом кодексе Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021), описываются основные положения, такие как:

- обеспечение важности и необходимости всех условий для сохранения здоровья и жизни сотрудников предприятия (что является наиболее приоритетным при выполнении такой опасной операции как ГРП);
- условие финансирования труда;
- основные нормы по охране труда;
- координация деятельности в области охраны труда, окружающей среды и другие виды экономической и социальной деятельности;
- проведение плановых и внеочередных медицинских осмотров, основываясь на медицинских рекомендациях с сохранением рабочего места и среднего заработка во время прохождения данных мероприятий.
- обеспечение необходимых компенсаций, в соответствии с

Настоящим Кодексом, согласно заключенному коллективному договору между работником и предприятием, трудовым договором различными локальными актами, если работник участвует в операциях с опасными и вредными условиями труда.

Также необходимо отметить такой документ как ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования, который непосредственно и описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру

работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

5.2 Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных производственных факторов.

Опасным фактором является фактор среды и трудового процесса. Он может стать причиной возникновения острых заболеваний, в том числе приводящих к смерти. Отдельные факторы рабочей среды несут опасность в зависимости от количественной характеристики или продолжительности действия.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

| Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|--|----------------|-------------------|------------------|---|
| | Разработка | Приготовлени е | Эксплуатаци я | |
| Повышенный уровень шума | + | + | + | ГОСТ 12.1.0032014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности |
| Повышенный уровень общей и локальной вибрации | + | + | + | [43]; ГОСТ 12.1.012-90 |
| 4) Недостаточное освещение; | + | + | + | ССБТ. Вибрационная |

| | | | | |
|--|--|--|--|--|
| | | | | <p>безопасность.</p> <p>Общие требования [44]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [45]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное . Общие требования безопасности [46];</p> |
|--|--|--|--|--|

5.2.1 Недостаточное освещение

Недостаток освещения или неправильно спроектированная система освещения приводит к заболеваниям органов зрения и к ухудшению психического здоровья работника. Это вызывает усталость, сонливость, частые головные боли, повышение артериального давления, и как следствие – снижение работоспособности.

Создание благоприятных условий рабочей среды является важной частью комплекса мероприятий по охране труда и оздоровлению, при работе с оборудованием, на спецтехнике, и т.д. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение.

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм работников. Наиболее распространенные травмы - ушибы мягких тканей и переломы. Также, за счет недостаточного освещенности, происходит ухудшение остроты зрения. Фонари и прожектора используются как осветительные приборы.

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [15].

Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

Правильно освещенное помещение дает высокий уровень работоспособности.

Естественное освещение (КЕО) составляет не менее 3,0 % при верхнем или комбинированном освещении, и не менее 1,0 % при одностороннем.

5.2.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место, по адресу г. Томск проспект Ленина 43(3 корпус ТПУ, кабинет142). Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 5.1 - Оптимальные нормы микроклимата

| Период года | Температура воздуха, С° | Относительная влажность воздуха, % | Скорость движения воздуха, м/с |
|-------------|-------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Холодный | 19-23 | 40-60 | 0.1 |
| Теплый | 23-25 | | 0.1 |

Таблица 5.2 - Допустимые нормы микроклимата

| Период года | Температура воздуха, С° | | Относительная влажность воздуха, % | Скорость движения воздуха, м/с |
|-------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| | Нижняя допустимая граница | Верхняя допустимая граница | | |
| Холодный | 15 | 24 | 20-80 | <0.5 |
| Теплый | 22 | 28 | 20-80 | <0.5 |

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м^3 [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3 , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C , а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

5.2.3 Повышенный уровень шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Напряжение ЭСП не меньше 15 кВ/м [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт/см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при

кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.3. Анализ опасных производственных факторов, связанные с электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения лаборатория по адресу г. Томск проспект Ленина 43(3 корпус ТПУ, кабинет 142) относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность(относительная влажность воздуха в помещении длительно превышает 70%), высокая температура(жаркие помещения, температура воздуха в которых постоянно или периодически (более 1 суток) превышает $+30^\circ\text{C}$);, токопроводящая пыль, токопроводящих полов (металлических, кирпичных и т.п.) и возможность одновременного прикосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте обеспечение недопустимости токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения Применение защитного заземления и зануления электроустановок; автоматическое отключение, применение пониженного

напряжения, двойной изоляции и др.; применение специальных защитных средств - переносных приборов и приспособлений, средств индивидуальной защиты; четкая организация безопасной эксплуатации электроустановок.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;

- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление источников электрического тока;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.3.1 Требования к электротехническому персоналу:

Работники, которые выполняют работы в электроустановках, должны иметь соответствующую характеру работы профессиональную подготовку.

Профессиональная подготовка работников, повышение их квалификации, проверка знаний и инструктажи должны проводиться в соответствии с требованиями отраслевых и государственных нормативных актов по безопасной работе и охране труда.

Проверка состояния здоровья работников проводится до их приема на работу, а также периодически во время работы в порядке и сроках, предусмотренных Министерством здравоохранения и социального развития РФ. Совмещаемые профессии администрация предприятия обязана указывать в направлении на медосмотр.

До допуска к самостоятельной работе электротехнический персонал должен пройти обучение по приемам освобождения пострадавших от действий электрического тока, оказанию первой медицинской помощи при несчастных случаях.

Персонал, занимающийся обслуживанием электроустановок, обязательно проходит проверку знаний Правил техники безопасности, а также других нормативно-технических документов (инструкций по пожарной безопасности, использованию защитных средств, правил электроустановок и т.п.) в пределах требований, которые предъявляются к каждой определенной профессии и должности. Кроме этого такой персонал должен иметь группу по электробезопасности (приложение №1 к Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденное постановлением №3 Минтруда РФ от 05.01.2001 г. и Приказом №163 Минэнерго РФ от 27.01.2001 г.). Работники должны соблюдать все требования правил и инструкций по охране труда, а также указания, полученные при инструктаже. Прошедшим проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок выдают установленной формы удостоверение (согласно 2,3 приложениям к Правилам), в которое заносятся результаты проверки.

Персонал, имеющий право на проведение специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. К таким работам относят: испытания оборудования повышенным напряжением (кроме работ с использованием мегомметра), верхолазные работы, работы под напряжением на токоведущих частях (ремонт проводов, обмыв, чистка и замена изоляторов, смазка тросов, контроль измерительной штангой соединительных зажимов и изоляторов). С учетом местных условий перечень специальных работ может быть расширен.

Работник на стажировке или дублировании закрепляется за опытным работником посредством соответствующего распоряжения. К самостоятельной работе он допускается также распоряжением руководителя предприятия.

Любой работник в случае невозможности принятия мер по устранению нарушений настоящих Правил обязан незамедлительно сообщить обо всех замеченных нарушениях и представляющих опасность неисправностях электроустановок, инструмента и т.д. вышестоящему руководителю.

Группа I – это неэлектротехнический персонал. Список профессий и рабочих мест, которые относятся к I группе определяется руководителем организации. Работникам, усвоившим требования по электробезопасности к его производственной деятельности, присваивают I группа с оформлением в журнале (6 приложение к Правилам). I группа присваивается при помощи инструктажа, который завершается проверкой знаний в виде устного опроса и при необходимости проверкой приобретенных навыков электробезопасности и оказания первой помощи при поражении электротоком. IV группа присваивается работником, относящимся к электротехническому персоналу и имеющим III группу, который назначается распоряжением руководителя предприятия.

III группа может быть присвоена только при достижении возраста 18 лет.

При поступлении на работу, при замещении отсутствующего работника или при переводе на другой участок работы работнику при проверке знаний необходимо подтвердить имеющуюся группу применительно к электрооборудованию установки на новом участке.

При переводе работников, которые заняты обслуживанием электроустановок с напряжением менее 1000 В, на работу по обслуживанию установок с напряжением более 1000 В ему присваивается начальная группа выше III.

Специалисты по охране труда и госинспекторы, которые контролируют электроустановки, не относятся ни к электротехнологическому, ни к электротехническому персоналу. Эти специалисты должны иметь IV группу с правом инспектирования. Форма удостоверения приводится в 3 приложении

Правил. Общий производственный стаж таких работников должен составлять не менее 3 лет. Инспекторы по энергонадзору и специалисты по охране труда энергоснабжающих предприятий могут иметь V группу.

5.3.2 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНИП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материала, предел огнестойкости = 3,5 часа).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители ОП-5 1 шт, ОУ-8 1 шт используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 10000В.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;
2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;
3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислотные огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);
4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

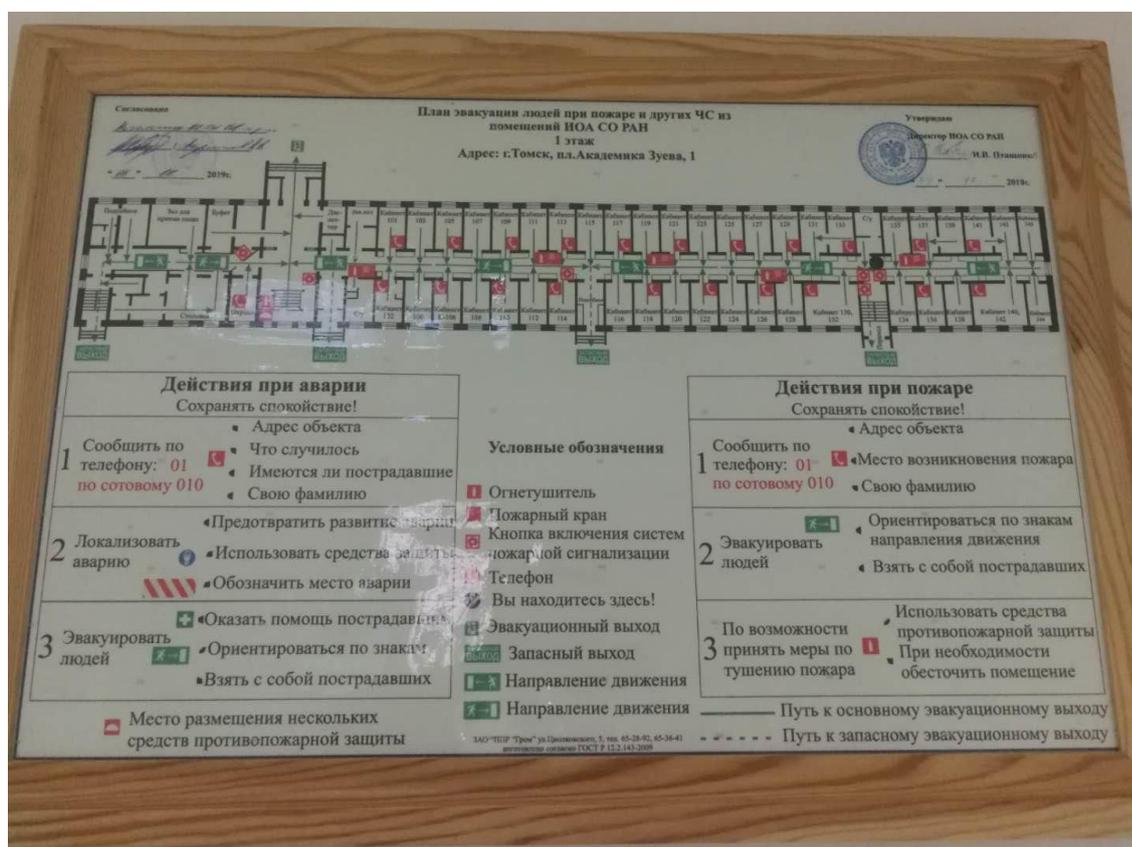


Рисунок 5.1 – План эвакуации

5.4 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;
- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке [6];

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

-Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

-Узнать, насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

1.Использовать услуги профессиональной компании по рециклингу, которая может приехать и забрать все приборы, которые планируется сдать в переработку.

2.Можно обратиться в местный муниципалитет по вопросу переработки электроники.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

Заключение

В ходе исследования был проведен анализ проблем и причин образования АСПО. Были подробно изучены современные методы борьбы с АСПО в полевых условиях.

Борьба с АСПО имеет два аспекта: предотвращение и удаление, т.е. использование гладкостных покрытий, физических, химических, термических и механических методов;

Рассмотрены методы, применяемые на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Наиболее часто применяемыми методами являются очистка скважин термомаслом, механическая обработка уже образовавшихся отложений и использование химических реагентов (ингибиторов образования АСПО и растворителей АСПО).

Также были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие в нефтегазодобывающих компаниях. Также предложены меры по минимизации воздействия этих факторов.

Определен перечень возможных аварийных ситуаций на рабочем месте. В этой главе представлены существующие нормативные акты и специальные правила, чтобы разделить многочисленные нормы трудового права на различные категории.

Кристаллизация и налипание парафина являются серьезной проблемой в нефтяной промышленности. Помимо применения ингибиторов, контроля температуры и давления, также могут быть использованы другие методы, такие как установка оборудования для растворения парафина и устройства для механического удаления накопившегося осадка. В целом, борьба с налипанием парафина является важной задачей для нефтяной промышленности, и требует постоянного внимания и инноваций.

Список используемых источников

1. Misra Sanjay; Baruah Simanta; Singh Kulwant – Paraffin Problems in Crude Oil Production And Transportation: A Review//SPE Production & Facilities, 1995
2. Ященко, И. Г. Парафинистые и малопарафинистые нефти — закономерности пространственных и временных изменений их свойств / И. Г. Ященко // Технологии нефти и газа – 2009. – № 5. – С. 7-10
3. Sanjay, M.; Simanta, B.; Kulwant, S. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review. SPE Prod. Facil. 1995, 10, 50–54.
4. Marwa M. El-Dalatony , Byong-Hun Jeon 1, El-Sayed Salama , Mohamed Eraky , Won Beom Kim , Jihoon Wang and Taewoong Ahn. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines/Energies 2019, 12, 967.
5. R.M. Jorda – Paraffin Deposition and Prevention in Oil Wells//J Pet Technol 18 (12): 1605–1612, 1966
6. Глущенко В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, В. Н. Силин. - М. : Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
7. Kök, M.V.; Varfolomeev, M.A.; Nurgaliev, D.K. Wax appearance temperature (WAT) determinations of different origin crude oils by differential scanning calorimetry. J. Pet. Sci. Eng. 2018, 168, 542–545
8. Singh, P.; Venkatesan, R.; Fogler, H.S.; Nagarajan, N. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. AIChE J. 2000, 46, 1059–1074.
9. Kumar, D.; Chishti, S.S.; Rai, A.; Patwardhan, S.D. Scale inhibition using nano-silica particles. In Proceedings of the SPE Middle East Health, Safety, Security, and Environment Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 2–4 April 2012.
10. Frenier, W.W.; Ziauddin, M. Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2008.

11. Sun, X.; Ni, H.; Qiao, H.; Wang, X.; Ma, B.; Wang, R.; Shen, Z.; Zhao, M. Experimental study on the mechanism of carbon dioxide removing formation paraffin deposits. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2016, 32, 59–65.
12. Newberry, M.E.; Barker, K. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. In *Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, USA, 10–12 March 1985*.
13. Marathe, R.; Turner, M.L.; Fogden, A. Pore-scale distribution of crude oil wettability in carbonate rocks. *Energy Fuels* 2012, 26, 6268–6281.
14. Shaojun, W.; Civan, F.; Strycker, A.R. Simulation of paraffin and asphaltene deposition in porous media. In *Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, TX, USA, 16–19 February 1999*.
15. Sanjay, M.; Simanta, B.; Kulwant, S. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review. *SPE Prod. Facil.* 1995, 10, 50–54
16. Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования : предупреждение и удаление – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
17. Марьин В. И., Акчурин В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с.
18. Апасов, Т. К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией / Т. К. Апасов, Г. Т. Апасов, А. В. Саранча // *Современные проблемы науки и образования* – 2015 – № 2-
19. Ashton JP, Kirspel LJ, Nguyen HT, Credeur DJ (1989) In situ heat system stimulates paraffinic-crude producers in Gulf of Mexico. *SPE Prod Eng* 4:157–160
20. Allen TO, Roberts AP (1978) *Production operations 2. Well completions, workover, and simulation, 3rd edn.* Oil & Gas Consultants International, Inc, Tulsa

21. Adewumi MA, Eltohami ES, Solaja A (2003) Possible detection of multiple blockages using transients. J Energy Resour. Technol [Internet] 125(2):154.
22. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000, - 653 с.: ил.
23. 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. 2001. № 5. С. 33-36 с.
24. Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
25. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации /Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. — Том - 5. — Москва: 2001. — 431 с.
26. Кучумов, Р. Я. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафино-солеотложениями / Р. Я. Кучумов, М. Ф. Пустовалов, Р. Р. Кучумов. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2005. – 186 с
27. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
28. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
29. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
30. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
31. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
 33. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
 34. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
 35. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
 36. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
 37. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
 38. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
- ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.