

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « ██████ - ██████ » |

УДК 622.692.4.053-776-048.35

Студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич | | |

Руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Шадрина А.В. | д.т.н., доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Профессор ОСГН | Гасанов М.А. | д.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Мезенцева И.Л. | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н., доцент | | |

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

| Код | Результат освоения ООП | Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон |
|-----|--|---|
| P1 | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i> |
| P2 | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i> |
| P3 | Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i> |
| P4 | Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i> |
| P5 | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i> |
| P6 | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i> |
| P7 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i> |
| P8 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН. | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i> |
| P9 | Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС. | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i> |

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ 28.02.2022 Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|---------------------------|
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич |

Тема работы:

Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - »

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 39-43/с от 08.02.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| Исходные данные к работе | |
|--|--|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ol style="list-style-type: none">1. Характеристики объекта2. Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода3. Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств4. Расчетная часть5. Финансовый менеджмент. |

| | |
|---|---|
| | 6. Социальная ответственность. |
| Перечень графического материала | 1. Технологические схемы КПП СОД, рисунки, таблицы. |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Гасанов М.А., д.э.н, профессор ОГСН, ШБИП |
| «Социальная ответственность» | Мезенцева И.Л., старший преподаватель ООД, ШБИП |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат | |

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 28.02.2022 г. |
|---|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Шадрина А.В. | д.т.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------|---------|------|
| 3-2Б7А | Анохин А.Е. | | |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 06.06.2022 г. |
|--|---------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 28.02.2022 | <i>Введение</i> | 5 |
| 06.03.2022 | <i>Обзор литературы</i> | 20 |
| 18.03.2022 | <i>Характеристика объекта исследования</i> | 5 |
| 24.03.2022 | <i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i> | 15 |
| 29.04.2022 | <i>Особенности эксплуатации систем газораспределения и газоснабжения сетей среднего и низкого давлений в прибрежных районах с морским климатом.</i> | 20 |
| 14.05.2022 | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | 10 |
| 31.05.2022 | <i>Социальная ответственность</i> | 10 |
| 04.06.2022 | <i>Заключение</i> | 5 |
| 06.06.2022 | <i>Презентация</i> | 10 |
| | <i>Итого</i> | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Шадрина А.В. | д.т.н., доцент | | |

Согласовано:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОНД | Брусник О.В. | к.п.н. | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа предоставлена на 101 листах, 13 рисунках, 26 таблицах, 33 источников литературы.

Ключевые слова: очистные устройства, методы очистки, очистка внутренней полости, технологические переключения КПП СОД, очистные устройства Семигор.

Объектом исследования являются осложняющие факторы при производстве внутритрубной полости трубопровода.

Целью данной работы является разработка решений по повышению эффективности работы оборудования в процессе очистки и диагностики трубопровода.

Областью применения являются межпромысловый нефтепровод «██████████» – ██████████»

Экономическая эффективность/значимость работы состоит в уменьшении затрат на приобретение щелочных источников питания и повышение эффективности поиска очистных устройств.

| | | | | | | | | |
|----------|--------------|----------|---------|-----|--|--|------|--------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « ██████████ » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | | | |
| Разраб. | Анохин А.Е. | | | | Реферат | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Шадрина А.В. | | | | | | 6 | 101 |
| Рук. ООП | Брусник О.В. | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | |

THE ABSTRACT

The final attestation work is provided on 101 sheets, 13 figures, 25 tables, 39 sources of literature.

Key words: cleaning devices, cleaning methods, cleaning of internal cavity, technological switching of the SOD checkpoint, cleaning devices Semigor.

The object of the study is the complicating factors in the production of the intratubal cavity of the pipeline.

The purpose of this work is to develop solutions to improve the efficiency of equipment in the process of cleaning and diagnosing the pipeline.

The scope of application is the interfield oil pipeline "Suzun-Vankor"

The economic efficiency / significance of the work is to reduce the cost of purchasing alkaline power sources and increase the efficiency of the search for cleaning devices.

| | | | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|---------------------|----------------|------------|---|--|--|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | THE ABSTRACT | | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Анохин А.Е.</i> | | | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Шадрина А.В.</i> | | | | | | | 7 | 101 |
| <i>Рук. ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | | | |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Термины и определения, применяемые в данной работе:

Число Рейнольдса: безразмерная величина, характеризующая отношение инерционных сил к силам вязкого трения в вязких жидкостях и газах.

Турбулентное течение: явление, заключается в том, что при увеличении интенсивности течения жидкости или газа в среде самопроизвольно образуются многочисленные нелинейные фрактальные волны и обычные, линейные различных размеров, без наличия внешних, случайных, возмущающих среду сил и/или при их присутствии.

Эффективный диаметр: это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику.

| | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|---------------------|----------------|------------|---|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Анохин А.Е.</i> | | | ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Шадрина А.В.</i> | | | | | 8 | 101 |
| <i>Рук. ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | |

СОКРАЩЕНИЯ

ОУ – очистное устройство;

■ – ■ производственный участок;

■ – ■ производственный участок;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

МПН – межпромысловый нефтепровод;

ТО – техническое обслуживание;

MFI – Magnetic Flux Leakage;

КПП СОД – камера пуска приема средств очистки и диагностики;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЗА – запорная арматура;

Re – число Рейнольдса;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ЧС – чрезвычайные ситуации.

| | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|---------------------|----------------|------------|---|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода «■-■» | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Анохин А.Е.</i> | | | ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Шадрина А.В.</i> | | | | | 9 | 101 |
| <i>Рук. ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | |

| | |
|--|-----------|
| 2.8. Ремонт и техническое обслуживание скребков | 29 |
| 2.9. Приборы поиска очистных устройств..... | 31 |
| 2.10. Внутритрубная диагностика трубопровода..... | 34 |
| 2.11. Диагностические устройства применяемы для внутритрубной диагностики на межпромысловом трубопроводе..... | 36 |
| 2.12. Осложняющие факторы при производстве очистке внутренней полости трубопровода | 40 |
| 3. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПУСКА И ПРИЕМА ОЧИСТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ | 42 |
| 3.1. Оборудование и средства для запуска очистных и диагностических устройств..... | 42 |
| 3.2. Подготовительные работы по запуску очистных и диагностических устройств..... | 43 |
| 3.3. Технологические переключения на участке межпромыслового трубопровода « - »..... | 44 |
| 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ | 49 |
| 4.1. Исходные данные | 49 |
| 4.2. Гидравлический расчет нефтепровода..... | 49 |
| 4.3. Определим силы, воздействующие на очистное устройство при движение в трубопроводе | 52 |
| 4.4. Определение параметров парафиноотложений | 54 |
| 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 58 |
| 5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 58 |

| | |
|-------------------------------------|----|
| 6.3.1. Защита селитебной зоны | 93 |
| 6.3.2. Защита атмосферы | 93 |
| 6.3.3. Защита гидросферы..... | 94 |
| 6.3.4. Защита литосферы..... | 94 |
| 6.4. Безопасность в ЧС | 96 |
| Вывод по разделу | 97 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 98 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 99 |

ВВЕДЕНИЕ

Межпромысловые трубопроводы являются главными связующими участками между группой промыслов и являются стратегически важными. Особое внимание уделяется их обслуживанию и диагностированию, ведь по данным трубопроводам бежит товарная нефть готовая к сдаче на участок приема в основную магистральную линию.

Особое внимание уделяется очистке и диагностике. Очистку внутренней полости трубопровода проводится на регулярной основе, если пренебрегать очисткой произойдет уменьшение объемов перекачки, дополнительно увеличится абсолютная шероховатость стенок трубы, которая в свою очередь ускорит процессы образования парафиноотложений, увеличится темп коррозионного износа внутренней полости трубопровода.

Наряду со снижением уровня эксплуатационной надежностью эти процессы также способствуют увеличению гидравлического сопротивления нефтепровода, что приводит к увеличению энергозатрат на транспортировку нефти. Чистота полости нефтепровода обеспечивает надежную безаварийную работу линейной части с заданными параметрами производительности и самое главное без изменения физико-химических свойств товарной нефти.

Одним из самых распространенных способов очистки трубопровода является механическая очистка трубопровода путем пропуска очистных устройств в виде скребков.

Диагностика нефтепровода также играет немаловажную роль, как и очистка трубопровода. Внутритрубная диагностика позволяет выявить дефекты, которые могут повлечь за собой отказ нефтепровода. Основным видом диагностики является пропуск инспекционных приборов – магнитных

| | | | | | | | | |
|----------|------|--------------|---------|-----|---|--|------|--------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | | | |
| Разраб. | | Анохин А.Е. | | | Введение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Шадрина А.В. | | | | | 14 | 101 |
| Рук. ООП | | Брусник О.В. | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | |

дефектоскопов. Основной целью данных инспекционных приборов является определение формы поперечного сечения трубопровода, а также выявления трещин, вмятин, гофр, уменьшение стенки трубы и определение внутренней коррозии вопросы являются актуальными и определяют цель данной работы.

Целью работы является разработка решений по повышению эффективности работы оборудования в процессе очистки и диагностики трубопровода.

Для достижения поставленной цели нужно решить следующие задачи:

- рассмотреть виды, назначения и конструкции очистных и диагностических устройств, применяемых для очистки и диагностики внутренней полости межпромыслового трубопровода;
- рассмотреть технологию запуска и приема очистных устройств;
- выявить производственные проблемы при пропуске устройств по трубопроводу выработать рациональное предложение;
- предоставить экономическое обоснование технического решения;
- изучить вопросы социальной ответственности при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1. Общие сведения

Объект исследования расположен в Таймырском районе Красноярского края. Трасса межпромыслового трубопровода берет начало на [REDACTED] производственном участке (далее [REDACTED]) с камеры запуска 0 км, заканчивается на [REDACTED] производственном участке (далее [REDACTED]) 97 км.

В географическом отношении участок проектирования объектов межпромыслового нефтепровода расположен к западу от центральной части Нижнеенисейской возвышенности, прослеживающийся с севера на юг по левобережному бассейну нижнего Енисея, занимающему северо-восточную окраину Западно-Сибирской равнины.

Положение территории в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и в зоне вечной мерзлоты определяет ее основные физико-географические особенности.

Межпромысловый нефтепровод [REDACTED] – [REDACTED] DN 500 протяженностью 97 км предназначен для транспорта нефти, подготовленной до товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002, с обводненностью не более 0,25%, а так же для временного транспорта некондиционной нефти с обводненностью более 0,25%.

1.2. Природно-климатическая характеристика

На территории прохождения межпромыслового трубопровода «[REDACTED]-[REDACTED]» по характеру растительности, относится к зоне тундры и лесотундры. Растительность района представлена: угнетёнными лиственницами, елью, пихтами, карликовыми берёзами, кустарниками.

| | | | | | | | | |
|----------|------|--------------|---------|-----|---|--|------|--------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода «[REDACTED]-[REDACTED]» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | Характеристика объекта | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Анохин А.Е. | | | | | 16 | 101 |
| Руковод. | | Шадрина А.В. | | | | | | |
| Рук. ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |

На плоских водоразделах – заболоченная тайга; на возвышенных сухих участках встречаются – сосна, в долинах рек и ручьев – кедр, ольха, берёза, ива и разнообразный кустарник. Травянистая растительность представлена мхами и лишайниками.

По климатическому районированию объект расположен на условной границе между Атлантической областью Арктического климатического пояса и Атлантической областью Субарктического климатического пояса.

Климат территории в значительной степени сформирован следующими факторами:

- географическим положением в высоких широтах;
- близостью Арктического бассейна;
- влиянием арктических и атлантических воздушных масс;
- характером рельефа.

Основная черта климата – резкая континентальность, которая проявляется в больших различиях между температурами зимы и лета, а также между дневными и ночными температурами. Зима продолжительная суровая с сильными морозами и ветрами. Летний сезон короткий холодный и дождливый. Характерны частая и резкая смена погоды, не определенность общеустановленных сезонов, очень короткий безморозный период.

Холодный период года, со среднемесячными температурами ниже нуля градусов, длится в среднем восемь месяцев в году, с октября по май. На протяжении пяти месяцев (ноябрь – март) средние месячные температуры держатся ниже минус 20°C. Минимальная абсолютная температура воздуха за год составляет минус 55.5°C, средний из абсолютных минимумов за год – минус 49.8°C.

Средняя продолжительность холодного периода 240 дней, теплого – 125. Средняя продолжительность периода с устойчивым переходом среднесуточной температуры воздуха через 0°C к положительным значениям составляет 122 дня, с 26 мая по 25 сентября.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| | | | | | | 17 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | |

Годовое количество осадков на территории месторождения относительно большое – 458 мм за год. Наименьшее месячное количество осадков приходится на февраль - март, наибольшее на август-сентябрь.

Устойчивый снежный покров в среднем образуется во второй декаде октября и разрушается в третьей декаде мая. Продолжительность периода со снежным покровом в среднем составляет 223 дня. Снег залегает по территории неравномерно. На возвышенных открытых местах высота снежного покрова может составлять несколько десятков сантиметров, одновременно в ложбинах и нешироких долинах ручьев высота снежного покрова может достигать нескольких метров. Максимальная из наибольших высот снежного покрова (из наблюдений по постоянной рейке) составляет 154 см, минимальная из наибольших – 87 см. Расчетная высота снежного покрова 5% обеспеченности составляет 151 см.

1.3. Характеристика межпромыслового трубопровода

Межпромысловый нефтепровод: линейной части нефтепровода трубы из стали 13ХФА (конструкционная углеродистая) прочности К56, стальные прямошовные электросварные, повышенной коррозионной стойкости и холодостойкости с трехслойной изоляцией. Состав теплогидроизоляционного и антикоррозионного покрытия в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 :

- первый слой – эпоксидное покрытие толщиной 350 мкм;
- второй слой – пенополиуретан плотностью не менее 60 кг/м³ толщиной 100мм;
- третий слой – спиральновитая оболочка из оцинкованной стали толщиной 0,8 мм первого класса покрытия.

Трасса трубопровода характеризуется следующими объектами

1. Межпромысловый трубопровод подготовленной нефти « » - », согласно ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», относится к II классу II категории;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 18 |

2. Узлы запуска и приёма очистных устройств (0 - 97,7 км), а также участки по 250м, примыкающие к ним;

3. Резервная нитка нефтепровода на переходе методом ННБ через реку Большая [REDACTED]. Категория участков нефтепровода на подводном переходе через р. Большая [REDACTED] и надземном балочном переходе через р. [REDACTED] согласно ГОСТ Р55990-2014 повышена до I категории;

4. Переходы через автомобильные дороги IV и IVп категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 каждый от подошвы насыпи земляного полотна дороги;

Охранная зона нефтепровода, согласно ГОСТ Р55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», устанавливается вдоль его трассы в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Вдоль подводных переходов нефтепровода – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключённого между параллельными плоскостями, отстоящими от его оси на 100 м с каждой стороны.

Номинальный срок службы межпромыслового нефтепровода определён на основании и составляет 20 лет. Трубопровод был запущен в промышленную эксплуатацию в 2016 г. Срок службы до проведения промышленной экспертизы 11 лет.

1.4. Состав транспортируемой нефти

Межпромысловый трубопровод «[REDACTED] – [REDACTED]» предназначен для транспорта для транспорта нефти, подготовленной до товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002.

Транспортируемая по нефтепроводу продукция представляет собой средневязкую, высокопарафинистую, малосмолистую нефть. Качество нефти, подготовленной до товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ Р

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 19 |

51858-2002, соответствует классу 1, Тип 0(1), группа 1, вид 1, со следующими параметрами:

- массовая доля воды – не более 0,25%;
- давление насыщенных паров – не более 66,7 кПа;
- массовая доля сероводорода – не более 20млн-1 ppm;
- массовая доля парафина – не более 6%;
- массовая доля серы – не более 0,6%;
- плотность нефти – 825,6 кгс/см³;
- обводненность нефти не более 0,25%;
- вязкость – не более 25сСт при температуре 20°C.

Температура кристаллизации парафина 48°C. Температура застывания перекачиваемой нефти минус 5°C.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 20 |

2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЧИСТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЙ И ДИАГНОСТИКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

2.1. Назначение очистных устройств

Очистные устройства предназначены для очистки внутренней полости трубопровода от различных отложений, таких как: парафино-смолистые отложения, камни, песок, остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода, скопления воды и газа, а также посторонние предметы.

2.2. Назначение диагностических устройств

Диагностические устройства предназначены для выявления дефектов линейной части трубопроводов и оценки технического состояния дефектных участков без вывода трубопроводов из эксплуатации.

2.3. Виды очистки внутренней полости трубопровода

В зависимости от целей очистки внутренней полости трубопровода, существует несколько видов очистки:

- периодическая – выполняется при текущей эксплуатации, с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности трубопровода и энергозатрат на перекачку, удаления скоплений воды с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- преддиагностическая – выполняется для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости трубопровода для проведения внутритрубной диагностики;

| | | | | | | | | |
|----------|--------------|----------|---------|-----|---|--|------|--------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « ■■■■ - ■■■■ » | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | Анохин А.Е. | | | | | | 21 | 101 |
| Руковод. | Шадрина А.В. | | | | | | | |
| Рук. ООП | Брусник О.В. | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |

- внеочередная – выполняется при отклонении показателей эксплуатации трубопроводов (пропускная способность, эффективный диаметр, температура перекачиваемой среды, расход, удельные энергозатраты).

Проводится очистка двумя и более очистных устройств. Целевую очистку допустимо производить пропуском одного очистного устройства.

Очистка проводится в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями главным инженером эксплуатирующей организации.

Планирование работ по очистке нефтепровода производится путем формирования годового и на его основе месячных планов работ с учетом:

- требований периодичности очистки;
- годового плана внутритрубной диагностики;
- необходимости проведения целевой очистки после проведения ремонтных работ в соответствии с планом остановок нефтепровода[1].

2.4. Периодичность очистки межпромыслового трубопровода

Для сохранения пропускной способности и подготовки трубопровода к внутритрубной диагностике проводится очистка внутренней поверхности трубопровода от асфальтосмолопарафинистых отложений, посторонних предметов, воды и льда, отложений кристаллогидратов и газового конденсата согласно Типовым требованиям Компании № П1-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов».

Пропуск ОУ должен производиться при скоростях потока не ниже 0,3 м/с. Рекомендованные условия очистки обеспечиваются при скоростях до 2 м/с для нефтепроводов и 4–7 м/с для газопроводов.

Периодичность очистки МТ очистными устройствами определяют индивидуально для каждого МТ в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти (нефтепродукта) с учетом влияния на них температуры окружающей среды согласно ГОСТ 34182-2017.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 22 |

Работы по очистке МТ следует выполнять в соответствии с требованиями технологических регламентов.

На основании особенностей эксплуатации и свойств транспортируемой среды, по результатам предшествующих очисток в зависимости от количества и вида отложений, вынесенных из трубопровода, и динамики давления в трубопроводе формируется годовой график периодической очистки внутренней полости трубопроводов.

При отклонении контролируемых показателей эксплуатации участков трубопроводов (пропускная способность, эффективный диаметр, удельные энергозатраты) от максимально допустимых, проводится внеочередная очистка, и вносятся корректировки в планы периодичности очистки.

При наличии на участках трубопроводов резервных ниток подводных переходов, лупингов и обводных линий в первую очередь планируется их очистка, затем очистка самого участка трубопровода. При этом должна соблюдаться следующая последовательность очистки: резервные нитки подводных переходов, лупинги, обводные линии, основная нитка. Преддиагностическая очистка осуществляется путем пропуска ОУ до достижения чистоты внутренней поверхности трубопровода, соответствующей требованиям для пропуска внутритрубных диагностических устройств. Преддиагностическая очистка участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложениями, осуществляется путем пропуска ОУ и вводом ингибитора парафиноотложений в нефтепровод (при необходимости)[2].

2.5. Состав очистного устройства

В современном процессе транспорта нефти по трубопроводу меняются не только технологии перекачки, но и условные диаметры трубопроводов. В настоящее время система функционирующих трубопроводов включает в себя широкое разнообразие диаметров от 159 мм до 1220 мм. И каждая организация, должна иметь соответствующее оборудование для обслуживания имеющихся у

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 23 |

них трубопроводных систем. Отсюда и возникает различная классификация и виды очистных устройств.

В состав очистного оборудования МПН, как правило, входят следующие внутритрубные снаряды:

- скребки-калибры;
- очистные скребки;
- поршни-разделители внутритрубные.

Из всего многообразия устройств выделяется небольшая группа, наиболее часто используемая на практике. К этой группе относятся очистные скребки. Очистные скребки просты в эксплуатации и эффективны при очистке магистральных нефтепроводов[3].

2.6. Производители очистных устройств

В настоящее время для очистки межпромысловых трубопроводов широко используются очистные скребки конструкции Центр очистки трубопроводов «Семигорье». ООО «ЦОДТ «Семигорье» российская компания, которая занимается разработкой и изготовлением очистных поршней для трубопроводов, а также приборов поиска застрявших поршней.

ООО «ЦОДТ «Семигорье» выпускает скребки для очистки трубопроводов диаметром от 57 – 1420 мм включительно, предназначенные для:

- очистки трубопровода при подготовке к внутритрубной диагностике;
- очистки трубопровода от отложений, строительного мусора и других предметов;
- удаление окалина и парафина с коррозионных язв (при оснащении щеточными блоками очистного устройства).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 24 |

В качестве чистящих элементов очистного устройства, используются диски и манжеты. Изготовление чистящих элементов производится из прочного и износостойкого полиуретана. Также, для всех видов ОУ предусматривается использование их с передатчиком, который позволяет обнаружить скребок в случае застревания его в трубопроводе.

ООО «ЦОДТ «Семигорье» является сертифицированным по BVQI и имеет следующие сертификаты:

- ISO 9001:2008 – система менеджмента качества (сертификат №RU228048Q-U);
- ISO 144001:2004 – система экологического менеджмента (сертификат №RU17495E);
- OHSAS: 18001:2007 – система менеджмента охраны труда и промышленной безопасности (сертификат №RU228048H)[4].

2.6. Очистные устройства, для очистки внутренней полости, применяемые на межпромысловом трубопроводе

На межпромысловом трубопроводе применяют следующие очистные устройства. Скребки типа Семигор – Д6, Семигор Д4, Семигор- Д6-Т. Скребки этих типов применяют для очистки нефтепровода от парафиносмолистых отложений, посторонних предметов, а так же перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов.

Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска очистных скребков, составляет 85% от наружного диаметра трубопровода D_n .

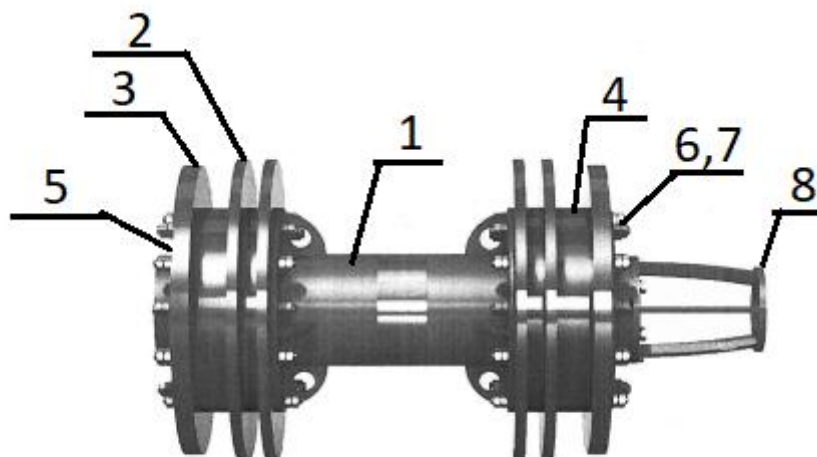
Скребки оборудуются передатчиками Семигор – С-80-95. Передатчик излучает инфранизкочастотные электромагнитные колебания (сигналы), обладающие высокой проникающей способностью, в виде импульсов – сигнал/пауза. Коэффициент надежности датчика – 0,9. Межремонтный ресурс 2 года.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 25 |

Подъем и перемещение скребков производится за строповочные отверстия на корпусе очистного устройства.

2.7. Назначение, устройство и технические характеристики очистных скребков типа Семигор-Д4, Д6

Основные очистные скребки – типа Семигор Д, которые применяются для периодической очистки от парафиносмолистых отложений, а так же перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов, отображены на рисунке 2.7.1., 2.7.2.



1-корпус, 2- диск чистящий (4 шт.), 3- опорный диск (2 шт.), 4- промежуточный диск (6шт), 5- фланец (прижимной), 6,7- Шпилька МАРК.Ш14.240.00 и гайка М14, 8- защитный бампер

Рисунок 2.1 – поршень Семигор-Д6-С95-530

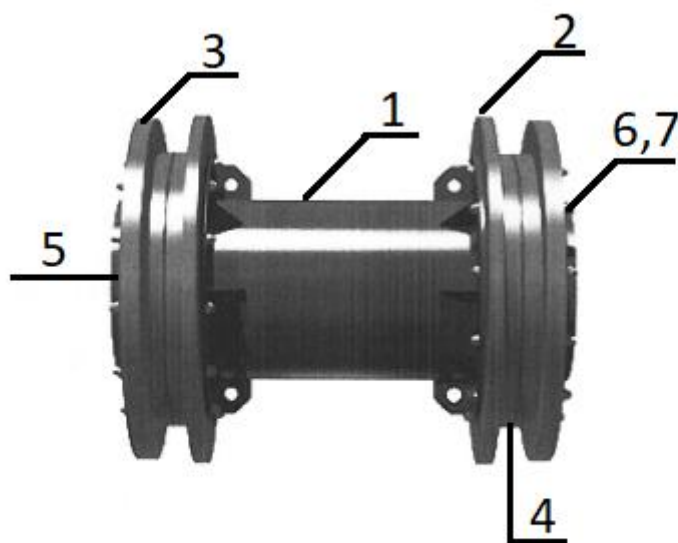
Конструкция скребка Д6 представляет собой стальную полую конструкцию. В передней и задней части корпуса приварены фланцы, на которых обеспечивается крепление одного опорного, двух чистящих и 3 промежуточных дисков с помощью шпилек. Такая конструкция позволяет произвести быстрый ремонт очистного устройства в полевых условиях.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 26 |

В задней части так же имеется отверстие для установки передатчика, который устанавливается дополнительно, защищается бампером[5].

Таблица 2.1 – Технические характеристики скребков Семигор Д4-Д6

| Тип | Диаметр трубопровода | Длина, мм | Вес, кг | Макс. Скорость передвижения поршня, км/ч | Мин. Радиус отвода трубопровода на 90° |
|------------|----------------------|-----------|---------|--|--|
| Д6-С95-530 | 530 | 880 | 95 | Не более 10 км/ч | 1,5 Dн |
| Д4-С95-530 | 530 | 680 | 75 | Не более 10 км/ч | 1.5 Dн |



1-корпус, 2- диск чистящий (4 шт.), 3- опорный диск (2 шт.), 4- промежуточный диск (6шт), 5- фланец (прижимной), 6,7- Шпилька МАРК.Ш14.240.00 и гайка М14, 8- защитный бампер

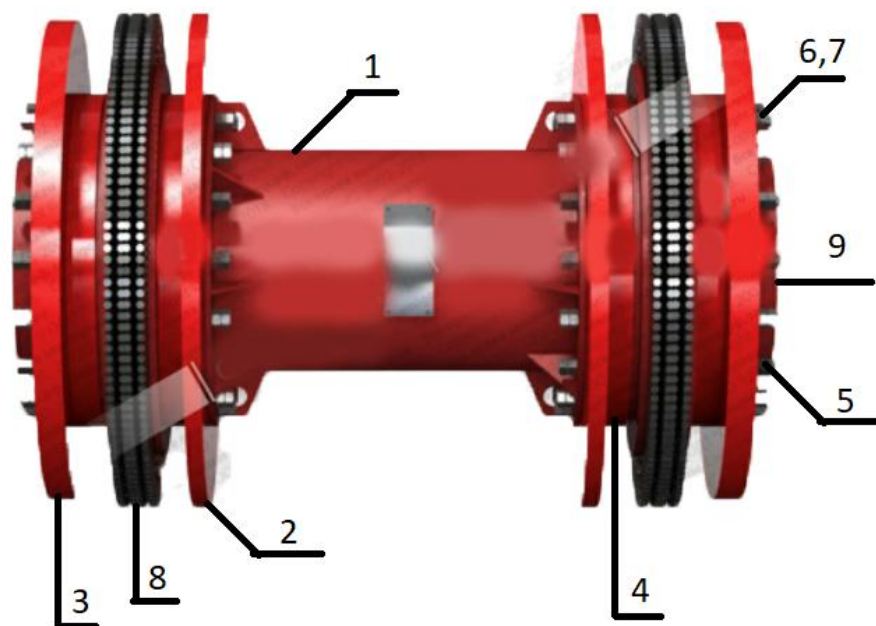
Рисунок 2.2 – Поршень Семигор-Д4-С95 -530

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 27 |

Конструкция скребка Д4 представляет собой стальную полуу конструкцию. В передней и задней части корпуса приварены фланцы, на которых обеспечивается крепление одного опорного, одного чистящего и двух промежуточных дисков с помощью шпилек. Такая конструкция позволяет произвести быстрый ремонт очистного устройства в полевых условиях.

В задней части так же имеется отверстие для установки передатчика, который устанавливается дополнительно, защищается бампером[6].

На заключительной стадии очистки перед пропуском инспекционных приборов пропускают скребок с дополнительной секцией в виде блока щеток. Такой скребок называется Семигор Д6-ТС95-530, который изображен на рисунке 2.7.3.



1-корпус, 2- диск чистящий (2 шт.), 3- опорный диск (2 шт.), 4- промежуточный диск (6шт), 5- фланец (прижимной), 6,7- Шпилька МАРК.Ш14.240.00 и гайка М14, 8- щеточный блок, 9- посадочное отверстие для передатчика.

Рисунок 2.3 – Поршень Семигор-Д6-ТС95-530

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 28 |

Скребок Д6-ТС95-530 представляет собой стальную полую конструкцию. В передней и задней части корпуса приварены фланцы, на которых обеспечивается крепление одного опорного, одного чистящего, одного щеточного блока и трех промежуточных дисков с помощью шпилек. Такая конструкция позволяет произвести быстрый ремонт или замену чистящих дисков очистного устройства в полевых условиях.

В задней части так же имеется отверстие для установки передатчика, который устанавливается дополнительно, защищается бампером[7].

Таблица 2.2 – Характеристики Семигор-Д6-ТС95-530

| Тип | Диаметр трубопровода | Длина, мм | Вес, кг | Макс. скорость передвижения поршня, км/ч | Мин. радиус отвода трубопровода на 90° |
|-------------|----------------------|-----------|---------|--|--|
| Д6-ТС95-530 | 530 | 880 | 115 | Не более 10 км/ч | 1,5 Dн |

2.8. Ремонт и техническое обслуживание скребков

Любое оборудование необходимо обслуживать и своевременно ремонтировать. Очистные устройства в период эксплуатации подвергаются различным воздействиям, чистящие диски и узлы соединения по истечению времени приходят в неисправное состояние. Повышается риск разрушения очистного устройства внутри трубопровода, это может привести к аварийной ситуации на трубопроводе, и потребует дополнительных затрат в виде повторного запуска очистного устройства, до полной очистки от остатков разрушенного скребка.

Мероприятия по техническому обслуживанию приведены в эксплуатационной документации, по поддержанию очистного устройства в технически исправном состоянии в течении его эксплуатации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 29 |

При техническом обслуживании выполняются следующие операции:

- очистка всех элементов ОУ от нефтепродуктов, парафина, грязи и смолистых отложений;
- визуальный контроль состояния крепежных элементов;
- визуальный контроль сваренных между собой элементов крепления;

После очередного использования очистного устройства произвести оценку технического состояния произвести ТО, или произвести ремонт. При износе кромки диска менее чем на 25% допускается его повторное использование. При износе кромки от 25% до 50% допускается его повторное использование при условии установки его на скребок обратной стороной, ранее не использованной стороной вперед. В случае большой протяженности участка и значительном предполагаемом износе не рекомендуется использовать перевернутые диски и диски с износом кромки более 25%.

Не допускается также использование дисков с износом более 50% или по причинам механических повреждений[8].

Для оценки износа дисков производятся замеры наружного диаметра диска. За 100% износ принимается значение отличное от номинального значения на 50% как показано на рисунке 2.4

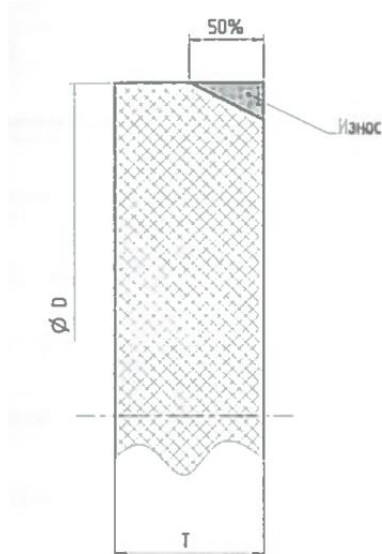


Рисунок 2.4 – Оценка состояния диска

D – диаметр диска;

T – толщина диска

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|---|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости твнбпровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 30 |

2.9. Приборы поиска очистных устройств

При использовании очистных и диагностических устройств часто используются приборы для поиска очистных устройств. Данные приборы помогают обнаружить очистное устройство на протяжении всего участка трубопровода. Для очистных устройств типа Семигор Д6-С95-530 используются передатчики типа Семигор – С-80-95.

Данный передатчик устанавливается на очистное устройство или диагностическое для трубопроводов диаметром от 377 мм.

Принцип работы приборов поиска: передатчик излучает инфранизкочастотные электромагнитные сигналы, обладающие высокой проникающей способностью, в виде импульсов – сигнал/пауза. Приемник принимает, обрабатывает и регистрирует сигнал от передатчика.

Назначение передатчика: предназначен для подачи сигнала, который позволит определить местонахождение очистного устройства.

Передатчик Семигор – С-80-95 оснащен фланцем для установки на очистные поршни. Цифры «80» в названии передатчика обозначает диаметр корпуса передатчика, «95» - межосевое расстояние между отверстиями фланца под крепежные болты. Для установки передатчика поршень должен быть оснащен посадочным местом, показано на рисунке 2.5

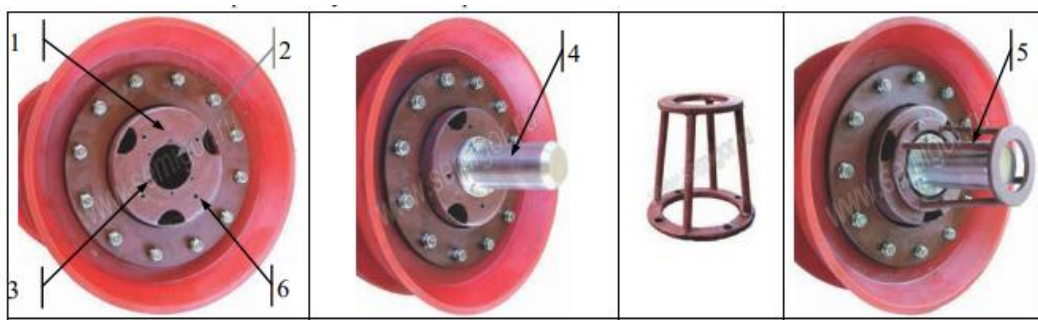


Рисунок 2.5 – Установка передатчика на поршень. 1 – место для закрепления передатчика; 2 – посадочное отверстие; 3 –

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 31 |

отверстия для закрепления передатчика; 4 – передатчик; 5 – защитный бампер; 6 – отверстия крепления защитного бампера.

Передатчик может излучать три типа сигнала:

- кодированный сигнал;
- меандровый сигнал 22 Гц;
- комбинированный сигнал.

Кодированный сигнал (код) – сигнал, представляющий собой последовательность (пачку) импульсов различной длительности и полярности. Кодовая последовательность оптимизирована для достижения максимальной помехозащищенности. Передатчик формирует периодические пакеты сигналов, состоящие из пачек кода и пауз. Для распознавания кодированного сигнала приемники Семигор-Р/Р-Т оснащены соответствующим декодером. Такой способ существенно снижает вероятность ложного срабатывания приемника и обеспечивает высокую помехоустойчивость по сравнению с периодическим сигналом частотой 22 Гц (меандровый сигнал). Пример кодированного сигнала: код+пауза (1:1) (сигнал/пауза).

Меандровый сигнал 22 Гц (меандр) – периодический сигнал прямоугольной формы, широко используемый в радиотехнике. Частота сигнала 22 Гц. Передатчик формирует периодические пакеты сигналов, состоящие из пачек сигнала и пауз. Пачка сигнала представляет собой последовательность из 8 периодов сигнала частотой 22 Гц. Пример меандрового сигнала: меандр 22 Гц+пауза (1:1) (сигнал/пауза).

Комбинированный сигнал – пакет, состоящий из последовательности пачек кодированного сигнала, меандрового сигнала и паузы. Пример комбинированного сигнала: код+пауза+меандр 22 Гц+пауза.

Мощность сигнала. Передатчик может излучать сигнал с разной мощностью. Мощность сигнала влияет на следующие характеристики:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 32 |

- дальность – расстояние, на котором антенна приемника принимает устойчивый сигнал от передатчика;
- возможность сигнала проходить через стенку трубопровода. Чем толще стенка трубопровода, тем сложнее сигналу пройти через него;
- время работы передатчика[9].

Приемник серии Р предназначены для работы совместно с передатчиками Семигор, которые излучают сигналы «код» и(или) «22 Гц», а так же передатчиками других производителей.

Приемник принимает низкочастотные электромагнитные сигналы от передатчика, который устанавливается на поршень (внутритрубные устройства, дефектоскопы и т.п.), что позволяет проследить за передвижением поршня по трубопроводу или обнаружить остановившийся поршень.

Приемник состоит из блока приемника и антенны, которые соединены между собой кабелем.

На блоке переносного приемника имеются две светодиодные шкалы, которые загораются при приеме соответствующего сигнала: «код» или «22 Гц». Чем выше уровень принимаемого сигнала, тем большее количество светодиодов высвечивается. Также, при приеме сигнала издается характерный для каждого типа сигнала звук.

У стационарного приемника тоже имеется световая и звуковая индикация приема сигнала. При этом, информация о приеме и регистрации сигнала от передатчика передается по системе телемеханики в диспетчерский пункт.

Корпус блока переносного приемника выполнен из прочного алюминиевого сплава. Приемник поставляется в удобном, алюминиевом ящике. Это позволяет эксплуатировать приемник много лет.

Основные технические данные приемников серии Семигор-Р отображены в таблице 2.3

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 33 |

Таблица 2.3 – Технические характеристики поискового приемника
Семигор - Р

| Параметры | Семигор - Р |
|---|---------------------------------------|
| Исполнение | Переносное |
| Источник питания | Гальванический элемент тип АА – 4 шт. |
| Диапазон напряжения питания | 4 – 7,2 В |
| Вид принимаемого сигнала | Сигнал «код» сигнал «22 Гц» |
| Длительность работы при нормальных климатических условиях в режиме ожидания сигнала передатчика | Не менее 120 часов |
| Дальность обнаружения приемником сигнала передатчика по воздуху | До 40 м |
| Точность определения местонахождения неподвижного передатчика | +/- 0,25 м |
| Диапазон температур окружающей среды без учета рабочих температур элементов питания | от минус 40°С до плюс 50°С |

2.10. Внутритрубная диагностика трубопровода

Внутритрубную диагностику применяют при обследовании линейной части трубопроводов с целью выявления дефектов геометрии трубопровода, стенки трубы и сварных швов.

Внутритрубную диагностику проводят до ввода в эксплуатацию вновь построенных трубопроводов, а также после завершения строительно-монтажных работ по реконструкции или капитальному ремонту трубопроводов,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 34 |

а выявленные при этом дефекты должны быть устранены в установленном порядке.

Для проведения внутритрубной диагностики трубопровод должен быть оборудован узлами пуска и приема средств очистки и диагностики.

Максимальная дистанция, обследуемая внутритрубным инспекционным прибором, определяется механическими свойствами прибора, а так же состояние внутренней полости трубопровода, т.к. это влияет на износ элементов прибора. Максимальную дистанцию и время работы прибора необходимо учитывать исходя из ресурса встроенного источника питания и объема запоминающего устройства прибора.

В целях предупреждения застревания инспекционного прибора в полости трубопровода необходимо выполнение следующих критериев:

- диаметр прибора должен быть меньше проходного сечения трубопровода;
- параметры прибор должны осуществить его пропуск по трубопроводу при прохождении трубопроводной арматуры и изгибов трубопровода;
- параметры узлов пуска и приема средств очистки и диагностики должны обеспечивать безопасные запасовку, пуск, прием и извлечение прибора;
- используемые во время диагностирования режим работы трубопровода (скорость потока, давление на все протяженности трубопровода) должен обеспечивать перемещение прибора со скоростью в допустимом в соответствии с техническими характеристиками прибора диапазоне.

Для получения качественной диагностической информации внутренняя полость трубопровода должна быть очищена[11].

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 35 |

2.11. Диагностические устройства применяются для внутритрубной диагностики на межпромысловом трубопроводе

Для проведения внутритрубной диагностики используются магнитные дефектоскопы двух типов MFL (продольного намагничивания) и TFI (поперечного намагничивания).

Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания MFL (Magnetic Flux Leakage) представляет собой автономную компьютерную систему с использованием магнитной дефектоскопии с продольным намагничиванием исследуемого участка рисунок 2.6

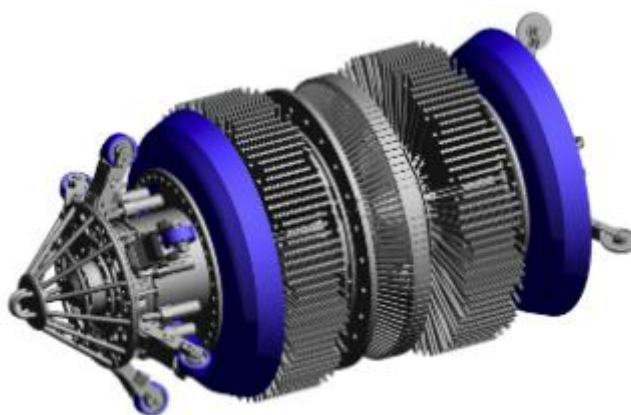


Рисунок 2.6 – Магнитный дефектоскоп типа MFL

Дефектоскопы продольного намагничивания предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка);
- механические повреждения поперечной ориентации;
- поперечных металлургических дефектов;
- поперечных стресскоррозионных трещин дефектов;
- кольцевых сварных швов.

Магнитный дефектоскоп типа MFL позволяет выявлять как дефекты основного металла и кольцевых сварных швов, так и металлические предметы,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 36 |

находящиеся в непосредственной близости к внешней поверхности трубы, такие как композитные муфты, кожухи и т.п.

Магнитные дефектоскопы производят обнаружение дефектов трубопровода за счет регистрации рассеяния магнитного поля, вызываемое наличием дефекта. Устройство создает постоянное магнитное поле, направление вектора которого совпадает с осью трубопровода, благодаря мощным магнитам, расположенным на головной, так называемой магнитной, секции дефектоскопа.

Магнитный контур «полюса магнитов – стенка трубопровода» замыкается с помощью магнитных щеток.

Если есть разрыв металла или другой дефект потери металла на пути дефектоскопа происходит изменение магнитной индукции рядом с дефектом и последующей регистрацией этого изменения. Пример приведен на рисунке 2.7

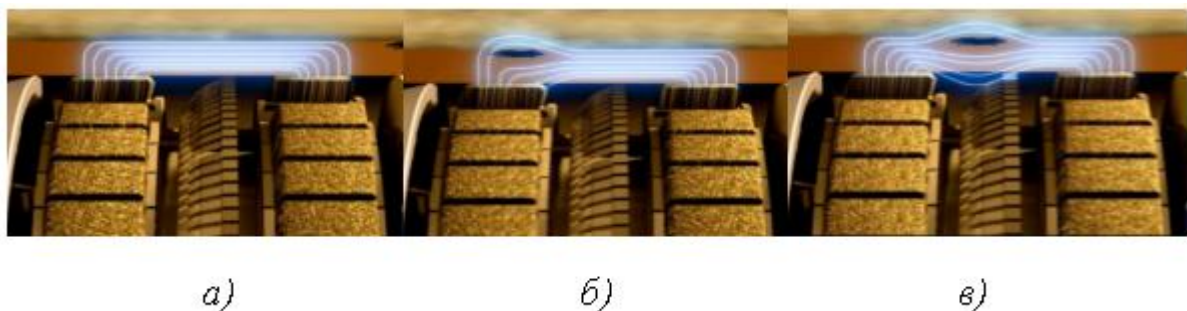


Рисунок 2.7 – Силовые линии постоянного магнитного поля в зоне контроля при перемещении многоканальной внутритрубной MFL системы. (а) – бездефектный участок; (б) – при прохождении коррозионного повреждения в зоне гибких стальных щеток системы намагничивания; (в) при нахождении коррозионного повреждения в зоне преобразователей Холла.

Магнитный снаряд-дефектоскоп продольного намагничивания (MFL) способен обнаруживать дефекты с вероятностью 95 % и измерять размеры дефектов при уровне погрешности до $\pm 0,22 \cdot t$ мм (где t – толщина стенки трубопровода).

Что бы устройство беспрепятственно проходило повороты или отводы, устройство состоит из нескольких частей с шарнирным соединением. Датчики

крепятся на держателях с упругими элементами и сами держатели установленные на кольцах называемые (плавающими).

Передняя секция удерживается по центру трубы щетками магнитного контура, а так же опорные колеса, расположенные в передней части тела магнитоскана равномерно по окружности, которые прижимаются к стенкам трубы пружинами[12].

Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI) (рисунок 2.8) – это автономная компьютерная диагностическая система для обследования трубопровода с использованием магнитной дефектоскопии с поперечным намагничиванием исследуемого участка.



Рисунок 2.8 – магнитный дефектоскоп TFI

Дефектоскопы TFI предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов;
- механических повреждений продольных ориентаций;
- продольных металлургических дефектов;
- продольных стресскоррозионных трещин;
- дефектов заводских сварных швов.

Качественное обнаружение дефектов, расположенных параллельно направлению движения транспортируемой продукции обеспечивается при условии, что намагничивание трубопровода осуществляется в направлении ортогонально плоскости дефектов.

Датчики магнитной индукции расположены в промежутках металлических щеток. При нахождении различных дефектов происходит изменение параметров магнитного поля, что улавливается датчиками и записывается в запоминающее устройство[13].

Два этих типа намагничивания можно использовать комбинированным устройством которое будет производить диагностику как продольного так и поперечного сечения, в свою очередь данное комбинированное устройство будет более точно отображать и обнаруживать дефекты различных типов, в том числе и несанкционированные врезки.

Магнитные дефектоскопы позволяют производить качественную диагностику при соблюдении скоростей движения их до 4 м/с.



Рисунок 2.9 – Комбинированный магнитный дефектоскоп MFL+TFI

После выполнения успешного приема инспекционного устройства, собирается информация с запоминающего устройства. Далее передается на расшифровку, после выполнения расшифровки данных выносится заключение, в котором указывается: дату проведения диагностики, какой объект и его длина, характеристики объекта, какими устройства было обследовано. Так же к заключению прилагается отчет об расшифровке в котором изложено и показано какой дефект, остаточная толщина стенки трубопровода, место расположения дефекта. Данное заключение и отчет поступает в Управление по эксплуатации трубопроводов, происходит изучение данного отчета, ставятся задачи по устранению критических дефектов.

2.12. Осложняющие факторы при производстве очистке внутренней полости трубопровода

При движении очистного устройства в потоке перекачиваемой товарной нефти на участке межпромыслового трубопровода « – » в период отрицательных температур из-за отсутствия подогревающих печей на участке трубопровода, наблюдается значительного парифонообразование. Что может привести к остановке очистного устройства. Движение очистного устройства по трубопроводу приводит к большому накоплению парафин перед ним по мере движения очистного устройства, какая-то часть парафина скапливается перед очистным устройством, данная масса начинает уплотняться, образуя пробку. В какой-то момент очистное устройство может остановиться, и в трубопроводе потоку нефти может, не хватить сдвигового усилия для продвижения по трубопроводу. Произойдет рост давления и трубопровод придется останавливать.

В такой ситуации технологом эксплуатационной службы рассчитывается ориентировочное местоположение очистного устройства, а эксплуатационная служба должна найти его на месте с помощью поискового прибора. Мероприятие усугубляется наличием труднодоступных мест, пересечений с большим количеством рек и ручьев, и может занять какое-то количество времени.

Очистное устройство Семигор-Д6 имеют передатчик Семигор-С, который оборудуется питательными элементами типа D 1,5 В количество 6 штук на устройство. Эти элементы питания могут быть уже с какой-то потерей своей питающей мощности, или быть не достаточного качества производства.

При заявленных паспортных характеристиках и использования передатчика в режиме тип сигнала «код+3паузы+меандр 22 Гц» (сигнал/сигнал) составляет 100 часов при условии что емкость батарей не менее 15 А·ч при температуре окружающей среды +20 °С. Этого достаточно, что бы пропустить очистное устройство в штатном режиме.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 40 |

Если поиск очистного устройства не будет обнаружено в течении 100 часов от момента запуска, то данный передатчик отключится, и поиск устройства будет проходить по шуму перепуска нефти через него.

Целесообразным в данной ситуации заменить щелочные батареи на «Li-ion АКБ», которые позволят, имея тот же тип размере обладать большей емкостью (щелочные батарейки тип D – 4000 mAh, «Li-ion тип» D маркировка 33600 – 4000 - 18000 mAh). Тем самым увеличится работоспособность передатчика в 4 раза, что позволит использовать устройство на максимальных настройках уровня сигнала и повысит точность нахождения очистного устройства.

Одним из немаловажных показателей является экономическая составляющая, под этим имеется в виду, что щелочные батарейки с пропуском ОУ один раз в месяц будет обходиться дороже, чем использования «Li-ion АКБ», т.к. у Li-ion батарей имеется возможность восполнения емкости через зарядное устройство. Так же щелочные батареи относятся ко 2 классу опасности и требуют специальной утилизации, что в условиях промысла невозможно, требуют правильного сбора и хранения их.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Использование очистных и диагностических устройств, для удаления загрязнений и диагностики внутренней полости трубопровода | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 41 |

3. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПУСКА И ПРИЕМА ОЧИСТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

3.1. Оборудование и средства для запуска очистных и диагностических устройств

Прием и запуск очистных и диагностических устройств, производится на специальных площадках, которые оборудованы камерами запуска и приема (КПП СОД). Камеры предназначены для пропуска очистных и диагностических устройств, представляют собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр камеры больше диаметра линейной части и технологической обвязки.

Площадки КПП СОД оборудованы по периметру забором, в целях недопущения проникновения посторонних лиц. Так же на КПП СОД площадках установлены вспомогательные средства в виде крана с консолью с талью при помощи, которой очистное устройство укладывается на стол лоток, на котором ОУ или диагностическое устройство перед запуском осматривается на наличие каких либо дефектов, установка поисковой системы в виде передатчика. Для высвобождения очистного устройства из камеры приема, площадки приема оборудуются тяговым механизмом с тросовой системой.

| | | | | | | | | |
|-----------------|---------------------|-----------------|----------------|------------|---|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « ■■■■ - ■■■■ » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Анохин А.Е.</i> | | | | Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Шадрина А.В.</i> | | | | | | 42 | 101 |
| <i>Рук. ООП</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |
| | | | | | | | | |



Рисунок 3.1 – Площадка камеры запуска СОД

Также от аварийных разливов нефти на КПП СОД оборудовано каре, которое позволяет удерживать растекшуюся нефть, позволяет уберечь почву от проникновения нефти и нефтепродуктов.

Все КПП СОД площадки оборудованы дренажными емкостями, емкость позволяет раскатать полость камеры до открытия затвора камеры. Для удобного обслуживания запорной арматуры и ее использования, на площадках предусмотрены металлические площадки обслуживания, которые устанавливаются рядом с запорной арматурой или в местах, где они требуются, которые позволяют, производить работу не применяя сторонних подъемных средств (лестниц, стремянок).

3.2. Подготовительные работы по запуску очистных и диагностических устройств

Перед запуском очистных и диагностических устройств, проводится проверка их исправности и техническое состояние в соответствии с инструкциями организации. Оформляется Акт готовности оборудования к пропуску и другие документы необходимые при пропуске (наряд-допуск).

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 43 |

Проводится проверка сроков аттестации персонала, занятого при работах, а также наличие паспортов на оборудование и технику. Провести ознакомление персонала с выполняемой работой, и порядком ее проведения. Снарядить очистное или диагностическое устройство передатчиком, пропуск запрещен без использования поискового передатчика. Выполняется проверка на исправность передатчика путем включения его и улавливанием сигнала приемным устройством. После получения положительных результатов об исправности передатчика, устанавливается на очистное или диагностическое устройство.

Проверяется техника (исправность, оснащение инструментом, материалами) которая будет задействована на работе. Проверяется средства связи бригады, которая будет выполнять работы. Проверяется так же дренажная емкость, она должны быть пустая. На места производства работ выставляются первичные средства пожаротушения (кошма, лопата, огнетушители). Проверяется исправность СИЗ у персонала на их пригодность к выполнению работ (даты поверки, комплектность, исправность).

3.3. Технологические переключения на участке межпромыслового трубопровода « - »

Перед запуском средств очистки производится перевод камеры приема в рабочее положение для приёма. Выполняется подъем давление в камере до рабочего давления в трубопроводе. Производится осмотр камеры на наличие возможных утечек нефти, визуальным осмотром проверить камеру на герметичность. После выполняется открытие ЗА № 103, 104 на 100%. Перекрывается основная линия ЗА №105 на 100% на рисунке 3.3. показана принципиальная схема камеры приема. Данная операция позволяет проверить работоспособность камеры, производится до запуска ОУ т.к. если камера будет, не исправна это может стать причиной аварийной ситуации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 44 |

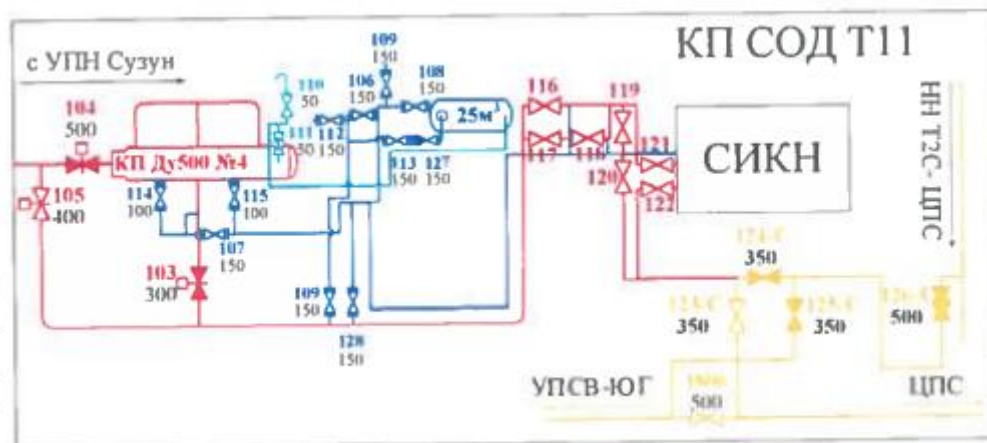


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема камеры приема

После перевода камеры в рабочее состояние, бригаде поступает звонок о исправности и готовности камеры приёма для пропуска очистного устройства. Бригада приступает к запасовке очистного устройства. Пред тем как открыть затвор камеры запуска нужно убедиться в отсутствии давления в ней, открыть дренажную ЗА № 10,11,13 и газовоздушную линию ЗА №15, показано на рисунке 3.3.2.

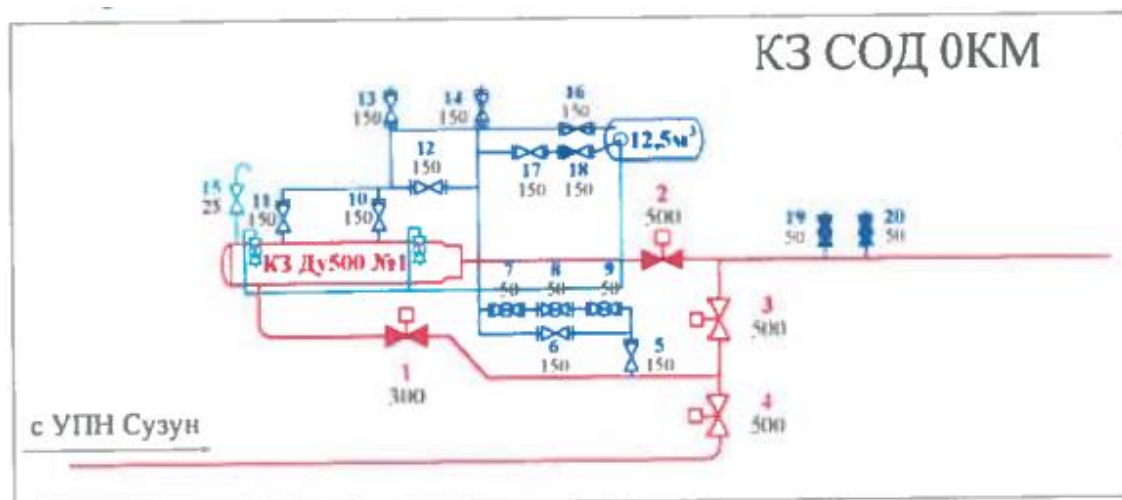


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема камеры запуска

Убедиться в отсутствии давления в камере запуска, далее аккуратно открыть затвор камеры, чтобы не повредить уплотнительные кольца, выполнить запасовку ОУ. Запасовка производится плавно без рывков, смазать уплотнение, закрываем затвор камеры. Перекрыть дренажные и газовоздушную ЗА 10,11,13,15. Открыть ЗА №1 на 25 мм поднять давление в камере до

рабочего давления в трубопроводе, закрыть ЗА №1. Производится осмотр камеры на утечки нефти, произвести визуальный осмотр на герметичность. При обнаружение, не герметичности или утечки нефти принять меры для их устранения. Далее открывают ЗА №1 на 100%. По согласованию с диспетчером выполнить запуск ОУ. На следующем этапе открывают ЗА №2 на 100%, перекрыть ЗА №3 на 100%. Сообщить диспетчеру время пуска ОУ и подтвердить выход ОУ из камеры запуска.

По окончанию запуска ОУ, камера запуска переводится в штатное положение. Открыть ЗА №3, перекрыть ЗА № 1,2. Опорожнить камеру через дренажную и газовоздушную линию. После закрыть дренажную и газовоздушную линию. Дренажную емкость опорожнить для следующего запуска.

Прием ОУ осуществляется после того как ОУ зайдет в камеру, при этом сработает сигнализатор, для полной уверенности применяется поисковый приемник, после того как приемник показал что ОУ в камере. По прибытию ОУ в камеру приема, ответственный за проведение работ совершает звонок диспетчеру, в котором указывает точное время прибытия. Согласно рисунку 3.3.1. открыть основную линию ЗА №105, закрыть секущую задвижку на камеру и байпасную линию ЗА № 104,103. Открыть дренажную линию ЗА № 114,115,107,108 и газовоздушную линию № 111.

Сбросить избыточное давление в емкость. Для проверки секущей ЗА, перекрыть дренажную и газовоздушную линию, подойти к манометру, установленному на камере и контролировать рост давления, если давление не растет, то камера герметична. Можно производить выемку ОУ. Открывается дренажная и газовоздушная линия. После чего открывается затвор, производится очистка полости камеры приема от асфальтосмолистых отложений с оформлением акта пример выемки изображен на рисунке 3.3.1.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 46 |



Рисунок 3.3.1. – Выемка очистного устройства после пропуса ОУ

Произвести осмотр ОУ на повреждения, выполнить осмотр направляющих решеток на патрубках отвода нефти, оформляется акт технического состояния манжет и дисков очистного устройства, а так же акт приема очистного устройства. Результаты контроля зафиксировать в акте приема ОУ. Закрывать затвор камеры. Перекрыть дренажную и газоздушную линию.

Участок считается очищенным, если очистное устройство прибыло в камеру приема, не имеет механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков.

Очистка трубопровода считается выполненной, если очистное устройство принесло в камеру приема менее 5 л взвешенных и 0,5 л твердых асфальтенопарафинистых отложений. Если условия не соблюдаются, то проводится дополнительная внеочередная очистка нефтепровода, до получения положительного результата очистки[14].

Принятые отложения после отчистки передаются специализированной организации, с которой заключен договор на оказания услуг по сжиганию/утилизации отходов, мероприятия по утилизации контролируется экологической службой. Передача отходов специализированной организации

происходит на пункте приема отходов, после передачи составляется акт передачи отходов.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Технология запуска и приема очистных и диагностических устройств | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 48 |

$$v = \frac{Q}{S}; \quad (1)$$

где v – скорость течения нефти, м/с;

$Q = 0,4$ – расход нефти м³/с;

S – площадь сечения нефтепровода, м²;

$R = 0,206$ – радиус нефтепровода, м.

Рассчитываем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$S = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 0,256^2 = 0,205 \text{ м}^2; \quad (2)$$

Определяем скорость течения нефти по формуле (1):

$$v = \frac{0,063}{0,256} = 0,24 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

Начальный напор в нефтепроводе равен:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g} + \frac{v^2}{2 \cdot g} = \frac{0,9 \cdot 10^6}{820 \cdot 9,81} + \frac{0,24^2}{2 \cdot 9,81} = 111,88 \text{ м};$$

Суммарные потери напора на расчетном участке:

$$\Delta H = h_{\text{тр}} + h_{\text{см}} + \Delta Z;$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м;

$h_{\text{см}}$ – потери напора на местные сопротивления, м;

ΔZ – разность высотных отметок начала и конца участка, м.

Потери напора на трение находятся по формуле:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot l; \quad (4)$$

Гидравлический уклон определяется по уравнению:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}; \quad (5)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| | | | | | | 50 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | |

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется в зависимости от значения параметра Рейнольдса[15]:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}; \quad (6)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти.

Находим число Рейнольдса по формуле (6):

$$Re = \frac{0,24 \cdot 0,530}{0,00004} = 3180;$$

Так как значение числа Рейнольдса больше критического ($Re_{кр}=2040$) то режим турбулентный.

Зона сопротивления будет гидравлически гладких труб $Re_{гр} < Re < Re_1$
где $Re_{гр}=2800$

Определим число Рейнольдса Re_1 :

$$Re_1 = \frac{17}{\varepsilon} = 600706,714$$

где $\varepsilon = \frac{\Delta}{D} = \frac{0,15}{530} = 0,0000283$

Так как условия соблюдаются принимаем зону гидравлически гладких труб.

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления λ по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (7)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле (7):

$$\lambda = \frac{0,3164}{3180^{0,25}} = 0,0421$$

Расчетные коэффициенты принимаются $m=0,25$; $\beta=0,0246$

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 51 |

Определим коэффициент местного сопротивления по формуле (8):

$$H_{\text{см}} = \varepsilon \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,15 \cdot \frac{0,24^2}{2 \cdot 9,81} = 0,000435; \quad (8)$$

где ε - коэффициент местного сопротивления;

Гидравлический уклон по формуле (5)[16]:

$$i = 0,0421 \cdot \frac{1}{0,512} \cdot \frac{0,24^2}{2 \cdot 9,81} = 0,000231;$$

Потери напора на трение по формуле (4):

$$h_{\text{тр}} = 0,000231 \cdot 97700 = 22,65 \text{ м};$$

Суммарные потери напора на участке по формуле (3):

$$\Delta H = 22,65 + 0,000435 + 50 = 72,650 \text{ м}$$

Потери давления на участке нефтепровода:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho; \quad (8)$$

$$\Delta P = 0,0421 \cdot \frac{97700}{0,512} \cdot \frac{820 \cdot 0,24^2}{2} = 0,19 \text{ МПа}$$

Напор в конце участка:

$$H_2 = 111,88 - 72,65 = 39,23 \text{ м};$$

Давление в конце участка:

$$P_2 = 0,9 - 0,19 = 0,71 \text{ МПа.}$$

4.3. Определим силы, воздействующие на очистное устройство при движении в трубопроводе

Силы, воздействующие на очистное устройство:

- сила давления нефти, F ;
- сила трения, $F_{\text{тр}}$;
- сила тяжести, F_2 ;

$$F = P \cdot S; \quad (9)$$

где F – сила, толкающая очистное устройство, Н;

P – давление в нефтепроводе, МПа.

Рассчитаем силу, толкающую ОУ по формуле (9):

$$F = 0,063 \cdot 10^6 \cdot 0,512 = 32256 \text{ Н};$$

Найдем силу трения возникающую при движении очистного устройства:

$$F_{тр} = \mu \cdot m \cdot g; \quad (10)$$

где $F_{тр}$ – сила трения, Н;

$m = 115$ – масса ОУ Семигор-Дб, кг;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

$\mu = 0,0035$ – коэффициент трения.

Рассчитаем силу трения для очистного устройства по формуле (10):

$$F_{тр} = 0,35 \cdot 115 \cdot 9,81 = 394,85 \text{ Н};$$

Определим силу тяжести по формуле:

$$F_2 = m \cdot g = 115 \cdot 9,81 = 1128,15 \text{ Н};$$

Скорость движения очистного устройства определяется согласно НД ООО «РН-Ванкор» П1-01.05 М-0133 согласно пункт 4.3.6. При выборе диаметра труб следует принимать скорость потока по ПТ в нефтесборных сетях и высоконапорных водоводах в пределах – 0,3 - 3 м/с, на отдельных участках допускается незначительное превышение скорости потока более 3 м/с в пиковые года (первые 1 - 2 года эксплуатации) по добыче/закачки жидкости, но не более чем на 20 %[17].

$$v = \frac{P \cdot Q}{F} = \frac{0,9 \cdot 10^6 \cdot 0,063}{32256 + 394,85} = 1,73 \text{ м/с}.$$

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 53 |

4.4. Определение параметров парафиноотложений

Определим фактическую величину гидравлического уклона по формуле:

$$i_{\phi} = \frac{P_1 - P_2 - \Delta Z}{l} = \frac{(0,9 - 0,71) \cdot 10^6 - 50}{820 \cdot 9,81} = 0,000753 \quad (11)$$

где P1 и P2 – давление в начале и в конце МПН;

ΔZ – разность геодезических отметок;

l – длина исследуемого участка.

Найдем теоретический гидравлический уклон по формуле:

$$i = \left(\beta \frac{Q^{2-m} \cdot \mu^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} \right); \quad (12)$$

где Q – секундный расход нефти;

μ – кинематическая вязкость нефти 0,0035 м² /с;

D_{вн} - внутренний диаметр трубопровода в метрах.

Теоретический гидравлический уклон по формуле (12):

$$i = 0,0246 \cdot \frac{0,063^{2-0,25} \cdot 0,00004^{0,25}}{0,500^{4,75}} = 0,00041$$

Найдем эффективный диаметр трубопровода:

Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику[18].

$$D_{\text{эф}} = \left(\frac{\beta \cdot Q^{2-m} \cdot \mu^m}{i_{\phi}} \right)^{1/4,75}; \quad (13)$$

$$D_{\text{эф}} = \left(\frac{0,0246 \cdot 0,4^{1,75} \cdot 0,00004^{0,25}}{0,0018} \right)^{1/4,75} = 0,501\text{м};$$

Рассчитаем эффективность работы участка:

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| | | | | | | 54 |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | |

$$E = \left(\frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{вн}}}\right)^{5-m}; \quad (14)$$

$$E = \left(\frac{0,501}{0,500}\right)^{4,75} = 1,009;$$

Рассчитаем толщину парафиноотложений, принимая то, что она одинакова по всей длине участка, м:

$$\delta_{\text{от}} = \frac{D_{\text{вн}}}{2} \cdot \left(1 - E^{\frac{1}{5-m}}\right); \quad (15)$$

$$\delta_{\text{от}} = \frac{0,500}{2} \cdot \left(1 - 1,009^{\frac{1}{4,75}}\right) = 0,0004\text{м};$$

Найдем объем отложений по формуле:

$$V_{\text{от}} = 0,205 \cdot 97700 \cdot \left(1 - 1,009^{\frac{2}{1,75}}\right) = 206,13 \text{ м}^3;$$

Рассчитаем фактический расход нефти:

$$Q_{\text{ф}} = Q \cdot E^{1/(2-m)}; \quad (16)$$

где Q – секундный расход нефти.

$$Q_{\text{ф}} = 0,063 \cdot 1,009^{\frac{1}{2-0,25}} = 0,063 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Фактическая производительность, из-за образования на стенках парафина не изменилась, пропуск очистного устройства можно проводить в соответствии с графиком[19].

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| | | | | | | 55 |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение школы (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

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 и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i> |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i> |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | <i>Отчисления во внебюджетные фонды 30%</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| <i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i> | <i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i> |
| <i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i> | <i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i> |
| <i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i> | <i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i> |
| <i>4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i> | <i>Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

| | |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1.. Оценка конкурентоспособности технических решений 2.. Матрица SWOT 3.. Временные показатели проведения научного исследования 4.. График проведения и бюджет НИИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ | |
|--|--|

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

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| профессор ОСГН | Гасанов М.А. | Д.Э.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич | | |

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель ВКР – организационно-техническое обеспечение хранения очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « – »

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Определение целевого рынка, на котором будет реализовываться разработка и проводится сегментирование необходимо для проведения анализа потребителей результатов исследования. Потенциальными потребителями

| | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|-----------------|----------------|------------|---|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « – » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Анохин А.Е. | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Шадрина А.В. | | | | | 58 | 101 |
| <i>Рук. ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |

разработки являются разработка Объектом разработки является система автоматического регулирования температуры объекта. Потенциальными целевыми потребителями применяемой разработки являются нефтетранспортные компании, занимающиеся транспортом нефти с Северных Регионах России с осложненными природно-климатическими условиями, такие как: Транснефть, Газпромнефть, Роснефть.

Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика.

Таблица 5.1 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

| | | Вид деятельности | |
|-----------------|---------|--------------------------|-------------------------------|
| | | Межпромысловая перекачка | Магистральный транспорт нефти |
| Размер компании | Крупные | | |
| | Средние | | |
| | Мелкие | | |

| | |
|--|---------------------|
| | ПАО «НК «Роснефть», |
| | ПАО «Транснефть», |
| | ПАО«Газпромнефть» |

Как видно из карты сегментирования основными сегментами рынка являются крупные, средние и мелкие нефтедобывающие, крупные нефтеперерабатывающие и нефтеперекачивающие компании.

При продвижении разработки, технология использования очистки нефти и ее диагностика может быть применена на предприятиях, эксплуатирующих участки нефтепроводов в условиях Крайнего Севера, транспортирующие вязкую нефть с недостаточными транспортными характеристиками.

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Количество организаций по внедрению технологических установок и технологий на российском рынке транспорта нефти большое количество, также рынок постоянно меняется, поэтому анализ конкурирующих разработок необходимо проводить систематически. Анализ технических решений конкурентов в части ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности конкурирующей разработки и определить направления её будущего развития. Для проведения такого анализа необходимо оценивать конкурирующие разработки реалистично и объективно. 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.

В качестве объектов сравнения были рассмотрены батарей разные компании, которые стоят в передатчиках очистки нефти:

Вариант 1 – Duracell

Вариант 2 – Varta

Вариант 3 – Energizer

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в таблице 1. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 60 |

оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 61 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | |

Таблица 5.2 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкуренто- | | |
|---|--------------|-----------|-----------|-----------|-------------|-------------|-------------|
| | | ар.1 | ар.2 | ар.3 | ар.1 | ар.2 | Вар.3 |
| 1 | 2 | | | | | | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1.Повышение производительности труда пользователя | 0,1 | | | | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| 2.Удобство в эксплуатации | 0,05 | | | | 0,15 | 0,1 | 0,2 |
| 3.Надежность | 0,1 | | | | 0,3 | 0,5 | 0,2 |
| 4.Безопасность | 0,15 | | | | 0,56 | 0,42 | 0,42 |
| 5.Энергоэкономичность | 0,14 | | | | 0,3 | 0,5 | 0,4 |
| | | | | | | | |
| 1.Цена | 0,11 | | | | 0,6 | 0,52 | 0,48 |
| 2.Конкурентоспособность продукта | 0,06 | | | | 0,45 | 0,28 | 0,5 |
| 3.Финансирование научной разработки | 0,13 | | | | 0,65 | 0,3 | 0,52 |
| 4. Срок выхода на рынок | 0,07 | | | | 0,35 | 0,2 | 0,35в |
| Итого | 1 | 40 | 33 | 30 | 3,76 | 3,22 | 3,17 |

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,1 \times 3 = 0,3$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Как показал анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным.

5.1.2 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

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Матрица SWOT

| | | |
|--|---|---|
| | <p>Сильные стороны научно-исследовательского проект:</p> <p>С1.Стоимость производства ниже по сравнению с другими технологиями</p> <p>С2.Экологичность технологии</p> <p>С3. Энергоэффективность технологии</p> <p>С4.Рациональность использования ресурсов</p> <p>С5.Отсутствие в необходимости закупки специального оборудования</p> | <p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие некоторых практических данных для полной достоверности методики</p> <p>Сл2. Отсутствие достаточного количества заряда</p> <p>Сл3. Покупка дополнительных аккумуляторов</p> |
| <p>Возможности:</p> <p>В1.Появление дополнительного спроса на</p> | <p>1. Повышение надёжности трубопроводных систем</p> <p>2. Снижение затрат на</p> | <p>1.Использование эмпирических данных для проверки</p> |

| | | |
|---|---|--|
| <p>нефтепродукты северных месторождений В2. Повышенная эффективность транспортировки высоковязкой нефти В3. Совместная разработка нескольких месторождений с нефтью разных реологических свойств</p> | <p>электроэнергию, оборудование, материалы</p> <p>3. Совместная разработка нескольких месторождений</p> | <p>достоверности модели</p> <p>2. Разработка новых месторождений с целью выявления оптимальных условий применения технологии</p> |
| <p>Угрозы:</p> <p>У1. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У2. Разработка более усовершенствованной технологии в связи с НТП</p> <p>У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию</p> | <p>1. Исследование новых теоретических и практических методов</p> <p>2. Создание экономически выгодных отношений с компаниями, транспортирующими лёгкие нефти</p> | <p>1.Повышение квалификации кадров</p> <p>2.Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение</p> |

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 5.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор

помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-» После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 5.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-»

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к возможностям проекта

| | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
|----|----|----|----|----|----|
| B1 | - | - | - | + | - |
| B2 | + | 0 | + | + | + |
| B3 | - | + | + | + | - |

При анализе таблицы 5.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности B1C4, B2C1C3C4C5, B3C2C3C4.

Таблица 5.5 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к возможностям проекта

| | Сл 1 | Сл 2 | Сл 3 |
|----|---------|---------|---------|
| B1 | + | + | - |
| B2 | + | + | - |
| B3 | + | + | - |

При анализе таблица 5.4, выявлены следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В1Сл1Сл2, В2Сл1Сл2, В3Сл1Сл2, В4Сл2Сл3Сл4.

Таблица №5.6 - Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к угрозам проекта

| | С1 | С2 | С3 | С4 | С5 |
|----|----|----|----|----|----|
| У1 | 0 | - | + | - | - |
| У2 | - | - | - | + | - |
| У3 | - | - | - | + | - |

При анализе интерактивной таблица 5.5, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: У1С3, У2С4, У3С4.

Таблица № 5.7 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к угрозам проекта

| | Сл 1 | Сл 2 | Сл 3 |
|----|---------|---------|---------|
| У1 | + | - | - |
| У2 | - | + | - |
| У3 | + | + | + |

При анализе интерактивной таблицы, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: У1Сл1, У2Сл2, У3Сл1Сл2Сл3.

Вывод: Разработка имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции и повысит количество заинтересованных заказов. Совершенствование технологии позволит снизить длительность проведения увеличения нефтеотдачи пластов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Должность исполнителя |
|---------------------------------|-------|---|---------------------------------|
| Разработка технического задания | 1 | Составление и утверждение технического задания | Научный руководитель |
| Выбор направления исследования | 2 | Подбор и изучение литературы по теме исследования | Инженер |
| | 3 | Выбор алгоритма исследования | Научный руководитель Инженер |
| | 4 | Календарное | Научный |

| | | | |
|--|----|--|---------------------------------|
| | | планирование работ по теме исследования | руководитель Инженер |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Анализ существующих технологий проведения строительных работ | Инженер |
| | 6 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Инженер |
| Обобщение и оценка результатов | 7 | Оценка результатов исследования | Научный руководитель Инженер |
| | 8 | Определение целесообразности проведения процесса | Научный руководитель Инженер |
| | 9 | Оформление пояснительной записки | Инженер |
| | 10 | Разработка презентации и раздаточного материала | Инженер |

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ожі}$ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{киж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (3)$$

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

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

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел. - дн}$$

$$t_{pi} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициент для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

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

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

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

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Изучение литературы по соответствующей тематике»:

$$T_{\text{ки.инж}} = T_{\text{пр}} k_{\text{кал}} = 11,6 \cdot 1,48 = 17,168 \approx 17 \text{ кал. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (для руководителя):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$T_{\text{ки.инж}} = T_{\text{пр}} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,28 = 1,792 \approx 2 \text{ кал. дн.}$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Временные показатели проектирования

| Название работы | Трудоёмкость работ | | | Исполнители | Длительность работ в рабочих днях T_{pi} | Длительность Работ в календарных днях T_{ki} |
|--|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------------------|---|---|
| | t_{min} чел-дни | t_{max} чел-дни | $t_{ож}$ чл-дни | | | |
| Подбор и изучение материалов по теме | 10 | 13 | 11,2 | Инженер. | 11,2 | 17 |
| Составление и утверждение технического задания | 1 | 3 | 1,8 | Научный руководитель | 1,8 | 3 |
| Выбор алгоритма исследований | 5 | 7 | 5,8 | Научный руководитель. Инженер | 2,9 | 4 |
| Календарное планирование работ по теме | 3 | 6 | 4,2 | Научный руководитель. Инженер | 2,1 | 3 |
| Анализ существующих методов строительства | 10 | 15 | 12 | Инженер | 12 | 18 |
| Проведение теоретических расчетов и обоснование | 10 | 14 | 11,6 | Инженер | 11,6 | 17 |
| Оценка результатов исследования | 3 | 5 | 3,8 | Научный руководитель. Инженер | 1,9 | 3 |
| Определение целесообразности проведения процесса | 3 | 5 | 3,8 | Научный руководитель. Инженер | 1,9 | 3 |

| | | | | | | |
|---|----|----|-----|---------|-----|----|
| Оформление пояснительной записки | 12 | 17 | 14 | Инженер | 14 | 21 |
| Разработка презентации и раздаточного материала | 5 | 7 | 5,8 | Инженер | 5,8 | 9 |

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 5.10 – Диаграмма Ганта



В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей, а также рассчитано количество дней, в течение которых работал каждый из исполнителей.

5.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);

- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены

Таблица 5.11– Материальные затраты

| Наименование материалов | Ед. измерения | Кол-во, ед. | Цена за ед. руб. | Сумма, руб. |
|--------------------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|
| Бумага | Шт. | 200 | 0,38 | 76 |
| Канц. принадлежности | Шт. | 1 | 00 | 200 |
| Печать на листе А4 | Шт. | 200 | | 600 |
| Итого: | | | | 876 |

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.12 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

| Наименование оборудования | Количество единиц, шт. | Цена за единицу, тыс. руб. | Сумма, тыс. руб. |
|-----------------------------------|------------------------|----------------------------|------------------|
| 1. Аккумуляторы Robiton R20/D-SR2 | 10 | 1500 | 15000 |
| Итого | | 1500 | |

Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 5.13 - Затраты на оборудование

| № | Наименование оборудования | Кол-во, шт. | Срок полезного использования, лет | Цены единицы оборудования, тыс. руб. | Общая стоимость оборудования, тыс. руб. |
|--------|--------------------------------|-------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---|
| 1 | Аккумуляторы Robiton R20/D-SR2 | 10 | 1 | 1500 | 15000 |
| Итого: | 15000 руб. | | | | |

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{1} = 1.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{1 \cdot 15000}{12} \cdot 1 = 1250 \text{ руб.}$$

5.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.7)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (4.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_0 – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;
- при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Должностной оклад работника за месяц:

- для руководителя:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 75 |

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_o) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_o – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 5.14 – Баланс рабочего времени исполнителей

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Инженер |
|--|--------------|---------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни | 52/14 | 104/14 |
| Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни | 48/5 | 24/10 |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 246 | 213 |

Таблица 5.15 - Расчет основной заработной платы исполнителей

| Исполнители НИ | Z_{mc} , руб | k_{np} | k_o | k_p | Z_m , руб | $Z_{осн}$, руб | T_p , раб.дн. | $Z_{осн}$, руб |
|----------------|----------------|----------|-------|-------|-------------|-----------------|--------------------|-----------------|
| Руководитель | 26300 | 0,3 | 0,2 | 1,3 | 51285 | 2147,3 | 8 | 17178,4 |
| Инженер | 17000 | 0,3 | 0,2 | 1,3 | 33150 | 1743,1 | 67 | 116787,1 |
| Итого: | | | | | | | | 133965,5 |

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 17178,4 = 2576,7 \text{ руб.}$$

– для инженера:

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 1196787,1 = 17578,1 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (17178,4 + 2576,7) = 5926,53 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (116787,1 + 17578,1) = 40309,56 \text{ руб}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

5.2.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др. В расчетах эти расходы принимаются в размере 70 - 90 % от суммы основной заработной платы научно-производственного персонала данной научно-технической организации

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 77 |

статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{кр}} = (876 + 1250 + 133965,5 + 20154,8 + 46236,09) \cdot 0,2 = 40496.45$$

где $k_{\text{кр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 5.16 - Группировка затрат по статьям

| Статьи | | | | | | | | |
|-------------|------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------|---------------------------|
| Амортизация | Сырье, материалы | Специальное оборудование | Основная заработная плата | Дополнительная заработная плата | Отчисления социальные нужды | Итого без накладных расходов | Накладные расходы | Итого бюджетная стоимость |
| 1250 | 876 | 15000 | 133965,5 | 20154,8 | 46236,09 | 216232.4 | 40496.45 | 256728.85 |

В результате было получено, что бюджет затрат НИИ составит 256728.85 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 400000 тыс. рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. ПАО «Роснефть»

2. ПАО «Татнефть»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{256728.85}{400000} = 0,64$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{400000}{400000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{300000}{400000} = 0,75$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{ri}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 5.17).

Таблица 5.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

| Критерии | Весовой коэффициент | Бальная оценка разработки | Бальная оценка системы исполнени 1 | Бальная оценка системы исполнени 2 |
|-----------------------------------|---------------------|---------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1. Безопасность при использовании | 0,2 | 5 | 5 | 5 |
| 2. Стабильность работы | 0,2 | 5 | 5 | 5 |

| | | | | |
|-------------------------------|------|-----|------|------|
| 3. Технические характеристики | 0,3 | 4 | 5 | 3 |
| 4. Ремонтопригодность | 0,15 | 4 | 4 | 3 |
| 5. Простота эксплуатации | 0,15 | 4 | 4 | 4 |
| Итого: | 1 | 4,4 | 4,55 | 3,95 |

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}} \quad (20)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 5.18 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

| № п/п | Показатели | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|-------|---|-------|-------|-------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 0,64 | 1 | 0,75 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,4 | 4,55 | 3,95 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 5,5 | 4,55 | 4,25 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения | 1 | 0,83 | 0,71 |

Заключение

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 81 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 65 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 16;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 256728,85 руб;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы, значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,60 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,4, по сравнению с 4,55 и 3,95. Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 6,25, по сравнению с 4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|--|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 81 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|--------------------------------|--|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Группа | ФИО | | |
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич | | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/ специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

| | |
|--|---|
| Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| <p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации | <p><i>Объект исследования:</i> очистные и диагностические устройства межпромыслового трубопровода.</p> <p><i>Область применения:</i> межпромысловый трубопровод « - »</p> <p><i>Климатическая зона:</i> район крайнего севера с арктическим климатом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1 камера запуска очистного устройства, 1 камера приема очистного устройства, 1 межпромысловый трубопровод $\varnothing 530 \times 9$ с рабочим давлением 6.3 МПа протяженность 97,7 км</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> очистка и диагностика межпромыслового трубопровода с применением очистных и диагностических устройств линейным трубопроводчиком.</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при | <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).</p> <p>ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое</p> |

| | |
|--|---|
| компоновке рабочей зоны | диагностирование. Основные положения. |
| <p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов | <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; – отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; – повышенный уровень шума; – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p> |
| <p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p> | <p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p> |
| <p>4. Безопасность в чрезвычайных</p> | <p>Возможные ЧС:</p> |

| | |
|---|---|
| ситуациях при эксплуатации: | Пожары и взрывы; Аварии с выбросом взрывоопасных веществ; Наиболее типичная ЧС: аварии с выбросом взрывоопасных веществ в рабочую зону. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-------------------------------|------------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Мезенцева Ирина Леонидовна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 3-2Б7А | Анохин Алексей Евгеньевич | | |

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут рассмотрены опасные и вредные производственные факторы на месте сотрудника при выполнении запуска очистного и диагностического оборудования на камере запуска средств очистки и диагностики « – ».

Область применения исследования является межпромысловый трубопровод « - ». Пользователем данного раздела будут ПАО «Роснефть».

Рабочая зона: промышленная площадка межпромыслового трубопровода. Климатическая зона: районы крайнего Севера с арктическим климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 камера запуска очистного устройства, 1 камера приема очистного устройства, 1 межпромысловый трубопровод $\varnothing 530 \times 9$ с рабочим давлением 6.3 МПа протяженность 97,7 км.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: очистка и диагностика межпромыслового трубопровода.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Очистка и диагностика межпромыслового трубопровода проходит вахтовым методом работ.

| | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|-----------------|----------------|------------|---|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | Социальная ответственность | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Анохин А.Е. | | | | | 85 | 101 |
| <i>Руковод.</i> | | Шадрина А.В. | | | | | | |
| <i>Рук. ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | |

Согласно Трудового кодекса нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю[20].

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Работодатель сверх ежегодного оплачиваемого отпуска предоставляет дополнительные оплачиваемые отпуска, предусмотренные законодательством, в том числе:

- занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (на подземных работах, в зонах радиоактивного заражения, на других работах, связанных с неустраняемым неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, химических, биологических и иных факторов);
- работникам с ненормированным рабочим днем;
- работающим в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 86 |

6.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 1 представлены опасные и вредные факторы при ликвидации аварийных разливов нефти. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [21].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте трубопроводчика линейного

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Нормативные документы |
|--|--|
| 1.Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения | СП-52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23- 05-95*; |
| 2.Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения | |
| 3. Повышенный уровень шума | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [4] |
| 4.Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [5] |

| | |
|--|---|
| местонахождение работающего. | |
| 5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества, химикаты, химическая продукция) | ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [6] |
| 6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносщие 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; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо. | ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [7] |

6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.2.1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Создание оптимальных условий световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при

работе оборудованием и тд. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. В свою же очередь недостаток освещения или его неправильна спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Не только на зрение, но и весь человеческий организм остро реагирует на дискомфортный свет. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

Согласно СП 52.13330.2016 в помещениях, где происходит наблюдение за технологическим процессом при постоянном нахождении работников в помещении освещенность не должна быть ниже 300 лк. Правильно проведенная компоновка освещения дает высокий уровень работоспособности, положительное влияние на психологическое состояние и повышает производительность труда.

Естественное освещение (КЕО, ен) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

6.2.2. Повышенный уровень шума

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для запасовки и извлечения очистного устройства.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при высококвалифицированной работе, требующей сосредоточенности не должны превышать допустимый уровень в соответствии с СП 51.13330.2011 пункт 6.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 89 |

Повышенный уровень шума может отрицательно повлиять на слух, и вызвать другие заболевания такие как звон в ушах, головокружение, головную боль, повышенную усталость.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума,

| Вид трудовой деятельности, рабочее место | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---|--|---|----|----|-----|-----|-----|-----|------|--|
| | 1,5 | 3 | 25 | 50 | 100 | 200 | 400 | 800 | 1600 | |
| Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности | 3 | 9 | 0 | 3 | 8 | 5 | 2 | 0 | 9 | 60 |

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

6.2.3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего.

При длительном нахождении на холодном воздухе может появиться переохлаждению, обморожению конечностей, дискомфорту и нарушению сенсорной и нервно-мешочной функции.

Работы по запуску и приеме очистных устройств проходят как в летнее время, так и в зимнее время.

Микроклимат в рабочей зоне нормируется согласно ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ.

К работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний.

Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения.

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения.

Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения, общих теплопотерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

При разработке внутрисменного режима работы на период рабочей смены следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 91 |

6.2.3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм.

Нефть и нефтепродукты по вреду, оказываемому организму, относятся к 3 классу опасности. Отравление ими может сопровождаться мышечными судорогами и сильными спазмами, появление галлюцинации, рвота. Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения [25]:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

СИЗ: перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

СКЗ: при ликвидации аварийных разливов коллективная защита обеспечивается путем проведения инструктажа по правилам безопасности при работе с химическими веществами и нормированием времени непрерывной работы.

6.2.4. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Работы очистке и диагностике межпромыслового трубопровода проходят с использованием техники и оборудования, по промыслу может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и тд на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81, ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 92 |

категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Защита селитебной зоны

Работы по очистке очистных устройств от нефтешлама необходимо производить на специально отведенной территории, для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.» СЗЗ-1000 м. Согласно Постановлению Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. объекты по транспортированию по трубопроводам газа, продуктов переработки газа, нефти и нефтепродуктов с использованием магистральных трубопроводов, межпромысловых трубопроводов, а также по перегрузке нефти и нефтепродуктов, по сливу (наливу) нефти и нефтепродуктов на сливноналивных железнодорожных путях относятся к объектам II категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

6.3.2. Защита атмосферы

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при запуске и приеме очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 93 |

трубы, очистных устройствах, лотках для запасовки очистных устройств и т.д. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу.

Для снижения уровня загрязнения необходимо СанПиН 2.1.3684-21:

- Использование экологически безопасных источников энергии;
- Использование безотходной технологии производства;
- Борьба с выхлопными газами автомобилей.

6.3.3. Защита гидросферы

Согласно ГОСТ 17.1.3.13–86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений» при мероприятиях связанных с запасовкой и извлечением очистных устройств применяется различные машины и механизмы. Масла, различные виды топлива, смазочно-охлаждающие жидкости, отработанные техникой, а также нефтешлама который присутствует на очистном устройстве и в камере приема при извлечении очистного устройства, после очистки трубопровода, должны утилизироваться в специально предназначенные для этого места. Сброс отходов в водные источники запрещается. Для обеспечения безопасности водных источников необходимо проводить следующие мероприятия: все отработанные масла, топливо, смазочно-охлаждающие жидкости и нефтешлам должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

6.3.4. Защита литосферы

В процессе очистки внутренней полости трубы воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 94 |

Большую опасность при аварийных разливах нефти представляет попадание нефти в водоемы, поэтому при наличии вблизи аварии водостоков мероприятие должно быть выполнено в короткий срок для предупреждения загрязнения подземных и поверхностных вод.

При мероприятиях по очистке образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочно-охлаждающие жидкости;
- твердые бытовые отходы.

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 95 |

6.4. Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация; ЧС: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

ЧС делятся по следующим признакам: природного характера, биолого-социального характера, экологического характера, техногенного характера.

На площадке камер пуска-приема очистных устройств могут возникнуть следующие ЧС, техногенного характера: выброс взрывоопасных веществ в рабочую зону.

Меры по предупреждению ЧС: Узлы камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД должны иметь обвалование). Узлы камеры пуска-приема СОД должны быть оборудованы механическими устройствами, предотвращающими открытие затворов камер при наличии в них давления, датчиками обнаружения утечек и датчиками давления, подключенными к системе телемеханики. Площадки КПП СОД должны быть ограждены и оборудованы охранной сигнализацией. Площадки КПП СОД должны быть освещены. Должны соблюдаться обслуживающим персоналом правила эксплуатации оборудования. Также должно быть своевременное обслуживание техники и оборудования.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" класс возможного пожара «С» (пожар газов), первичные средства пожаротушения огнетушитель, кошма, песок.

Вывод по разделу

В данном разделе были рассмотрены правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в ЧС.

По уровню энергозатрат категория работ по очистке и диагностике межпромыслового трубопровода – III работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса II и взрывоопасной зоне класса В-Iг (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества).

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ – II.

Персонал получает I категорию по электробезопасности для допуска работы на оборудовании.

В подразделе «Экологическая безопасность» были рассмотрены возможные негативные последствия, влияющие на окружающую среду, в ходе рабочего процесса. Наибольшее негативное воздействие оказывается на литосферу, так как при разливах нефти на линейной части трубопровода нефть начинает проникать в грунт и для ликвидации загрязнения необходимо провести рекультивацию земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, были рассмотрены основные очистные устройства, используемые на производстве.

Рассмотрена инструкция по запуску/приему очистных устройств, ознакомление с технологической схемой.

Изучена основная проблема на производстве при пропуске очистных устройств, разработано рациональное предложение по увеличению работоспособности передатчика для определения местоположения очистного устройства при аварийной ситуации.

Проведены следующие расчеты: гидравлический расчет нефтепровода, определение силы, воздействующей на очистное устройство при движении в трубопроводе, определение параметров парафиноотложений.

Рассчитана сметная стоимость рационального предложения.

Изучены вопросы социальной ответственности при выполнении очистных мероприятий внутренней полости трубопровода.

| | | | | | | | |
|--|---------------------|-----------------|----------------|------------|--|-------------|---------------|
| | | | | | Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « » | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | Заключение | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Анохин А.Е.</i> | | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | <i>Шадрина А.В.</i> | | | | | | |
| <i>Рук. ООП</i> | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | |
| | | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| | | | | | | 98 | 101 |
| Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | | | | | | |

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [1] Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.–528 с.: ил.;
- [2] Стандарт ООО «РН-ВАНКОР» №П1-01.05 С-0067 ЮЛ-583;
- [3] Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.;
- [4] ООО «ЦОДТ Семигорье» - <https://semigor.r/>;
- [5] Паспорт очистного устройства Д6-С95-530 ООО «ЦОДТ Семигорье»;
- [6] Паспорт очистного устройства Д4-С95-530 ООО «ЦОДТ Семигорье»;
- [7] Паспорт очистного устройства Семигор-Д6-ТС95-530 ООО «ЦОДТ Семигорье»;
- [8] Абузова, Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 1992. – 320 с.;
- [9] Центр очистки и диагностики трубопроводов «Семигорье» Паспорт передатчик Семгиор – С-80-95. Уфа 2017;
- [10] Центр очистки и диагностики трубопроводов «Семигорье» Приемники - 1-42-1 Приемники серии Р купить с доставкой по Москве, СПб, Самаре, ЕКб, Уфе (semigor.ru);
- [11] Методы неразрушающего контроля : учеб. Пособие / О.Н. Петров, А.Н. Сокольников, В.И. Верещагин, Д.А. Агровиченко. – Красноярск : Сиб.федер. ун-т, 2021. – 132 с.;
- [12] Шаранова, Д. А. Использование технологии MFL для выявления коррозионных повреждений трубопроводов / Д. А. Шаранова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 24 (128). — С. 115-117. — URL: <https://moluch.ru/archive/128/35380/> (дата обращения: 19.05.2022);

| | | | | |
|---|-------------|-----------------|----------------|---------------|
| Организационно-техническое обеспечение очистки и диагностики межпромыслового трубопровода на примере межпромыслового нефтепровода « - » | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> |
| Разраб. | | Анохин А.Е. | | |
| Руковод. | | Шадрина А.В. | | |
| Рук. ООП | | Брусник О.В. | | |
| | | | | |
| Список используемых источников | | | | |
| | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| | | | 99 | 101 |
| Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А | | | | |

- [13] Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.npcvtd.ru/services/vnutritrubnaya-diagnostika/> (дата обращения: 19.05.2022);
- [14] Лурье М.В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.;
- [15] ОР-75.180.00-КТН-018-10 «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ)»;
- [16] РД 39-30-718-82 «Методика гидравлического расчета при перекачке газонасыщенных нефтей»;
- [17] П1-01.05 М-0133 – Типовые требования компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов»;
- [18] Порайко И. Н., Галюк В. Х. Очистка нефтепроводов водорастворимыми полимерами // Нефтяное хозяйство. — 1979. — № 9. — С. 58.;
- [19] Земенков Ю.Д., Васильев Г.Г., Дудин С.М. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – Москва: ИнфраИнженерия, 2006. – 928 с.;
- [20] Трудовой кодекс РФ;
- [21] ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- [22] СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
- [23] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- [24] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- [25] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- [26] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 100 |

[27] Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»;

[28] СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.;

[29] Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года);

[30] ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;

[31] ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;

[32] ГОСТ Р 57447-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация земель и земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами;

[33] ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 101 |