

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

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 |
|---|
| «Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями» |

УДК 622.692.4.053-047.44

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б6А | Сивуха Игорь Андреевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Брусник Олег Владимирович | к.п.н | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020г.

Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|---|--|
| <i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| <i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i> | | |
| 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-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</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-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i> |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P3 | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i> |
| P4 | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i> |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P5 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i> |
| P6 | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i> |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P7 | 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 (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i> |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|---|--|---|
| Р8 | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i> |
| Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» | | |
| Р9 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i> |
| Р10 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i> |
| Р11 | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i> |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 2Б6А | Сивуха Игорь Андреевич |

Тема работы:

| | |
|---|-------------------------|
| «Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 59-81/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 19.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|--|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на</i></p> | <p>Участок магистрального трубопровода «Игольско-Таловое-Парабель» 73-169км. условным диаметром 530x8мм, осложненный АСПО, на котором необходимо провести диагностику.</p> |
|--|--|

| | |
|---|--|
| <p>окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p> | |
|---|--|

| | |
|--|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Обзор нормативно-технической документов, регламентирующих проведение очистки и диагностики магистральных трубопроводов. Рассмотрение применяемых средств отчистки и диагностики, работ по организации, подготовке и проведению очистки и диагностике МТ Разработка разделов: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность. Заключение и выводы по работе.</p> |
|--|---|

| | |
|---|---|
| <p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | - |
|---|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н доцент |
| «Социальная ответственность» | Черемискина Мария Сергеевна, ассистент |
| | |

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

| | |
|--|------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | 29.02.2020 |
|--|------------|

Задание выдал руководитель:

| | | | | |
|-----------|-----|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----|------------------------|---------|------|

| | | | | |
|--------|---------------------------|---------------|--|------------|
| доцент | Брусник Олег Владимирович | к.т.н, доцент | | 29.02.2020 |
|--------|---------------------------|---------------|--|------------|

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------------|
| 2Б6А | Сивуха Игорь Андреевич | | 29.02.2020 |

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

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6А | Сивуха Игорю Андреевичу |

| | | | |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» |

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

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2022 N 1 (ред. От 07.07.2016) |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Общая система налогообложения |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Оценка перспективности с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; определение затрат |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Оценка технологической и экономической эффективности |

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|----------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 29.02.20 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|------------------------|---------|----------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б6А | Сивуха Игорю Андреевич | | 29.02.20 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б6А | Сивуха Игорь Андреевич |

| | | | |
|----------------------------|--|--------------------|---|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

| | |
|--|---|
| Обеспечение выполнения работ по диагностике магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями. | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| <p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p> | <p>Объект исследования: Диагностика линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями Область применения: участок магистрального нефтепровода «Игольско – Таловое - Парабель»</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> |
| <p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p> | <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума и вибрации; 2. недостаточная освещенность рабочей зоны. 3. отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. запыленность и загазованность рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); 2. повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3. повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации; |

| | |
|--|--|
| | 4. острые кромки, заусенции и шероховатости на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; |
| 3. Экологическая безопасность: | Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение водных ресурсов нефтепродуктами. Литосфера: загрязнение почвы нефтепродуктами, . |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | Возможные ЧС: разгерметизация трубопровода, разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти, трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти, возникновение пожара, транспортные аварии Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара ,разгерметизация трубопровода. |

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2Б6А | Сивуха Игорь Андреевич | | |

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

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 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

| | |
|--|-------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 19.06.2020г |
|--|-------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 14.03.2016 | <i>Общая характеристика района работ</i> | 10 |
| 28.03.2016 | <i>Технологические решения</i> | 10 |
| 15.04.2016 | <i>Диагностика и очистка магистрального нефтепровода</i> | 25 |
| 29.04.2016 | <i>Ликвидация последствий разливов нефти</i> | 20 |
| 05.05.2016 | <i>Расчетная часть</i> | 10 |
| 12.05.2016 | <i>Социальная ответственность</i> | 10 |
| 19.05.2016 | <i>Заключение</i> | 5 |
| 25.05.2016 | <i>Презентация</i> | 10 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| доцент | Брусник О.В. | к.т.н, доцент | | |

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 113 страниц, в том числе 22 рисунка, 10 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: диагностика линейной части, асфальтосмолопарафиновые отложения, временная КПП СОД, скребок, очистка.

Объектом исследования является осложненный асфальтосмолопарафиновыми отложениями участок магистрального нефтепровода, а также способы отчистки и диагностики с применением временных КПП СОД.

Цель исследования: разработка комплекса мероприятий по оптимизации проведения диагностики линейной части участка 73-169 км. магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

В процессе исследования были рассмотрены технологические решения по проведению диагностики, средства отчистки и диагностики МТ, основные этапы проведения диагностики. Выполнен расчет для определения прочности элементов временной КПП СОД от действия внутреннего давления.

В результате исследования определена технология, позволяющие достичь наилучшего результата.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | Обозначения, определения, сокращения | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 11 | 113 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Определения:

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Патрубок: небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпаный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

Задвижка: трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

| | | | | | | | | |
|-------------------|--------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | Сивуха И.А. | | | | Обозначения, определения, сокращения | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | Брусник О.В. | | | | | | 12 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | Брусник О.В. | | | | | | | |

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода

Профилемер: внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения 9 трубопровода, выявления отводов трубопровода и определения их местоположения.

Скребок: внутритрубное диагностическое устройство, предназначенное для очистки внутренней полости газопровода от парафинсодержащих и смолистых отложений, твердых частиц, посторонних предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка.

Гофр: чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода

Вмятина: локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси трубопровода.

Овальность: дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

Сокращения:

МН, МНПП (МТ) - магистральный нефтепровод, нефтепродуктопровод (трубопровод)

КПП СОД – камера пуска (приема) СОД

СОД – Средства отчистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------------|------|
| | | | | | Обозначения, определения, сокращения | Лист |
| | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ГСМ – горюче смазочные материалы

МН, МНПП (МТ) - магистральный нефтепровод,
нефтепродуктопровод (трубопровод)

КПП СОД – камера пуска (приема) СОД

СОД – Средства отчистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

ГСМ – горюче смазочные материалы

ВТД – внутритрубная диагностика

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

НПС – нефте(нефтепродукто-)перекачивающая станция

ОУ – очистное устройство

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВИП – внутритрубные инспекционные приборы

ЛЧ – линейная часть

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------------|------|
| | | | | | Обозначения, определения, сокращения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 14 |

СОДЕРЖАНИЕ:

| | |
|--|----|
| Введение | 18 |
| 1. Общая характеристика района работ | 20 |
| 1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ. | 20 |
| 1.2 Климатическая характеристика района работ | 20 |
| 1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ | 21 |
| 2. Технологические решения | 23 |
| 2.1 Перечень выполняемых работ | 29 |
| 2.2 Земляные работы | 30 |
| 2.2.1 Порядок организации земляных работ | 30 |
| 2.2.2 Разработка и обустройство котлована | 32 |
| 2.2.3 Засыпка котлована | 35 |
| 2.3 Сварочно-монтажные (демонтажные) работы | 37 |
| 2.4 Общестроительные работы | 41 |
| 2.5 Защита от коррозии строительных конструкций | 44 |
| 2.6 Гидравлические испытания на прочность и герметичность | 44 |
| 3. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | 46 |
| 3.1 Внутритрубная диагностики нефтепроводов | 46 |
| 3.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов | 48 |
| 3.3 Средства отчистки и диагностики МТ | 49 |
| 3.4 Организация, подготовка и проведение очистки и диагностики магистральных трубопроводов | 67 |
| 4. Расчетная часть | 72 |
| 4.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию | 74 |

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Содержание | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 15 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | |
|---|-----|
| 4.2 Расчет толщины стенки камеры | 75 |
| 4.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры | 76 |
| 4.4 Расчет технологических патрубков КПП СОД..... | 77 |
| 4.5 Расчет толщины стенки патрубков газовой воздушной линии | 78 |
| 4.6 Расчет толщины стенок днища камеры..... | 80 |
| 4.7 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода..... | 81 |
| 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 84 |
| 5.1 Обоснование потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах..... | 85 |
| 5.2 Потребность в ГСМ..... | 87 |
| 5.3 Обоснование потребности строительства в кадрах | 88 |
| 5.4 Затраты на материалы. | 89 |
| 5.5 Итоговая стоимость | 95 |
| 5.6 Экономическая эффективность | 95 |
| 5.7 Технологическая эффективность..... | 96 |
| 5.8 Вывод по разделу..... | 96 |
| 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 97 |
| 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 97 |
| 6.2 Производственная безопасность..... | 99 |
| 6.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия | 101 |
| 6.3.1 Повышенный уровень шума и вибрации | 101 |
| 6.3.2 Недостаточная освещенность | 102 |
| 6.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе | 103 |
| 6.3.4 Запыленность и загазованность рабочей зоны..... | 104 |

| | |
|---|-----|
| 6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия | 105 |
| 6.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования | 105 |
| 6.4.2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи | 105 |
| 6.4.3 Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации. | 106 |
| 6.4.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования..... | 106 |
| 6.5 Экологическая безопасность | 106 |
| 6.5.1 Защита атмосферы..... | 107 |
| 6.5.2 Защита литосферы..... | 107 |
| 6.5.3 Защита гидросферы..... | 108 |
| 6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 109 |
| 6.7 Вывод по разделу | 110 |
| Заключение | 111 |
| Список использованных источников: | 112 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России и за рубежом в общем объеме добываемого нефтесодержащего сырья увеличивается доля нефтепродуктов, характеризующихся высоким содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК).

При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов, в некоторых случаях до полного прекращения перекачивания.

Комплексная система обеспечения надежности транспортной системы основывается на системе диагностического обслуживания МТ.

Хорошо организованная диагностика линейной части магистральных трубопроводов позволяет постоянно контролировать состояние труб, электрохимической защиты и изоляции, своевременно определять и ликвидировать их повреждения, объективно оценивать эффективность противокоррозионных мероприятий и принимать решения о объеме и сроках ремонта.

Так, одной из самых эффективных технологий очистки и диагностики нефтегазопроводов является метод выявления дефектов и повреждений целостности труб, также очистки трубопровода от внутренних отложений, путем запуска по нефтегазопроводу специальных устройств – внутритрубных дефектоскопов и очистных скребков, оснащенных специальными датчиками.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | Введение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 18 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Преимуществом внутритрубного способа диагностики является отсутствие необходимости установки приборов постоянного контроля вдоль трубопровода, а также точная оценка местоположения дефекта вместе с размерными характеристиками. Это, в свою очередь, ведет к снижению риска пропуска дефекта в трубопроводе, а значит к более точной дефектоскопии.

Преимуществом внутритрубной очистки является более качественное удаление внутренних отложений, таких как: парафин, песок, соли, асфальтены и др. А также качественная внутритрубная очистка нефтегазопровода ведет к более точной последующей диагностики трубопровода.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в обосновании применения временных КП СОД для проведения диагностики на участке 73-169 км. МН «Игольско-Таловое-Парабель».

Актуальность работы заключается в решении проблемы диагностики участка 73-169 км. МН «Игольско-Таловое-Парабель» осложненного асфальтосомопарафиновыми отложениями, путем применения временных камер на 124 км. данного участка.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------|------|
| | | | | | Введение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

| Наименование | Значение |
|---|--|
| 1 Среднегодовое количество осадков - за ноябрь-март - за апрель-октябрь | 136 мм 404 мм |
| 2 Высота снежного покрова средняя/максимальная | Снежный покров появляется во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в третьей декаде октября, а разрушается во второй декаде апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается в первой декаде мая. Максимальной высоты снежный покров достигает в конце второй декады марта. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 94 см. Расчетное значение веса снегового покрова для IV района $S_g=2,40\text{кПа}$ (240 кг/м ²) |
| 3 Скорость ветра | Средне годовая скорость ветра - 3,2 м/с. Максимальная скорость ветра с учетом порыва - 34 м/с. |
| 4 Влажность воздуха | Средняя годовая упругость водяного пара составляет 6,1 гПа. Средняя месячная упругость водяного паров изменяется от 1,2 гПа в январе до 15,1 гПа в июле. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 75 %. Средние месячные ее значения изменяются от 64 % в мае до 82 % в ноябре. Средний годовой дефицит насыщения воздуха равен 2,6 гПа. |
| 5 Облачность | В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 138 пасмурных дней и 31 ясный день. |
| 6 Туманы | Среднее количество дней с туманами составляет 16, наибольшее – 32 |
| 7 Метели | В среднем в году 13 дней бывает с метелью, максимальное количество дней - 85. |
| 8 Грозы | Грозы наблюдаются в теплое время и сопровождаются шквалистым ветром, сильными ливнями, градом. Среднегодовое количество дней с грозой составляет 22, наибольшее - 39. Среднегодовая продолжительность гроз составляет от 40 до 60 часов |
| 9 Град | Среднее число дней с градом в году составляет 1,2. Наибольшее число дней с градом в году составляет 5. |
| 10 Гололед | Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 15 мм |

Таблица 1.1 – Среднемесячная и годовая температура воздуха

| Населенный пункт | Среднемесячная температура по месяцам года и среднегодовая температура, °С | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--|-------|------|------|-----|------|------|------|-----|-----|-------|-------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | Год |
| с. Средний Васюган. | -19,8 | -17,7 | -8,3 | -0,3 | 7,7 | 15,2 | 18,5 | 14,4 | 8,2 | 0,1 | -10,5 | -17,2 | -0,8 |

1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Район работ по диагностике МТ расположен в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. В географическом

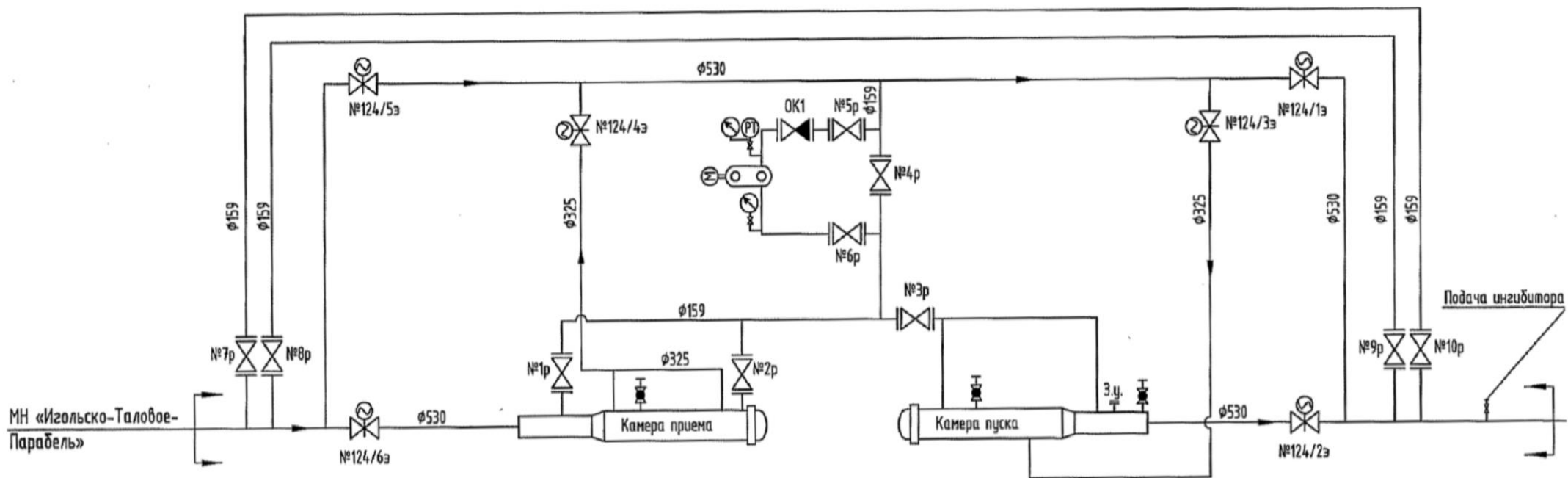
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------------|------|
| | | | | | Общая характеристика района работ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

отношении площадь работ находится в юго-восточной части Западносибирской низменности на участке Обь-Иртышского междуречья.






В стратиграфическом отношении территория исследования относится к восточной подзоне Нюрольской фациальной зоны Обь-Иртышской фациальной области.

В геологическом строении принимают участие карбонатные и терригенкарбонатные образования доюрского фундамента и несогласно перекрывающие их слабодислоцированные отложения мезозойско-кайнозойского чехла. Герасимовское месторождения расположено в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. Рельеф представляет собой плоскую, местами полого-увалистую, большей частью заболоченную поверхность, с незначительными, часто не выделяющимися уклонами к крупным водотокам. Гипсометрические отметки изменяются от 55 м до 146 м. Рельеф слабо расчленен, что способствует интенсивному заболачиванию поверхности. В целом, формирование современного рельефа данного района происходит под влиянием болото образовательного процесса, типичного для Васюганской области торфонакопления. Господствующее положение на рассматриваемой территории занимают болотные торфяные низинные и переходные почвы. Мощность торфяного слоя варьирует в широких пределах, от 0,5 до 1-2 м. Реже встречаются светло-серые лесные и дерново-подзолистые глеевые почвы. Заболоченные равнины составляют 21,7 % территории муниципального образования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------------------|------|
| | | | | | Общая характеристика района работ | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 22 |



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

-  Задвижка электроприводная
-  Задвижка клиновья с ручным приводом с фланцевым присоединением
-  Кран шаровой с ручным приводом с приварным соединением
-  Обратный клапан с фланцевым присоединением
-  Граница проектирования

Технологическая схема временного узла приема/пуска СОД на основной нитке МН «Изоляско-Таловое-Парабель» обеспечивает выполнение следующих операций:

Рисунок 22 – Технологическая схема временного узла пуска СОД [3]

Нефтепровод является объектом транспортной инфраструктуры. В соответствии с 116-ФЗ от 21.07.1997 г. участок магистральных нефтепроводов, обслуживаемый РНУ «Парабель»; км 260 – км 455 «Александровское-Анжеро-Судженск»; км 0 – км 397,7, «Игольско-Таловое-Парабель» является опасным производственным объектом, зарегистрирован в государственном реестре ОПО рег. номер А62-00954-0002 11.05.2001г. Уровень ответственности сооружения – I (повышенный).

Магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель» DN 500 относится к классу III по СП 36.13330.2012. Категория трубопровода III по табл.2 СП 36.13330.2012. Категория участка нефтепровода I по п.14 табл.3 СП 36.13330.2012. [4]

Категория наружных установок камер пуска, приема СОД по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 – Ан.[5] Над фланцевым разъемом корпуса задвижек взрывоопасная зона класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 ограничена полушарием радиусом 3 м. Над затвором и патрубком для установки запасовочного устройства камер пуска и приема СОД взрывоопасная зона класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 ограничена полушарием радиусом 5 м.

Помещений с постоянным пребыванием людей на территории КПП СОД не предусмотрено.

Проектное рабочее давление на выходе ПСП «Игольское» – 4,13 МПа.

Проектное рабочее давление для проведения гидроиспытаний трубопроводов обвязки КПП СОД в соответствии с РД-75.180.00-КТН-106-18 составляет 6,3 МПа.

Участок магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» км 124 обслуживает ЛАЭС «Герасимовское» РНУ «Парабель».

Трубы диаметром 530мм на технологических трубопроводах приняты

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования», второго уровня качества, класса прочности К56. Требования к основному металлу труб указаны в ОТТ-23.040.00-КТН-135-15

Механические характеристики труб из стали класса прочности К56:

- минимальное значение временного сопротивления разрыву 550 Н/мм²;

- минимальное значение предела текучести 410 Н/мм².

Детали трубопроводов большого диаметра приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-105-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Соединительные детали диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования», второго уровня качества, класса прочности К56.

Трубы диаметром 159, 325мм для дренажных трубопроводов, трубопроводов отвода и подвода нефти приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм. Общие технические требования» из стали класса прочности К48. Детали малого диаметра для данных трубопроводов приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-104-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Соединительные детали диаметром от 159 до 426 мм. Общие технические требования» из стали класса прочности К48.

Механические характеристики труб из стали класса прочности К48:

- минимальное значение временного сопротивления разрыву 470 Н/мм²;

- минимальное значение предела текучести 265 Н/мм².

Проектом предусмотрена установка надземно на фундаментах временных камер пуска и приема СОД DN 500 параллельно существующему нефтепроводу на расстоянии 15м от его оси. Соединение камер с

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

магистральным нефтепроводом предусмотрено с использованием отводов горячего гнутья ОГ45°530(8K56)-6,3-0,75-5DN-1700 – 2шт. и ОГ61°530(8K56)-6,3-0,75-5DN-1700 – 2шт.

Перемычка между входом камеры приема и выходом камеры пуска выполнена из трубы 530x8,0мм. Основная часть этой трубы представляет собой демонтированный участок магистрального нефтепровода. На узлах подключения перемычки используется труба 530x8,0-K56-2, АКП тип 1 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15.

Трубопроводы подвода и отвода нефти проектом предусмотрены из трубы 325x7,0-K48-2-1, АКП тип 1 в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18. Врезка данных трубопроводов предусмотрена тройниками в перемычку DN 500.

Дренаж из временных камер предусмотрен по дренажному трубопроводу DN150 до узла подключения насосного агрегата и далее в перемычку DN 500. Нефть из камеры пуска или приема СОД подается самотеком на вход насосного агрегата ЦНС-150x50 и под давлением, создаваемым агрегатом, закачивается в перемычку между входом и выходом временного узла камер пуска и приема СОД.

В узле камер пуска и приема СОД устанавливается запорная арматура – задвижки шибберные и клиновые DN 500, 300 на условное давление PN 6,3 МПа под сварное соединение с трубопроводом с классом герметичности «А» по ГОСТ Р 54808-2011 с управлением от электропривода. Задвижки на дренажном трубопроводе приняты клиновые DN 150 с фланцевым присоединением к трубопроводу с ручным управлением с классом герметичности «А». Задвижки DN 500, 300 устанавливаются на опорные конструкции, предусмотренные в строительной части проекта.

В процессе очистки участка магистрального нефтепровода будет использоваться установка подачи ингибитора в нефтепровод. В данном

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 27 |

проекте для присоединения установки предусмотрен патрубок DN 15 (бобышка приварная) с шаровым краном и заглушкой. Производительность подачи ингибитора и необходимое количество будет рассчитываться по договору организацией, монтирующей данную установку.

После выполнения сварочных работ поперечных кольцевых сварных стыков провести визуально-измерительный, ультразвуковой и радиографический контроль качества сварных соединений в объеме 100 %. Качество сварных соединений, выявляемое по результатам неразрушающего контроля физическими методами, должно соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

Для сварных стыков врезки патрубков (в т.ч. бобышки устройства для подачи ингибитора) в трубопровод, сварных швов приварки усиливающих накладок к трубопроводу неразрушающий контроль выполнить в объеме:

- визуально-измерительный контроль в объеме 100%;
- ультразвуковой контроль в объеме 100%;
- капиллярный контроль (ПВК) в объеме 100%.

Кроме того, сварной шов приварки бобышки должен быть проверен избыточным давлением.

Около шовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевому шву нахлесточных сварных соединений усиливающих накладок, на расстоянии 50 мм должна быть проверена на отсутствие дефектов в объеме:

- визуально-измерительный контроль в объеме 100%;
- ультразвуковой контроль в объеме 100%;
- капиллярный контроль (ПВК) в объеме 100%.

Монтаж временного узла пуска и приема СОД предусмотрен этапами.

1-й этап: врезка вантузных тройников, монтаж трубопровода СРТ DN150 для временной перекачки нефти, врезка тройников, монтаж узлов задвижек №№124/1-2, 5-6, монтаж перемычки DN500. Выполняется в

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 28 |

остановку нефтепровода. По окончании этого этапа возобновляется перекачка нефти по нефтепроводу.

2-й этап: Установка камер пуска и приема СОД, монтаж технологических трубопроводов с арматурой, гидравлические испытания.

3-й этап: Врезка тройников смонтированных трубопроводов дренажа, отвода и подвода нефти в перемышку. Выполняется в остановку нефтепровода.

2.1 Перечень выполняемых работ

Проектом предусмотрены следующие работы:

- разработка котлована;
 - демонтаж участка МН;
 - установка надземно на фундаментах (из ж/бетонных плит) временных камер пуска и приема СОД;
 - устройство перемышки между входом камеры приема и выходом камеры пуска. Основная часть перемышки выполняется из демонтированного участка магистрального нефтепровода.
 - прокладка технологических трубопроводов;
 - обратная засыпка котлована;
 - переустройство ВЛ-6 кВ (установка разъединителя на существующей опоре № 537);
 - установка передвижной КТП;
 - электроснабжение технологического оборудования площадки временных камер пуска и приема СОД DN500;
- устройство заземления и молниезащиты (установка молниеотводов).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 29 |

2.2 Земляные работы

2.2.1 Порядок организации земляных работ

Земляные работы должны проводиться в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012, РД-13.110.00-КТН-031-18, ОР-23.040.00-КТН-128-15, ВСН 31-81, РД 39-00147105-015-98, ОР-13.100.00-КТН-082-18, ОР-13.100.00-КТН -030-12.

В состав земляных работ входят:

- оформление разрешительных документов на производство работ в охранной зоне МН и других инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН, подписанного представителями эксплуатирующих организаций;
- обозначение опознавательными знаками трассы нефтепроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства работ, вспомогательных площадок;
- устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси МН;
- обустройство переездов с твердым покрытием через МН, обозначение их знаками;
- разработка и обустройство ремонтного котлована, в т.ч. для врезки вантузов, технологических отверстий;
- планировка земли на трассе прохождения временных трубопроводов для откачки нефти (при необходимости);
- обратная засыпка (после выполнения работ) ремонтного котлована;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

– рекультивация земель (после выполнения работ) на месте производства ремонтных работ.

До начала земляных работ ОСТ должна установить опознавательные знаки на ось прохождения заменяемого узла нефтепровода, в местах пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, на ось коммуникаций, попадающих в зону производства работ, в вершинах углов поворотов, в местах расположения сварных присоединений и трубной арматуры.

Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия нефтепровода и т. д.). Опознавательные знаки устанавливаются в условиях ограниченной видимости – через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены знаками через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах.

Опознавательные знаки должны быть установлены на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли (снега в зимнее время).

Надписи на щите-указателя должны быть выполнены и окрашены в соответствии с РД-01.120.00-КТН-186-16 (подраздел 15).

Разработка грунта в проектной документации предусмотрена механизированным способом и вручную.

Запрещается разработка грунта механизированным способом на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали от коммуникации в местах пересечения действующих подземных коммуникаций, на расстоянии менее 1 м по горизонтали вдоль оси трубопровода и 0,5 м по вертикали от сварных присоединений (в соответствии с предоставленным отчетом по ВТД

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 31 |

(ремонтные конструкции, вантузы, несанкционированные врезки, чопки, бобышки, выводы катодные, отводы для приборов КИПиА) и трубной арматуры. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную. Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

При обнаружении на месте разработки грунта подземных сооружений, не указанных в рабочих чертежах, работы должны быть немедленно приостановлены до выяснения владельцев коммуникаций и согласования с ними порядка производства работ.

2.2.2 Разработка и обустройство котлована

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР. Разработка котлована должна осуществляться экскаватором. Для предотвращения повреждения МТ ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей МТ и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,5 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

В соответствии с требованиями ОТТ-33.160.40-КТН-052-14 необходимо использовать экскаваторы и бульдозеры для выполнения земляных работ, оснащенных системой видеофиксации рабочей зоны. При выполнении работ должны соблюдаться требования ОР-33.160.00-КТН-152-14. Ответственность за ежедневный контроль выполнения работ по видеофиксации рабочей зоны экскаваторов/бульдозеров подрядной

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 32 |

организации возлагается на службу контроля качества подрядной организации.

До начала земляных работ ОСТ должны определить наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

Размеры ремонтного котлована уточнить в ППР и должны обеспечивать проведение работ по врезке деталей:

l – длина заменяемого участка МТ, м, но не менее значений, указанных в пункте 11.1. РД-23.040.00-КТН-064-18, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 м.

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована по дну не менее 1,2 м, по верху – не менее 1,5 м.

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована должна быть обеспечена крутизна откосов, с учетом значений, указанных в таблице 4.1. Перед началом производства работ в котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением рулетки.

Таблица 2 – Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

| Вид грунта | Минимальное расстояние по горизонтали от края основания котлована до бровки котлована b , м. | | | | | | | | | | |
|------------|--|---------------------------|------|------|-----------------------------------|---------------------------|------|------|------|------|------|
| | Угол откоса при H до 1,5 | Глубина котлована H , м | | | Угол откоса при H от 1,5 до 3,0 | Глубина котлована H , м | | | | | |
| | | 0,75 | 1 | 1,25 | | 1,5 | 1,75 | 2 | 2,25 | 2,5 | 2,75 |
| Суглинок | 76° | 0,19 | 0,25 | 0,31 | 63° | 0,76 | 0,89 | 1,02 | 1,15 | 1,27 | 1,40 |

Примечание – При напластовании различных видов грунта крутизну откосов для всех пластов надлежит назначить по более слабому виду грунта.

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валун, камни и прочие негабаритные включения должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано нарядах-допусках.

Для возможности спуска и подъема работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована, из расчета по две лестницы на каждую сторону торца котлована.

Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении.

Ремонтный котлован должен быть обозначен информационными и предупредительными знаками, огражден сигнальной лентой.

Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0 × 1,0 м или дренажная канава сечением 1,0 × 0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане.

Режим водоотлива должен быть таким, чтобы постоянно поддерживать уровень воды ниже основание котлована до окончания ремонтных работ.

Для водоотлива предусматривается водоотливной насос производительностью 16 – 25 м³/час.

Работы по открытому водоотливу и искусственному понижению уровня грунтовых вод должны производиться в соответствии с СП

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 34 |

45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция»

При водопонижении дно котлована выложить деревянными инвентарными щитами.

Вскрытие трубопровода в водонасыщенных грунтах следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

2.2.3 Засыпка котлована

После завершения работ производится процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель.

Производство земляных работ по засыпке нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР.

Засыпка выполняется бульдозером. Котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия. При проведении работ в зимнее время расчистку котлована от снега до верхней образующей МТ, а также приварных элементов должна осуществляться вручную, не допуская механических повреждений трубопровода.

Перед засыпкой ремонтного котлована необходимо выполнить обсыпку МТ мягким грунтом, толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта вручную.

Последовательность работ при засыпке котлована:

- присыпать трубопровод экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубопровода (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35% от объема

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 35 |

присыпки);

- засыпать котлован бульдозером;
- спланировать поверхность экскаватором;
- провести рекультивацию.

Окончательная засыпка нефтепровода проводится грунтом из отвала.

Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ.

Котлованы в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным трамбованием.

При производстве работ по устройству обратных засыпок состав контролируемых показателей, предельные отклонения, объем и методы контроля должны соответствовать требованиям приведенным в приложении М СП 45.13330.2017.

При отсутствии в проекте заданных значений коэффициента уплотнения грунтов следует руководствоваться значениями, приведенными в таблице М.2. СП 45.13330.2017.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в 6.1.1, разделе РД-23.040.00-КТН-064-18;
- начинать и проводить работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с оператором НПС, диспетчером РНУ;
- начинать и проводить земляные работы в отсутствие лица, ответственного за производство работ;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

- начинать и проводить работы в отсутствие на месте производства работ лица, ответственного за контроль при производстве работ, в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12;
- проводить работы в котловане без страхующих лиц, находящихся на бровке котлована;
- находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша работающего экскаватора;
- проводить работы при отсутствии ограждений и знаков безопасности, в ночное время световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1,5 м;
- применять ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, МТ;
- удерживать клинья руками при разработке мерзлого грунта кувалдами;
- находиться людям в котловане, траншее при появлении продольных трещин в стенках.

2.3 Сварочно-монтажные (демонтажные) работы

Все сварочное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы «Транснефть».

Все сварочные материалы должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16.

Применяемые технологии сварки должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16.

При сварке следует использовать управляемые источники сварочного тока и сварочные агрегаты, предусмотренные РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов».

Источники сварочного тока должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы «Транснефть и разрешены к применению согласно ОТТ-25.160.00-КТН-010-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование и материалы сварочные. Общие технические требования».

В процессе подготовки к сварке необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 38 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Технологические решения | | | | | |

прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;

- осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из негорючих тканевых, пластиковых материалов;

- осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ПАО «Транснефть» на трубы;

- удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной 15 мм от торца трубы.

Операционный контроль сварных стыков трубопроводов производится следующими способами:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами

контроля;

После выполнения сварочных работ провести визуально-измерительный, ультразвуковой и радиографический контроль качества сварных соединений в объеме 100 %. Качество сварных соединений, выявляемое по результатам неразрушающего контроля физическими методами, должно соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

Монтаж (демонтаж) труб, укладка труб в траншею выполняется с помощью автомобильного крана.

При укладке (демонтаже) трубопровода следует контролировать:

- соответствие кранов и грузозахватной оснастки требованиям ППР;
- соблюдение правильности расстановки и высот подъема трубопровода, установленных ППР;
- сохранность изоляционного покрытия;
- полное прилегание трубопровода к дну траншеи.

Параметры расположения строительной техники около ремонтного котлована определяются исходя из физико-механических свойств грунта и глубины траншеи согласно РД-23.040.00-КТН-064-18.

Таблица 2.1 – Параметры расположения строительной техники около ремонтного котлована

| № п/п | Глубина ремонтного котлована | Минимальное расстояние(м) от основания откоса ремонтного котлована до оси ближайших опор крана при ненасыпном грунте | | | | |
|-------|------------------------------|--|------------|-------------|-----------|---------------|
| | | Песчаный и гравийный | Супесчаный | Суглинистый | Глинистый | Лесовый сухой |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 1 | 1,50 | 1,25 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 2 | 2 | 3,00 | 2,40 | 2,00 | 1,50 | 2,00 |
| 3 | 3 | 4,00 | 3,60 | 3,25 | 1,75 | 2,50 |
| 4 | 4 | 5,00 | 4,40 | 4,00 | 3,00 | 3,00 |

2.4 Общестроительные работы

Фундаменты под оборудование и технологические трубопроводы.

В качестве фундаментов под технологические задвижки и камеры приема и пуска используются плиты дорожные размером ПДН 6х2х0,14 м. Под задвижки 124/3, 124/4 используются ж/бетонные плиты размером 2х2х0,14 м.

Стойки под технологические опоры запроектированы из стальных труб. Стойки опор устанавливаются:

- вариант 1 вдавливание стойки в грунт на глубину 2,3 м;
- вариант 2 в предварительно просверленные котлованы глубиной 2,3

м.

Для исключения сил морозного пучения пазухи котлованов засыпаются гравийно-песчаной смесью с проливкой поверху горячим битумом.

Молниеотвод

Молниеотвод индивидуального изготовления и выполнен в виде металлической стойки, закрепленной с помощью хомутов на железобетонную опору ВЛ 10кв типа СВ 110-3.5.

Высота молниеотвода – 16,50 м.

Для закрепления железобетонной опоры в грунте пробурен котлован ϕ 700 мм глубиной 2,70 м. Основание котлована уплотняется гравием. Коэффициент уплотнения – 0,95.

По дну котлована устраивается я подушки из гравия толщиной 200мм.

Пазухи между стенками котлована и стойкой заполняются крупнозернистым песком с тщательным уплотнением.

Монтаж конструкций производить в соответствии с требованиями разделов СП 70.13330.2012.

Мероприятия по обеспечению устойчивости в процессе монтажа

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

конструкций следует предусматривать в проекте производства работ (ППР) с учетом их конструктивно-компоновочных решений (включая монтажные соединения), материала конструктивных элементов и местных условий.

Устойчивость и геометрическую неизменяемость монтируемых конструкций зданий и сооружений следует обеспечивать соблюдением последовательности установки конструктивных элементов и блоков.

Подъем конструкций в проектное положение осуществляется монтажными механизмами. Строповка блока разрабатывается в ППР.

Бурение ям для установки железобетонной стойки типа СВ 110-3,5 выполнить при помощи бурильно-крановой машины на глубину 2,7 м диаметром 0,7 м, с последующим уплотнением грунта и устройством подушки из гравия толщиной 0,12 м. Глубина бурения ямы должна быть несколько больше (на 5-10 см) величины заглубления опоры.

На монтажной площадке выполнить сборку молниеотвода, прикрепить к железобетонной стойке конструкцию молниеотвода при помощи хомутов из полосовой стали. Обмазать бетонную поверхность стойки, находящуюся в грунте за два раза битумной мастикой по огрунтованной праймером поверхности.

Установку и укрепление опоры, в грунте выполнить в следующей последовательности:

- в готовую яму установить доску таким образом, чтобы в нее при подъеме опоры упирался нижний конец;
- от нижнего конца опоры отмерить и нанести метку (уровень заглубления опоры в грунт);
- опору застропить и закрепить стропы на крюке кранового устройства автокрана;
- поднимать опору при помощи автокрана и с помощью багров направить ее нижний конец в яму и по риску (метке) на

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

опоре определить необходимость подсыпки грунта в яму (под опорой);

- регулировать опору по высоте (заглубление) поднятием опоры и подсыпкой грунта в яму, затем регулировать опору во взаимно перпендикулярных плоскостях (вдоль и поперек линии) и закрепить опору засыпкой грунта и его трамбованием;
- выполнить глиняную отмостку.

Строительная площадка должна быть ограждена в соответствии с требованиями ГОСТ 23407 и обозначена знаками безопасности и надписями установленной формы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 12.4.026. Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.046.

Монтируемые элементы следует поднимать плавно, без рывков, раскачивания и вращения, как правило, с применением оттяжек. При подъеме вертикально расположенных конструкций используют одну оттяжку, горизонтальных элементов и блоков - не менее двух.

Поднимать конструкции следует в два приема: сначала на высоту 20-30 см, затем, после проверки надежности строповки, производить дальнейший подъем.

При установке монтажных элементов должны быть обеспечены:

- устойчивость и неизменяемость их положения на всех стадиях монтажа;
- безопасность производства работ;
- точность их положения с помощью постоянного геодезического контроля;
- прочность монтажных соединений.

Устанавливаемые монтажные элементы до расстроповки должны быть

надежно закреплены.

Конструкции с монтажными сварными соединениями надлежит закреплять в два этапа - сначала временно, затем по проекту. Способ временного закрепления должен быть указан в ППР в соответствии с чертежами марки АС.

2.5 Защита от коррозии строительных конструкций

Защиту стальных строительных конструкций от коррозии производить в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 "Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85", ГОСТ 9.402-2004 "Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию" и материалами, разрешенными к применению в ПАО "Транснефть".

Технологический процесс защиты металлоконструкций от коррозии на стройплощадке включает в себя следующие операции:

1 Подготовка поверхности (очистка поверхности металлоконструкции от окислов, механических, жировых и других загрязнений). Поверхность должна быть сухой, предварительно очищенной от пыли, грязи, жира, ржавчины, окалина, старого лакокрасочного покрытия. Ранее окрашенные поверхности очистить от загрязнений, удалить слабодержащуюся краску металлическими щетками, удалить пыль, обезжирить растворителем.

2 Нанесение грунтовочных слоев. Грунт наносить в два слоя кистью, валиком.

3 Контроль качества выполняемых работ.

2.6 Гидравлические испытания на прочность и герметичность

Трубопроводная обвязка с подключенным технологическим оборудованием узлов КПП СОД подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытание трубопроводной обвязки узлов КПП

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 44 |

СОД производится гидравлическим способом на прочность и герметичность в два этапа.

На 1 этапе трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию совместно с камерой давлением в верхней точке $1,25P_{раб}$, в любой точке – не более наименьшего из $P_{раб}$ на трубу, арматуру, детали и оборудование в течение 24 часов.

На 2 этапе происходит испытание трубопроводов и оборудования дренажной и газовой воздушной линий.

До проведения гидравлического испытания камеры приема-пуска, до установки заглушек внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом для очистки трубопроводов от окалины, а также случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта и различных предметов.

Гидравлические испытания выполняются этапами:

Испытания тройниковых узлов врезки в магистральный нефтепровод с задвижками №№124/1-2, 5-6.

Испытания смонтированных камер с технологическими трубопроводами обвязки до присоединения к магистральному нефтепроводу.

Испытания на прочность выполняются давлением, наименьшим из заводских испытательных давлений оборудования (камер), арматуры, труб, деталей. Наименьшее заводское испытательное давление для арматуры составляет 9,45 МПа. Продолжительность испытания на прочность 24 часа.

Испытание на герметичность выполняются давлением 6,3 МПа в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18. Продолжительность испытания на герметичность составляет время, необходимое для осмотра, но не менее 12 часов.[3]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Технологические решения | Лист |
| | | | | | | 45 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов

3.1 Внутритрубная диагностики нефтепроводов

Техническое состояние ЛЧ МН характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры. Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются: - наличие недопустимых соединительных деталей; - наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков. Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика. В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (далее – ВИП). Основной принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину дефектов трубопровода. Для контроля за движением ВИП во время пропуса вдоль НП устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью НП в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе НП все они снабжены специальными приемо-передатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок. Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 46 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

Все работы, связанные с подготовкой и эксплуатацией ВИП, проводятся под контролем специалистов ОАО ЦТД «Диаскан». Для проведения внутритрубной диагностики МН существует две группы устройств внутритрубной инспекции: - калибровочные устройства и профилемеры; - ультразвуковые и магнитные дефектоскопы. Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К данным устройствам относят следующие типы ВИП: - профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения; - шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком; - скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода; - скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений НП (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм; - устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок НП. Устройства второй группы используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п. К данным устройствам относят следующие типы ВИП: 10 - ультразвуковой дефектоскоп WM – предназначен для определения дефектов стенок методом ультразвуковой толщинометрии; - магнитный дефектоскоп MFL – предназначен для оценки состояния стенок трубопровода и дефектов кольцевых сварных стыков; - ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для обнаружения трещин на стенках трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом. [6]

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

3.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности НП, приводящее к снижению эффективности работы, существенному увеличению затрат на прокачку нефти и ухудшению ее качества из-за загрязнения механическими примесями. Главными причинами, вызывающими уменьшение пропускной способности НП, являются: - накопление отложений парафина; - повышение шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии; - накопление продуктов коррозии и механических примесей; - скопление в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Очистка внутренней полости МН проводится с целью поддержания их пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений. Процесс пропуска очистных устройств по сути аналогичен пропуску ВИП при диагностике, но предназначен для решения задачи очистки НП. Очистные устройства, называемые также скребками, во время движения механическим способом удаляют с внутренних стенок НП продукты, присутствие которых вызывает уменьшение пропускной способности. 11 Для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики необходимо обеспечить максимальную площадь контакта датчиков ВИП со стенками НП. С этой целью перед проведением внутритрубной диагностики проводится преддиагностическая очистка МН. Внутритрубная очистка МН выполняется разрешенными к применению очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации: - разрешение Ростехнадзора России на применение; - заключение о взрывобезопасности; - паспорт; - формуляр; - руководство по эксплуатации; - инструкция по монтажу; - ведомость ЗИП; - ведомость эксплуатационных документов. Все очистные устройства оснащаются передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 48 |

совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по НП.[6]

3.3 Средства отчистки и диагностики МТ

В настоящее время в качестве СОД на МТ применяется комплект устройств, из которых выделяют:

- очистные устройства типа СКР4;
- скребки магнитные очистные типа СКР.15;
- поршни-разделители типа ПРВ1;
- поршни-разделители типа ПРВ2;
- скребки-калибры типа СКК;
- устройства калибровочные типа ВКУ;
- устройства контроля очистки типа УКО;
- снаряды-шаблоны типа СНШ;
- профилемеры типа ПРН;
- внутритрубные инспекционные приборы (ВИП) типов WM,

MFL, CD, TFI, ОДП, в том числе комбинированные.

Очистные скребки типа СКР4 предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих, твердых и смолистых отложений, посторонних ферромагнитных предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка. Специальная комбинация чистящих манжет, чистящих блоков и щёток обеспечивает эффективное удаление отложений с внутренних стенок трубопроводов и из коррозионных углублений в стенках.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 49 |



Рисунок 2 – Общий вид скребка СКР4

На переднем торце скребка расположены байпасные отверстия, ось которых направлена под углом к стенке трубопровода. Они предназначены для размыва отложений, которые скребок счищает с внутренней поверхности трубопровода и толкает впереди себя. Байпасные отверстия могут закрываться заглушками-болтами. Из-за наличия байпасных отверстий на корпусе и в дисках скребка скорость потока перекачиваемого продукта должна быть не менее 0,5 м/с для нефти и не менее 1 м/с для нефтепродуктов с пониженной вязкостью и воды. При использовании скребка на участках со скоростью перекачки менее указанных выше – промывочные отверстия закрываются заглушками (болтами).

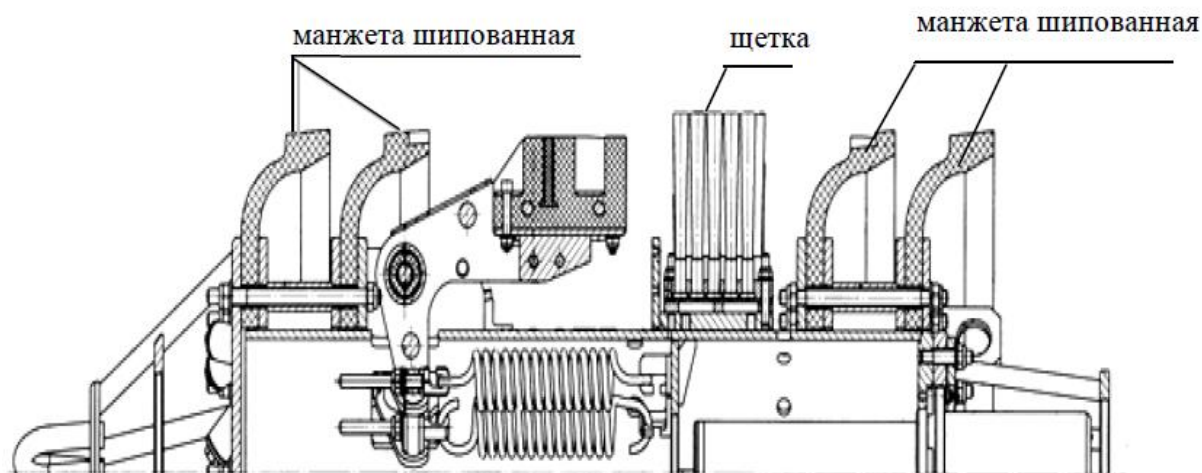


Рисунок 3 – Конструкция скребка СКР4. Расположение шипованных манжет и щеток

Непосредственно перед запаской очистных устройств в трубопровод производится установка передатчика для скребка (далее ПДС). ПДС является генератором электромагнитных сигналов в диапазоне приема наземного локационного оборудования. ПДС выполнен во взрывозащищенном исполнении и предназначен для работы во взрывоопасных зонах.

Существуют следующие исполнения скребков СКР4:

- ХХ-СКР4.00-00.000-01 вариант скребка с повышенной износостойкостью манжет и пластин чистящих и возможностью очистки твердых отложений;
- ХХ-СКР4.00-00.000-02 вариант скребка с повышенной износостойкостью манжет и пластин чистящих, возможностью очистки твердых отложений и ферромагнитных предметов;
- ХХ-СКР4.00-00.000-03 вариант щеточного скребка с повышенной износостойкостью манжет для очистки участков трубопроводов повышенной загрязненности;
- ХХ-СКР4.00-00.000-04 вариант щеточного скребка с

повышенной износостойкостью манжет для очистки участков трубопроводов повышенной загрязненности и очистки трубопроводов от ферромагнитных предметов.

Очистные скребки типа СКР4 имеют типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 400 до 2200 мм, массу от 10 до 1300 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Скребки магнитные очистные типа СКР.15 предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), ферромагнитных предметов и продуктов коррозии перед пропуском дефектоскопов, имеющих в своем составе магнитную секцию.

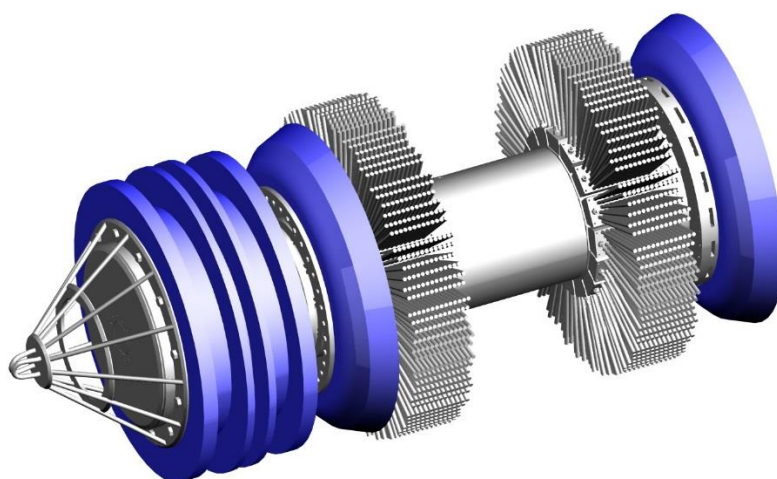


Рисунок 4 – Общий вид скребка магнитного очистного типа СКР.15

Основой конструкции является магнитопровод, в передней и задней части которого установлены передняя и задняя опора. На опорах установлены фланцы, которые после закрепления на шпильках опор фланцев имеют возможность перемещаться вместе с закрепленными на них манжетами в поперечном направлении относительно продольной оси скребка.

На магнитопроводе по окружности закреплены два пояса пластин

щеточных вместе с блоками магнитов. Бампер вместе с шипованным диском крепится на фланце.

Полиуретановые манжеты предназначены для приведения в движение скребка в трубопроводе потоком перекачиваемого продукта, байпасные отверстия в манжетах служат для распределения давления между ними. Манжеты плотно прижимаются к внутренней поверхности трубопровода и обеспечивают перемещение скребка в потоке перекачиваемого продукта. Манжеты, в сборе с фланцами, перемещаясь в поперечном направлении относительно продольной оси скребка при прохождении поворотов в трубопроводе, перекрывают сечение трубы, значительно уменьшая переток нефтепродукта через скребок.

Магнитная система создаёт в теле трубы магнитное поле (аналогичное по мощности и направлению магнитному полю дефектоскопа соответствующего типоразмера) и обеспечивает сбор ферромагнитных предметов и продуктов коррозии.

Чистящими элементами скребка являются намагниченные щетки пластин щеточных. Под воздействием упругих сил и магнитного поля щетки постоянно контактируют с внутренней стенкой трубы. Такое сочетание чистящих элементов скребка позволяет эффективно осуществлять очистку трубопровода от асфальтосмолопарафиновых отложений, ферромагнитных предметов и продуктов коррозии.

Очистные скребки типа СКР.15 имеют типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 900 до 2700 мм, массу от 30 до 3400 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Поршни-разделители типа ПРВ1 оснащены манжетами (и чистящими дисками в исполнении ХХ-ПРВ1.00-00.000-01) и предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов, удаления воды из внутренней

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист 53 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний, разделения разносортных нефтепродуктов в процессе эксплуатации трубопроводов; освобождения трубопроводов от нефти и нефтепродуктов под давлением сжатого газа.

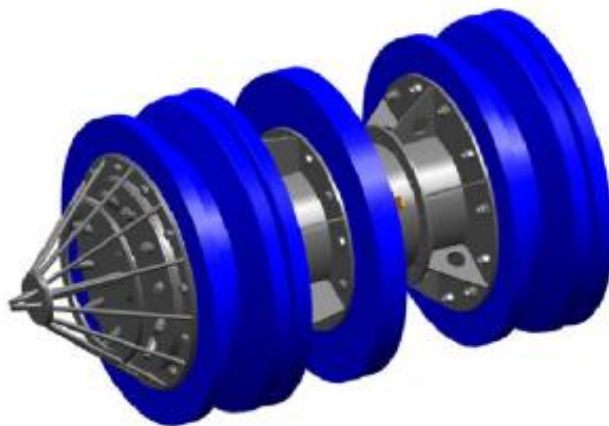


Рисунок 5 – Общий вид поршня-разделителя ПРВ1

Поршни-разделители типа ПРВ1 имеют типоразмеры под диаметр трубопроводов от 168 до 1220 мм, длину от 400 до 2500 мм, массу от 7 до 1200 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Помимо базового, существует исполнение ХХ-ПРВ1.00-00.000-01 с чистящими дисками (очистной скребок). Такие устройства используют в качестве очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений и посторонних предметов.

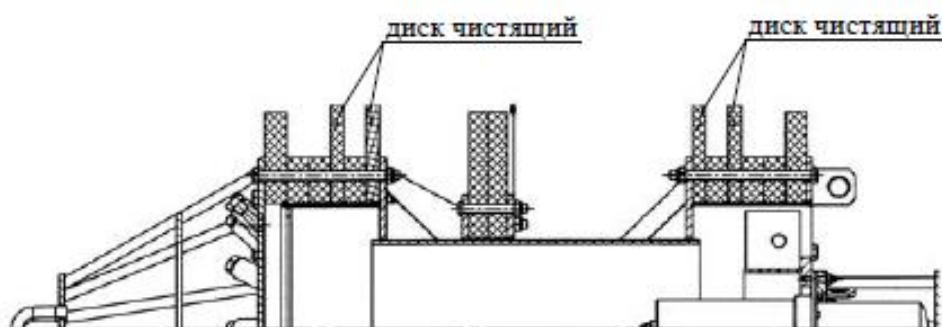


Рисунок 6 – Исполнение поршня-разделителя ПРВ1 с чистящими дисками

Поршни-разделители типа ПРВ2 предназначены для удаления воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов под давлением сжатого воздуха, разделения разносортной нефти и нефтепродуктов в процессе перекачки, освобождения трубопроводов от нефти и нефтепродуктов под давлением инертного газа.

Поршни-разделители типа ПРВ2 обладают улучшенными уплотняющими свойствами по сравнению с ОУ ПРВ1 за счет конструкции манжет, обладающих повышенными герметизирующими свойствами, а также наличия подвижного узла. Подвижный узел с манжетой имеет возможность перемещаться в поворотах в поперечной плоскости относительно продольной оси поршня-разделителя по латунным накладкам. Применение шипованных манжет обеспечивает повышенную износостойкость уплотняющих элементов.

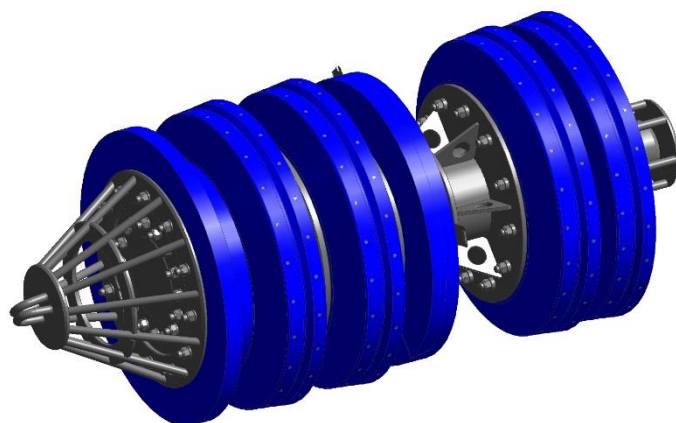


Рисунок 7 – Общий вид поршня-разделителя ПРВ2

Поршни-разделители типа ПРВ2 имеют типоразмеры под диаметр трубопроводов от 530 до 1220 мм, длину от 1400 до 2700 мм, массу от 200 до 1500 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Скребки-калибры типа СКК состоят из поддерживающих манжет и

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 55 |

калибровочных дисков. По состоянию калибровочных дисков после пропуса (наличию или отсутствию их изгиба) производится предварительная оценка минимального проходного сечения участка трубопровода.

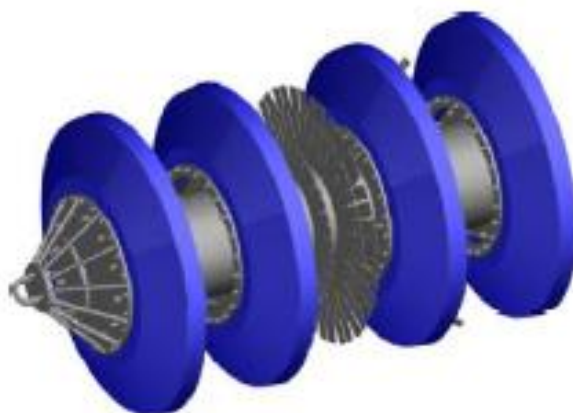


Рисунок 8 – Общий вид скребка-калибра типа СКК

Скребок-калибр типа СКК имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 400 до 2400 мм, массу от 7 до 630 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Устройство калибровочное типа ВКУ предназначено для калибровки магистральных трубопроводов и обеспечивает в составе калибровочного комплекса определение проходного сечения трубопроводов в диапазоне от 0,85 до 0,6 D_n , а также определение углов и радиусов изгиба оси трубопроводов.

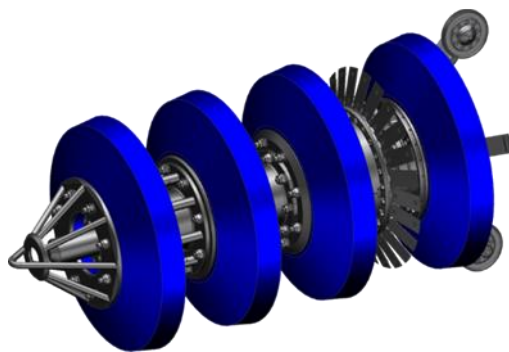


Рисунок 9 – Общий вид устройства калибровочного типа ВКУ

В процессе движения устройства калибровочного по трубопроводу происходит запись профилометрических данных и данных с инерциальной навигационной системы.

Определение проходного сечения трубопровода происходит путем регистрации угла отклонения измерительных рычагов, имеющих непосредственный контакт с внутренней стенкой трубопровода через элементы скольжения (накладки) в местах сужения внутреннего профиля трубопровода от 0,85 до 0,6 Дн. Накладки обеспечивают полный охват по окружности менее 0,85 Дн. Каждый из измерительных рычагов подключен к своему датчику углового перемещения (ДУП), благодаря чему обеспечивается многоканальная (18 рычагов) регистрация геометрии поперечного сечения трубопровода в диапазоне от 0,85 до 0,6 Дн .

Запись диагностической информации на носитель информации с привязкой по дистанции и времени производится в модуле регистрации данных с последующим копированием после пропуска на внешние носители информации (ВНИ) и обработкой программами внешнего программного обеспечения и программой интерпретации данных.

Выдачу исходных данных по углам поворота и радиусам изгиба строительной оси трубопроводов осуществляет инерциальная навигационная система (ИНС).

Устройство контроля очистки типа УКО являются макетами носителей датчиков ультразвуковых дефектоскопов типа WM и предназначены для определения готовности участка трубопровода к пропуску внутритрубного дефектоскопа после проведения мероприятий по его очистке.



Рисунок 10 – Общий вид устройства контроля очистки типа УКО

Устройства контроля очистки типа УКО запускают и принимают непосредственно перед запуском внутритрубных инспекционных приборов. УКО имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 800 до 2700 мм, массу от 10 до 800 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Снаряд-шаблон типа СНШ являются габаритно–весовыми аналогами одноканальных профиломеров, оснащены механическим измерительным блоком и предназначены для определения возможности пропуски по магистральным трубопроводам профиломеров или других внутритрубных

инспекционных приборов, а также измерения минимального проходного сечения трубопровода на данном участке.

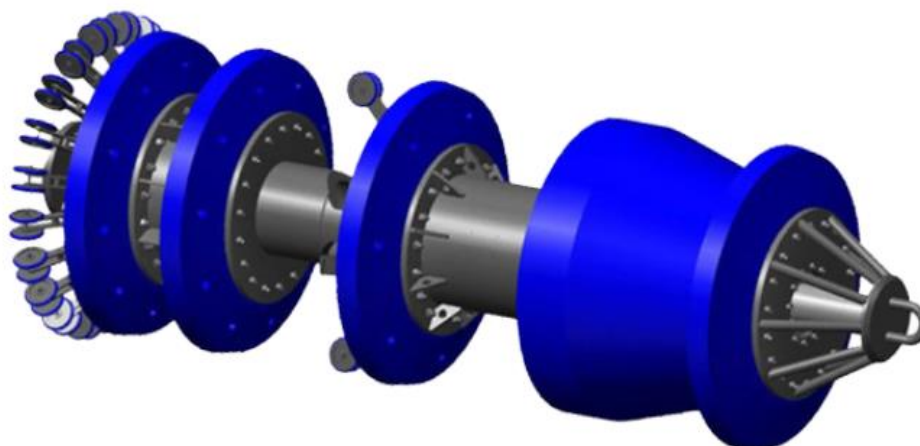


Рисунок 11 – Общий вид снаряда-шаблона типа СНШ

На СНШ установлен механизм измерения минимального проходного сечения трубопровода - спайдер и блок измерительный. При воздействии дефектов геометрии трубопровода в виде вмятин, гофр, выступающих внутрь патрубков, деформированных подкладных колец и т.п. на ролики спайдера, последние отклоняясь от препятствия, воздействуют на механизм спайдера, который перемещает шток измерительного блока, с установленной на него линейкой и двигающейся стрелкой, по которой считывается показание минимального проходного сечения трубопровода после пропуска снаряда – шаблона.

Зависимость перемещения роликов спайдера и стрелки измерительного блока нелинейная и определяется при калибровке спайдера.

Снаряд-шаблон имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 325 до 1220 мм, длину от 1700 до 3800 мм, массу от 90 до 1200 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Многоканальный профилемер типа ПРН предназначен для выявления дефектов геометрии трубопровода, измерения величины внутреннего проходного сечения и радиусов поворота трубопровода различного диаметра. В основе работы прибора лежит электромеханический принцип измерения угла отклонения рычагов, имеющих непосредственный контакт с внутренней стенкой трубы. Для определения пространственного положения трубопроводов профилемер оснащен высокоточной навигационной системой.

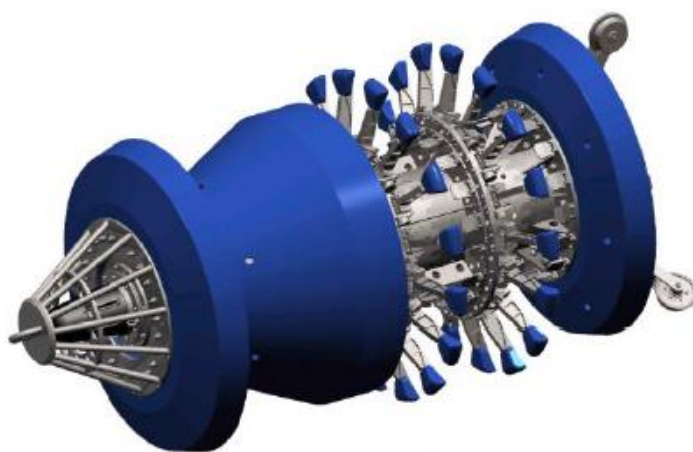


Рисунок 12 – Общий вид многоканального профилемера типа ПРН

Многоканальный профилемер типа ПРН позволяет диагностировать такие дефекты геометрии как вмятины, овальности, гофры, сужения, а также определять радиусы, направления изгибов и углов поворота трубопровода. Прибор имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 1200 до 2700 мм, массу от 100 до 2300 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Внутритрубные приборы для определения положения трубопровода (ОПТ) предназначены для определения пространственного положения трубопровода и выявления его перемещения за время между двумя инспекциями.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 60 |

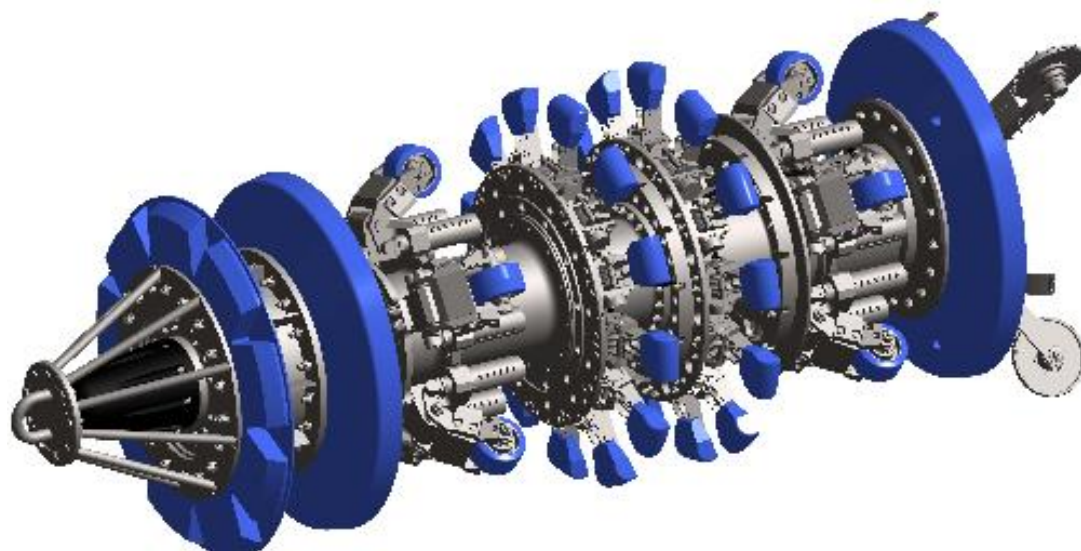


Рисунок 13 – Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа ОПТ

Дополнительно ВИП ОПТ обеспечивают выявление и оценку размеров дефектов геометрии трубопровода (вмятин, гофр, овальностей).

ВИП имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 720 до 1220 мм, длину от 2200 до 3200 мм, массу от 1200 до 2200 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Ультразвуковые дефектоскопы типа УСК (с носителями датчиков WM и CD) предназначены для неразрушающего контроля трубопроводов методом ультразвукового сканирования материала трубы при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

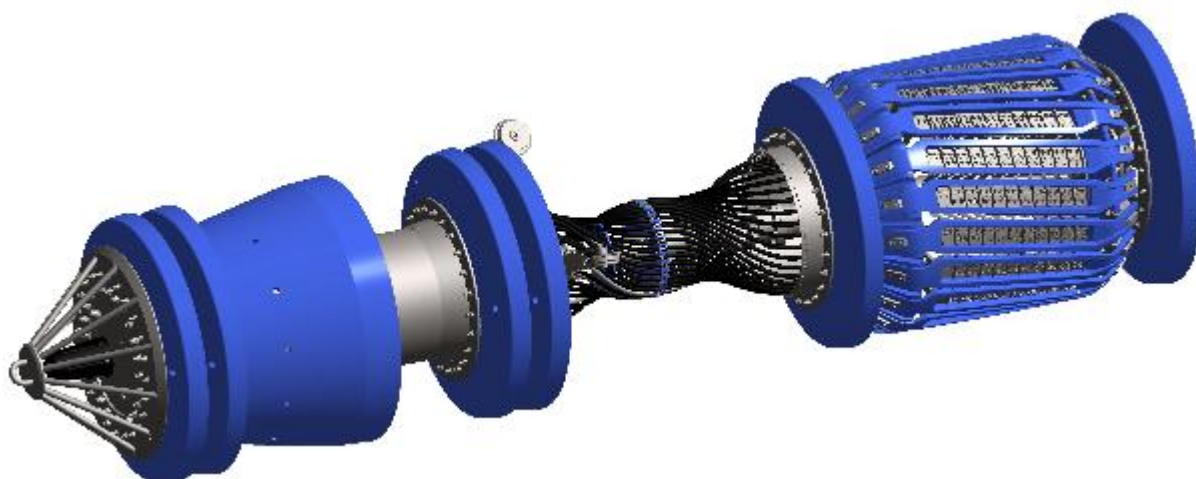


Рисунок 14 – Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа WM

Дефектоскоп УСК (WM) определяет фактическую толщину стенки секции трубопровода, вмятины, гофры, потери металла, расслоения, смещения поперечного сварного шва, риски.

Дефектоскоп УСК (CD) выявляет вмятины, гофры, риски, царапины, задиры, трещины, аномалии сварных швов, дефекты поверхности трубы.

ВИП имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 3500 до 5000 мм, массу от 280 до 3600 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Магнитные дефектоскопы серии МСК (с носителями датчиков MFL) предназначены для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при продольном намагничивании в материале трубопровода и поперечных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

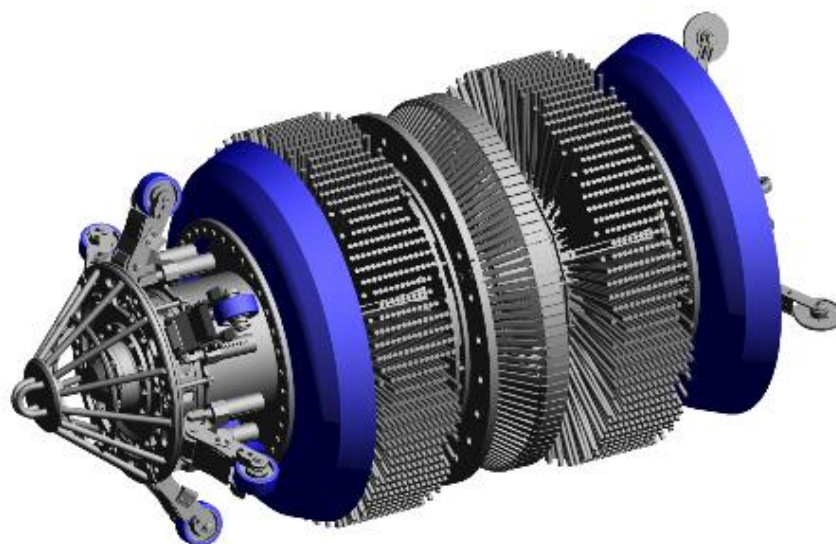


Рисунок 15 – Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа MFL

Дефектоскоп МСК (MFL) определяет дефекты поперечных сварных швов (несплошности, трещины, аномалии, поры, утяжины, подрезы, смещения, непровары).

Магнитные дефектоскопы серии МСК (с носителями датчиков TFI) предназначены для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при поперечном намагничивании в материале трубопровода и продольных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

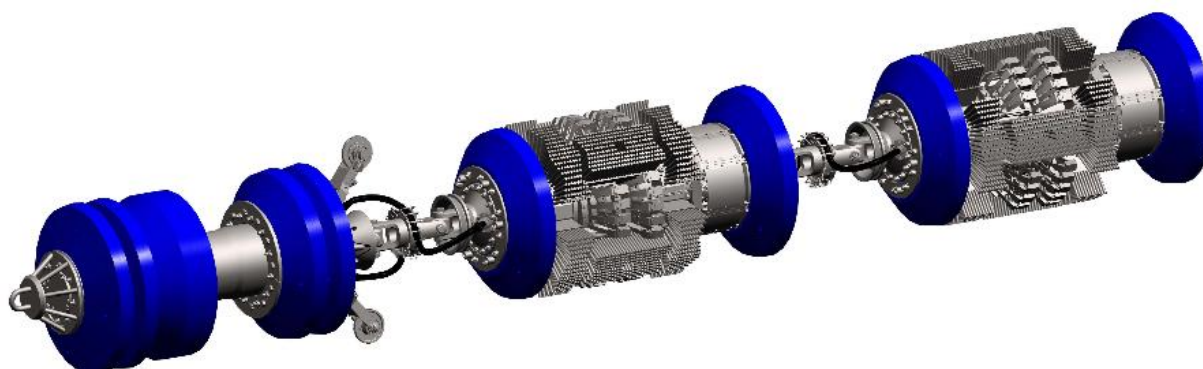


Рисунок 16 – Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа ТФИ

Дефектоскоп МСК (ТФИ) определяет дефекты продольных сварных швов (несплошности, трещины, аномалии, поры, утяжины, подрезы, смещения, непровары).

ВИП МСК имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 900 до 3400 мм, массу от 100 до 4600 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Дефектоскопы трубопроводов серии ОДП предназначены для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов электромагнитно-акустическим методом при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.



Рисунок 17– Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа ОДП

Комбинированные магнитные дефектоскопы (MFL+TFI) предназначены для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при продольном (MFL) и поперечном (TFI)

намагничивании в материале трубопровода, поперечных и продольных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

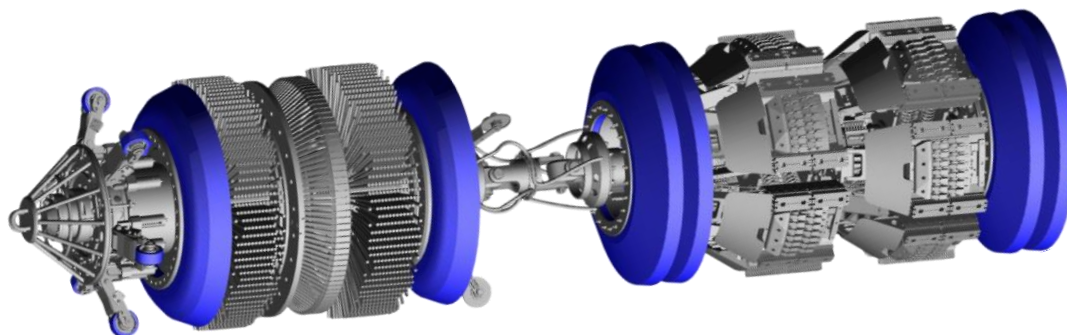


Рисунок 18 – Общий вид внутритрубного инспекционного комбинированного магнитного дефектоскопа

Комбинированные магнитные дефектоскопы (MFL+TFI) объединяют преимущества отдельных магнитных дефектоскопов. Позволяют за один пропуск ВИП провести магнитную диагностику поперечных и продольных сварных швов.

Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD) предназначены для неразрушающего контроля трубопроводов методом ультразвукового (WM+CD) и магнитного (MFL) сканирования материала трубы и сварных швов при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.



Рисунок 19 – Общий вид внутритрубного инспекционного комбинированного магнитно-ультразвукового дефектоскопа

Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD) объединяют преимущества отдельных ультразвуковых и магнитных дефектоскопов. Позволяют за один пропуск ВИП провести диагностику различными видами неразрушающего контроля (ультразвуковой и магнитный) для поиска дефектов материала трубы, поперечных и продольных сварных швов.

Внутритрубные инспекционные ультразвуковые дефектоскопы для выявления произвольно-ориентированных дефектов (WM+CD) предназначены для неразрушающего контроля трубопроводов методом ультразвукового сканирования (с различным углом ввода ультразвукового луча) материала трубы при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта



Рисунок 20 – Общий вид внутритрубного инспекционного ультразвукового дефектоскопа для выявления произвольно-ориентированных дефектов

Внутритрубные инспекционные ультразвуковые дефектоскопы для выявления произвольно-ориентированных дефектов (WM+CD) предназначены для обнаружения произвольно ориентированных трещин и рисок в основном металле трубы и сварных швах.[7]

3.4 Организация, подготовка и проведение очистки и диагностики магистральных трубопроводов

Для сохранения пропускной способности МТ и подготовки участка МТ к внутритрубному диагностированию проводят очистку участков МТ. Устанавливают следующие виды очистки участков МТ:

- периодическая (плановая);
- внеочередная (внеплановая);
- пред диагностическая.

Периодическую (плановую) очистку участков МТ выполняют при текущей эксплуатации с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности МТ и энергозатрат на

перекачку нефти/нефтепродукта, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопровода.

Внеочередную (внеплановую) очистку участков МТ выполняют при увеличении энергозатрат, уменьшении пропускной способности и уменьшении эффективного диаметра трубопровода по сравнению с плановыми.

Пред диагностическую очистку участков МТ выполняют для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости МТ для проведения внутритрубного диагностирования.

Периодичность плановой очистки участков МТ определяется в зависимости от содержания в перекачиваемом продукте парафинов, асфальтенов, смол, вязкости нефти, диаметра участка, скорости перекачки. Максимальный период между пропусками ОУ на МН составляет 90 дней, МНПП – 6 месяцев.[8]

Пред диагностическую очистку участков МН, осложненных парафиноотложением, проводят с применением ОУ и вводом ингибитора парафиноотложения в участки МН.

Внутритрубное диагностирование участков МН, осложненных парафиноотложением, проводят в период с 01 мая по 30 сентября при температуре окружающей среды не ниже 15 °С и установившейся положительной температуре грунта

Периодичность внутритрубной диагностики определяется исходя из нескольких факторов. Первичное внутритрубное диагностирование проводят в срок не более 3 лет со дня ввода участка трубопровода в эксплуатацию. Далее периодичность ВТД должна соответствовать периодичности ВТД в срок до 6 лет. При этом периодическое ВТД ВИП ДКК (комбинированный

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 68 |

диагностический прибор с носителями датчиков WM, CD и MFL) проводят в срок 6 лет и ВИП ДМК (комбинированный прибор с носителями датчиков MFL и TFI) в срок 3 года от даты предыдущего ВТД.[9]

Порядок действий при выполнении очистки участка трубопровода и ВТД:

1. очистка трубопровода (ПРВ1, СКР4) за 97 дней до даты пуска ВИП;
2. калибровка трубопровода (профилемер, СКК, СНШ) за 97 дней до даты пуска ВИП;
3. калибровка трубопровода (СКК) за 32 дня до даты пуска ВИП;
4. очистка трубопровода (ПРВ1, СКР4) за 12 дней до даты пуска ВИП;
5. калибровка трубопровода (СКК, СНШ) за 12 дней до даты пуска ВИП;
6. очистка трубопровода (СКР4) за 1 день до даты пуска ВИП;
7. контроль качества очистки (СКР4, УКО) за 4 часа до пуска ВИП
8. пропуск ВИП.

Очистка и диагностика магистральных трубопроводов выполняется силами персонала линейных аварийно-эксплуатационных служб, с привлечением персонала диагностической организации.

Для выполнения работ, на каждый участок внутритрубной диагностики разрабатывается отдельная «Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости и внутритрубной диагностике», учитывающая конструктивные особенности конкретных узлов пуска и приема СОД. Такие инструкции содержат следующие разделы:[10]

- Технологические переключения, проверка на полное

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 69 |

открытие/закрытие задвижек КПСОД при подготовке участка МТ к проведению очистки;

- Технологические переключения, промывка внутренней полости задвижек КПСОД, в случае их негерметичности;
- Порядок допуска СОД к проведению очистки;
- Режимы работы нефтепровода при пропуске СОД;
- Требования к технологическим переключениям запорной арматуры;
- Меры по предотвращению гидравлического удара;
- Технологические переключения при пуске СОД;
- Контроль прохождения СОД по участку нефтепровода;
- Порядок действия в случае застревания СОД на участке;
- Технологические переключения при приеме СОД;
- Порядок взаимодействия в случае несрабатывания сигнализатора прохождения СОД;
- Безопасность производства работ и охрана труда при проведении работ;
- Погрузочно-разгрузочные работы.

Для подготовки к пропуску СОД в обязательном порядке необходимо:

- проверить исправность всех узлов и устройств КПП СОД, положение задвижек и сигнализатора;
- проверить работоспособность и закрытие задвижки на дренажной линии КПП СОД;
- проверить наличие патрубков для удаления воздуха на КПП СОД и в конце прямолинейного участка до секущей задвижки;
- произвести опробование задвижек КПП СОД на полное открытие и закрытие;
- проверить работоспособность сигнализаторов на КПП СОД;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 70 |

- убедиться в отсутствии нефти в камере пуска через дренажную задвижку;

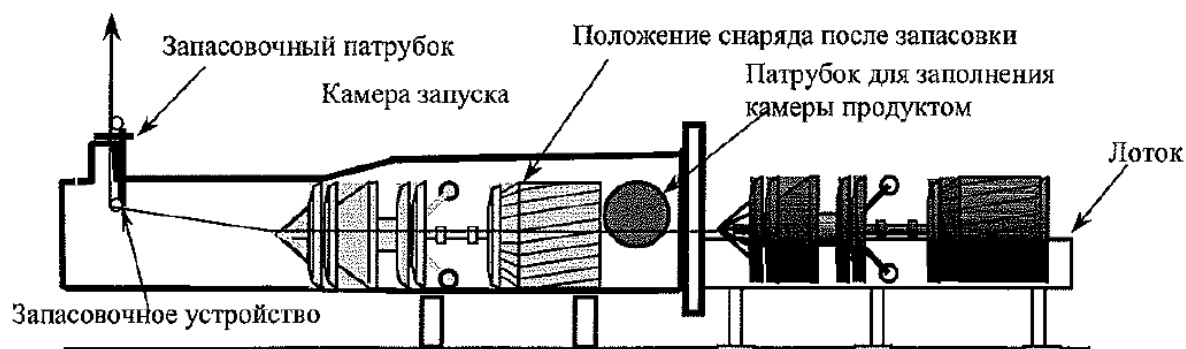


Рисунок 21 – Схема запасовки средства очистки и диагностики в камеру запуска. Передняя манжета ведущей секции вошла в номинальную часть камеры

- проверить герметичность задвижек на обводных линиях камер пуска, приема СОД;
- проверить работу средств телемеханики;
- провести контрольное обследование участка трассы с целью проверки состояния готовности нефтепровода к пропуску;
- проверить работоспособность передатчика, низкочастотного и акустического локатора, маглоггеров, магнитометра;
- проверить наличие связи с диспетчером РНУ по трассе резервной нитки;
- закрыть все задвижки трубопроводов обвязки камеры пуска;
- освободить камеру пуска от продукта.

Средство очистки и диагностики запасовывается в камеру запуска подъемным краном с помощью троса, проходящего через запасовочное устройство.

Запасовка СОД осуществляется таким образом, чтобы манжеты или

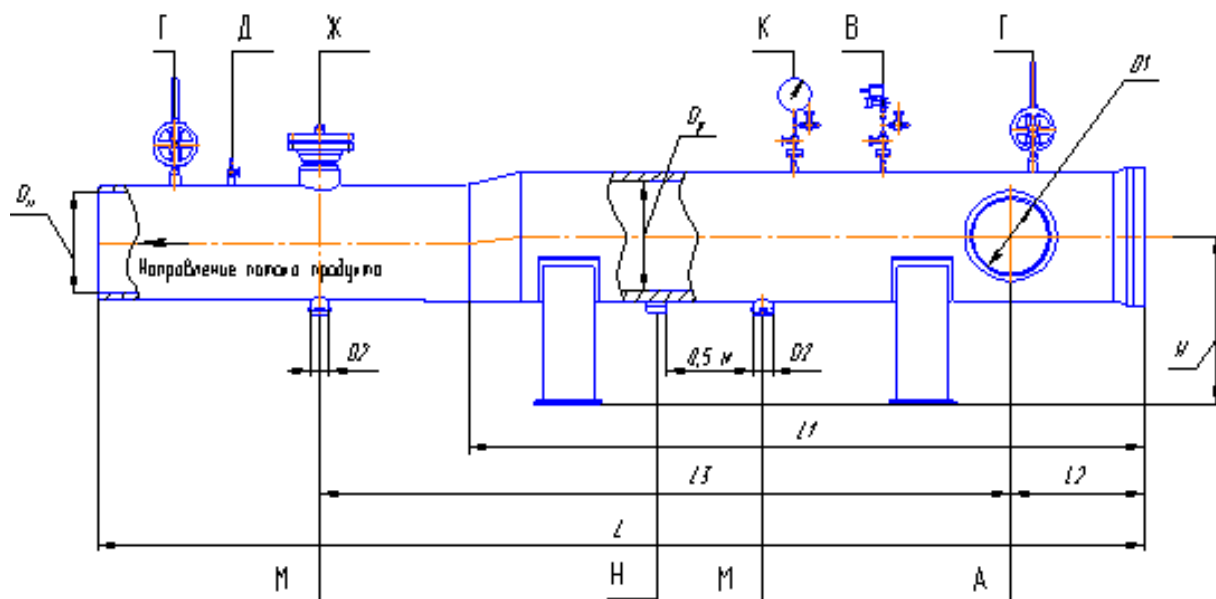


Рисунок 22 – Камера запуска СОД

А – патрубок подвода продукта; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газозвушной линии; Д – патрубок для подачи пара или инертного газа; Ж – патрубок для установки запасовочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности.

Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [1].

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

| Наименование показателя | Условное обозначение, единица измерения | Значение показателя |
|-----------------------------|---|---------------------|
| Расчетное давление | p , МПа | 9,45 |
| Номинальный диаметр КПП СОД | D_n , мм | 500 |

| | | |
|--|--------------------------------|-------|
| Номинальный диаметр расширенной части камеры | DN расш, мм | 600 |
| Номинальный диаметр технологических патрубков | DN п, мм | 300 |
| Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов | DN др, мм | 150 |
| Номинальный диаметр патрубка газовой воздушной линии | DN гв, мм | 50 |
| Номинальный диаметр днища камеры | DN гв, мм | 600 |
| Марка стали | DN д, мм | 09Г2С |
| Предел текучести | σ_t , Н/мм ² | 305 |
| Временное сопротивление | σ_v , Н/мм ² | 460 |
| Коэффициент условий работы трубопровода | m | 0,825 |
| Коэффициент надежности по материалу | k1 | 1,47 |
| | k2 | 1,15 |
| Коэффициент надежности по ответственности трубопровода | kн | 1,1 |
| Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению | n | 1.1 |

4.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 74 |

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1, R_2 – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода; m

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (1)

$$R_1 = \frac{460 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (2)

$$R_1 = \frac{305 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа}$$

4.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

где n , коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

P , МПа – рабочее давление в трубопроводе МПа;

D_H , мм – наружный диаметр обечайки, мм;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 75 |

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки по формуле (3)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 11,2 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = 13,2$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = 14$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (4)$$

где δ – то же, что и в формуле (3);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

D_H – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$p_H = \frac{2 \cdot 14 \cdot 0,95 \cdot 305}{530 - 2 \cdot 14} = 16,1 \text{ МПа,}$$

$16,1 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется.

4.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{Нрасш}}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (5)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 76 |

$D_{Нрасш}$ – наружный диаметр обечайки расширенной части камеры, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (5)

$$\delta_n = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{расш} = 15,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{расш} = 16$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$P_{н расш} = \frac{2 \cdot \delta_{расш} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{Н расш} - 2 \cdot \delta_{расш}} \geq p \quad (6)$$

где $\delta_{расш}$ – то же, что и в формуле (5);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{Н расш}$ – то же, что и в формуле (5);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$p_n = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0,95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа},$$

$15,5 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется

4.4 Расчет технологических патрубков КПП СОД

Расчетная толщина патрубков подвода- отвода нефти определяется по формуле:

$$\delta_n = \frac{n \cdot P \cdot D_{Нп}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (7)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 77 |

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{H\Pi}$ – наружный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Рассчитаем толщину стенок для патрубка подвода-отвода нефти по формуле (7)

$$\delta_H = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,325}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 6,9 \text{ мм,}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\Pi} = 8,9$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\Pi} = 9$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{H\Pi} = \frac{2 \cdot \delta_{\Pi} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H\Pi} - 2 \cdot \delta_{\Pi}} \geq p \quad (8)$$

где δ_{Π} – то же, что и в формуле (7);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{H\rho_{расч}}$ – то же, что и в формуле (7);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (8)

$$p_{H\Pi} = \frac{2 \cdot 9 \cdot 0,95 \cdot 305}{325 - 2 \cdot 9} = 16,9 \text{ МПа}$$

$16,9 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется

4.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии

Расчетная толщина стенки патрубков газовоздушной линии определяется по формуле:

$$\delta_{ГВ} = \frac{n \cdot P \cdot D_{HГВ}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (9)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 78 |

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{H\text{ ГВ}}$ – наружный диаметр стенки патрубков газовоздушной линии, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Рассчитаем толщину стенок для патрубка газовоздушной линии по формуле (9)

$$\delta_n = \frac{1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,05}{2 \cdot (218,6 \cdot 10^6 + 1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 1 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_n = 3$ мм

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов», минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром $DH = 50$ мм, изготовленной из стали 09Г2С, при $p = 8,0$ МПа для I категории трубопроводов составляет $\delta_{\min} = 4$ мм.

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем $\delta_{ГВ} = 4$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{H\text{ ГВ}} = \frac{2 \cdot \delta_{ГВ} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{H\text{ ГВ}} - 2 \cdot \delta_{ГВ}} \geq p \quad (10)$$

где δ_n – то же, что и в формуле (9);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{H\text{ расш}}$ – то же, что и в формуле (9);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (10)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 79 |

$$p_{н гв} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0.95 \cdot 305}{50 - 2 \cdot 9} = 55,2 \text{ МПа}$$

55,2 ≥ 9,45 МПа – условие выполняется

4.6 Расчет толщины стенок днища камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

$$\delta_d = \frac{n \cdot P \cdot D_{нд}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (11)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{нд}$ – наружный диаметр стенки днища камеры, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (11)

$$\delta_d = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм,}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{расш} = 15,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{расш} = 16$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{нд} = \frac{2 \cdot \delta_d \cdot 0.95 \cdot R_2^H}{D_{нд} - 2 \cdot \delta_d} \geq p \quad (7)$$

где $\delta_{расш}$ – то же, что и в формуле (5);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{нд}$ – то же, что и в формуле (5);

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 80 |

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$p_{нд} = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0.95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа,}$$

$15,5 \geq 9,45 \text{ МПа}$ – условие выполняется

4.7 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

Целью гидравлического расчета магистрального нефтепровода является определение суммарных потерь напора в магистральном нефтепроводе и полного напора, необходимого для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

Пропускная способность магистрального нефтепровода – это максимальное количество нефти, которое может быть перекачано по нефтепроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Данные для расчета:

Годовая пропускная способность нефтепровода – 4,13 млн. т/год;

Плотность перекачиваемой нефти – 870 кг/м³;

Протяженность трассы – 397 км;

Разность отметок начала и конца трубопровода – 25 м.

Наружный диаметр трубопровода-530мм

$$Q_c = \frac{Q_z}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где Q_z – годовая пропускная способность нефтепровода, млн. т/год;

N_r – расчетное число суток работы нефтепровода (350 сут);

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 81 |

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где ε - относительная шероховатость труб.

Определяем зону трения при турбулентном режиме.

Определяем первое переходное число Рейнольдса

$$\varepsilon = \frac{0,2}{514} = 0,0003891; Re_I = \frac{10}{0,0003891} = 25700;$$

Поскольку $Re < Re_I$ пер, то течение жидкости происходит в зоне гидравлически гладких труб.

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{25700^{0,25}} = 0,025.$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,025 \cdot 0,77^2}{0,514 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0015$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,0015 \cdot 397 \cdot 10^3 = 595,5 \text{ м}$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 2300 = 11,9 \text{ м}$$

Полные потери напора в трубопроводе:

Вычислим гидравлическое сопротивление нефтепровода (полную потерю напора):

$$H_0 = h_{тр} + h_{м} + h_{г} + h_{и}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

где h_i – геодезическая высота, м.

Геодезическая высота равна разности нивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы:

$$h_T = \Delta z$$

где h_i – требуемый избыточный напор в конце магистрального нефтепровода, м.

Для магистральных нефтепроводов величина избыточного напора часто очень мала по сравнению с другими слагаемыми, тогда ею можно пренебречь, то есть принять $h_i=0$

$$H_0 = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 595,5 + 11,9 + 25 = 632,4 \text{ м}$$

Гидравлическое сопротивление нефтепровода H_0 равно полному напору, необходимому для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 84 |

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела являются анализ расчётов целесообразности применения временных камер пуска и приема СОД, для обеспечения выполнения работ по диагностике на участке МН «Игольско-Таловое-Парабель». В связи с этим, проводится экономический расчет на проведение строительно-монтажных работ на данном участке, и сравнение затрат, с применением стационарных камер пуска и приема СОД.

5.1 Обоснование потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для производства работ определена согласно организационно-технологической схемы производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов. Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Потребность в основных строительных машинах и механизмах .

| Наименование | Марка/тех. характеристика | Количество машин, шт. | Технологический процесс |
|--------------|---|-----------------------|--|
| Бульдозер | KOMATSU D85 | 1 | Земляные работы |
| Экскаватор | HITACHI ZX200 | 1 | Земляные работы |
| Автокран | Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т | 1 | Погрузочно-разгрузочные работы, монтажные работы |

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 85 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |

| Наименование | Марка/тех. характеристика | Количество машин, шт. | Технологический процесс |
|--|---|-----------------------|------------------------------|
| Автосамосвал | УРАЛ 583100, г/п 10 т | 1 | Перевозка грузов |
| Бортовая машина | УРАЛ 4320 | 1 | Перевозка грузов |
| Пожарная машина | АЦ-60 | 1 | - |
| Откачка нефти ЦНС-150/50 | Производительность не менее 150 м3/ч(60 квт 2х ступка) | 4 | Откачка нефти |
| Установка ПНУ- 2 | Мощность 45 кВт | 3 | Откачка нефти |
| Полотенце мягкое | для диаметра трубопровода до 1200 мм | 3 | Монтажные работы |
| Оборудование для размагничивания трубопровода | ПКНТ для диаметра трубопровода 530мм | 1 | размагничивание трубопровода |
| Машина безогневой резки труб | Для труб диаметром 325-1420 мм ВОЛЖАНКА | 2 | Резка трубопровода |
| Центратор наружный | ЦЗН-530 | 2 | |
| Насосный агрегат для откачки воды из котлована (при необходимости) | Производительность 25 м3/час | 1 | Откачки воды из котлована |
| Сварочный агрегат двухпостовой | пределы регулирование тока: 25 – 250 А; ном. Ток: 250 А; напряжение : 70 – 90 В | 2 | Сварочные работы |
| Пескоструйный агрегат | - | 1 | Очистка поверхностей |
| Переносной рентгеновский аппарат постоянного потенциала | напряжение на аноде – 200 кВ; потребляемая мощность – 400 ВА | 1 | Контроль сварных швов |
| Прибор ультразвукового контроля | диапазон толщин — от 1 до 999 мм; потребляемая мощность не более 18 ВА | 2 | Контроль сварных швов |
| Дефектоскоп | - «А1214 Эксперт» | 1 | Контроль сварных швов |
| Углошлифовальная машинка | - | 4 | Общестроительные работы |
| Печь для прокалики электродов | - ПСПЭ-20/400.00М | 1 | Сварочные работы |
| Термопенал | - | 1 | Сварочные работы |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист 86 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

| Наименование | Марка/тех. характеристика | Количество машин, шт. | Технологический процесс |
|---|---|-----------------------|-------------------------------------|
| Газоанализатор | время срабатывания не более 10 с (89900) | 1 | Сварочные работы |
| Лаборатория для контроля сварных соединений | Высокопроходимая, передвижная УРАЛ-4320 МАКАР | 1 | - |
| Вездеход двухсекционный | ДТ 30П | 2 | Перевозка грузов |
| Вездеход двухсекционный | ДТ 30Пэ | 1 | Перевозка грузов Земляные работы |
| Примечание: 1. Строительные ручные инструменты должны соответствовать ГОСТ 2838-80Е с покрытием согласно ГОСТ 9.301-86 | | | |

Ручной инструмент, работающий в пределах взрывоопасной зоны, должен быть во взрывозащищенном исполнении, согласно Приказа ПАО «Транснефть» от 19.07.2010 г № 95.

Поскольку компания выполняет строительно-монтажные работы своими силами при помощи собственной техники, расходы на амортизацию предлагаю не учитывать, так как они представляют собой фиксированную ставку для каждой конкретной техники и начисляются ежемесячно независимо от того задействована техника в работе или нет.

5.2 Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ определена в соответствии с ВСН 417-81 для периода работы строительной техники и распоряжения Министерства транспорта РФ №-АМ-23-р от 14.03.2008г. для грузоперевозок. Потребность в ГСМ рассчитана на основании ведомости потребности в основных строительных машинах и механизмах (см. таблицу 1) и приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Потребность в ГСМ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 87 |

| Наименование | Потребность в ГСМ (дизельное топливо), т |
|--------------------------|--|
| Строительные машины | 12,31 |
| Энергетические установки | - |
| Грузоперевозки | 17,9 |
| Итого | 30,21 |

Стоимость топлива при покупке оптом, по Томской области равно 31000 руб. за тонну.

Таким образом общие затраты на топливо составят:

$$\text{Стопл} = 30.21 * 31000 = 936510 \text{ руб.}$$

5.3 Обоснование потребности строительства в кадрах

Выполнение работ по текущему ремонту Объекта предусмотрено собственными силами предприятия.

Численность работающих определена в целом по Объекту. В состав работающих входят рабочие, инженерно-технические работники (ИТР), служащие, младший обслуживающий персонал (МОП), охрана.

Состав бригад представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Состав бригады

| Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов | Разряд | Количество рабочих в бригаде, чел. |
|--|--------|------------------------------------|
| Бригада по монтажным работам | | |
| Машинист трубоукладчика (1б) | 6 | 1 |
| Машинист крана(1б) | 6 | 1 |
| Машинист бульдозера (1б) | 5 | 1 |
| Машинист экскаватора (1б) | 6 | 1 |
| Трубопроводчик линейный (1б) | 5 | 6 |
| Изолировщик (1б) | | 2 |
| Электросварщик ручной сварки (1б) | 6 | 2 |
| Дефектоскопист (1а) | 6 | 1 |
| Изолировщик на гидроизоляции (2г, 3б) | 5 | 2 |

| | | |
|--|---|----|
| Монтажник строительных конструкций | 5 | 2 |
| Электромонтажник | 5 | 2 |
| Бригада по проведению гидроиспытаний | | 0 |
| Машинист насосных установок (16) | 6 | 2 |
| Монтажник технологических трубопроводов (16) | 5 | 1 |
| Итого | | 24 |

Допускается совмещение профессий на этапе проведения работ. Совмещение профессий оформляется локальными нормативными актами организации, осуществляющей СМР.

Таблица 9 – Средняя численность работающих с распределением по категориям

| Максимальное количество работающих на строительных работах и подсобных производствах | | | | |
|---|------------------------------|------------------------|------------------------------|----------------------------------|
| Общая численность работающих | Рабочих (83,9%), чел. | ИТР (11%), чел. | Служащие (3,6%), чел. | МОП и охрана (1,5%), чел. |
| 28 | 24 | 2 | 1 | 1 |

При выполнении строительно-монтажных работ собственными силами заказчика - организацией системы «Транснефть» - охрана объекта предусматривается ведомственной охраной заказчика в порядке, определенном ОР-13.3310.00-КТН-032-15. Численность сотрудников в ПОС не предусматривается.

В связи с тем, что данный вид работ выполняется собственными силами, затраты, связанные с заработной платой, предлагаю не считать так как данные люди находятся на окладе у предприятия и их содержание так или иначе сопровождается ежемесячной оплатой их труда.[3]

5.4 Затраты на материалы.

Так как при проведении строительно-монтажных работ и диагностики участка магистрального нефтепровода были использованы временные камеры

пуска и приема СОД, а также оборудование и материалы (исключая невозполнимые) с аварийного запаса, расходы на их приобретение можно не учитывать.

В таком случае затраты на проведение данных работ будут связаны с доставкой оборудования и людей для обеспечения выполнения работ по диагностике, расходами на ГСМ и не восполняемыми материалами.

Затраты представленные в таблице 10 будут характерны при постройке постоянных камер пуска и приема СОД, поскольку потребуется закупка нового оборудования, не учитывая затрат на автоматизацию, электроэнергию подготовку фундамента и защитных ограждений.

Количество материалов определено согласно генеральному плану строительно- монтажных работ (см. таблицу 10).

Таблица 10 –затраты на материалы, используемые в строительстве.[3]

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во. | Цена за ед, руб. | Общая стоимость руб. |
|---|--|----------|---------|------------------|----------------------|
| 1 | Камера приема СОД для нефтепровода временная ВКП-500-6,3-С0-Б-Л-ХЛ1, условным проходом 500 мм с рабочим давлением 6,3 МПа, сейсмостойкостью С0, блочного исполнения, с левым расположением патрубков отвода нефти, климатическим исполнением ХЛ1. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 | Компл. | 1 | 14 987 563,00 | 14 987 563,00 |
| 2 | Камера запуска СОД для нефтепровода временная ВКЗ-500-6,3-С0-Б-П-ХЛ1, условным проходом 500 мм с рабочим давлением 6,3 МПа, сейсмостойкостью С0, блочного исполнения, с правым расположением патрубка подвода нефти, климатическим исполнением ХЛ1. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 | компл. | 1 | 14 948 385,00 | 14 948 385,00 |
| 3 | Задвижка шиберная DN 500 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔР - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ | шт. | 4 | 5 432 000 | 21 728 000 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

| | | | | | |
|---|--|--------|----|-----------|-----------|
| | 4000 Г.18, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 530x8,0 с классом прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14 | | | | |
| 4 | Задвижка шиберная DN 300 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔР - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ 1000 В.20, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 325x7,0 с классом прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14 | шт. | 2 | 3 782 000 | 7 564 000 |
| 5 | Задвижка клиновья DN 150, PN 6,3 МПа. Перепад рабочего давления на затворе – 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями. Класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015. Ручное управление. В несейсмо- стойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159x6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 | шт. | 10 | 256 700 | 2 567 000 |
| 6 | Шаровой кран запорный DN 50, PN 6,3 МПа, тип присоединения к трубопроводу – комбинированное, класс герметичности затвора – А по ГОСТ 9544-2015, тип управления – ручной, сейсмостойкость исполнения – С0, вид климатического исполнения по ГОСТ 15150 – ХЛ1, вид установки – надземно, присоединяемая труба – 57x4 с классом прочности К48, рабочая среда – нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 | шт. | 1 | 25 000 | 156 000 |
| 7 | Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвжки DN 500, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении | компл. | 4 | 1 895 000 | 7 580 000 |
| 8 | Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвжки DN 300, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе | компл. | 2 | 612 000 | 1 224 000 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 91 |

| | | | | | |
|----|--|-----|----|---------|---------|
| | при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении | | | | |
| 9 | Отвод гнутый с углом поворота 61°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 2150, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа | шт. | 2 | 60000 | 120 000 |
| 10 | Отвод гнутый с углом поворота 45°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 1700, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 9 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 12,9 МПа | шт. | 2 | 55 000 | 110 000 |
| 11 | Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа | шт. | 2 | 64 300 | 128 600 |
| 12 | Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа | шт. | 8 | 47 200 | 377 600 |
| 13 | Отвод П 90-159х6-09Г2С | шт. | 17 | 10 592 | 180 064 |
| 14 | Тройник штампованный равнопроходной для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа | шт. | 1 | 334 586 | 334 586 |

| | | | | | |
|----|---|--------|------|----------|--------------|
| 15 | Тройник 159х6-09Г2С | шт. | 5 | 25000 | 125 000 |
| 16 | Тройник штамповарной для присоединения по магистрали с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, по ответвлению – с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа | шт. | 2 | 520 000 | 1 040 000 |
| 17 | Тройник штамповарной равнопроходной с решеткой для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа | шт. | 2 | 635 000 | 1 270 000 |
| 18 | ТМ(2)-1-530х159-УХЛ | компл. | 2 | 735000 | 1 470 000 |
| 19 | ТМ(1)-1-530х219-УХЛ | компл. | 1 | 812000 | 812 000 |
| 20 | ТМ(1)-1-530х159-УХЛ | компл. | 1 | 710000 | 710 000 |
| 21 | Труба 530х8,0-К56-2, АКП тип 1 | м | 112 | 135 400 | 15 164 800 |
| 22 | Труба 325х7,0-К56-2, АКП тип 1 | м | 44 | 98 560 | 4 336 640,00 |
| 23 | Труба бесшовная 159х6,0-К48-2-1 | м | 56 | 44 670 | 2 501 520 |
| 24 | Труба 57х4 ГОСТ 8732-78*/В 09Г2С ГОСТ 8731-74* со 100 % контролем сплошности металла неразрушающими методами | м | 0,15 | 2500,00 | 2500,00 |
| 25 | Заглушка фланцевая 2-200-6,3-09Г2С | шт. | 1 | 2 050,00 | 2 050,00 |
| 26 | Заглушка фланцевая 2-150-6,3-09Г2С | шт. | 2 | 1 655,00 | 3 310 |
| 30 | Прокладка фланцевая армированная терморасширенного графита с наружным и внутренним обтюратором размерами 285х260х3 DN200 | шт. | 1 | 3000 | 3 000 |
| 31 | Манжета термоусаживающаяся для изоляции стыков труб и деталей или арматуры (тип 1) шириной не менее 450 мм толщиной 2,0 мм | компл. | 30 | 5000 | 150 000 |
| 33 | АКП С4 (II) в составе: - грунтовка 1 слой - краска 1 слой | м2 | 111 | 1 250,00 | 138 750 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 93 |

| | | | | | |
|----|--|-----------------------------------|---|--------------|--------------|
| 34 | Узел подключения установки подачи ингибитора в составе: 1. Бобышка круг 40-В ГОСТ 2590-2006/295-09Г2С ГОСТ 19281-2014 2. Переходник сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 3. Шайба пруток ДКРНМ 25 НД МЗ ГОСТ 1535-2006 4. Пробка сталь 12Х18Н10Т ГОСТ 5632-2014 5. Прокладка паронит ПМБ ГОСТ 481-80 t=2мм 6. Кран шаровой DN 15, PN 6,3 МПа для нефти из коррозионно-стойкой стали, со штуцерно-ниппельным присоединением к трубопроводу. Резьба штуцера шарового крана М27х1,5. Ниппель шарового крана - для присоединения к трубе Ø 22х3 из стали 12Х18Н10Т. Герметичность затвора по классу "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Климатическое исполнение ХЛ1 | шт. шт. шт. шт. шт. шт. | 1 | - | - |
| 35 | Опора скользящая электрическая Dтр 530 | компл. | 2 | | |
| 36 | Узел заземления трубопровода | компл. | 9 | 111 700,00 | 1 005 300,00 |
| 37 | Шунтирующая перемычка для фланцевых соединений в составе: 1. Кабель гибкий с медной многопроволочной жилой с резиновой изоляцией в резиновой маслястойкой оболочке марки КГН сечение 1х16 мм 2. Медные кабельные наконечники типа П16-6-МХЛ1 3. Болт М6х20.58.089 4. Гайка М6.7Н.5.089 5. Шайба А6.01.089 | компл. м шт. шт. шт. шт. | 2 | 580,00 | 1 060,00 |
| 38 | Днище штампованное эллиптическое для присоединения с трубой диаметром 530мм, с толщиной стенки 8мм, класса прочности К56, на рабочее давление 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа | шт. | 2 | 15 000,00 | 30 000,00 |
| 39 | Затвор обратный DN 150, PN 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ 33423-2015. В сейсмостойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159х6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 | компл. | 1 | 1 650 000,00 | 1 650 000,00 |
| 40 | Накладка усиливающая диаметром 360 мм толщиной 8 мм с технологическим | шт. | 5 | 10 000,00 | 50 000,00 |

| | | | | | |
|--------------------------------|--|--------|-----|-----------|-------------|
| | отверстием диаметром 159 мм, изготовленная из трубы диаметром 530мм из стали класса прочности не менее К56 | | | | |
| 41 | Герметизатор резинокордный ГРК - 500 | шт. | 4 | 77 500,00 | 310 000,00 |
| Невосполнимые материалы | | | | | |
| 42 | Кислород (баллон) | шт. | 5 | 12 000,00 | 60 000,00 |
| | Пропан (баллон) | шт. | 2 | 4 100,00 | 8 200,00 |
| | Шлиф. круги | компл. | 2 | 220,00 | 440,00 |
| | Отрезные круги | компл. | 1 | 279,00 | 279,00 |
| | электроды ОК74/70 4,0 | кг. | 130 | 458,00 | 59 540,00 |
| | электроды LB-52U 3,2 | кг. | 30 | 386,8 | 11 604,00 |
| Всего | | | | | 103 074 791 |

5.5 Итоговая стоимость

Приблизительная итоговая стоимость проведения строительно-монтажных работ будет складываться:

- затрат на ГСМ
- затрат на транспортировку (вертолетом Ми-8).
1ч полета = 125000 руб. (16ч)
- затрат на не восполняемые материалы

| Наименование | Стоимость (руб.) |
|--------------------------|------------------|
| ГСМ | 936 510 |
| Транспортные расходы | 2 000 000 |
| Материалы и оборудование | 140 063 |

Таким образом подведем итоги, из выше перечисленного конечная приблизительная стоимость проведения работ на нашем объекте будет равна:

$$936510+2000000+140063=3076573\text{руб}$$

5.6 Экономическая эффективность

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 95 |

Так как периодичность диагностирования на данном участке один раз в пять лет. Сравнивая суммарную стоимость проведения диагностики на 104-136 км. магистрального нефтепровода «Игольско –Таловое-Парабель».

| | |
|---|------------------------|
| Приблизительная стоимость проведения строительно-монтажных работ (без учета электроэнергии, автоматизации и тд.) | |
| С временными КП СОД | С стационарными КП СОД |
| 3 076 543 руб. | 105 841 364 руб. |

Можно сделать вывод, что использование временных камер пуска и приема средств отчистки и диагностики, значительно выгоднее использования стационарных камер пуска и приема, поскольку не требует от компании закупки нового дорогостоящего оборудования, которое в свою очередь необходимо будет автоматизировать, обеспечить безопасность и постоянный контроль за ним, а также расходов на ежегодное 2х разовое обслуживание, поддержание рабочей зоны в должном порядке.

5.7 Технологическая эффективность

Проведения очистки и диагностики с применением временных камер пуска и приема обусловлена получением результата при меньших экономических и эксплуатационных затратах относительно стационарных камер пуска и приема СОД.

5.8 Вывод по разделу

В данном разделе была оценена экономическая выгода использования временных камер пуска и приема СОД, на 124 км участка МН «Игольско-Таловое-Парабель», для обеспечения выполнения работ по диагностике, относительно применения постоянных камер пуска и приема СОД.

Бала подсчитана приблизительная стоимость проведения работ на нашем объекте 3 076 573руб.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 96 |

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является участок магистрального нефтепровода «Игольско – Таловое - Парабель». В данной работе будет рассматриваться Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями с применением временных камер пуска и приема СОД. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы выполняются на участке МТ в зимнее время, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной

Учитывая все условия имеются высокие риски возникновения аварий на нефтепроводе. А так как нефтепровод проложен в подземном исполнении, то аварии на нем приводят к экологическим последствиям.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения

| | | | | | | | | |
|-------------------|--------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | Сивуха И.А. | | | | Социальная ответственность | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | Брусник О.В. | | | | | | 97 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | Брусник О.В. | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [12]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

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

6.1.1 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|----------------------------|------|
| | | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | 98 |

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

При производстве работ по запуску и приему очистных и диагностических устройств должна быть обеспечена телефонная или радиосвязь места работ, а также всех постов и бригад с ответственным за проведение работ и с диспетчером.

6.2 Производственная безопасность.

В административном отношении участки производства работ расположены в Парабельском районе Томской области на землях лесного фонда. Согласно СП 11-105-97 [13] и СНиП 22-01-95 [14] из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических явлений на УПР отмечается сезонное. Выявленные согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [15] опасные и вредные факторы приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы.

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | | | Нормативные документы |
|---------------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
| | Доставка материалов и | Монтаж и подключение | Отключение и демонтаж | Вывоз материалов и | |
| | | | | | |

| | оборудовани я | | | оборудовани я | |
|---|------------------|---|---|------------------|---|
| 1. Повышенный уровень шума и вибрации | + | + | + | + | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16]; ГОСТ 12. 1. 012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [17]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [18]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [19]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [20]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность . Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [21]; ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. [22]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [23]; ГОСТ 12. 1.005 – 88 (с изм. №1 от 2000г.). ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89) [24]; Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической |
| 2. Недостаточная освещенность | + | + | + | + | |
| 3. Отклонения показателей климата на открытом воздухе | + | + | + | + | |
| 4. Запыленность и загазованность рабочей зоны | - | + | + | + | |
| 5. Движущиеся машины и механизмы | + | + | + | + | |
| 6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи | - | + | + | - | |
| 7. повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации | - | + | + | - | |
| 8. острокромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования | - | + | + | - | |

также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 [17]. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

6.3.2 Недостаточная освещенность

Работы проводятся на открытом воздухе, где имеется естественное освещение, имеющее большое гигиеническое и психологическое значение для человека. Предусмотрено искусственное освещение: аварийное, охранное и дежурное. Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 102 |

6.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в летний период года должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются

Таблица 2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 103 |

| | | |
|-----------------------|-----|----|
| Углеводороды C1 – C10 | 300 | IV |
| Углерода оксид CO | 20 | IV |

6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

6.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

6.4.2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Замыкание электрической цепи может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91 [16]. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщика должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75*[17]. Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, осуществляется защитное заземление или зануление. Ограждение рабочей зоны осуществляется по ГОСТ 23407-78[20].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 105 |

Повышенный уровень статического электричества. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации объекта.

6.4.3 Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации.

Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84*[19].

6.4.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

Имеет место при монтажно-строительных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий. Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло бензостойкой подошве. Для защиты рук применяются перчатки ГОСТ 12.4.183-91[16]. В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76[12] персонал должен носить каски ГОСТ 12.4.087-84[18].

6.5 Экологическая безопасность

Диагностика МТ с установкой временных камер пуска и приема СОД сопровождается негативным влиянием на экологию, поэтому при их проведении необходимо учесть все факторы, чтобы его снизить.

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения устойчивого экологического равновесия и не

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|----------------------------|------|
| | | | | | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | 106 |

нарушать условия землепользования, установленные федеральным законом «Об охране окружающей среды».

6.5.1 Защита атмосферы.

При разгерметизации затвора КПД СОД с разливом нефти, легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.

Мероприятия по защиты атмосферы от загрязнения:

- Снижение температуры нефти и нефтепродуктов;
- улучшение герметизации емкостей;
- применение установки улавливающие пары углеводородов.

6.5.2 Защита литосферы.

Аварии на нефтепроводе сопровождаются разливом нефти. Нефть при попадании в почву оказывает влияние на водно-физические свойства почв. Они ухудшают свойства почв из-за цементации порового пространства, что ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора, разлитого при ремонтных работах продукта. Для максимального уменьшения потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками. При прорыве нефтепровода аварийный участок

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|----------------------------|------|
| | | | | | | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | | 107 |

отсекается дистанционно из диспетчерского пункта с одновременным прекращением работы НПС.

К мероприятиям по защите литосферы можно отнести внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

6.5.3 Защита гидросферы.

В общем случае причинами аварийных разливов нефти на линейных трубопроводах могут являться:

- разгерметизация трубопроводов;
- разгерметизация затвора временных КПП СОД с разливом нефти
- трещина в сварном шве временных КПП СОД с разливом нефти
- наружная и внутренняя коррозия;
- разрушения под воздействием температурных деформаций.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

Мероприятия по защите гидросферы:

- Применение нефтесборщиков;
- Сорбентов;
- боновых заграждений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 108 |

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии и т.д.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией при монтаже временных камер пуска и приема СОД является возникновение пожаров, которые могут возникнуть в следствии нарушения технологических процессов и неисправности оборудования, в частности несвоевременный ремонт оборудования, нарушение технологических инструкций, введение в технологию производства материалов без учета их пожароопасных свойств, образование значительных электростатических зарядов. Наиболее пожароопасными являются технологические процессы, связанные с проведением огневых работ (сварка и резка металла, паяние). Пожарная опасность трубопроводов с горючими газами, работающих под давлением, обусловлена возможностью выхода горючих продуктов наружу из-за образования не плотностей и повреждений . Опасными факторами, воздействующими на людей в случае возникновения пожара, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

Основным средством тушения пожаров являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших, локальных очагов горения, а также в комбинации с пенными средствами:

- основное тушение пеной общей площади пожара, с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 109 |

- основное тушение порошком небольших очагов горения, затем подача пены для предотвращения повторного воспламенения участков.

6.7 Вывод по разделу

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны оказать влияние на здоровье человека и окружающую среду. Выполнение требований правил безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также при проведении работ особое внимание необходимо уделить вопросам экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения и повреждение окружающей среды.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 110 |

Заключение

В выпускной квалификационной работе предложено проведение диагностики линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями с применением временных КПП СОД. Рассмотрены средства отчистки и диагностики МТ, произведен прочностной расчет КПП СОД и ее элементов.

Так же была рассчитана экономическая эффективность по применению временных КПП СОД на данном участке работ относительно установки стационарных КПП СОД. Стоит отметить, что в рассмотренных условиях применение временных камер пуска-приема средств отчистки и диагностики оказались наиболее экономически выгодными. Это связано с тем, что диагностика на данном участке проводится один раз в пять лет, и как следствие установка новых стационарных КПП СОД экономически не целесообразно.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по установке временных КПП СОД с обвязкой и байпасной линией, и проведении диагностики. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|--------------|-------------|---------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | Заключение | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 111 | 114 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | ТПУ гр. 2Б6А | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Список использованных источников:

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2);
2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2);
3. 8-19-51-ПЗ Проектная документация АО «Транснефть – Центральная Сибирь»;
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2);
5. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1);
6. ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г;
7. Средства очистки и диагностики [Электронный ресурс] // Энциклопедия технологий «ПАО Транснефть». – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru>;
8. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1 – 01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001;

| | | | | | | | |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|--------------|
| | | | | | Обеспечение выполнения работ по диагностике линейной части магистрального нефтепровода осложненного асфальтосмолопарафиновыми отложениями | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Сивуха И.А. | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 112 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | 114 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | Брусник О.В. | | | Список использованных источников | | ТПУ гр. 2Б6А |
| | | | | | | | |

9. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»;

10. РД 51-2-97. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем. Дата актуализации 01.09.2013 года;

11. ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия»;

12. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;

13. СП 11-105-97;

14. СНиП 22-01-95;

15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

17. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;

18. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;

19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;

22. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Список использованных источников | Лист |
| | | | | | | 113 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

23. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

24. ГОСТ 12. 1.005 – 88 (с изм. №1 от 2000г.). ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89);

25. Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006;

26. ГОСТ 12.4.183-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования;

27. ГОСТ 12.4.183-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования;

28. ГОСТ 12.4.087-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Каски строительные. Технические условия;

29. ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля;

30. ГОСТ 23407-78 Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ;

31. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

32. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | Список использованных источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 114 |