

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| | | | |
|---|---------------|----------------|-------------|
| Тема работы | | | |
| «Выбор технологии и метода ремонта магистральных нефтепроводов» | | | |
| УДК 622.692.4.053-049.32 | | | |
| Студент | | | |
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б31Т | Катмаков М.С. | | 13.06.17 г. |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|------------------------|---------|-------------|
| доцент | Креп В.Г. | к.т.н. | | 13.06.17 г. |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|------------------------|---------|-------------|
| Доцент | Вазим А. А. | к.э.н | | 13.06.17 г. |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|------------------------|---------|-------------|
| Доцент | Гуляев М.В. | доцент | | 13.06.17 г. |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| И.О. Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-------------|------------------------|---------|-------------|
| ТХНГ | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | 13.06.17 г. |

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

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 общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e) |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22) |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с | Требования ФГОС ВО |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|---|---|---|
| | интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i> | <i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i> |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| Р11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования 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 (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i> |

| | |
|--|---|
| <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>В ходе данной дипломной работы исследованы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - виды ремонта магистральных нефтепроводов; - виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов; - капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб; |
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | |
| <p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(если необходимо, с указанием разделов)</i></p> | |
| <p style="text-align: center;">Раздел</p> | <p style="text-align: center;">Консультант</p> |
| <p>Социальная ответственность</p> | <p>Гуляев М.В., к.т.н., доцент</p> |
| <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | <p>Вазим А.А., к.э.н., доцент</p> |

| | |
|--|----------------------|
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p>15.02.2017 г.</p> |
|--|----------------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|------------------------|---------|---------------|
| доцент | Крец В.Г. | к.т.н.. | | 15.02.2017 г. |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|---------------------------|---------|---------------|
| 3-2Б31Т | Катмаков Максим Сергеевич | | 15.02.2017 г. |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б31Т | Катмаков Максим Сергеевич |

| | | | |
|----------------------------|------------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | Транспорта и хранения нефти и газа |
| Уровень образования | Бакалавриат (бакалавр) | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

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

| | |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Распределение сметной стоимости производства ремонтных работ методом установки муфты П1 |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Распределение эксплуатационных расходов, направленных на ремонтные работы |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 процентов. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Определить стоимость ремонта, затрат времени, количества техники и ремонтного персонала, необходимого для проведения ремонта. |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i> | Определение сметы затрат времени на проведение ремонта. |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | Оценка итоговых затрат на проведение ремонта нефтепровода методом установки муфты П1 |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| 1. <i>Диаграмма распределения затрат</i> |
| 2. <i>Календарный график выполнения работы (график Ганта)</i> |

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

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Вазим А.А. | к.э.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|---------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-2Б31Т | Катмаков Максим Сергеевич | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б31Т | Катмаков Максим Сергеевич |

| | | | |
|----------------------------|------------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | Транспорта и хранения нефти и газа |
| Уровень образования | Бакалавриат (бакалавр) | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|---|--|
| <p>1. Характеристика объекта исследования</p> | <p><i>Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха.</i></p> <p><i>При выполнении строительных работ на магистральном нефтепроводе могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, литосферу, гидросферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p> |
|---|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| <p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p> | <p><i>Объекты газонефтепроводного транспорта имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.</i></p> <p><i>Вредные:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Неудачные метеоусловия;</i> <i>2. Превышение уровня шума;</i> <i>3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</i> <i>4. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны;</i> <i>5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</i> <p><i>Опасные:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</i> <i>2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;</i> <i>3. Поражения электрическим током;</i> <i>4. Пожароопасность и взрывоопасность.</i> |
| <p>2. Экологическая безопасность:</p> | <p><i>При выполнении ремонтных работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.</i></p> <p><i>Виды воздействий на природную среду в</i></p> |

| | |
|--|---|
| | <p>период ремонтных работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ; - выбросы при производстве изоляционных работ; - образование и размещение отходов, образующихся при ремонте. |
| <p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> | <p>Одним из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.</p> <p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> - паводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии) и т.д. <p>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибочные действия персонала при производстве работ; - отказ приборов контроля и сигнализации; - отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; - производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; - старение оборудования и т.д. |
| <p>4. 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>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</p> <p>ГОСТы: 12.1.005-88, 12.1.003-83, 12.2.003-91, 12.1.007-76, СНиП II-12-77</p> |

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|---------------------------|---------|------|
| 3-2Б31Т | Катмаков Максим Сергеевич | | |

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| бакалаврская работа |
|---------------------|

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

| | |
|--|-------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 13.06.2017г |
|--|-------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 14.03.2017 | <i>Выбор ремонта магистрального нефтепровода</i> | ... |
| 28.03.2017 | <i>Выбор и способ капитального ремонта подземных трубопроводов</i> | ... |
| 15.04.2017 | <i>Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб</i> | |
| 29.04.2017 | <i>Расчет линейной части нефтепровода</i> | |
| 05.05.2017 | <i>Финансовый менеджмент</i> | |
| 12.05.2017 | <i>Социальная ответственность</i> | |
| 19.05.2017 | <i>Заключение</i> | |
| 25.05.2017 | <i>Презентация</i> | |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|------------------------|---------|------|
| доцент | Крец В.Г. | К.Т.Н. | | |

СОГЛАСОВАНО:

| И.о. зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| ТХНГ | Бурков П.В. | Д.Т.Н, профессор | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 138 страниц, 30 рисунков, 29 таблиц, 32 источника.

Ключевые слова: нефтепровод, капитальный ремонт, выборочный ремонт, муфта, дефект, ремонт, конструкция, магистральный нефтепровод.

Объектом исследования являются основные технологии и методы ремонта магистральных нефтепроводов.

Цель работы – рассмотрение различных технологий и методов ремонта магистральных нефтепроводов.

В процессе работы проводился анализ научно-технической литературы и нормативно-технической документации по ремонту магистральных нефтепроводов. Рассмотрены виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов, более подробно рассмотрен капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб. Также приведен расчет линейной части магистрального нефтепровода: рассчитан объем утечки и толщина стенки трубопровода.

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Реферат | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 10 | 138 |
| Консульт. | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-БЗ1Т | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | | |

ANNOTATION

Final qualification work 136 pages, 29 drawings, 30 tables, 32 sources.

Keywords: oil pipeline, overhaul, selective repair, coupling, defect, repair, construction, main oil pipeline.

The subject of the study are the main technologies and methods of repair of main oil pipelines.

The purpose of the work is to consider various technologies and methods for repair of main oil pipelines.

In the process of work, the analysis of scientific and technical literature and normative and technical documentation for the repair of main oil pipelines was conducted. The types and ways of overhauling underground pipelines are considered, the overhaul of the oil pipeline with replacement of pipes is considered in more detail. The calculation of the linear part of the main oil pipeline is also given: the leakage volume and the wall thickness of the pipeline are calculated.

| | | | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|--|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | Annotation | | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | | 11 | 138 | |
| Консульт. | | | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | | | | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|--------|--|----|
| 1. | ВИДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ | 15 |
| 2. | ВИДЫ И СПОСОБЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ | 21 |
| 2.1. | Общие положения | 21 |
| 2.2. | Ремонт с заменой труб | 22 |
| 2.3. | Ремонт с заменой изоляционного покрытия | 28 |
| 2.4. | Выборочный ремонт..... | 37 |
| 3. | ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА | 39 |
| 4. | ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА | 44 |
| 4.1. | Составление плана капитального ремонта | 44 |
| 4.2. | Проектная документация..... | 45 |
| 5. | КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ ... | 50 |
| 5.1. | Земляные работы | 51 |
| 5.2. | Работы по снятию изоляции..... | 62 |
| 5.3. | Врезка вантуза в нефтепровод | 62 |
| 5.3.1. | Устройство для холодной врезки акв-103 «Пиранья»..... | 66 |
| 5.3.2. | Устройство прорезное АКВ 101«Малютка» | 67 |
| 5.4. | Сборка линии СРТ и гидроиспытание | 70 |
| 5.5. | Откачка нефти из отключенного участка | 77 |
| 5.6. | Вырезка дефектного участка..... | 82 |
| 5.6.1. | Машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420 | 83 |
| 5.7. | Демонтаж дефектного участка нефтепровода..... | 86 |
| 5.8. | Работы по герметизации нефтепровода | 89 |
| 5.9. | Проведение гидроиспытания трубопровода..... | 94 |

| | | | | | | | | |
|----------------|------|--------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | Содержание | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Катмаков М.С | | | | | 12 | 138 |
| Руковод. | | Крец.В.Г. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Г | | |

| | | |
|---------|--|-----|
| 5.10. | Работы по размагничиванию перед сваркой | 96 |
| 5.11. | Сварочно-монтажные работы | 99 |
| 5.11.1. | Машина для резки труб «ZINSER RSV-4» | 100 |
| 6. | РАСЧЕТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА | 103 |
| 6.1 | Расчет толщины стенки нефтепровода | 103 |
| 6.2 | Расчет объема утечки газа из нефтепровода | 104 |
| 7. | СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ | 106 |
| 8. | Финансовый менеджмент..... | 123 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 135 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 136 |

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Содержание | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г.. | | | | | 13 | 138 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |

ВВЕДЕНИЕ

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли

При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода (капитальный ремонт нефтепровода или выборочный ремонт дефектов, подлежащие немедленному устранению, расположены на значительном удалении друг от друга).

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Введение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 14 | 138 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Г | | |

1. ВИДЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В настоящее время ремонт магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие виды: аварийный, текущий и капитальный.

На рисунке 1 представлена классификация видов ремонтных работ магистральных трубопроводов с указанием мероприятий, направленных на поддержание и восстановление эксплуатационных характеристик.

К аварийному ремонту относят работы, связанные с ликвидацией аварий, возникающих в результате воздействия на трубопровод подземной коррозии; разрывов сварных стыков или трубопровода по телу трубы; закупорок трубопровода, приводящих к полной или частичной его остановке; неисправностей в линейной арматуре – кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и др.

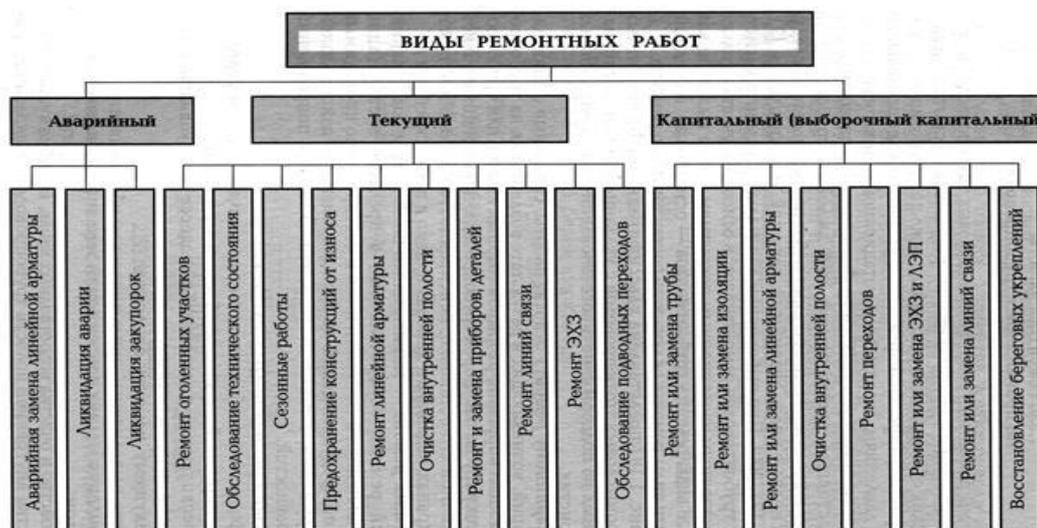


Рисунок 1 – Классификация видов ремонтных работ на трубопроводах

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 15 | 138 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |

Текущий ремонт – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, а также по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Текущий ремонт подразделяют на:

- профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту относятся:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании; ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников; очистка внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверка состояния и ремонт изоляции магистральных трубопроводов шурфованием;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовка линейных объектов магистральных трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- окраска линейных сооружений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 16 |

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту магистральных трубопроводов проводят в основном без остановки перекачки.

Капитальный ремонт – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводят при достижении предельных значений износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части относятся:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных магистральных трубопроводов, осмотр и частичная замена изоляции;
- ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификация арматуры;
- замена кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- испытание трубопроводов на прочность и плотность;
- окраска надземных трубопроводов;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Технологический набор работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов примерно соответствует набору работ по их сооружению. Однако с точки зрения технологии, организации и управления он значительно сложнее и имеет свои специфические особенности. В организации проведения работ эти особенности заключаются в следующем:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 17 |

операции по вскрытию, подъему, очистке от старой изоляции, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы и работы по засыпке трубопровода не могут быть совмещены в специализированном потоке, но должны выполняться в строгой технологической последовательности.

В зависимости от метода производства капитального ремонта дефектоскопия и отбраковка труб (участков) может производиться как в траншее на поддерживаемом трубоукладчиками или опорами трубопроводе, так и на трубопроводе, находящемся на берме.

Дефектоскопия трубопровода в процессе капитального ремонта должна производиться методами и приборами, позволяющими выявлять все виды дефектов труб, включая стресс-коррозионные, по всей поверхности трубопровода. Особое внимание следует обращать на нижнюю образующую труб и участки, прилегающие к сварным швам и места с дефектами по результатам внутритрубной дефектоскопии.

Степень очистки труб должна обеспечивать возможность качественного проведения дефектоскопии. Дефектоскопия включает в себя определение местоположения дефектов и их параметров.

Темп работ по дефектоскопии должен быть не ниже темпа выполнения работ по ремонту трубопровода.

При применении аппаратуры, использующей магнитные методы дефектоскопии (магнитометрия), дефектоскопия участка может проводиться как до производства очистных работ, так и после очистки трубопровода от изоляции.

При применении ультразвуковой аппаратуры дефектоскопия осуществляется только после проведения двух этапов очистки - удаления от старого изоляционного покрытия и последующей дополнительной очистки в соответствии с требованиями применяемой аппаратуры.

По результатам дефектоскопии трубопровода и его ремонта контролируемой шлифовкой должны быть определены геометрические параметры всех выявленных дефектов. Отбраковка или оставление в

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

трубопроводе дефектных труб с не определенными геометрическими параметрами выявленных дефектов не допускается.

Отбраковка труб производится комиссией, назначаемой приказом по транспортирующей организации, в составе:

- главного инженера транспортирующей организации;
- начальника эксплуатационной службы;
- инженера по диагностике;
- представителя обособленного структурного подразделения;
- специалиста неразрушающего контроля (дефектоскописта) II или III уровня.

Отбраковка труб (участков труб) и сварных соединений с дефектами производится в соответствии с требованиями РД 558-97. Указанные дефекты больших размеров подлежат вырезке.

Ремонт дефектов труб и сварных соединений может выполняться с применением технологий шлифовки, сварки, установки стальных муфт и, в отдельных случаях, с применением технологии врезки под давлением в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

При капитальном ремонте все ранее отремонтированные дефекты подлежат вырезке.

При приемке отремонтированного трубопровода в эксплуатацию необходимо соблюдать действующее законодательство и нормативные требования по вопросам приемки объектов в эксплуатацию.

Отремонтированный участок трубопровода принимается в эксплуатацию по акту рабочей комиссией, назначаемой приказом или распоряжением по транспортирующей организации.

Акт о приемке участка трубопровода в эксплуатацию утверждается Заказчиком. Подрядчик (генеральный подрядчик) представляет комиссии следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве ремонтно-строительных работ на линейной части магистрального трубопровода

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

(ЛЧМТ), с указанием видов выполняемых ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;

- комплект исполнительной документации на ремонт трубопровода, предъявляемого к приемке;
- ведомость отступлений от проекта и согласования этих отступлений с проектной организацией;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве ремонтно-строительных работ;
- акты промежуточной приемки отдельных видов работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Виды ремонта магистральных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2. ВИДЫ И СПОСОБЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Общие положения

Ремонт с заменой труб производится следующими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;
- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций*, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;
- путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

* - технический коридор коммуникаций - это земельный участок, в пределах которого проходит система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченный с обеих сторон охранными зонами.

Ремонт с заменой изоляционного покрытия производится следующими способами:

- с подъемом трубопровода в траншее;
- с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее;
- без подъема с сохранением положения трубопровода.

Выборочный ремонт включает:

- ремонт участков, прилегающих к узлам линейной арматуры;
- ремонт участков длиной до 20Ду, где Ду - условный диаметр трубопровода, м;

| | | | | | | | | |
|---------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 21 | 138 |
| Консульт. | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |
| И.О. Зав. Каф | | Бурков П.В. | | | | | | |

- ремонт протяженных участков методом последовательных захваток или с использованием грунтовых опор;
- ремонт участков с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры.

2.2. Ремонт с заменой труб

Технологические операции при ремонте с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещенной траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК);
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 22 |

- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортирование труб к месту складирования;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путем укладки вновь прокладываемого трубопровода в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- разработка траншеи;
- очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки нового в прежнее проектное положение технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- отключение трубопровода;
- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 24 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования.

Одновременно с демонтажом заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- доработка или разработка траншеи;
- вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку;
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб укладка нового участка трубопровода проводится совмещенным способом в едином технологическом потоке с работами по очистке и изоляции трубопровода (рис. 2).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 25 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Технологические параметры колонны при изоляционно-укладочных работах
совмещенным способом

| Диаметр трубопровода, мм | Расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков), м | | Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами, м |
|--------------------------------|--|---------|---|
| | 11 | 12 | |
| 325...530 | 15...20 | 10...15 | 35 |
| 720...820 | 20...25 | 15...20 | 45 |
| 1020 | 20...25 | 15...25 | 50 |
| 1220 | 25...35 | 20...30 | 65 |

Раздельный способ проведения изоляционно-укладочных работ следует применять на участках со сложным рельефом местности (рис. 2).

Необходимое количество трубоукладчиков, их расстановка и высота подъема трубопровода с учетом конкретных условий должны быть уточнены с помощью проверочных расчетов на прочность и устойчивость ремонтируемого участка.

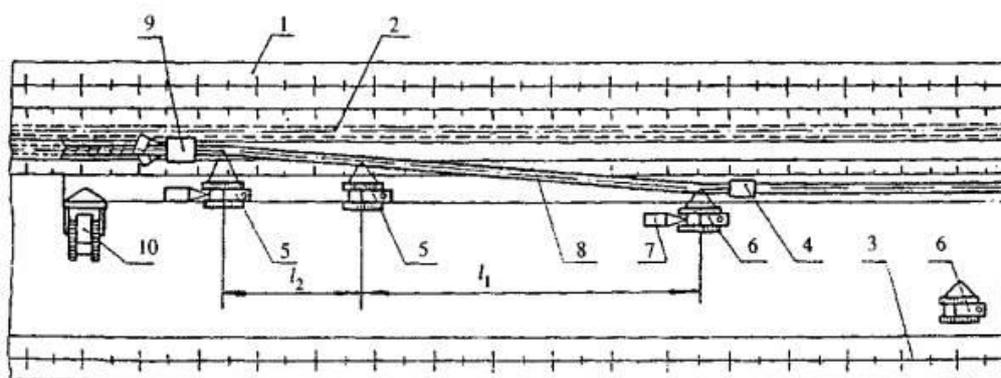


Рисунок 2 - Расстановка машин и механизмов при совмещенном способе
изоляционно-укладочных работ

1 - отвал минерального грунта; 2 - заменяемый участок трубопровода; 3 - отвал плодородного слоя почвы; 4 - очистная машина; 5 - трубоукладчик; 6 - резервный

трубоукладчик; 7 - электростанция; 8 - вновь прокладываемый участок трубопровода; 9 - изоляционная машина; 10 - бульдозер.

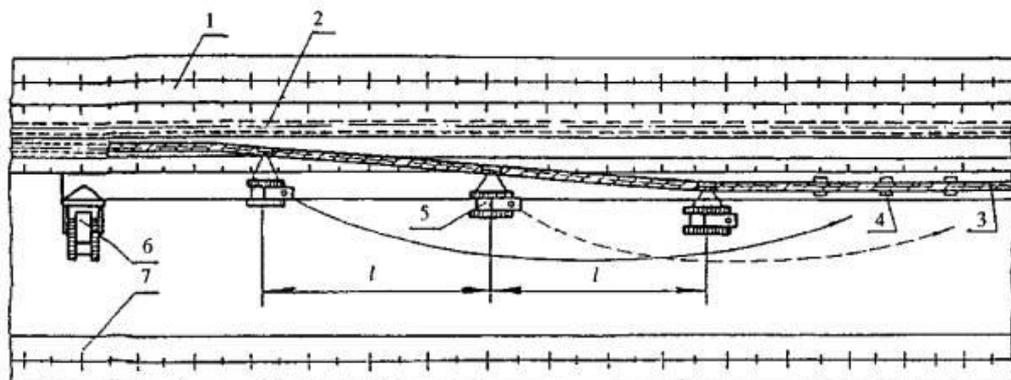


Рисунок 3 - Расстановка машин и механизмов при раздельном способе изоляционно-укладочных работ

1 - отвал минерального грунта; 2 - заменяемый участок трубопровода; 3 - вновь прокладываемый участок трубопровода; 4 - инвентарные лежки (земляные тумбы); 5 - трубоукладчик; 6 - бульдозер; 7 - отвал плодородного слоя почвы

Таблица 2

Технологические параметры колонны при укладке в траншею раздельным способом

| Диаметр трубопровода, мм | Число трубоукладчиков, шт. | Расстояние (t) между трубоукладчиками, м |
|--------------------------|----------------------------|--|
| 325:530 | 3 | 20:25 |
| 720:820 | 4 | 25:30 |
| 1020 | 4 | 30:35 |
| 1220 | 5 | 35:40 |

При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- правильная расстановка трубоукладчиков;
- минимально необходимая для производства работ высота подъема трубопровода;
- сохранность изоляционного покрытия;

- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода

2.3. Ремонт с заменой изоляционного покрытия

Способ ремонта с подъемом трубопровода в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром 219...720 мм. Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром 219...720 мм при необходимости восстановления стенки трубы.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 28 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на лежки в траншее;
- выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки;
- подъем трубопровода;
- повторная очистка трубопровода;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта без подъема трубопровода с сохранением его положения рекомендуется для трубопроводов диаметром 720 мм и более.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности: уточнение положения трубопровода;

- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- вскрытие трубопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- разработка грунта под трубопроводом;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- осмотр и выявление дефектов на очищенном участке;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- выполнение работ по ремонту дефектов стенки трубы;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных проектом производства работ (ППР) и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы

Ремонт трубопроводов с заменой изоляции в зимнее время рекомендуется проводить в три этапа:

Этап 1. Работы, выполняемые в теплое время года (до промерзания грунта):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- безотвальная вспашка или рыхление зоны разработки траншеи;
- восстановление оси трассы трубопровода.

Этап 2. Работы, выполняемые в зимнее время:

- очистка от снега зоны разработки траншеи и зоны прохода ремонтной техники на суточный объем выполнения ремонтных работ;
- разработка траншеи и очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- выполнение ремонтно-восстановительных работ;
- укладка трубопровода на дно траншеи, присыпка его и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте с подъемом или присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных ППР и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте без подъема (с сохранением положения).

Этап 3. Работы, выполняемые после оттаивания отвалов грунта:

- планирование зоны засыпки траншеи;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Ремонт трубопроводов диаметром 219...720 мм, не имеющих дефектов стенок и дефектов сварных швов, может производиться с подъемом и без остановки перекачки. Допустимое давление на участке подъема должно определяться расчетом на прочность и не должно превышать 2,5 МПа.

Ремонт трубопроводов, имеющих дефекты стенок и сварных швов, проводится после выполнения восстановительных работ. Для проведения восстановительных работ трубопровод укладывается на лежки в траншее.

Монтаж троллейных подвесок, очистной, изоляционной и других машин, участвующих в технологическом процессе, производится на участке, уложенном на лежки. Длина участка, уложенного на лежки, должна быть достаточной для монтажа ремонтных машин.

Расчетные технологические параметры ремонтной колонны для конкретного участка определяются по [9], а рекомендуемые для работы в равнинных условиях в табл. 3.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 31 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 3

Технологические параметры и расчетные величины усилия подъема трубопровода

| Схема подъема и расстановки ремонтных машин | Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм | Число трубокладчиков, шт. | Масса ремонтной машины, кН | Высота подъема трубопровода, м | | Расстояние до ремонтной машины, м | Расстояние между трубокладчиками, м | Длина приподнятого участка |
|---|---|---------------------------|----------------------------|--------------------------------|------|-----------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|
| | Дмм | | | n | Q | | | |
| | 219x5 | 3 | 10 | 0,63 | 1,01 | 4 | 13 | 59 |
| | 273x5 | 3 | 10 | 0,77 | 1,20 | 4 | 14 | 67 |
| | 325x5 | 3 | 10 | 0,73 | 1,11 | 4 | 15 | 72 |
| | 377x7 | 3 | 15 | 0,70 | 1,03 | 4 | 16 | 77 |
| | 426x7 | 3 | 15 | 0,68 | 1,01 | 4 | 17 | 82 |
| | 530x8 | 4 | 20 | 0,66 | 1,17 | 4 | 20 | 112 |
| | 630x8 | 4 | 20 | 0,65 | 1,10 | 4 | 20 | 115 |
| | 720x9 | 4 | 20 | 0,63 | 1,02 | 4 | 20 | 118 |

Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов

Изм.

Лист

№ докум

Подпис

Дат

Начало (или конец) поднимаемого участка трубопровода должно находиться от линейных задвижек или других мест заземления:

Таблица 4

для трубопроводов диаметром, м на расстоянии, не менее:

| | |
|--------------|----|
| до 530 мм | 30 |
| 530...720 мм | 40 |
| более 720 мм | 50 |

Подъем и укладка трубопровода на лежки осуществляется трубоукладчиками по двум схемам.

На рис. 3 показана схема расстановки и перемещения трубоукладчиков и последовательность операций при подъеме и укладке трубопровода на лежки одновременно всеми трубоукладчиками (на рисунке условно показаны три трубоукладчика).

Позиция I. Расстановка трубоукладчиков и установка полотенец. Расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва - не менее 3 м.

Позиция II. Подъем трубопровода одновременно всеми трубоукладчиками на заданную технологическую высоту.

Позиция III. Укладка лежек под приподнятый трубопровод. Лежки должны быть расположены от поперечного шва на расстоянии не менее 3 м.

Позиция IV. Укладка трубопровода на лежки одновременно всеми трубоукладчиками.

Позиция V. Переход трубоукладчиков в следующее исходное положение и расстановка их в порядке, описанном в позиции I. Далее операции повторяются в указанной последовательности.

На рис. 4 показана схема расстановки и перемещения трубоукладчиков и последовательность операций при подъеме и укладке трубопровода на лежки с переходом одного трубоукладчика (на рисунке условно показаны четыре трубоукладчика).

Позиция I. Расстановка трубоукладчиков и установка полотенец. Расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва - не менее 3 м.

Позиция II. Подъем трубопровода одновременно всеми трубоукладчиками на заданную технологическую высоту.

Позиция III. Укладка лежек под приподнятый трубопровод. Лежки должны быть расположены от поперечного шва на расстоянии не менее 3 м.

Позиция IV. Укладка трубопровода на лежки последним по ходу движения трубоукладчиком.

Позиция V. Переход освободившегося трубоукладчика вперед колонны на расстояние от первого по ходу движения трубоукладчика согласно ППР.

Далее операции повторяются в указанной последовательности. По этой схеме трубопровод поддерживается в приподнятом состоянии тремя трубоукладчиками, а последний по ходу движения трубоукладчик опускает трубопровод на лежки и перемещается только после того, как подъем трубопровода первым трубоукладчиком произведен и его подъемные лебедки поставлены на тормоз.

Подъем и укладка трубопровода при проведении изоляционно-укладочных работ осуществляется трубоукладчиками, оборудованными троллейными подвесками.

Движение троллейной подвески вдоль трубопровода осуществляется плавно. Не допускается останавливать троллейную подвеску ближе 3 м от поперечного сварного шва на трубопроводе.

Ремонт нефтепроводов диаметром 720...1220 мм проводится без подъема с поддержанием грузоподъемными механизмами.

Поддержание подкопанного участка нефтепровода рекомендуется выполнять трубоукладчиками, опорами-крепями или пневмоподъемниками.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 34 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

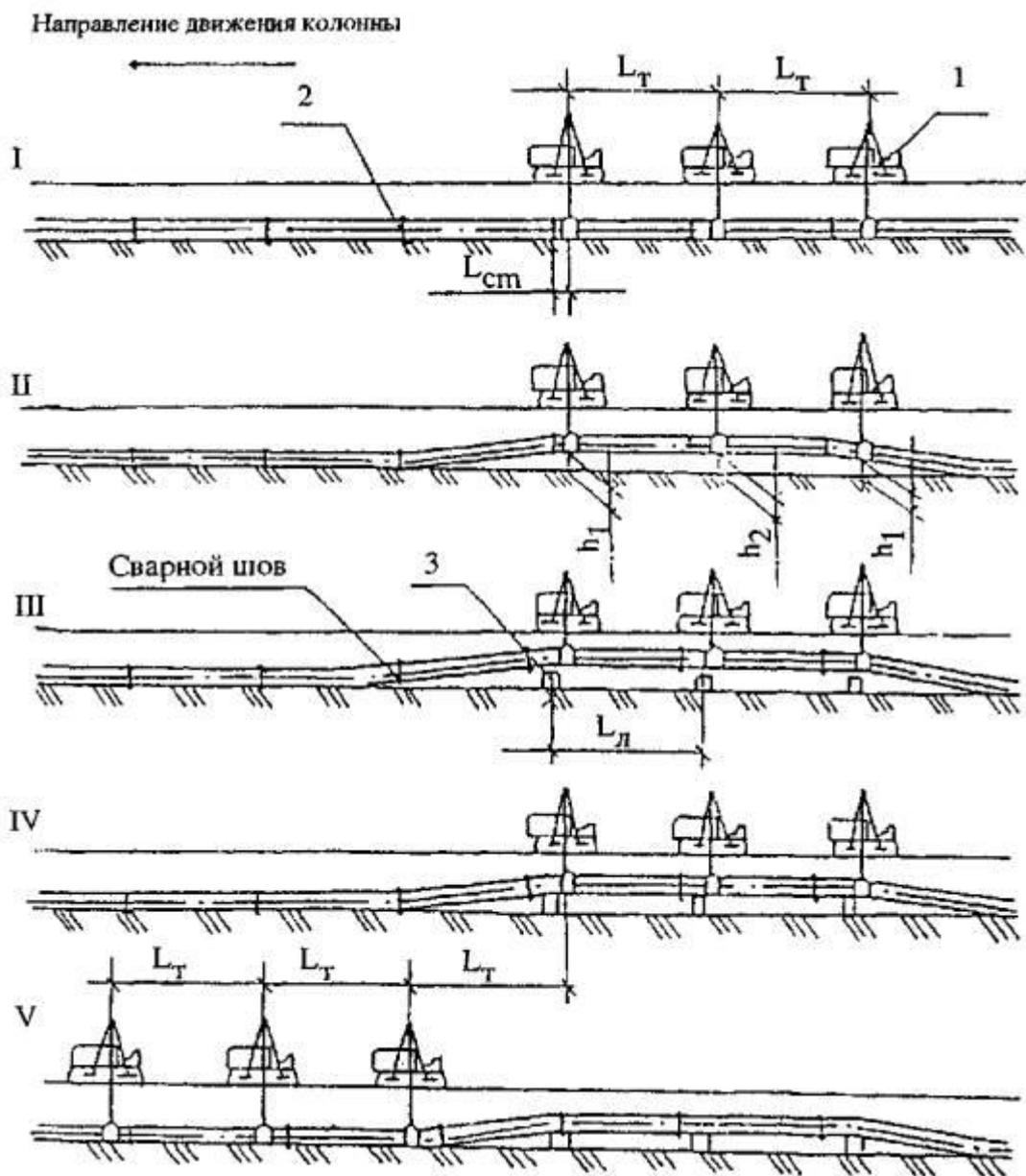


Рисунок 4 - Схема подъема и укладки нефтепровода на лежки одновременно тремя трубоукладчиками

1 - трубоукладчик; 2 - нефтепровод; 3 - лежка; L_T - расстояние между трубоукладчиками; $L_л$ - расстояние между лежками; L_{CT} - расстояние от места установки полотнца до поперечного сварного шва; h_1 - высота подъема под крайними трубоукладчиками; h_2 - высота подъема под средним трубоукладчиком.

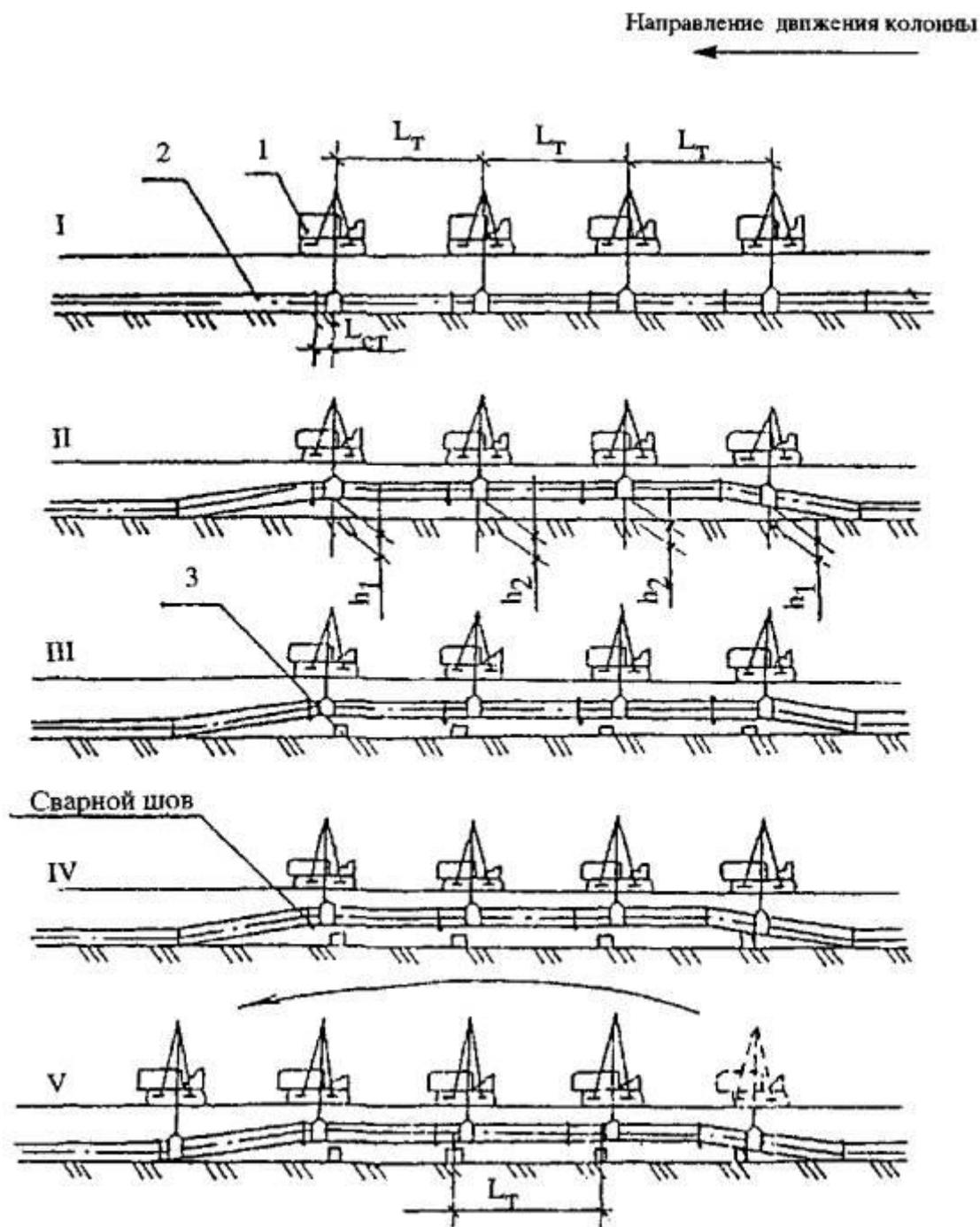


Рисунок 5 - Схема подъема и укладки нефтепровода на лежки с переходом одного трубоукладчика

1 - трубоукладчик; 2 - нефтепровод; 3 - лежка; L_T - расстояние между трубоукладчиками; $L_{л}$ - расстояние между лежками; L_{CT} - расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва; h_1 - высота подъема под крайними трубоукладчиками; h_2 - высота подъема под средними трубоукладчиками.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

2.4.Выборочный ремонт

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта производятся в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- уточнение границ ремонтируемого участка;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
- разработка грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектного участка трубопровода, при необходимости дополнительный контроль физическими методами;
- выполнение работ по ремонту дефектных мест (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены «катушки», трубы);
- нанесение изоляционного покрытия и контроль его качества ;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При выполнении ремонта с заменой «катушки», трубы необходимо выполнить следующие технологические операции:

- вскрытие дефектного участка нефтепровода;
- разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;
- врезка отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти;
- остановка перекачки и отсечение ремонтируемого участка задвижками;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

- опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачки в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- вырезка дефектной «катушки» (трубы);
- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовка и подгонка новой «катушки» (трубы) по месту;
- прихватка и вварка «катушки» в нефтепровод;
- подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;
- обратная закачка нефти из емкостей или котлована;
- очистка и изоляция нефтепровода;
- засыпка отремонтированного участка нефтепровода, котлована для сбора нефти;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы

Выборочный ремонт дефектных участков нефтепровода проводится без подъема и поддержки ремонтируемого участка. Длина подкопанного участка определяется по РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании.

При выборочном ремонте со вскрытием протяженных участков во время подсыпки и уплотнения грунта поддержание трубопровода рекомендуется выполнять грузоподъемным механизмом, оснащенным мягким полотенцем, установленным в средней части подкопанного участка трубопровода.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов | Лист |
| | | | | | | 38 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Существующая сеть магистральных нефтепроводов обладает значительной протяженностью, большими диаметрами, длительным сроком эксплуатации и высоким давлением транспортируемой нефти. Магистральные нефтепроводы, возрастной состав которых превышает срок их нормативной эксплуатации, обуславливают необходимость обеспечения надежной, безаварийной работы порой в экстремальных условиях.

Аварии на магистральных нефтепроводах приводят к экономическим убыткам от простоя, потерям нефти, большим затратам на ликвидацию разлитых нефтепродуктов. Появляется опасность связанная с загрязнением нефтепродуктами окружающей среды. Порою убытки от отказов магистральных нефтепроводов для поставщиков и потребителей нефти оказываются значительно выше ущерба отдельных ремонтных служб. В создавшихся условиях большое значение приобретают вопросы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, возможности объектов трубопроводного транспорта нефти выполнять свои функции. Особое внимание следует уделять надежности линейной части нефтепровода. Во время эксплуатации подземных нефтепроводов, воздействие внешних и внутренних факторов является определяющим при выборе способа защиты трубопровода от коррозии. Результатами неправильного выбора являются преждевременный износ трубопровода, старение, увеличение количества отказов. Отсутствие резервных ниток на линейной части магистральных нефтепроводах в случае отказа приведет к длительному простоя всей системы транспортировки нефтепродукта.

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 39 | 138 |
| Консульт. | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | | |

Магистральные нефтепроводы должны соответствовать условиям надежной и безотказной работы на длительный срок.

В создавшихся условиях, проведение капитального ремонта является задачей государственной важности, на решение которой выделяются большие объемы физических, технических и материальных ресурсов. Под определением капитальный ремонт подразумевается выполнение последовательных технически оправданных операций, сущность которых сводится к восстановлению нефтепровода до характеристик способных обеспечить надежную транспортировку нефтепродукта с учетом его пропускной способности и загрузки. О необходимости проведения капитального ремонта нефтепроводов и их масштабности показывают следующие цифры: в настоящее время в России эксплуатируется более 50 тыс. км магистральных нефтепродуктопроводов составляющих единую сеть, которая выполняет функции по обеспечению и поддержанию нефтяных фондов на 99,5% добываемого сырья в России. При проведении оценки технического состояния магистрального нефтепровода и выбора способа выполнения капитального ремонта стоит обратить внимание на соблюдение требований охраны труда и пожарной безопасности. Постановлением Федерального закона России № 116-ФЗ от 21 июля 1997 года «О соблюдении требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» все действующие магистральные нефтепроводы следует относить к опасным производственным объектам и все объекты нефтепроводного транспорта подлежат обязательному исполнению декларирований промышленной безопасности.

При проведении мероприятий по определению основных показателей производительности действующего магистрального нефтепровода стоит учитывать факторы оказывающие значительное влияние на снижение его надежности:

1. Несоответствие требований руководящих документов при разработке проектов по сооружению и эксплуатации нефтепроводов. Учитывая недочеты проектной документации в существующих регламентах по проведению

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оценка технического состояния нефтепровода | Лист |
| | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

капитального ремонта магистральных нефтепроводов, указанные в них требования более жесткие по сравнению с ранее действовавшими. Значительно возросли требования к категории участков нефтепровода на пересечениях с подземными, наземными, надземными коммуникациями, на переправах через русло рек и переходах через земли сельскохозяйственного назначения.

2. Упущения при расчете проектных показателей нефтепроводов. Уровень подготовки исполнительных документов на выполнение задания по проведению ремонтных работ во многом зависит образования инженерного звена, достижений научно-технического прогресса и внедрения современных технологий.

3. Качество материалов, труб и изделий. До 1970 г. фасонные изделия нефтепроводов были сварными, в основном полевого изготовления. В течение 1970-1975 гг. частично применялись фасонные изделия заводского изготовления, после 1975 г. – только заводского изготовления. Изоляция первых нефтепроводов была битумной или битумно - бризольной, ее срок службы по диэлектрическим свойствам составлял около 15 лет. С 1970 г. Повсеместное применение нашли пленочные изоляционные покрытия.

4. Цикличность загрузки нефтепроводов. Опыт эксплуатации нефтепроводов показал зависимость аварийных разрушений трубопроводов от цикличности их загрузки. При этом порывы трубопроводов чаще всего происходят при возобновлении перекачки в период пуска и изменения режима перекачки нефти. Подземные нефтепроводы подвержены малоцикловым разрушениям.

5. Старение трубных сталей. Исследование металла труб магистральных нефтепроводов после их эксплуатации показывают, что при длительной эксплуатации нефтепроводов происходит снижение сопротивляемости металла труб их хрупкому разрушению, которая зависит от срока службы нефтепровода и качества трубных сталей. Интенсивность процесса старения эксплуатируемых трубных сталей прямо пропорциональна количеству углерода в стали. Необходимо учитывать эффект старения нефтепровода при

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Оценка технического состояния нефтепровода</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 41 |

решении технологических и ремонтных задач: определения режима оптимальной загрузки, планирование испытаний нефтепроводов, выборе сроков и вида капитального ремонта.

6. Почвенная коррозия и коррозия под действием блуждающих токов. Коррозия трубопроводов под действием блуждающих токов и коррозионно-активных грунтов является наиболее распространенным фактором снижения надежности и целостности нефтепроводов. Опасными являются блуждающие токи электрифицированных железных дорог, вызывающие коррозию трубопроводов на значительных участках всего за 1-2 года. Защита подземных трубопроводов осуществляется комплексно: изоляционными материалами и средствами электрохимзащиты.

7. Внутритрубная коррозия. Происходит при перекачке высокосернистой нефти, особенно сероводородсодержащих компонентов. Интенсивность зависит от содержания сернистых соединений, обводненности нефти, скорости потока, рельефа местности, качества металла трубы. Помимо химического разрушения происходит сероводородное наводораживание стенок трубы, которое снижает запас пластичности и параметры циклической трещиностойкости.

8. Температура окружающего воздуха в период строительства нефтепроводов и температура перекачиваемой нефти. При строительстве нефтепроводов не учитывается температура окружающего воздуха и температура перекачиваемой нефти (кроме «горячих» нефтепроводов), что сказывается на качестве, состоянии и долговечности трубопроводов.

Необходимо предусматривать устройство компенсаторов, разработку более широких и глубоких траншей, подбор более прочной износоустойчивой изоляции.

9. Брак при строительстве нефтепровода. Опасно, многообразие приводит к тяжелым последствиям. При производстве строительно-монтажных работ должен осуществляться их пооперационный контроль, начиная от входного контроля на трубы, соединительные детали, сварочные материалы,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Оценка технического состояния нефтепровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

изоляционные покрытия. Наиболее характерные виды брака – низкое качество изоляции, малая глубина заложения нефтепровода, наличие вмятин, гофр, риск. Наиболее опасными являются дефекты тела трубы, где чаще всего и происходят порывы трубопроводов.

Воздействие даже небольшого количества перечисленных факторов оказывает существенное влияние на надежность и работоспособность нефтепроводов и иллюстрирует сложность оценки их технического состояния. Оценка складывается из данных приборного контроля (внутритрубные измерительные снаряды, приборы для измерения сплошности изоляционного покрытия), визуального контроля (осмотр изоляционного покрытия, зачистка изоляции, контроль состояния тела трубы), осуществляемого выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследований, испытаний металла из вырезанных при аварии «катушках», аварийности на различных участках, цикличности работы нефтепровода. Анализ надежности и работоспособности нефтепроводов проводится группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов с привлечением сотрудников научных центров и проектных организаций. Если степень опасности, которую представляют участки трубопровода для жизненно важных интересов компании и общества при авариях велика, то трубопровод имеет стратегическое значение, является основным и единственным видом транспорта нефти от поставщика к потребителю и не может без проведения ремонта обеспечить необходимый объем перекачиваемого продукта, то такие трубопроводы подлежат капитальному ремонту в первую очередь. Материалы по оценке технического состояния нефтепроводов и их отдельных участков с рекомендациями по выбору участков для капитального ремонта, его вида и сроков выполнения передаются главному инженеру акционерного общества для дальнейшего рассмотрения на техническом совете с участием руководителей районных нефтепроводных управлений, ремонтных, строительных и проектных подразделений.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | <i>Оценка технического состояния нефтепровода</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

4. ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА

4.1. Составление плана капитального ремонта

Во время составления планов по проведению капитального ремонта нефтепровода учитывается ряд основных факторов:

- наличие участков, подлежащих капитальному ремонту, срочность и надежность производства работ;
- объем финансовых средств на проведение капитального ремонта;
- возможность остановки перекачки на ремонтируемом участке;
- техническое состояние участка, подлежащего ремонту;
- наличие необходимой техники, машин и механизмов для ремонта нефтепровода определенного диаметра;
- наличие или возможность приобретения необходимых по качеству и количеству труб, изоляционных материалов, недостающей техники и механизмов;
- опыт ремонтных бригад участвующих в проведении капитального ремонта, укомплектованность оборудования;
- геологическая характеристика участка производства работ, наличие водных переходов, подземных и наземных коммуникаций;
- сезон выполнения ремонтных работ.

Учитывая необходимость капитального ремонта нефтепроводов построенных в последние годы, ремонта нефтепроводов сооруженных в Советском Союзе, протяженность трубопроводов составляет тысячи километров по ПАО «Транснефть» и акционерным сообществам. В настоящее время перед организацией эксплуатирующей нефтепроводы стоит задача выбора участка и вида капитального ремонта.

| | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | 44 | 138 |
| Консульт. | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | |

Составление планов капитального ремонта подземных трубопроводов, учитывая необходимость первоочередного ремонта на водных, дорожных переходах, осуществляется в несколько этапов.

Первоначально обсуждаются предложения районных нефтепроводных управлений по части минимально необходимого объема и вида работ по нефтепроводам районного управления с учетом рекомендации аналитиков и полученных филиалом постановлений, предписаний, предложений органов местного самоуправления, государственных органов надзора, а также предложений о возможных исполнителях проектных и ремонтных работ. Далее производственные отделы по капитальному ремонту акционерного общества обобщают имеющиеся материалы, прорабатывают свои предложения, которые в итоге выносятся на технический совет акционерного общества с участием главных инженеров, районных управлений и ремонтных подразделений, руководителей заинтересованных отделов и привлекаемых к работе подрядных организаций. На совещании определяется объем финансирования, виды и участки ремонта, очередность проведения и исполнители работ. Окончательное решение принимается на правлении акционерного общества с участием руководителей подразделений, функциональных отделов и привлекаемых к участию в ремонте проектных, строительно-монтажных организаций. Результаты принятых решений вносятся в общий план капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов где обязательно указываются сроки выполнения работ.

4.2. Проектная документация

К проектированию капитального ремонта нефтепровода могут привлекаться: институты, проектно-сметные бюро, строительные акционерные общества имеющие лицензию Госгортехнадзора РФ на производство соответствующих видов работ, следовательно организации способные обеспечить безопасное производство работ и последующую безопасную эксплуатацию производственных объектов. Наиболее распространенным

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Планирование капитального ремонта нефтепровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

является оформлением задания районным управлением, которое утверждается руководителем, далее задание визируется руководителями заинтересованных функциональных отделов АО, согласовывается с руководителем проектной организации, и утверждается генеральным директором или главным инженером. К заданию на проектирование прилагаются: документы, характеризующие состояние нефтепровода, которыми при подготовке пользовалась группа специалистов акционерного общества при определении надежности и работоспособности нефтепровода, план и профиль ремонтируемого участка нефтепровода с нанесенными собственными коммуникациями и коммуникациями сторонних организаций проходящих в одном техническом коридоре, точки пересечения коммуникаций и нефтепровода, указываются пикеты и километраж пересечения или сближения, глубина заложения, объекты линейных сооружений, входящих в охранную зону нефтепровода с привязкой к километражу и пикетажу ремонтируемого нефтепровода. При капитальном ремонте применяется одностадийное проектирование – разрабатывается рабочий проект, который согласовывается с землепользователями, владельцами эксплуатирующих коммуникации расположенных в одном техническом коридоре с ремонтируемым нефтепроводом.

Охранные зоны – участки земель ограниченные условными линиями вдоль трассы коммуникаций, устанавливаемые для исключения возможности их повреждения при любом виде прокладки. Для трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, охранная зона составляет – 25 м от оси трубопровода с каждой стороны. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, нестабильный бензин и конденсат, охранная зона составляет – 100 м от оси трубопровода с каждой стороны. В охранной зоне запрещаются любые виды, объясняет неприемлемость технических условий, и оформляется повторный запрос. После согласования технических условий со всеми владельцами

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Планирование капитального ремонта нефтепровода | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 46 |

коммуникаций проектная организация приступает к разработке рабочего проекта.

В состав рабочего проекта должны входить:

- пояснительная записка;
- рабочие чертежи;
- сметная документация.

Пояснительная записка рабочего проекта содержит технико-экономическое обоснование выбора вида ремонта, расчет на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода, решение об организации ремонтных работ, мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности, охрану окружающей среды и рекультивацию земель. Составной частью рабочего проекта является Проект организации строительства. В проекте указывается продолжительность ремонта, распределение финансовых вложений, объемы строительно-монтажных работ, технические и трудовые ресурсы, материальные затраты и источники их покрытия, основные способы выполнения ремонтных работ, структура управления ремонтом объекта.

Рабочие чертежи включают в себя: профиль трассы ремонтируемого участка с отражением глубины существующего и проектного заложения нефтепровода, диаметра нефтепровода, марки стали, категории заменяемого участка типа изоляционного покрытия. Также присутствуют схемы производства земляных работ, в которых отражаются мероприятия по сохранению собственных коммуникаций и их объектов.

Сметная документация составляется по действующим нормам и тарифам, расценкам, прейскурантам и калькуляциям, установленным для работ по капитальному ремонту.

Проектно-сметная документация на капитальный ремонт нефтепроводов до утверждения проходит экспертизу, регистрируется в региональных управлениях Госгортехнадзора РФ и проверяется на соблюдение норм промышленной безопасности в научно-исследовательских организациях. Организации несут ответственность в соответствии с законодательством за

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Планирование капитального ремонта нефтепровода | Лист |
| | | | | | | 47 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

несоответствие принятых в проекте технологических, экологических, технических решений, действующих в период проектирования, руководящим документам, утвержденным в установленном порядке. Проектная документация должна быть подготовлена за 1-2 года до начала производства ремонтных работ для решения вопросов перспективного планирования, финансирования и проведения работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Планирование капитального ремонта нефтепровода | Лист |
| | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

5. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ

Капитальный ремонт нефтепроводов с заменой труб заключается в полной замене дефектных, низконапорных, физически усталостных участков трубопровода, представляющих опасность для жизненно важных интересов личности и общества, не позволяющих обеспечить необходимый объем перекачки нефти, и участков, препятствующих развитию городов, населенных пунктов и т.п.

Капитальный ремонт является плановым ремонтом и должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. Организация, выполняющая ремонт, разрабатывает проект производства работ, который утверждается руководством эксплуатирующей организации (ОАО МН). Техническое задание на ремонт МН должно предусматривать достижение тех же показателей, которые были у вновь построенного трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

Последовательность работ при капитальном ремонте нефтепровода с заменой труб выполняется в следующем порядке:

1. Проведение подготовительных работ.
2. Подготовка линейных задвижек и проверка их на герметичность.
3. Остановка перекачки нефти по нефтепроводу, отключение насосных агрегатов НПС, перекрытие участка производства ремонтных работ линейными задвижками.
4. Врезка вантузов для откачки нефти из ремонтируемого участка, врезка вантузов для впуска-выпуска воздуха.
5. Освобождение от нефти ремонтируемого участка нефтепровода.
6. Вырезка дефектного участка безогневым методом.
7. Демонтаж дефектного участка нефтепровода.

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 50 | 138 |
| Консульт. | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Г | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | | |

8. Герметизация внутренней полости нефтепровода.
9. Проведение сварочно-монтажных работ.
10. Контроль качества сварных соединений.
11. Заполнение нефтепровода.
12. Вывод нефтепровода на проектный режим работы.

5.1. Земляные работы

В производство земляных работ входит:

- оформление отвода земель и документов на производство работ в охранной зоне;
- подготовка площадки для производства работ;
- разработка ремонтного котлована;
- разработка приямков для врезки вантузов в нефтепровод;
- планировка отвала плодородного и минерального грунта;
- устройство временного земляного амбара, размещения в нем емкости для откачиваемой нефти;
- засыпка ремонтного котлована, рекультивация земель после завершения работ.

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Снятие плодородного слоя почвы также предусматривается с зоны перемещения и хранения минерального грунта с рабочих котлованов. Плодородный слой перемещается в отвал для хранения на одну сторону земляных работ на расстояние обеспечивающее размещение и возврат минерального грунта на нарушаемую площадь, при этом не допускается перемешивание с плодородным слоем почвы

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 51 |

Для снятие плодородного слоя почвы будет применяться бульдозер Cat D6R2 XL.

Таблица 5

| | |
|------------------------------------|-----------------|
| Полезная мощность двигателя, л.с. | 215 |
| Эксплуатационная масса, кг. | 19914-19969 |
| Тип отвала | Полусферический |
| Вместимость отвала, м ³ | 5,55 |
| Ширина отвала, мм | 3260 |

Технические характеристики бульдозера Cat D6R2 XL



Рисунок 6 - Бульдозер Cat D6R2 XL

Бульдозеры представляют собой гусеничный или колесный трактор, оборудованный впереди рабочим органом – управляемым отвалом с ножом в нижней части. Бульдозер широко применяется при обустройстве площадок для временного хранения оборудования, для выравнивания площадок под жилые вагоны, для срезания участков грунта на крутых подъемах в гору. Простота конструкции и надежность бульдозера идеально подходит для работы в полевых условиях.

Разработка и обустройство ремонтного котлована выполняется механизированным способом одноковшовым экскаватором.

Технические характеристики экскаватора Hitachi ZX240-5G

| | |
|-----------------------------------|-----------|
| Мощность двигателя, л.с. | 177 |
| Эксплуатационная масса, кг | 23400 |
| Ширина ковша, мм | 1600 |
| Вместимость ковша, м ³ | 0,92-1,40 |
| Максимальная глубина копания, мм | 6500 |



Рисунок 7 – Экскаватор Hitachi ZX240-5G

Одноковшовые экскаваторы представляют собой машины, предназначенные для разработки траншей и котлованов. Одноковшовые экскаваторы являются машинами общестроительного назначения широко применяются при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.

Теоретическая производительность одноковшового экскаватора применяется как часовая и определяется по формуле:

$$P_T = 3600 * q / t_{ц}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где q – вместимость ковша, м³;

$t_{ц}$ – продолжительность цикла, с;

$$P_T = 3600 * 0,68 / 20 = 122,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Ремонтный котлован предназначен для выполнения работ в месте вырезки участка нефтепровода или «катушки», поэтому его размеры должны обеспечить безопасную работу ремонтного персонала.

Длина котлована (L) зависит от длины заменяемого участка:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 53 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$L=\lambda+(2-3), \text{ м,}$$

где λ – длина заменяемого участка (м), не менее диаметра нефтепровода, расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должна быть не менее 1,5 м.

Для заменяемого участка $\lambda=60$ м.

$$L=60+3=63 \text{ м.}$$

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

Минимальная ширина траншеи по дну траншеи должна быть:

при разработке траншеи одноковшовыми экскаваторами

$$B=D+2K+2d, \text{ мм,}$$

где B – ширина траншеи по низу, мм;

D – диаметр трубопровода, мм;

K – ширина режущей кромки рабочего органа, не менее 0,5 м.

Во избежание повреждения трубопровода минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть

$$d=0,15+0,20 \text{ м}$$

$$B=1220+2*1100+2*150=3720 \text{ мм.}$$

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована должна быть обеспечена крутизна откосов в соответствии с таблицей 3. Перед началом производства работ в ремонтном котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением измерительных средств.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 54 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

| Вид грунта | Глубина траншеи котлована, м 2,0 | |
|------------|----------------------------------|-------|
| | Угол откоса ° | Уклон |
| Суглинок | 63 | 1:0,5 |

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть указано в нарядах-допусках. Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении. Ремонтный котлован должен быть обозначен в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 3. Отвал грунта должен производиться с противоположной стороны от подъезда техники к рабочему котловану, запрещается движение техники со стороны отвала грунта и по отвалу. Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валунны, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки, работа допускается только сверху вниз по склону. В случае значительного притока грунтовых вод необходимо закрепить откосы котлована металлическими шпунтами

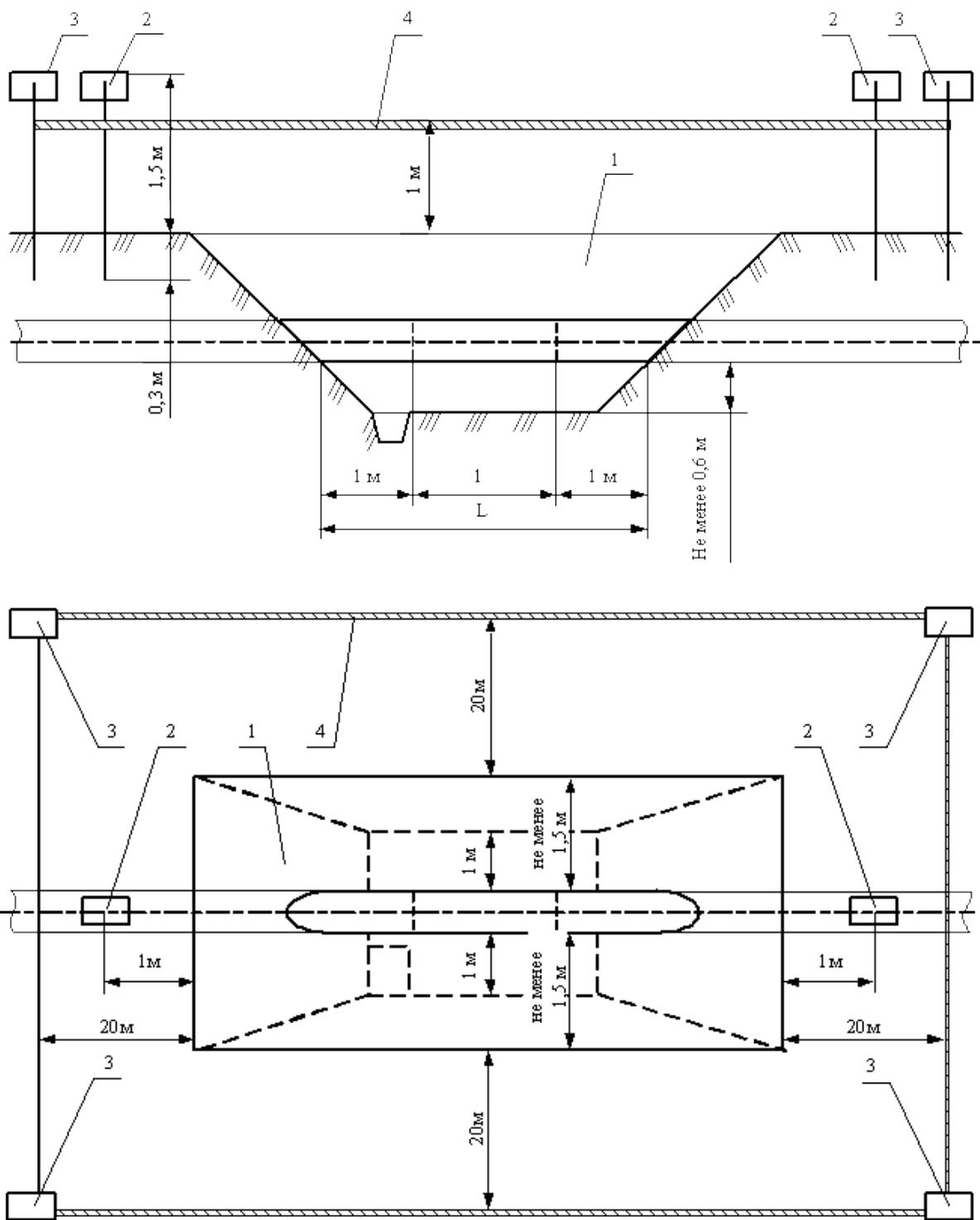


Рисунок 8 – Схема обозначения ремонтного котлована

- 1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования нефтепровода и фактической глубины его заложения;
 3 – предупредительный знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты

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

При работе экскаватора не разрешается производить какие-либо другие работы со стороны разрабатываемой траншеи и находиться людям ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша.

Таблица 8

| Глубина траншеи, м | Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана при ненасыпном грунте, м |
|--------------------|--|
| | Суглинок |
| 1 | 1,00 |
| 2 | 2,00 |
| 3 | 3,25 |
| 4 | 4,00 |

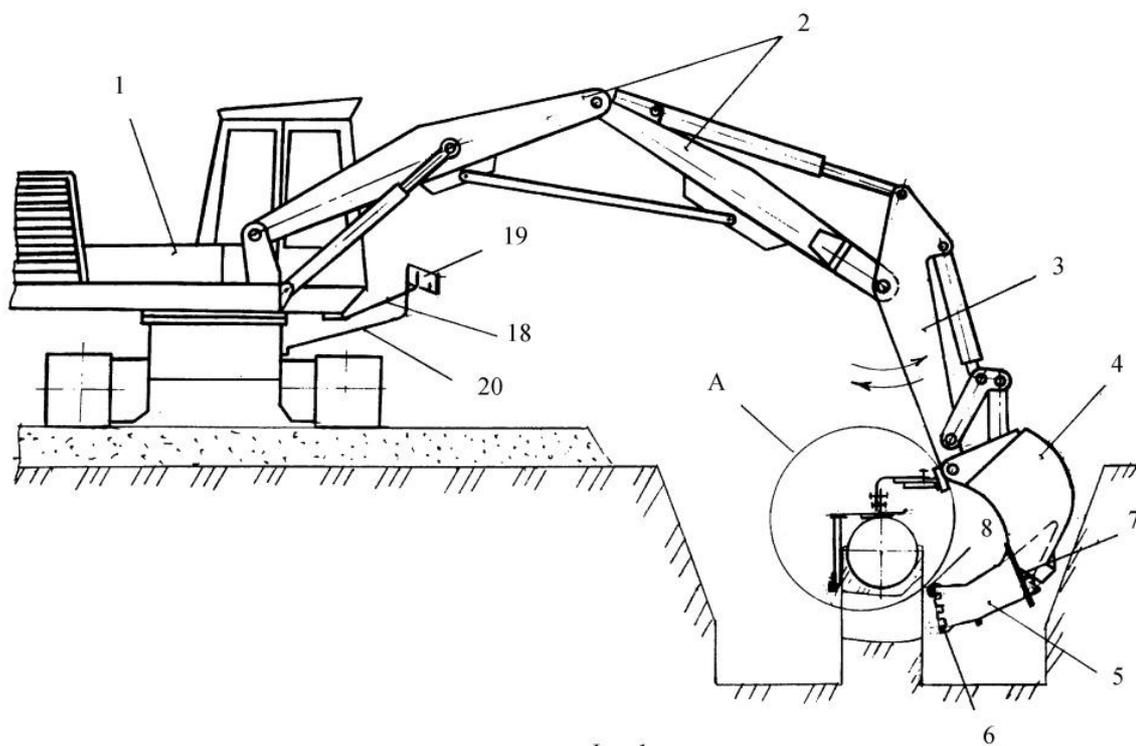
Во время разработки ремонтного котлована требуется удалить грунт под нижней образующей нефтепровода для проведения приварки тройников откачки нефти, прохода под нефтепроводом машины для безогневой резки труб, врезки в нижнюю образующую нефтепровода, строповки дефектного участка и т.д. Целесообразно применить устройство для подкопа трубопровода УПТ-1220.

УПТ-1220 является навесным оборудованием для одноковшового экскаватора, подходит для разработки грунтов I-IV категорий, не требует дополнительного обслуживающего персонала при монтаже, не требуется отдельных устройств для различных диаметров трубы, ремонтируемый участок трубопровода не нагружается весом устройства

Таблица 9

Технические характеристики УПТ-1220

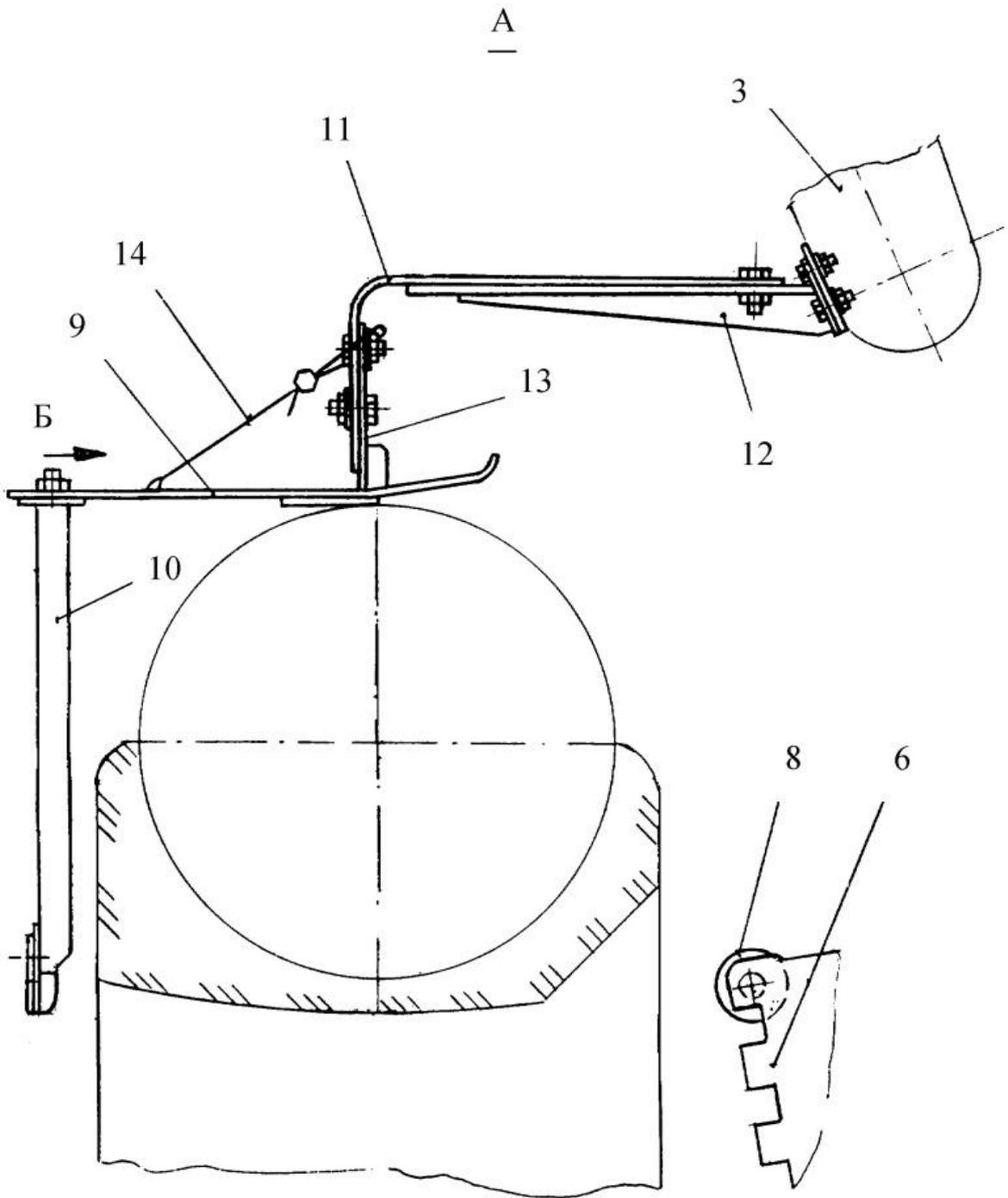
| | |
|---|------|
| Диаметр трубопровода, мм | 1220 |
| Техническая производительность в грунтах I категории, м/ч, не менее | 100 |
| Время монтажа, мин, не более | 20 |
| Масса УПТ-1220, кг | 290 |



Фиг.1

Рисунок 9 - Общий вид устройства в плане

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



Фиг.2

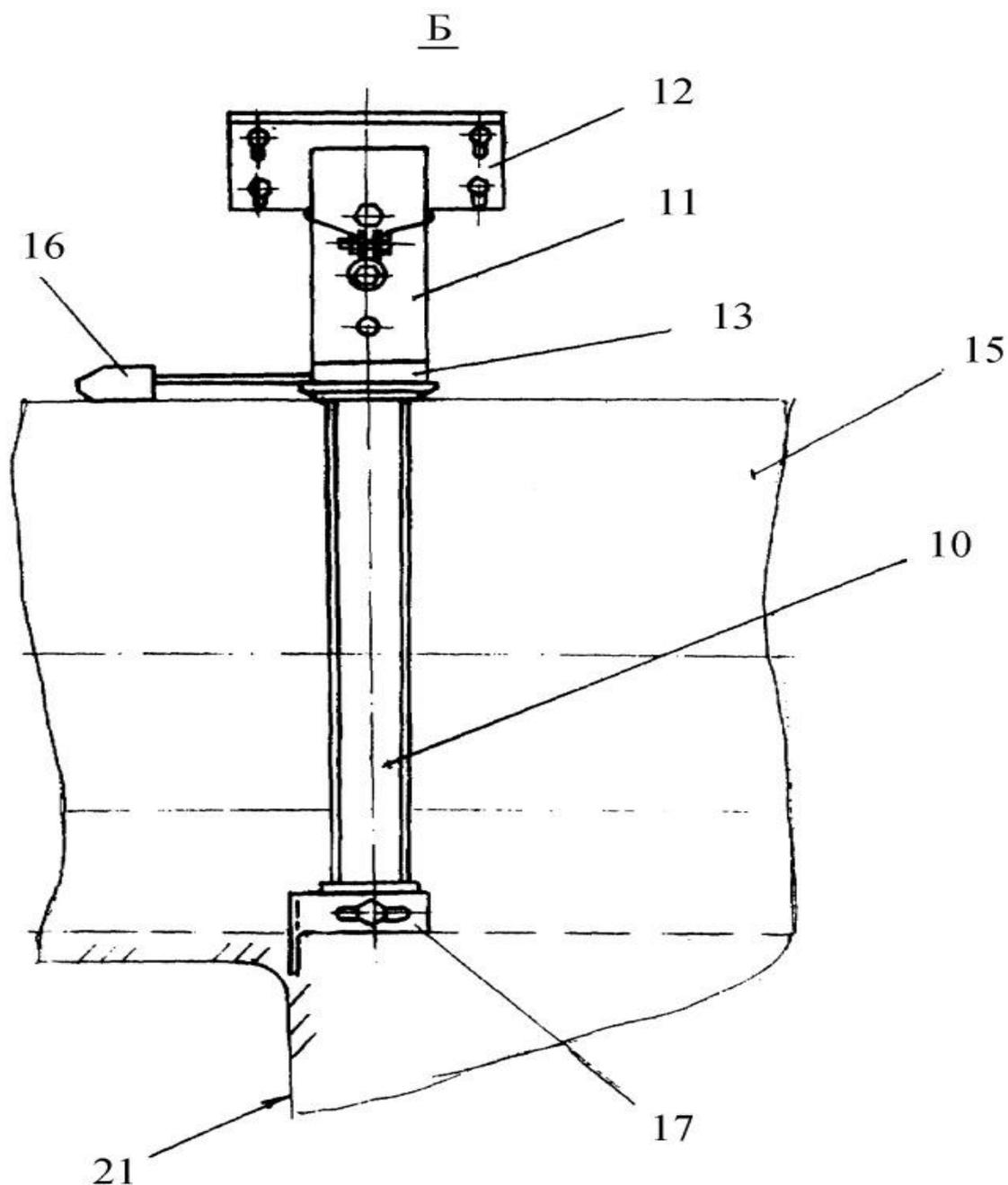
Рисунок 10 – Место А на рисунке 6

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

Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб

Лист

59



Фиг.3

Рисунок 11 – Вид Б на рисунке 6

Все звенья устройства навешиваются на одноковшовый экскаватор 1, который содержит рабочее оборудование, состоящее из стрелы 2, рукояти 3 и ковша 4. К внутренней стенке ковша на четырех болтах закрепляется корпус 5 с рабочим инструментом, имеющим режущие зубья 6 на конце. Корпус около входа в ковш имеет упор 7, который ограничивает лишний ход рабочего инструмента,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 60 |

упираясь на поверхность земляной тумбы. Рабочий инструмент выполнен в виде коробки, у которой передняя стенка имеет режущие зубья 6, а на верхнем углу задней стенки вращательно установлен предохранительный ролик 8. Средство ориентации устройства относительно подкапываемого трубопровода (рис.7) состоит из Г-образного каркаса с полкой 9 и стойкой 10, пластинчатой пружины 11 и кронштейна 12. К полке 9 прикреплена планка 13 для соединения с концом пластинчатой пружины. Второй конец пластинчатой пружины соединен с кронштейном 12, а сам кронштейн прикреплен к рукояти 3. Для жесткости полка 9 стянута гибким тросом 14 к планке 13. Продольно оси трубопровода 15 к планке 13 прикреплен еще флажок 16, а к нижнему концу стойки - указатель 17. В свободном состоянии нижняя кромка флажка 16 ниже нижней стенки полки 9 настолько, чтобы после соприкосновения флажка с трубопроводом процесс опускания ковша с рабочим инструментом можно было остановить до соприкосновения полки 9 с трубопроводом. Если машинист по оплошности вовремя не остановил, полка 9 поднимается относительно рукояти вверх, отгибая пластинчатую пружину 11. Если совершено лишнее движение рукояти от экскаватора, то также никакой опасной ситуации не возникает - произойдет только некоторая деформация пружины 11 и полки 9.

Для определения углового положения стрелы (рабочего инструмента с режущими зубьями 6) относительно трубопровода 15 к поворотной платформе прикреплен визирная стрелка 18. Напротив визирной стрелки выставлена планка 19 с делениями, ножка 20 которой прикреплен к раме экскаватора. Перед началом каждого цикла стрелу выставляют в исходное положение, т.е. визирная стрелка 18 должна стоять напротив первого деления планки 19. В этом положении угол между стрелой и перпендикуляром к трубопроводу около 6° . При таком положении стрелы экскаватор перемещается параллельно трубопроводу до совпадения стрелки указателя 17 с границей 21 (рис.8) неподкопанного участка. При таком положении стрелы рабочий инструмент (ковш) совершает рабочий ход (откалывает кусок грунта под трубопроводом) за счет разворота ковша с рукоятью вокруг шарнира крепления последней к стреле. После этого поворачивают стрелу до совмещения

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 61 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

стрелки указателя 17 с границей 21 подкопанного участка. Можно еще угол поворота контролировать по положению визирной стрелки 18 относительно планки 19 с делениями. Совершается очередной рабочий ход инструмента. Таким путем многократно поворачивают стрелу, пока визирная стрелка 18 не дойдет до последнего деления. После этого стрелу разворачивают в обратную сторону до исходного положения, и цикл повторяется. Конечное положение угла разворота корпуса 5 рабочего инструмента задается упором 7, который упирается на земляную тумбу.

Перед началом выполнения работ бригадой линейных трубопроводчиков на нефтепроводе, в котловане глубиной которого составляет свыше 1,3 м, должен быть проведен осмотр устойчивости откосов ремонтного котлована и крепления стен на предмет их обрушения. Котлован должен оснащаться четырьмя деревянными лестницами шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины траншеи. Лестницы устанавливаются с обеих сторон ремонтного котлована для обеспечения подхода рабочего персонала к ремонтному оборудованию, и быстрого ухода в случае возникновения аварийных ситуаций. Предусматривается подкладка деревянных трапов или деревянных щитов на дно ремонтного котлована.

5.2. Работы по снятию изоляции

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится с целью удаления остатков грунта на теле трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Нефтепровод очищается ручным инструментом (лопаты, скребки, топоры) до металлического блеска зачистка проводится шлифовальной машинкой. Снятие изоляции вручную скребками организовывается бригадой работников не более двух человек под наблюдением страхующих лиц. При выполнении работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность с отметкой в приложении к наряду-допуску. Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ, но не реже чем

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 62 |

через один час работы, а также по первому требованию работающих. Отбор проб производится сертифицированным, поверенным газоанализатором АНТ-3М. Работа может проводиться при концентрации ГВС не более ПДК (300 мг/м³). Перед монтажом и сваркой тройников, вантузов и патрубков работами необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов усиливающей накладки, поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Для вырезки дефектного участка используют машинки для безогневой резки труб (МРТ). Изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

5.3. Врезка вантуза в нефтепровод

В технологию капитального ремонта входит врезка вантузов. Вантуз – это патрубок с задвижкой, устанавливаемый под прямым углом к оси трубопровода. Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска газовой смеси при заполнении нефтепровода. Место установки вантузов зависит от их назначения.

Вантузы для откачки врезаются на ремонтируемом участке трубопровода для его освобождения от нефти.

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или в самых низких по геодезическим отметкам местах трассы в соответствии с принятой технологией освобождения трубопровода от нефти. Вантузы монтируются на боковой, верхней и нижней образующей трубы. Вантузы, смонтированные на нижней и боковой образующей трубопровода, должны быть вырезаны после завершения работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

Вантуз для закачки нефти будет устанавливаться на верхней образующей нефтепровода за отсекающей линейной задвижкой. Схема раскочки нефтепровода – за перевальную точку.

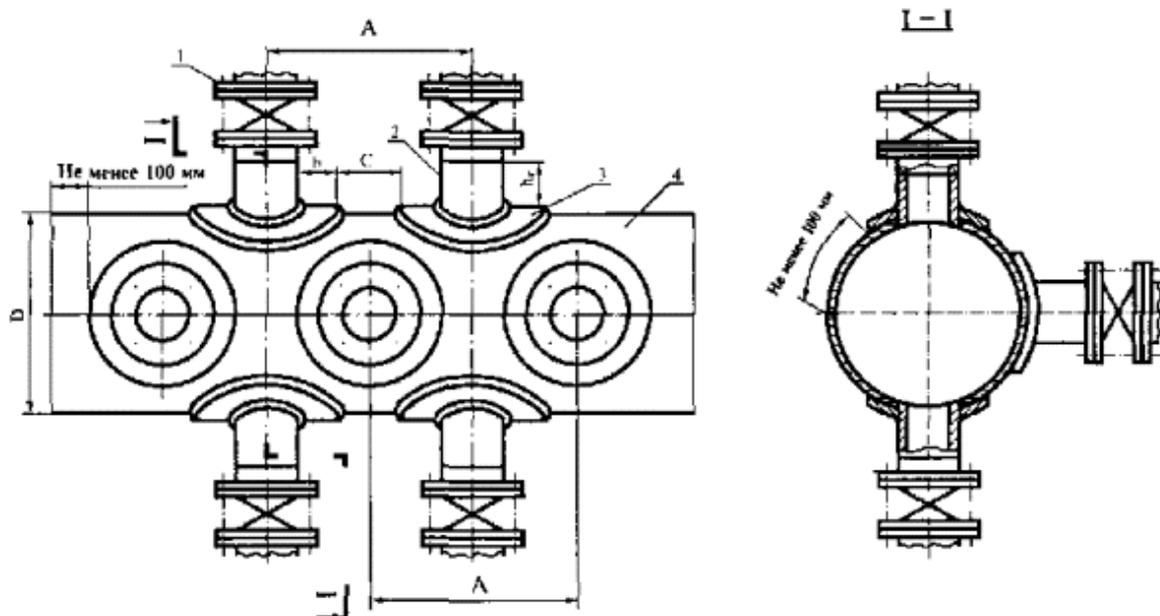


Рисунок 12 - Схема расстановки вантузов при врезке для откачки нефти

1 – задвижка; 2 – патрубок; 3 – усиливающая накладка (воротник); 4 – ремонтируемый трубопровод; А – расстояние между вантузами; b – ширина усиливающего воротника; D – диаметр трубопровода; hp – высота патрубка (определяется техническими параметрами применяемого для вырезки приспособления) – не менее 100 мм; с – минимальное расстояние между усиливающими воротниками

Вантуз конструктивно состоит из задвижки, патрубка, ответных фланцев, усиливающего воротника (накладки) и эллиптической заглушки. В конструкциях вантузов применяются задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую или имеющие фланцы с двух сторон.

Задвижка и другие составные части, применяемые при изготовлении и монтаже вантуза, должны быть рассчитаны на рабочее давление не менее 6,3 МПа.

Таблица 10

Параметры врезаемых вантузов на участке откачки нефти

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 64 |

| | | | |
|---------------------|--------------------------------------|--|--|
| Диаметр вантуза, мм | Ширина усиливающего воротника, b, мм | Минимальное расстояние между усиливающими воротниками, с, мм | Расстояние между врезаемыми вантузами, А, мм |
| 150 | 100 | 100 | 450 |

Таблица 11

Конструктивные размеры патрубков

| | | | | |
|----------------|-------------------------|--------------------------------|----------------------|---------------------------------|
| Диаметр МН, мм | Диаметр патрубка Ду, мм | Толщина стенки патрубка, S, мм | Марка стали патрубка | Диаметр задвижки вантуза Ду, мм |
| 1220 | 150 | 8 | 09Г2С | 150 |

Усиливающие воротники вантуза изготавливаются из трубы, соответствующей диаметру и материалу трубы нефтепровода. Усиливающий воротник должен иметь ширину 0,4 диаметра патрубка, но не менее 100 мм, толщину – не менее толщины стенки трубы трубопровода МН и иметь технологическое отверстие.

Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов зависят от объема откачиваемой нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, диаметра опорожняемого участка, профиля трассы.

Таблица 12

Количество и диаметр вантузов, врезаемых в трубопровод для откачки и закачки нефти

| Объем откачки, м ³ | Вантузы для откачки | | Вантузы для закачки | |
|-------------------------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|
| | Количество, шт. | Диаметр, мм. | Количество, шт. | Диаметр, мм. |
| 5000-10000 | 4 | 150 | 1 | 150 |

Вантузы для впуска-выпуска воздуха устанавливаются по верхней образующей трубопровода в местах трассы ремонтируемого участка с наиболее высокой геодезической отметкой.

Таблица 13

Минимальные диаметры и количества вантузов для впуска воздуха

| Производительность откачки, м ³ /ч | Диаметр вантуза, мм | Количество, шт |
|---|---------------------|----------------|
| До 560 | 150 | 2 |

В качестве вантузной запорной арматуры следует применять стальные клиновые полнопроходные задвижки, задвижки (далее – вантузные задвижки), вид климатического исполнения «У1» или «ХЛ1» по ГОСТ 15150 с ручным управлением, номинальным давлением не менее PN = 6,3 МПа. Монтаж вантузов и вырезка отверстий в верхней образующей нефтепровода выполняется в следующем порядке:

- очистка изоляционного покрытия в месте приварки патрубка;
- приварка патрубка с фланцем к нефтепроводу;
- монтаж задвижки на фланце;
- монтаж на задвижке устройства для вырезки отверстия;
- опускание фрезы акв-103 «Пиранья» до поверхности трубы и вырезка отверстия в верхней образующей нефтепровода;
- поднятие фрезы в верхнее положение и перекрытие задвижки;
- демонтаж акв-103 «Пиранья»
- установка фланца с эллиптической заглушкой.

В качестве уплотнительной прокладки для фланцевого соединения вантуза (фланцевых соединений, заглушек) должны применяться армированные прокладки из терморасширенного графита, работоспособные во всем интервале рабочих температур и давлений в заданных рабочих средах. Задвижки, применяемые при изготовлении и монтаже вантузов, должны иметь паспорта завода-изготовителя, сертификаты соответствия и разрешение Ростехнадзора на применение. Патрубки вантузов и усиливающие воротники должны иметь

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 66 |

сертификаты на трубы, из которых они изготовлены. При соединении фланцев на вантузной задвижки с обвязкой оборудования для откачки нефти следует использовать ключи с медным покрытием. Проводится внешний осмотр места соединения фланцев соединительных шпилек на предмет наличия на них задиров заусенец, грязи, устаревшей смазки. Протягивание соединительных шпилек проводится «крестом».

5.3.1. Устройство для холодной врезки акв-103 «Пиранья»

Предназначено для механического прорезания отверстий в стенках трубопроводов, находящихся под давлением рабочих сред (нефть, вода и т.п.) через вантуз. Устройство может быть использовано при ликвидации аварий и проведении ремонтных и регламентных работ путем врезки отводных трубопроводов в основной трубопровод без его остановки. Вырезанный элемент и стружка не могут нарушить работу арматуры трубопровода, так как конструкция и принцип работы прорезного устройства обеспечивает гарантированное удаление вырезанного элемента, а образовавшаяся стружка имеет малые размеры и не может повлиять на работу элементов трубопровода.

Вырезка отверстий в трубопроводе производится без остановки перекачки, и при давлении в трубопроводе не более 2,0 МПа.



Рисунок 13 – АКВ 103 «Пиранья»

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 67 |

Таблица 14

Основные технические характеристики акв-103 «Пиранья»

| Наименование параметра | Значение |
|--|--------------|
| Диаметр прорезаемого трубопровода, мм: | 300 |
| минимальный | 1220 |
| максимальный | |
| Толщина стенки прорезаемой трубы, мм: | 22 |
| максимальная | |
| Максимальное давление среды в трубопроводе, МПа | 2,0 |
| Диаметры прорезаемых отверстий, мм | 86; 125; 175 |
| Время прорезания одного отверстия в зависимости от его диаметра толщины трубы, мин | 3...80 |
| Напряжение питания, В | 380 |
| Потребляемая мощность, кВт | 1,1 |
| Габаритные размеры изделия, мм | 1365*390*610 |
| Масса устройства, кг | 80 |

5.3.2. Устройство прорезное АКВ 101 «Малютка»

Предназначено для механического прорезания отверстий в стенках трубопроводов. Вырезка отверстий производится без остановки перекачки, при давлении в нефтепроводе не более 2,0 МПа. Устройство может выполнять свои функции в любом пространственном положении. Устройство будет смонтировано на приварной тройник для вырезки отверстия в нижнем положении.



Рисунок 14 – АКВ 101 «Малютка»

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 68 |

Таблица 15

Технические характеристики АКВ 101 «Малютка»

| | |
|---|-------------------|
| Основные параметры | АКВ 101 «Малютка» |
| Диаметр прорезаемого трубопровода, мм | |
| минимальный | 300 |
| максимальный | 1220 |
| Толщина стенки трубопровода, мм | 12 |
| Диаметр прорезаемого отверстия, мм | 125 |
| Максимальное давление среды в нефтепроводе, МПа | 2,0 |
| Температура окружающей среды, °С | +40 ... -40 |

При выполнении работ по вырезке отверстий могут возникнуть следующие опасные факторы: выход нефти, пары нефти, опасность поражения электрическим током, возможность получения травм при грузоподъемных работах, обрушение стенок котлована. При проведении работ по врезке вантузов оформляется наряд-допуск на огнеопасные работы в котором указываются меры безопасности при подготовке к проведению работ. При выполнении работ должен быть организован контроль загазованности воздуха в рабочей зоне. Контроль воздушной среды в рабочем котловане проводится после очистки котлована от остатков нефти и горючих материалов. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в трех точках по всей длине траншеи. Результаты анализа газовой среды заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

Работы в котловане проводятся, при концентрации паров нефти не превышающей ПДК (300 мг/м³). Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью указанной в наряде-допуске, но не реже чем через час работы, а также по первому

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 69 |

требованию работающих. Точки отбора воздушной среды в котловане должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров. Точки отбора воздушной среды указываются в наряде-допуске.

Во время выполнения работ по приварке патрубков и тройников к нефтепроводу давление в трубопроводе должно быть не выше 2,5 МПа, но не ниже 0,1 МПа. Монтаж следует проводить при помощи грузоподъемных механизмов, использовать только искробезопасный инструмент.

5.4. Сборка линии СРТ и гидроиспытание

Работы по освобождению ремонтируемого участка нефтепровода от нефти будет проводиться по схеме:

- откачка нефти из ремонтируемого участка за линейную задвижку

Сборка линии СРТ выполняется при подготовительных работах, потому что протяженность составит 1500 м.

Сборно-разборный трубопровод СРТ 150-6

СРТ предназначается для временной транспортировки нефти при работе передвижной насосной установки (ПНУ-2) по освобождению или заполнению магистральных нефтепроводов при аварийных или плановых ремонтах. СРТ изготовлен из алюминиевого сплава Д 16Т, с выточками для крепления соединительных замков, и самих замков соединительных (хомутов). Преимуществом является прокладка и эксплуатация трубопровода в местности с различным рельефом и погодными условиями.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 70 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |



Рисунок 15 – СРТ 150-6

Таблица 16

Технические характеристики СРТ 150-6

| | |
|-------------------------|-------|
| Основные параметры СРТ | 150-6 |
| Внутренний диаметр, мм | 150 |
| Давление, не более, МПа | 6,3 |
| Размеры трубы, мм | |
| диаметр наружный, мм | 152 |
| длина, мм | 6000 |



Рисунок 16 Соединительный замок

Во время сборки СРТ соединительный замок снабжается соединительной манжетой, функциями которой является герметичное уплотнение между концами труб СРТ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 71 |



Рисунок 17 – Соединительная манжета

Из-за высокой протяженности нагнетательной линии откачки (1500 м) целесообразно применение плоскосворачиваемых рукавов из полиуретана. Отличительной особенностью данного изделия являются устойчивость к физическим нагрузкам, высокие прочностные характеристики, возможность использования при высоком давлении (до 6,3 МПа). В нерабочем состоянии рукав остается плоским, что облегчает его транспортировку к месту производства работ, полиуретан значительно легче резиновых аналогов. Длина одного рукава составляет 100 м, диаметр 150 мм, соединение рукавов производится с помощью соединительных замков. Отсутствие большого количества соединений уменьшает риск протечек, после остановки перекачки остатки нефти удаляются при сворачивании рукавов. Применение плоскосворачиваемых рукавов ограничивается только нагнетательной линией, потому что установка рукавов на всасывающую линию может затруднить процесс заполнения подпорного насоса ЦНС150-50. При попадании воздуха в полость насоса рукав начнет сворачиваться, что затруднит процесс заполнения основного насоса ПН150-50. Поэтому сборка линии от подпорного насоса до ПНУ-2 будет осуществляться с помощью труб СРТ-150-6. Во время сборки линии требуется установить обратный клапан на ЦНС150-50, тройники с задвижками (устанавливаются в нижней точке по рельефу местности)

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 72 |

для заполнения трубопровода водой при испытании на герметичность и освобождении линии по окончанию раскочки. В конце нагнетательной линии на вантузную задвижку устанавливается обратный клапан для предотвращения поступления нефти в обратном направлении.



Рисунок 18 - Плоскосворачиваемые рукава

Необходимо установить отсекающие задвижки через каждые 300 метров сборного трубопровода для предотвращения возможных утечек и раскочки временного трубопровода по завершению закачки.

После сборки линии откачки необходимо провести гидроиспытание всей собранной линии. Монтаж и подключение нефтепроводной обвязки к вантузам откачки-закачки и насосным агрегатам должны производиться в следующей последовательности:

1. Проверяется полнота закрытия вантуза на раскочиваемом участке нефтепровода, демонтируется сферическая заглушка, производится обвязка подпорного насоса ЦНС150-50 в соответствии со схемой указанной на рисунке . Обвязка подпорного насоса, должна обеспечивать отключение его из работы запорной арматурой при избыточном давлении в опорожняемом нефтепроводе более 0,3 МПа.
- 2.Выполняется сборка приемной линии от подпорного насоса ЦНС150-50 до насосного агрегата ПНУ.
- 3.Проверяется полнота закрытия вантуза на нефтепроводе, в который будет производиться закачка нефти, демонтируется сферическая заглушка и производится подключение обратного клапана к вантузу в соответствии со схемой.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 73 |

4. Выполняется сборка выкидной линии от обратного клапана до насосного агрегата ПНУ. Для закачки и опорожнения испытательной жидкости в приемной и нагнетательной линиях, должна быть предусмотрена установка в нижней точке по рельефу местности тройника с запорной арматурой и переходом для подключения передвижного насосного агрегата (вакуумной насосной установки).
5. Производится заполнение приемной и нагнетательной линии жидкостью для проведения гидроиспытания. Для гидроиспытания нефтепроводной обвязки ПНУ должна использоваться вода.
6. Производится гидроиспытание приемной линии. Приемная линия, включая обвязку подпорного насоса ПНУ, должна быть предварительно испытана на давление максимально допустимое на входе подпорного насоса (0,6 МПа). После чего подпорный насос перекрывается секущей запорной арматурой и производится испытание обвязки на давление $1,25 P_t$, где P_t - максимально статическое давление на месте откачки после останова нефтепровода, но не менее 0,6 МПа. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.
7. производится гидроиспытание выкидной линии. Выкидная линия должна быть испытана на давление 6,3 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа включительно, и на давление 10,0 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 10,0 МПа включительно. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.

При обнаружении не герметичности элементов нефтепроводной обвязки ПНУ течь в соединительных узлах должна быть устранена и произведено повторное гидроиспытание; Для контроля давления устанавливаются манометры на узлах ближайшей линейной запорной арматуры в откачиваемом нефтепроводе и на нефтепроводе в месте закачки нефти. До пуска в работу насосных агрегатов нефтепроводная обвязка заполняется статическим давлением нефти через вантуз на раскачиваемом нефтепроводе. Во время заполнения линии нефтью, необходимо выпустить воздух из СРТ и плоскостворачиваемых рукавов для срабатывания на нагнетательной линии обратного клапана. При гидравлическом испытании

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

запрещается производить подтяжку гаек. В случае обнаружении утечек во время заполнения или повышения давления, работник должен:

- сообщить руководителю работ об обнаруженной утечки;
- приостановить работы, снизить давление до атмосферного;
- произвести сброс воды и устранить обнаруженный дефект.

Испытания возобновляются после выявления причин повреждений и их ликвидации.

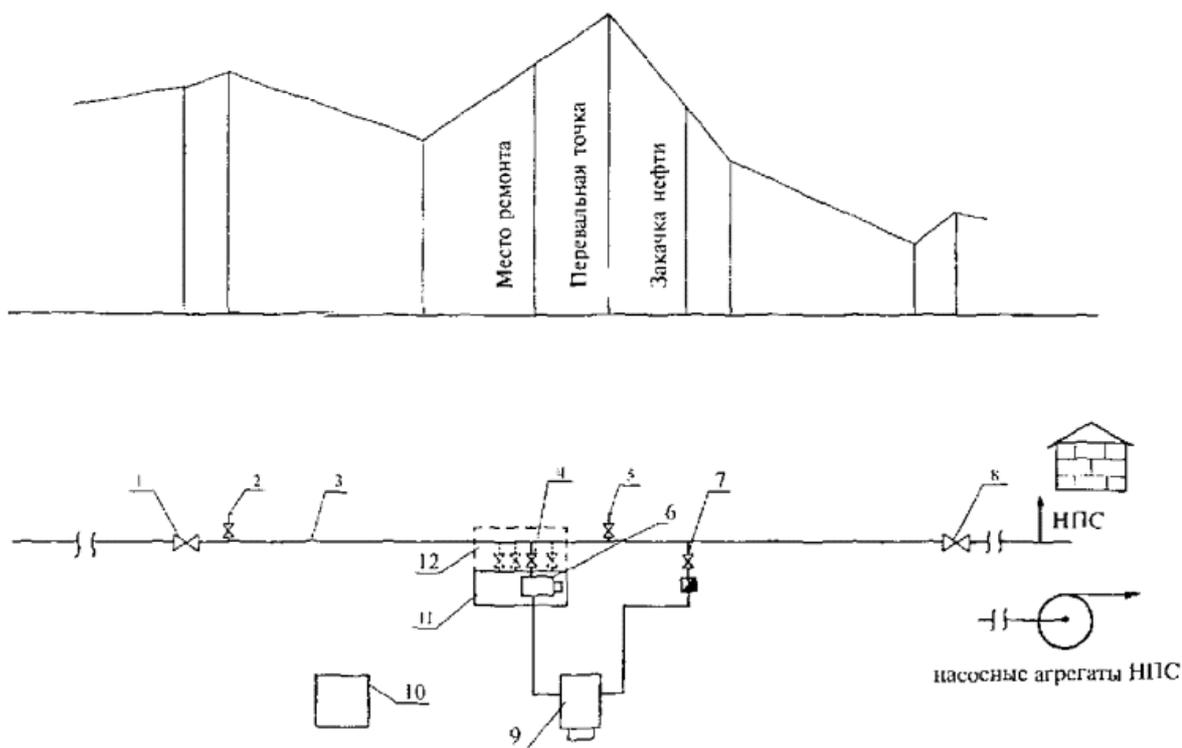


Рисунок 19 - Схема откачки нефти из ремонтируемого участка за перевальную точку:

1 - линейная задвижка (закрыта); 2 - вантуз для подачи воздуха; 3 - ремонтируемый трубопровод; 4 - вантуз для откачки нефти; 5 - вантуз для подачи воздуха; 6 - подпорный насос; 7 - вантуз и обратный клапан на линии закачки нефти; 8 - линейная задвижка (открыта); 9 - насосный агрегат ПНУ; 10 - электростанция; 11 - площадка установки подпорных агрегатов; 12 - ремонтный котлован

Для откачки нефти из отключенного участка нефтепровода через вантуз, установленный на верхней образующей трубы, будет применяться Устройство для откачки нефти АКВ -211 «Игла».

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 75 |

Технические характеристики АКВ – 211 «Игла»



Рисунок 20 - АКВ – 211
«Игла»

| Технические характеристики | Значение |
|---|--------------|
| Диаметр нефтепровода, из которого обеспечивается откачка нефти, мм | |
| минимальный | 420 |
| максимальный | 1220 |
| Максимальное остаточное давление нефти в отсеченном участке нефтепровода, МПа | 1,0 |
| Минимальный уровень нефти от дна трубы, с которого обеспечивается откачка нефти, мм | 35 |
| Габаритные размеры изделия(длина × ширина × высота), мм | 2200×600×350 |
| Масса, кг | 120 |
| Климатическое исполнение | УХЛ1 |

5.5.Откачка нефти из отключенного участка

Перед началом работ с работниками должен быть проведен инструктаж и оформлен наряд-допуск на газоопасные работы. При проведении работ по откачки нефти могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы: выход нефти, загазованность, высокое давление во временном трубопроводе, узлах сборки СРТ, фланцевых соединениях.

Ответственный за производство работ по откачке должен обеспечить следующий порядок проведения работ:

- Обеспечить отбор проб газовой среды при помощи газоанализатора АНТ-3М перед началом работ и в процессе работы с периодичностью 1 час с записью в наряде-допуске. Отбор проб газовой среды должен проводить работник, имеющий соответствующее удостоверение. При необходимости обеспечить принудительную вентиляцию котлована взрывозащищенным вентилятором
- Не допускается создание вакуума в трубопроводе при его опорожнении.
- Крепление обратного клапана на вантузную задвижку закачки нефти должно выполняться фланцевым соединением. При изготовлении отвод и фланцы должны быть испытаны на $1,5P_{раб}$ в течение 24 часов и $P_{раб}$ в течение 12 часов, где $P_{раб}=6,3\text{МПа}$.
- Установить ПНУ на подготовленную ровную площадку, насосные агрегаты располагаются рядом с ремонтным котлованом в соответствии с утверждённой схемой:

Подпорный насос ПН150-50 должен располагаться на расстоянии не менее 50 м от вантузов откачки и закачки нефти и на расстоянии не менее 40м от подпорного агрегата ЦНС150-50. Расстояние между основными насосными агрегатами ПНУ должно быть не менее 8 м. Дизельная электростанция устанавливается на ровной площадке, на расстоянии не менее 50 м от мест откачки закачки нефти и от основного агрегата.

При расстановке оборудования должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Требуется вести постоянное наблюдение за работой насосных агрегатов, состоянием трубопроводов, соединений рукавов, запорной арматуры.

Не допускать работу ПНУ при неисправных узлах и контрольно-измерительных приборах.

Не допускать на место производства работ людей не задействованных по наряду-допуску. Лица, не занятые на производстве работ по откачке нефти, должны быть удалены за пределы огражденной территории на безопасное расстояние, не менее чем на 50 м от агрегатов, напорного и всасывающего трубопровода и вантузов откачки-закачки.

Во время откачки-закачки нефти производится:

- Контроль за показаниями манометров и вакууметров, установленных на щите приборов ПНУ и в местах откачки-закачки нефти, величин давлений для соблюдения заданного режима работы нефтепровода и откачивающих агрегатов.
- Обеспечение работы насосных агрегатов и предотвращение образования вакуума открытием задвижек для подачи воздуха в опорожняемый участок нефтепровода.
- Учет количества откачиваемой нефти ведется по расходомерам, установленным на ПНУ. Учет количества откачиваемой нефти, технологические параметры работы насосов необходимо регистрировать в журналах.

Для предупреждения работы насосных агрегатов в кавитационном режиме, по мере снижения давления и уровня нефти в нефтепроводе, насосные агрегаты следует последовательно выводить из работы; остановку агрегатов необходимо проводить в порядке, установленном инструкцией по эксплуатации насосных агрегатов; Устройство АКВ -211 «Игла» позволяет максимально раскатать полость трубопровода.

Не допускать загрязнения рабочей зоны нефтью. При появлении течи в соединениях и узлах обвязки насосных агрегатов, откачка и закачка нефти останавливается, выявленные неплотности устраняются, убирается разлитая нефть и загрязненный грунт, после чего откачка нефти возобновляется.

Запрещается устранять неплотности в соединительных узлах агрегатов и трубопроводов во время перекачки нефти.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 78 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Во время перекачки нефти потребуются заправка ПНУ и ДЭС. При заправке соблюдаться следующие меры безопасности:

- обеспечен беспрепятственный подъезд заправщика к насосным агрегатам и ДЭС;
- расстояние между топливозаправщиком и заправляемым агрегатом, должно быть не ближе 1,5 м;
- топливозаправщик должен быть заземлен штатным заземляющим устройством.

На весь период производства работ по врезке, вантузы для впуска- выпуска воздуха должны быть открыты.

При поступлении нефти соответствующей расчетному объему, и при отсутствии нефти на месте врезки секущие задвижки на ремонтируемом участке должны быть закрыты. Необходимо произвести своевременный впуск воздуха в откачиваемый участок нефтепровода для более полной откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода. Вантузную задвижку открыть по указанию ИТР, назначенного ответственным за откачку нефти, при давлении в точке впуска воздуха равном 0 кгс/см². В местах впуска воздуха должен быть обеспечен контроль за движением воздуха (наличие избыточного давления/вакуума) через вантуз. Через технологические отверстия в нефтепроводе проводят контроль уровня оставшейся нефти с помощью алюминиевого стержня. После остановки раскачки в нефтепроводе засверливают контрольные отверстия рядом с местом откачки в самом низком уровне. С помощью алюминиевого стержня ведется контроль уровня оставшейся нефти, если в течение времени уровень нефти не увеличивается производится раскачка насосного оборудования и линии СРТ, демонтаж оборудования.

Дооткачка оставшейся нефти производится с помощью вакуумной установки АКН-10

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 79 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |



Рисунок 21 – Агрегат для сбора газового конденсата и нефтепродуктов АКН-10 (шасси УРАЛ-4320-60(70))

Таблица 18

Технические характеристики АКН-10

| | |
|---------------------------------------|-----|
| Вместимость цистерны, м ³ | 10 |
| Время заполнения цистерны, мин. | 15 |
| Время слива цистерны, мин. | |
| самотеком | 30 |
| насосом | 20 |
| Максимальное давление в цистерне, МПа | |
| избыточное | 0,3 |
| отрицательное | 0,7 |

Автоцистерна предназначена для сбора разлитой нефти, газового конденсата, нефтепродуктов и неагрессивных технологических жидкостей, а также для их транспортировки к местам утилизации и переработки. Автомобиль оборудован открывающимся днищем, что позволяет осуществить прочистку полости цистерны после окончания работ по откачке нефти. АКН оборудован напорно-всасывающими шлангами с накидной гайкой, заборным устройством, фильтром. В транспортном положении свободные концы шлангов укладываются в пеналы, а середина рукавов фиксируется цепью к кронштейну на днище. В рабочем положении шланг крепится к заборному люку. На крышке горловины смонтирован предохранительный клапан двухстороннего действия, который предназначен для ограничения избыточного и вакууметрического давления внутри цистерны. Автоцистерна оборудована вакуумным компрессором ВК-6М2Н. Он предназначен для создания вакуума (при закачивании нефтепродуктов) или небольшого избыточного давления (при сливе нефтепродуктов) в цистерне автомобиля. Привод насоса осуществляется от коробки перемены передач автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и клиноременную передачу.

При выполнении работ по откачке нефти с помощью АКН-10 требуется соблюдать требования безопасности. Нефтеборщик должен устанавливаться вне взрывоопасной зоны. Расстояние от входящего патрубка автоцистерны нефтеборщика до кромки котлована не менее 8 м. Нефтеборщик должен быть заземлен штатным заземлением, выполненным в виде гибкого медного проводника сечением не менее 6 мм². Сопротивление растекания тока не более 4 Ом. Всасывающий рукав должен быть защищен от статического электричества путем навивки медного многожильного проводника сечением не менее 6 мм² с шагом витка не более 0,1 м. Места прокладки рукавов должны проходить в стороне от проездных путей с целью исключения наезда техники. При постановке нефтеборщика, под колеса с двух сторон должны быть установлены противооткатные упоры, исключающие самопроизвольное движение автомобиля.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 81 |

После окончания работ цистерна нефтесборщика должна быть пропарена, рукава для закачки нефти и отвода нефтяного газа должны быть очищены от нефтепродуктов.

5.6. Вырезка дефектного участка

Вырезка дефектного участка нефтепровода осуществляется безогневым способом, труборезной машинкой с электроприводом во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики. Перед вырезкой трубы на нефтепроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². Вырезаемый участок также шунтируется с нефтепроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие нефтепроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к нефтепроводу, гибкими стальными лентами должно выполняться с помощью болтового соединения:

а. на невырезаемую часть нефтепровода – к гибким стальным лентам установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы. Для выполнения соединения на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16;

б. на вырезаемую часть нефтепровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в котловане

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной заглушки из ремонтного котлована.

Работы при резке труб должны проводиться в следующей последовательности:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 82 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1. До начала работ - проверить комплектность, исправность и работоспособность применяемого оборудования.
2. Разметить место реза и установить МРТ на нефтепровод, при монтаже удерживать её подъемным сооружением до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы, провести выравнивание цепей;
3. Установить энергоустановку (щит управления) на расстоянии не менее 30 м от места проведения работ;
4. Выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ, кратковременным включением проверить направление вращения фрезы;
5. Проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;
6. Подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки;
7. Удерживать вырезаемый участок трубы подъемным сооружением до окончания вырезки и последующего демонтажа.

При круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы. Для избежания защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250-300 мм на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Длина силового кабеля МРТ в траншее (котловане) должна быть достаточной для движения машинки вокруг трубы с целью исключения возможности его попадания под фрезу МРТ, повреждения от вращающихся частей машины, защемления цепью и роликом тележки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

При работе машинки необходимо постоянно контролировать отсутствие натяжения и заземления питающего силового кабеля МРТ. В случае образования натяжения или опасности заземления силового кабеля МРТ необходимо остановить работу машины, отключить кабель от источника питания, устранить натяжение и опасность заземления кабеля узлами машины.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемого участка трубопровода должны выполняться с помощью подъемных сооружений.

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и её демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульта управления МРТ. Осветительное, насосное оборудование, вентиляторы, применяемые для проветривания рабочей зоны, газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Во время работы МРТ, категорически запрещается нахождение в котловане людей. Подача охлаждающей жидкости должна быть организована с бровки котлована.

5.6.1. Машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420 «Волжанка» 3

Предназначена для резки труб диаметром 325...1420 мм лезвийным режущим инструментом с одновременной разделкой кромок под сварку. Применяется для выполнения работ по вырезке дефектных участков нефтепроводов и линейной арматуры при истечении нефти без избыточного давления и предварительного опорожнения трубы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 84 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

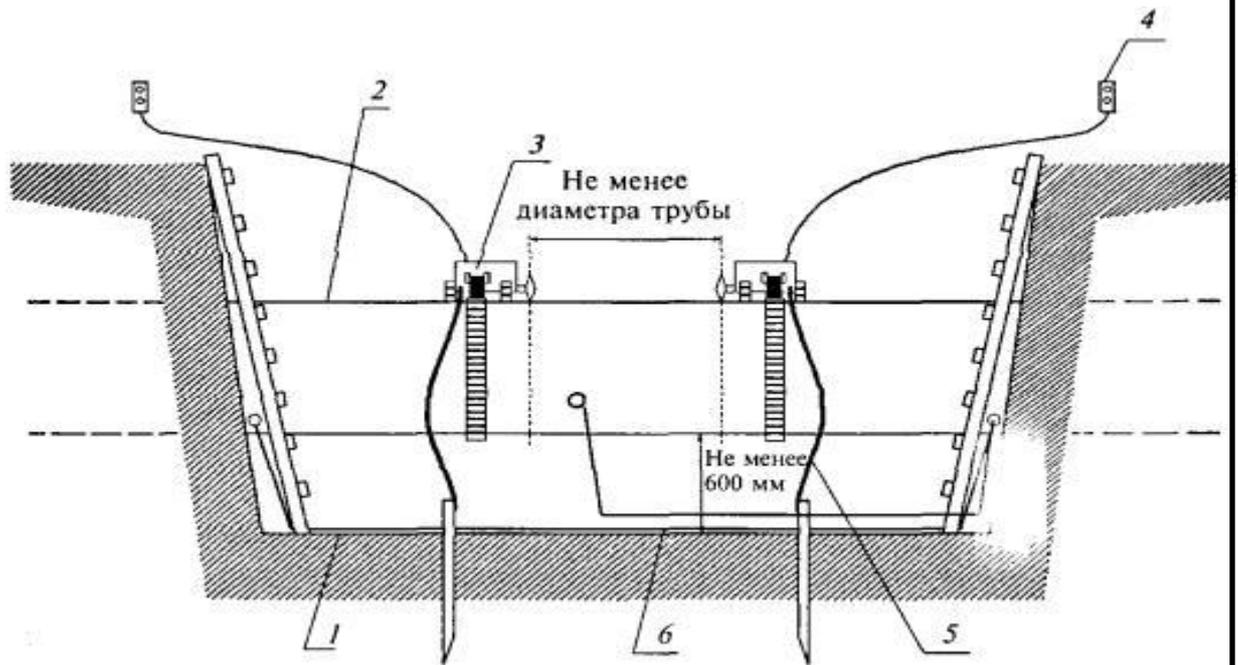


Рисунок 22 - Схема безогневой вырезки участка нефтепровода труборезами:

1 - рабочий котлован; 2 - трубопровод; 3 - труборезы; 4 - пульт управления труборезом; 5 - провода заземления машинок труборезов со штырями; 6 - шунтирующая перемычка.

Машина состоит из электродвигателя, редуктора, тележки, фрезы фасонной конусной, цепей для крепления машины к трубе, пульта управления с кабелем, шаблона для установки машины на цепи. При диаметре нефтепровода 1220 мм на машинку монтируется отрезная фреза диаметром 140 мм. Для улучшения точности схождения реза предусматривается установка направляющих, которые располагаются на стороне противоположной режущему инструменту



Рисунок 23 – МРТ 325-1420 «Волжанка» 3

Таблица 19

Технические характеристики МРТ 325-1420

| | |
|---|--------|
| Частота вращения режущего инструмента, об/мин | 57+2,5 |
| Подача режущего инструмента, мм/мин | 30+0,1 |
| Глубина прорезания фрезой Д 135×25, мм | 18 |
| Мощность, кВт | 2,2 |
| Число оборотов, об/мин | 3000 |
| Время реза трубы диаметром 1220 мм, мин | 128 |

5.7. Демонтаж дефектного участка нефтепровода

Работы по подъему трубопровода из ремонтного котлована будут выполняться двумя трубоукладчиками KOMATSU D355C



Рисунок 24 – Трубоукладчик KOMATSU D355C

Работы по подъему и поддержанию трубопровода следует проводить после того, как ремонтируемый участок вскрыт. Работы проводятся в присутствии ответственного лица. Между машинистами трубоукладчиков должна быть обеспечена связь по рации. Строповка нефтепровода проводится съемными полотенцами. Стропальщик должны подобрать грузозахватные приспособления соответствующие массе и форме поднимаемого груза. Обвязку нефтепровода следует осуществлять в соответствии со схемой строповки, работать только в защитных касках. Обвязывать груз надлежит таким образом, чтобы во время его перемещения исключалось падение отдельных его частей и обеспечивалось устойчивое положение груза при перемещении. Перед строповкой нужно убедиться, что предназначенный к подъему груз ничем не укреплен, не защемлен, не завален и не примерз к земле. Перед подачей сигнала о подъеме груза стропальщик должен убедиться:

- что груз надежно закреплен и ничем не удерживается, а также не зацепится за посторонние предметы во время подъема;

- на грузе отсутствуют незакрепленные детали и инструмент, перед подъемом труб проверить, чтобы в них не было земли или других предметов, которые при подъеме могут выпасть;

- в отсутствии людей возле груза, между поднимаемым грузом и другим оборудованием.

Перед опусканием груза стропальщик обязан:

- подготовить площадку для укладки груза, предварительно осмотреть место, на которое необходимо опустить груз, исключить возможность падения, опрокидывания и сползания груза;

- на место установки груза предварительно уложить прочные прокладки для удобства извлечения стропов из-под груза;

- укладывание груза производить равномерно, без нарушения установленных для складирования габаритов и без загромождения проходов и проездов.

- снимать стропы с груза или крюка следует только после того как груз будет надежно установлен, а при необходимости и закреплен; По окончании работы очистить от грязи все канаты, цепи и грузозахватные приспособления.

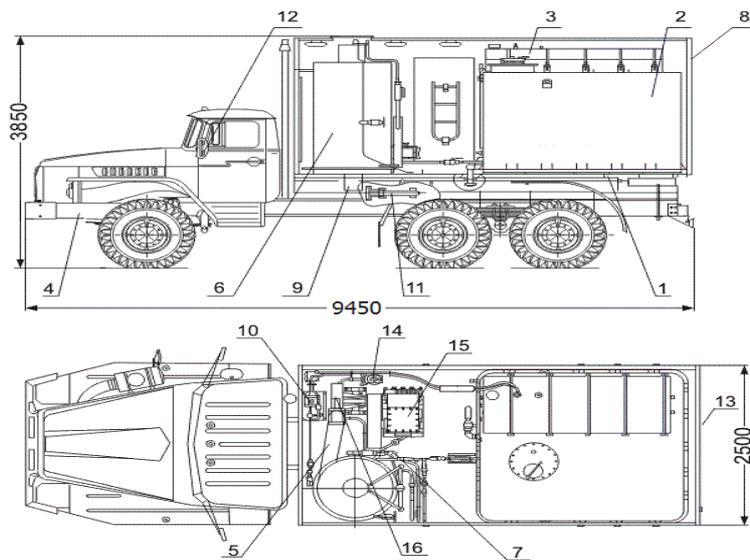
После удаления дефектного участка нефтепровода из ремонтного котлована следует очистка нефтепровода передвижной паровой установкой ППУ.

Навесное оборудование смонтировано на шасси Урал, что позволяет переезжать в удобное для проведения работ место. Емкость заполняется специально подготовленной водой с жесткостью более 10 мг-экв/кг. В передней части монтажной рамы расположен паровой котёл, вентилятор высокого давления, насос для закачки питательной воды и топлива в котёл. Вода из цистерны с помощью плунжерного насоса нагнетается в змеевики котла. Проходя по змеевикам, вода нагревается горелочным устройством и превращается в пар.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 88 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Образовавшийся пар подаётся через пропарочный рукав

Основные узлы агрегата.



1. платформа
2. емкость 5,2 куб.м.
3. бак топливный
4. шасси автомобиля
5. воздухопровод
6. котел паровой
7. система подачи воды и пара
8. укрытие
9. устройство горелочное
10. система подачи топлива
11. станция приводная
12. электрооборудование
13. комплект трубопроводов
14. клапан предохранительный низкого давления
15. насос трехплунжерный
16. вентилятор

Рисунок 25 – ППУ на шасси урал

Перед пропаркой работнику следует надеть плащ, резиновые сапоги, щиток для защиты лица, перчатки. Паровая передвижная установка (ППУ) должна размещаться на горизонтальном участке с наветренной стороны на заранее подготовленной площадке не ближе 25 м от места обработки объекта так, чтобы была возможность находиться у пульта управления и наблюдать за проведением работы. Под колеса автомобиля должны быть подложены противооткатные упоры. Перед началом работы производится пуск котла, проверяется наличие подачи воды плунжерным насосом, ее подогрев, контролируется давление пара. Во время работы котла машинист должен:

- поддерживать оптимальный режим работы установки, который обеспечивается регулировкой подачи топлива и воздуха в котел;
- следить за температурой вырабатываемого пара;
- контролировать уровень воды в водяном баке;
- правильно выбирать режим работы установки по давлению и температуре пара;
- при проведении работ по подогреву, отоплению, пропарке различных объектов использовать пар низких давлений и температур;

- при проведении депарафинизации и других ответственных работах следует работать при высоких давлениях и температурах пара;
- следить за выхлопом;
- своевременно принимать меры по устранению неисправностей во избежание забрасывания змеевиков и форсунки сажей;
- проверять работоспособность предохранительных клапанов;
- постоянно следить за состоянием уплотнений трубопроводов, шлангов и арматуры.

После завершения пропаривания внутренней полости трубы нефтепровода, рабочий котлован зачищается от остатков нефти, загрязненный грунт удаляется при помощи одноковшового экскаватора, в ремонтный котлован подсыпается слой чистого грунта. Внутренняя полость нефтепровода перекрывается многоразовым герметизатором типа Кайман и пневматическим заглушающим устройством ПЗУ, ГРК

5.8. Работы по герметизации нефтепровода

Герметизаторы предназначены для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожненного от нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и её паров при ремонтно-восстановительных работах на линейной части магистральных нефтепроводов.

Таблица 20

Технические характеристики герметизатора ПЗУ 1220

| | |
|---|---------------------------------------|
| Максимальное удерживаемое статическое давление нефти/нефтепродукта или их паров, МПа | 0,1 |
| Рабочее давление сжатого газа в герметизаторе, МПа | 0,4 ^{+0,05} _{-0,02} |
| Гарантируемое время рабочего цикла по перекрытию внутренней полости нефтепровода, не менее, час | 100 |
| Устойчивость к воздействию вакуума, МПа, не менее | -0,05 |

Выполнение работ по герметизации трубопроводов осуществляется по наряду-допуску на газоопасные работы. К наряду-допуску обязательно прилагается – «Контрольный лист проверки соответствия требуемых параметров безопасности при проведении газоопасных работ по герметизации внутренней полости нефтепровода». Перед началом работ с работниками должен быть проведен инструктаж с подписью в наряде-допуске. Перед производством работ проводится анализ воздушной среды лицами, прошедшим специальную подготовку, сдавший аттестационный экзамен в присутствии представителя Ростехнадзора и получивший допуск на проведение данного вида работ. Обязанности по проведению анализа воздушной среды возлагается приказом по предприятию, основанием для которого служит протокол экзаменационной комиссии. Лицо, проводящее анализ воздушной среды должны иметь при себе удостоверение. Исполнители работ должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

Перед установкой герметизатор должен быть подвергнут визуальному осмотру с целью определения технического состояния. При этом необходимо обратить внимание на:

- соответствие исполнения герметизатора внутреннему диаметру ремонтируемого участка нефтепровода;
- отсутствие повреждений герметизирующей оболочки, центрирующих опор, рукавов давления и других устройств входящих в состав запасных частей и принадлежностей герметизатора;
- наличие крепежных элементов (болтов, винтов, гаек);
- проверить длину вырезанного участка нефтепровода на соответствие требованиям;
- проверить отсутствие выступающих во внутреннюю поверхность трубы деталей (чопиков) способных нанести повреждение герметизирующей оболочке

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке нефтепровода наружу и соединен с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 91 |

Запрещается производить накачку и выпуск воздуха из герметизатора через открытый торец нефтепровода. Установка герметизаторов должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в нефтепроводе. Внутренняя полость нефтепровода должна быть полностью очищена от нефти, парафина, грязи и окалин на длину не менее 3,5 м. Герметизатор должен обеспечивать герметичность перекрытия полости нефтепровода в течение не менее 48 ч. Для защиты органов дыхания при проведении работ по установке герметизаторов рабочие используют противогазы типа ПШ-1, ПШ-2. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Время пребывания работника в шланговом противогазе определяется нарядом-допуском, но не должно превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин. Работы по установке герметизаторов в открытый торец нефтепровода, выпуску воздуха и демонтажу герметизатора из трубопровода после завершения работ, проводятся под руководством ИТР, ответственного за проведение данного вида работ. Запрещается нахождение персонала перед открытыми торцами нефтепровода при подаче воздуха в герметизаторы типа ГРК во время их установки, регулирования давления, сброса давления и демонтажа. Контроль за давлением воздуха (инертного газа) в герметизаторах должен осуществлять по манометру через каждые 30 мин. Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе организовывается через отверстие диаметром 12 мм, просверленное в верхней образующей трубопровода на расстоянии не менее 40 м до герметизатора. На контрольных отверстиях устанавливаются маячки на алюминиевых стержнях и ведется постоянное наблюдение (каждый час) с целью своевременного обнаружения повышения давления газов или образования вакуума и поступления нефти в полость опорожненного участка трубопровода. Для защиты персонала от опасных воздействий вакуума необходимо использовать защитные решетки, входящие в комплект вспомогательного оборудования. Защитная решетка должна устанавливаться на открытый торец трубопровода перед началом снижения давления воздуха в герметизаторе и демонтироваться

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 92 |

только после его снижения до атмосферного. Для подачи газа в герметизирующую оболочку применяется компрессор. После частичного наполнения герметизирующей оболочки с помощью компрессора рабочее давление внутри герметизирующей оболочки устанавливается подачей газа из баллона со сжатым газом через редуктор.

Если через 15 мин после установки герметизатора давление в эластичных оболочках герметизатора останется без изменения и обеспечится герметичность перекрытия нефтепровода (по результатам анализа воздушной среды в зоне проведения ремонтных работ и внутри трубы), то ремонтный персонал может приступать к выполнению сварочно-монтажных работ с соблюдением требований пожарной безопасности.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 93 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

5.9.Проведение гидроиспытания трубопровода

Сущность испытаний повышенным давлением заключается в нагружении участка трубопровода до заданного давления или достижения металлом труб фактического предела текучести и последующей проверке на герметичность.

В результате проведения испытаний достигается:

- выявление дефектов, критических при испытательном давлении;
- выявление утечек;
- снижение овальности труб;
- снижение локальных напряжений, возникающих при производстве труб и строительстве трубопровода;
- стабилизация докритических дефектов.

Трубы, запорная арматура и соединительные детали, монтируемые на трубопроводе, должны соответствовать требованиям, предъявляемым при испытании трубопроводов повышенным давлением, это должно быть учтено при разработке технических условий на них. Рекомендуется проводить предварительное испытание крановых узлов запорной арматуры. Испытание участков трубопроводов производят водой. Скорость подъема давления при испытании трубопроводов должна находиться в пределах от 0,002 Рисп до 0,02 Рисп в минуту. Проверку на герметичность проводят в течение времени, необходимого для осмотра нефтепровода и выявления утечек, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение времени выдержки под испытательным давлением не произошло его разрушение.

Если в процессе подъема давления или выдержки под давлением произошло разрушение трубопровода, то следует заменить разрушенный участок и повторить испытание.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 95 |

В случае обнаружения утечки в процессе проверки трубопровода на герметичность необходимо устранить утечку и повторить проверку на герметичность.

В состав основных работ по испытанию каждого участка трубопроводов входят:

- подготовка к испытанию;
- промывка трубопровода, совмещенная с его наполнением водой;
- подъем давления до испытательного;
- выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до 20 кгс/см²;
- повторная выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 1-2 кгс/см² и подготовка к удалению воды;
- удаление воды из трубопровода;
- осушка трубопровода;
- восстановление нитки трубопровода.

При подготовке к испытанию трубопровода необходимо:

- установить охранную зону вдоль испытываемого участка;
- организовать на время испытаний систему связи;
- смонтировать наполнительные и опрессовочные агрегаты с системой их обвязки, шлейф подсоединения агрегатов к трубопроводу, испытать обвязочные и подсоединительные трубопроводы;

- проверить работоспособность и герметичность запорной арматуры;

- смонтировать узлы пуска и приема поршней;
- оборудовать водозабор;
- смонтировать резервуар для очистки воды;
- смонтировать сливной или перепускной патрубков с краном;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 96 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- подготовить резервуар-отстойник или следующий участок трубопровода для воды, сливаемой из испытанного участка трубопровода;
- оборудовать помещения для размещения персонала и измерительной аппаратуры;
- установить контрольно-измерительные приборы.

Давление в трубопроводе поднимают наполнительными агрегатами до величины максимально возможной по их техническим характеристикам, а затем – опрессовочным агрегатом – до давления испытания на прочность. Подъем давления производят непрерывно и плавно. После завершения гидроиспытания следует приступить к монтажу заменяемого участка нефтепровод.

5.10. Работы по размагничиванию перед сваркой

При выполнении сварочных работ возникает эффект «магнитного дутья» причиной которого является остаточная намагниченность трубопровода. Причинами намагниченности являются: являются магнитное поле Земли, упругие механические напряжения, технологическая намагниченность труб при их изготовлении и транспортировке, остаточная намагниченность после применения магнитных дефектоскопов. Намагниченность плохо влияет на процесс сварки, ухудшается стабильность процесса, происходит разбрызгивание металла, в сварном шве образуются дефекты типа пор, несплавлений, непроваров, шлаковых включений, происходит обрыв дуги и залипание электрода. Размагничивание является неотъемлемой технологической операцией для выполнения качественного сварного соединения

Для размагничивания трубопроводов в трассовых условиях разработаны приборы ПКНТ 5/8 и ПКНТ 10/12.

Размагничивание приборами, компенсирующими намагниченность трубопровода (ПКНТ 5/8 и ПКНТ 10/12) производится компенсацией магнитного поля двух свариваемых труб одновременно.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 97 |

Размагничивание стыкуемых труб с применением приборов ПКНТ проводится в следующей последовательности:

- определяется величина и направленность магнитного поля в зазоре свариваемых трубопровода и «катушки» при помощи прибора измерителя магнитной индукции Ш 1-8.

При напряженности магнитного поля менее 100 мТл должна вестись работа с двумя модулями, расположенными по обе стороны зазора, при выходном напряжении сварочного выпрямителя 50...55 В.

При напряженности магнитного поля свыше 100 мТл необходимо установить три модуля: один на «катушке» и два - на теле трубопровода.

- монтируются компенсирующие модули на трубопроводе и «катушке» на возможно минимальном расстоянии от свариваемого шва - 100...400 мм ;

- выполняется сборка электрической цепи, соединяющей модули между собой, с блоком управления и сварочным выпрямителем;

- включается прибор в режиме «контроль», при этом определяется и устанавливается величина сопротивления для компенсации остаточного магнитного поля;

- включается прибор в режим «работа», устанавливается величина компенсирующего тока, которая обеспечивает минимальную величину остаточного магнитного поля в зазоре, которая при необходимости, может корректироваться в процессе сварки;

- после сварки корневого слоя шва отключается прибор и выполняется демонтаж установки

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| | | | | | | 98 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

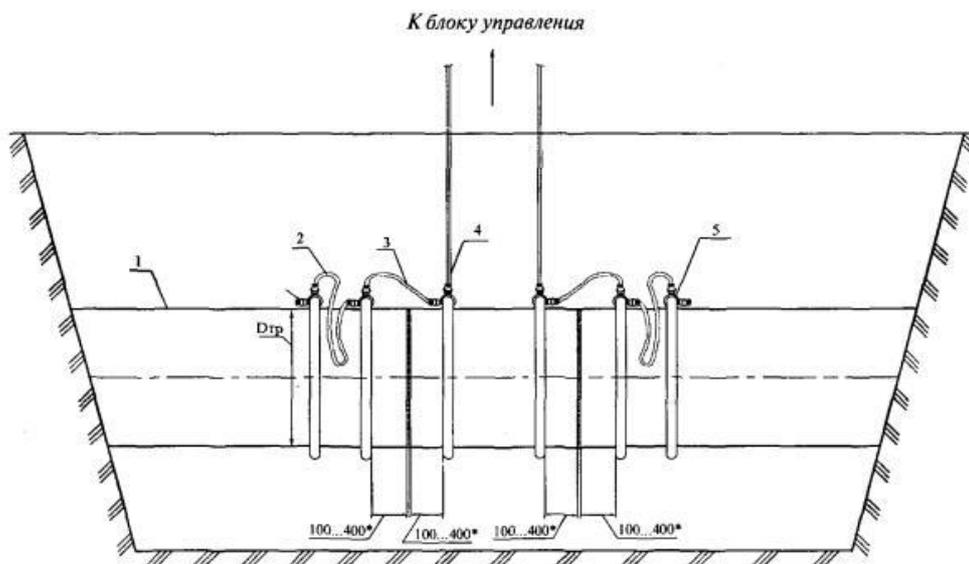


Рисунок 27 - Схема установки устройства ПКНТ, компенсирующего намагниченность трубопровода:

1 - трубопровод; 2, 3, 4 - кабели; 5 - компенсирующий модуль

На расстоянии 100...150 мм от кромки на концы стыкуемых элементов проводится намотка кабеля плотными, равномерными и однорядными витками. Намотка кабеля должна проводиться в одном направлении, количество витков определяется величиной намагниченности. На конец трубы нефтепровода, имеющего большую намагниченность, наматывается от 7 до 11 витков, на конец монтируемого участка – от 3 до 5 витков кабеля. Для размагничивания труб должен применяться гибкий кабель с сечением 35-50 мм². Кабель не должен иметь повреждений изоляции. Подключение кабеля к источнику питания необходимо производить при помощи медных кабельных наконечников. Перед началом работ необходимо проверить исправность: изоляции кабелей для размагничивания, приборов для определения магнитного поля, плотность соединений всех контактов. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление, оборудование узла размагничивания должно быть надежно защищено от попадания осадков.

5.11. Сварочно-монтажные работы

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 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 «АК «Транснефть» на трубы;

- удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца трубы.

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «ZINSER RSV-4».

5.11.1. Машина для резки труб «ZINSER RSV-4»

«ZINSER RSV-4» предназначена для кислородной резки стальных труб в полевых условиях и условиях промышленных предприятий.

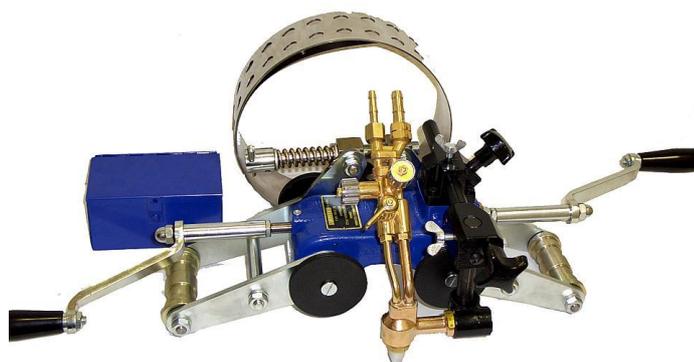


Рисунок 28 – «ZINSER RSV-4»

«ZINSER RSV-4» состоит из следующих элементов тележка, натяжное устройство, блок резки, пояс; Тележка движется по трубе по поясу, проходящему через тележку.. Блок резки состоит из суппорта, закрепленного на штанге, закрепленной в корпусе тележки. Конструкция суппорта позволяет устанавливать резак под различными углами к оси трубопровода, перемещать и фиксировать резак на различной высоте. Резка проводится кислородом и пропаном, шланги от газовых баллонов подводятся к газовому коллектору машины, от коллектора к резаку. Поворачивая ручку машина двигается по окружности трубы.

Таблица 21

Технические характеристики «ZINSER RSV-4»

| | |
|--------------------------------|----------|
| Диаметр разрезаемых труб, мм | 320-1420 |
| Толщина стенки трубы, мм | 5-100 |
| Расход газа, м ³ /ч | |
| кислород | 12 |
| пропан | 0,55 |
| Масса машины в комплекте, кг | 10 |

Металл кромок должен быть удален на глубину не менее 1 мм от поверхности реза. Сборка стыков труб, переходных колец и запорной арматуры производится с применением центратора, подготовленного для сборки стыка с различными наружными диаметрами соединяемых элементов. Центраторы предназначены для центровки торцов труб перед сваркой стыков при

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 101 |

строительстве и ремонте трубопроводов. Наружные центраторы обеспечивают качественную центровку и непрерывный цикл сварки стыков, удобны в эксплуатации, облегчают труд работников, занятых строительством и ремонтом трубопроводов

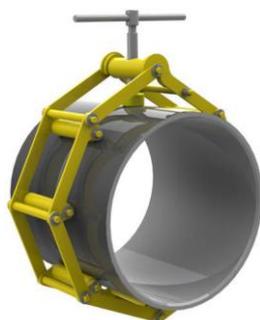


Рисунок 29 - Центратор наружный звенной ЦЗН 1220

Перед началом выполнения сварки корневого слоя шва или установкой прихваток, производится подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. Температура предварительного подогрева концов труб зависит от эквивалента углерода $S_{\text{э}}$, толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода применяемого для сварки.

Допускается проведение сопутствующего подогрева с помощью однопламенных горелок. При снижении температуры предварительного подогрева непосредственно перед сваркой корневого слоя шва:

- на 10 °С ниже установленной температуры 50 °С;
- на 20 °С ниже установленной температуры 100 °С;
- на 30 °С ниже установленных температур 150 °С и 200 °С

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Капитальный ремонт нефтепровода с заменой труб | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 102 |

6. Расчет линейной части нефтепровода

6.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

Толщину стенки определяют по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}$$

При наличие продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки определяется из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (согласно [11] принимаю $n = 1,1$);

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$$

где R^H - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы;

m – коэффициент условий работы трубопровода (согласно [11] принимаю $m = 0,75$);

k_1 - коэффициент надежности по материалу (согласно [11] принимаю $k_1 = 1,4$);

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода (согласно [11] принимаю $k_H = 1$).

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|--|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Расчет линейной части нефтепровода | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 103 | 138 |
| Консульт. | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | | | |

Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1} \right)^2 - 0.5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр}N}|}{R_1}},$$

где $\sigma_{\text{пр}N}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, определяемое по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H},$$

где α - коэффициент линейного расширения металла трубы, град⁻¹;

E – модуль Юнга, МПа;

Δt – температурный перепад, °С;

μ – коэффициент Пуассона;

σ_H - номинальная толщина стенки, мм;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Исходные данные для расчета:

$n = 1,1$; $m = 0,75$; $k_1 = 1,4$; $k_H = 1$; $\mu = 0,3$; $p = 5.6$ МПа; $D_H = 720$ мм;
 $E = 2,1 \times 10^6$ кгс/см²; $\Delta t = 28$ °С; $\alpha = 0,000012$ град⁻¹; $\sigma_{\text{вр}} = 520$ МПа.

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 278,57 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 720}{2 \cdot (278,57 + 1,1 \cdot 5,6)} \approx 8 \text{ мм};$$

$$\sigma_{\text{ПРН}} = -0,000012 \cdot 2,1 \times 10^6 \cdot 28 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 704}{2 \cdot 8} = -107,52 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак "минус" последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{10,752}{278,57}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{10,752}{278,57} = 0,98;$$

Окончательно толщину стенки принимаю равной:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 720}{2 \cdot (278,57 \cdot 0,98 + 1,1 \cdot 5,6)} = 7,76 \approx 8 \text{ мм}$$

6.2 Расчет объема утечки газа из нефтепровода

Объем утечки нефти до закрытия задвижек:

$$V_H = Q \cdot t_y,$$

где t_y - время до закрытия задвижек (согласно [25] принимается равным 15 минутам);

Q - объемный расход утечки нефти:

$$\oplus Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_{\text{ср}}}{\rho_H}},$$

где μ - коэффициент расхода (с учетом сопротивления грунта принимается равным 0,15);

S - площадь отверстия;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------------|------|
| | | | | | Расчет линейной части нефтепровода | Лист |
| | | | | | | 105 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$p_{ср}$ - среднее рабочее давление;

ρ_H - плотность нефти.

$$V_H = 0.15 \cdot 0.01 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 3.9 \cdot 10^6 \cdot 0.1}{847}} \cdot 60 \cdot 15 = 40.5557 \text{ м}^3$$

Объем нефти, вытекшей после закрытия задвижек:

$$V_3 = 0.083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot L_{\Pi} \text{ ,}$$

где D – диаметр трубопровода;

L_{Π} - расстояние между задвижками.

$$V_3 = 0.083 \cdot 10^{-6} \cdot 3.14 \cdot 0.7^2 \cdot 20300 = 0.0026 \text{ м}^3$$

Суммарный объем вытекшей нефти:

$$V_{\Sigma} = V_H + V_3 = 40.5557 + 0.0026 = 40.5583 \text{ м}^3$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------------|------|
| | | | | | Расчет линейной части нефтепровода | Лист |
| | | | | | | 106 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

Надежная и эффективная работа магистральных нефтепроводов зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

7.1. Производственная безопасность

Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности. Безопасных и безвредных полностью производств не существует, но можно свести к минимуму поражения или заболевания работающего с одновременным обеспечением комфорта при максимальной производительности труда.

Основные факторы и обстоятельства, определяющие категорию повышенной опасности магистральных нефтепроводах при ремонтных работах представлены в таблице 22.

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | Социальная ответственность | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | | | | |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 107 | 138 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |

Таблица 22

| Наименование запроектированных видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.) | | Нормативные документы |
|--|---|--|---|
| | Вредные | Опасные | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Подготовительные работы: 1. Земляные работы; Основные работы: 1. Очистка трубы от старой изоляции; 2. Восстановление стенки трубы 3. Подготовка поверхности трубы под изоляцию; 4. Нанесение изоляционного покрытия. Завершающие работы: 1. Засыпка траншеи; 2. Рекультивация почвы. | 1. Неудачные метеоусловия на 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенная запыленность | 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 2. Утечки таксичных и вредных веществ в атмосферу 3. Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации 4. Повышенный уровень инфракрасной радиации 5. Поражение электрическим током 6. Пожароопасность 7. Взрывоопасность* | ГОСТ 12.1.005-88 [13]; ГОСТ 12.1.003-83 [11]; СНиП II-12-77 [31]; ГОСТ 12.2.003-91 [17]; ГОСТ 12.1.007-76 [14]. |

*Примечание: Пожароопасность и взрывоопасность описана в п.6.3.1 как ЧС

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления [1].

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

При выполнении ремонтных работ по устранению дефектов нефтепровода оборудования размещено на открытых площадках.

Обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30°C до плюс 40°C.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Работы на открытом воздухе в Томской области приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[13]:

Таблица 23

| Скорость ветра, м/с | Температура воздуха °С |
|-------------------------|------------------------|
| При безветренной погоде | - 40 |
| Не более 5,0 | - 35 |
| 5,1-10,0 | - 25 |
| 10,0-15 | - 15 |
| 15,1-20,0 | - 5 |
| Более 20,0 | 0 |

Вывод: при работе на открытом воздухе необходимо иметь соответствующие погодным условиям спецодежду.

2. Повышенный уровень шума

При ремонте нефтепровода работающие механизмами – источники шума.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Допустимый эквивалентный уровень шума не влияющий на органы слуха 80дБ.

Основные методы борьбы с шумом [6]:

снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

снижение шума на пути распространения звука;

средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

использование средств автоматики для управления технологическими процессами;

соблюдение режима труда и отдыха.

Вывод: при работе в зоне повышенного шума необходимо иметь средства для защиты слуха - плотно прилегающие наушники.

3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей

зоны.

При ремонте нефтепровода образуются газы, что может привести к отравлению рабочих [2].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ-2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 24. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 24

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [14]

| Вещества | Предельно допустимая концентрация, мг/м ³ |
|--|--|
| Бензин – растворитель (в пересчете на углерод) | 300 |
| Керосин (в пересчете на углерод) | 300 |
| Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅ | 3 |
| Углеводороды C ₁ – C ₁₀ | 300 |

| | |
|--------------------------------|-------|
| Стирол | 5 |
| Перексид метилэтилкетона | 5 |
| Аэросил | 1 |
| Дибутилфталат | 0,5 |
| Метилэтилкетон | 0,2 |
| Диметиланилин | 0,003 |
| Перексид изопропилбензола | 0,02 |
| Ненасыщенная полиэфирная смола | 6 |
| Хлористый бензол | 0,005 |
| Амиловый спирт | 0,002 |

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [3].

1. Движущиеся машины и механизмы(Экскаваторы, бульдозеры)

В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ [10].

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ следует:

- оформить наряды – допуска на проведение огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, засыпка котлована;

- провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приемам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске.
- Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;
- до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
- после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;
- проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

• в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

- при сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 111 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)

Вывод: при работе в зоне движения машин и механизмов необходимо проявлять повышенную бдительность, и быть полностью ознакомленным с правилами безопасности и не допускать людей к работе, не прошедших соответствующего инструктажа.

2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %.

Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

Вывод: при работе в зоне возможных выбросов вредных веществ и газов, необходимо всегда при себе иметь индивидуальные средства защиты дыхания.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 112 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3. Поражение электрическим током

Работа с электрическим током требует особой осторожности: электрический ток поражает внезапно, когда человек оказывается включенным в цепь прохождения тока.

Причины поражения электрическим током:

- прикосновение к токоведущим частям, оголенным проводам, контактам электроприборов, рубильников, ламповых патронов, предохранителей, находящихся под напряжением;
- прикосновение к частям электрооборудования, металлическим конструкциям сооружений, в обычном состоянии не находящихся, но в результате повреждения (пробоя) изоляции оказавшихся под напряжением:
 - нахождение вблизи места соединения с землей оборванного провода электросети;
 - нахождение в непосредственной близости от токоведущих частей, находящихся под напряжением выше 1000 В;
 - прикосновение к токоведущей части и мокрой стене или металлической конструкции, соединенной с землей;
 - одновременное прикосновение к двум проводам или другим токоведущим частям, которые находятся под напряжением;
 - несогласованные и ошибочные действия персонала (подача напряжения на установку, где работают люди; оставление установки под напряжением без надзора; допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения).

Опасность поражения электрическим током отличается от других производственных опасностей тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить ее на расстоянии. Часто эта опасность обнаруживается слишком поздно, когда человек уже оказался под напряжением.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 113 |

Для защиты от поражения электрическим током при прикосновении к частям электрооборудования, нормально не находящимся под напряжением, но могущими оказаться под напряжением при повреждении изоляции или по другим причинам, применяют:

- защитные средства (резиновые перчатки, галоши, коврики...),
- заземление, -зануление, -защитное отключение...

Вывод: для предотвращения поражения электрическим током необходимо иметь соответствующую спец одежду и квалификацию, при наличии которой, рабочий будет допущен к работе с данным оборудованием.

7.2 Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, СНиП III-42-80*, ВСН 012-88 (глава 9), и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 114 |

Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;

- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения
- загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью,

специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 115 |

- для уменьшения выбросов ЗВ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;

- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель согласно РД 39-00147105-006-97.

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют:

- участки с невосстановленным растительным покровом;
- места, загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- места разрушения естественного ландшафта.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, окалину, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб, загрязненную ветошь, промывочные растворы, остатки композиционных материалов и упаковки) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями РД 153-39.4-115-01[5].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 116 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;

- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;

- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;

- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией .).

Пожарная и взрывная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [7], РД-13.220.00-КТН-367-06 [8] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНИП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 117 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры,

задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 118 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

- определены места и допустимое количество одновременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончания рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором НПС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 119 |

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: —Не курить!, —Огнеопасно!, —Взрывоопасно!.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Меры пожарной безопасности при проживании в полевом городке и на месте производства работ

Все проживающие в вагонах-домиках обязаны ознакомиться с инструкцией о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается в каждом вагоне на видном месте.

На территории полевого городка должно быть выделено место для курения, согласованное с пожарной охраной или с лицом, ответственным за пожарную безопасность городка, обозначенное табличкой с надписью: —Место для курения! и оборудованное емкостью с водой.

Каждый вагон-домик должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения, согласно нормам.

При эксплуатации электронагревателя, установленного в вагоне-домике, необходимо соблюдение следующих мер безопасности:

- перед началом работы бак полностью залить водой;
- проверить плотность соединений (подтекание воды не допускается).

На территории полевого городка и в вагоне-домике запрещается:

- загромождать проезды, подъезды, разрывы между вагончиками материалами, оборудованием, механизмами и т.п.;
- оставлять на открытых площадках баллоны со сжатым и сжиженным газом, емкости с ЛВЖ и ГЖ;
- разводить костры, применять открытый огонь;
- в вагонах-домиках загромождать основные и запасные эвакуационные выходы, хранить в помещениях взрывчатые вещества, ЛВЖ и ГЖ;
- применять самодельные нагревательные приборы;
- пользоваться электропроводкой с поврежденной изоляцией;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 120 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- применять самодельные плавкие вставки;
- оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы;
- эксплуатировать электро-водонагреватели со снятым защитным колпаком;
- осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;
- применять для освещения свечи и другие источники огня;
- включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;
- сушить спецодежду и другие СИЗ на поверхности нагревательных приборов;
- перегружать электросеть свыше установленной мощности (более 10 кВт).

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовыми и растворителями запрещается:

- применять этилированный бензин и бензол;
- хранить и транспортировать их в открытой таре;
- бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 121 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------|------|
| | | | | | Оглавление | Лист |
| | | | | | | 122 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

8. Финансовый менеджмент

Расчет стоимости ремонта, затрат времени, количества техники и ремонтного персонала необходимого для проведения ремонта методом установки муфты П1

Расчет затрат времени на проведение основных операций:

Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия.

В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется один человек. Учитывая то, что предполагается установка двухсекционной муфты, считаю необходимым увеличить количество рабочих при проведении данной операции до двух человек. Данное действие позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Дробеструйная обработка поверхности трубопровода и муфт .

Площадь трубопровода, которую необходимо подвергнуть дробеструйной обработке равна:

$$S_{\text{тр}} = 2\pi r_{\text{тр}} (L_{\text{муфты}} + 2 \cdot l_y) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,61 \cdot (5,5 + 2 \cdot 0,15) = 22,22 \text{ , м}^2$$

,где $r_{\text{тр}}$ -радиус трубопровода $L_{\text{муфты}}$ -длина муфты; r - радиус трубопровода; l_y - переработка при очистке, т.к. длина участка абразивной обработки должна быть равна длине муфты плюс 100 - 150 мм с каждой стороны. [РД-23.040.00-КТН-386-09]

Время необходимое для дробеструйной обработки трубопровода:

$$T_{\text{обр тр}} = t \cdot S_{\text{тр}} = 0,25 \cdot 22,22 = 5,555 \text{ ,ч}$$

где t -норматив времени для дробеструйной обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта.

Площадь муфты, которую необходимо подвергнуть дробеструйной обработке равна:

$$S = 2\pi r L = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,631 \cdot 5,5 = 21,8 \text{ , м}^2$$

| | | | | | | | | |
|----------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | «Выбор технологии и метода ремонта магистрального нефтепровода» | | | |
| Изм. | Лист | Ф.И.О. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Катмаков М.С. | | | Финансовый менеджмент | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Крец В.Г. | | | | | 123 | 138 |
| Консульт. | | | | | | | | |
| И.О. Зав. Каф. | | Бурков П.В. | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б31Т | | |

Время необходимое для дробеструйной обработки муфты:

$$T_{\text{обр м}} = t \cdot S_{\text{муфты}} = 0,25 \cdot 21,8 = 5,45 \text{ , ч}$$

где t-норматив времени дробеструйной обработки муфты.

Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе перед сваркой. В

соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется два-четыре человека.

Нормы времени выбраны по РД-75-180-00-КТН-164-06 для ремонта трубопровода Ø1220 мм.

Таблица 25 Затраты времени на проведение ремонта

| Основные операции ремонта | Ед. изм. | Норма времени ¹ , t | Затраты времени Всего, ч |
|--|------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Определение дефекта на местности | ч | 1 | 1 |
| Вскрытие нефтепровода | ч | 2 | 2 |
| Очистка дефектосодержащего участка трубопровода от изоляционного покрытия (Два человека) ² | ч | 1,5 | 1,5 |
| Проведение ДДК (Два человек) | ч | 1,1 | 1,1 |
| Подготовка оборудования для дробеструйной обработки (Два человека) | ч | 0,33 | 0,33 |
| Дробеструйная обработка поверхности трубопровода в зоне ремонта (Два человека) | ч/м ² | 0,25 | 5,555 |
| Дробеструйная обработка внутренних поверхностей ремонтных полумуфт до требуемого качества (Два человека) | ч/м ² | 0,25 | 5,45 |
| Проверка размеров муфты (Один человек) | ч | 0,17 | 0,34 |
| Проверка размеров трубы и дефекта (Один человек) | ч | 0,17 | 0,17 |
| Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе перед сваркой (Четыре человека) | ч | 0,5 | 1 |
| Сварка. Толщина стенки 12 мм | ч/м | 1,33 | 6,35 |
| Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой и проверка овальности (Два человека) | ч | 0,25 | 0,25 |

| | | | |
|--|----|-------------------|------|
| Расчет необходимого количества герметика и композитного состава (Один человек) | ч | 0,15 | 0,15 |
| Приготовление герметика (4:12) и герметизация краев кольцевого зазора (Три человека) | ч | 0,12 | 0,12 |
| Затвердевание герметика | ч | 1 | 1 |
| Приготовление 120 литров композитного состава в трех механических миксерах (Девять человек) | ч | 0,08 ³ | 0,32 |
| Загрузка в три насоса и закачка 120 литров композитного состава (Девять человек) | ч | 0,07 | 0,28 |
| Заключительные операции по закачке (пережим шлангов и т.д.) (Четыре человека) | ч | 0,08 | 0,08 |
| Затвердевания композитного состава | ч | 24 | 24 |
| Очистка оборудования (Вся бригада) | ч | 0,25 | 0,25 |
| Упаковка оборудования (Вся бригада) | ч | 0,75 | 0,75 |
| Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю (обрезка и зашлифовка фитингов) (один человек) | кч | 0,5 | 1 |
| Проведение заключительного контроля качества ремонтной конструкции (Два человека) | ч | 0,15 | 0,15 |
| Восстановление изоляции | ч | 1,25 | 1,25 |
| Контроль изоляции | ч | 0,5 | 0,5 |
| Обратная засыпка ремонтного котлована | ч | 1 | 1 |

Принимая во внимание большой диаметр трубопровода принимаем в работу четырех человек. Сначала будем производить монтаж муфты длиной 3500 мм, затем монтаж муфты длиной 2000мм, так как одновременный монтаж муфт невозможен. Следовательно норматив времени будет превышен в 2 раза и время установки муфт составит один час.

Сварочные работы. После выполнения общей сборки и прихватки друг к другу всех входящих в составную муфту элементов в первую очередь выполняется сварка кольцевого шва.[15]. Сварку кольцевого стыка будут проводить одновременно два сварщика.

Длина кольцевого шва равна:

$$L_{\text{швак}} = 2\pi r_{\text{М}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,643 = 4,04 \text{ , м}$$

,где r-внешний радиус муфты; наружный диаметр муфты равен 1286 мм.

Время необходимое для сварки кольцевого шва:

$$T_{\text{свк}} = t_{\text{швак}} \cdot L_{\text{св}} = 1,33 \cdot \frac{4,04}{2} = 2,69 \text{ ,ч}$$

где t-норматив времени сварки одного метра шва; n_{св}- количество сварщиков.

Сварка продольных швов полумуфт должна проводиться одновременно с обеих сторон минимум двумя сварщиками. [15]. Примем к работе четырех сварщиков.

Длина продольных швов равна:

$$L_{\text{швап}} = 2 \cdot L_{\text{муфты}} = 2 \cdot 5,5 = 11 \text{ , м}$$

Время необходимое для сварки продольных швов:

$$T_{\text{свп}} = t_{\text{швап}} \cdot L_{\text{св}} = \frac{1,33 \cdot 11}{4} = 3,66 \text{ ,ч}$$

, где t-норматив времени сварки одного метра шва; n_{св}- количество сварщиков.

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{свк}} + T_{\text{свп}} = 2,69 + 3,66 = 6,35 \text{ ,ч}$$

Регулировка величины установленных зазоров между трубой и муфтой и проверка овальности. В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06

для проведения данной операции нам требуется один человек. Исходя из числа муфт и длины составной муфты примем в работу двух человек, что позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Приготовление и закачка композитного состава. Операция по заполнению композитным составом кольцевого зазора является критической, потому что композитный состав имеет время первоначального затвердевания 30 минут. Идеальное время для заполнения кольцевого зазора составляет 15 минут. [14]

Таблица 26 *Количество композитного состава [14]*

| D _н , мм/ΔR, мм | Длина муфты, мм | | | | | |
|----------------------------|-----------------|------|------|------|------|------|
| | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 | 3500 |
| 530/15 | 24,4 | 37,2 | 50 | 62,9 | 75,7 | 88,6 |

| | | | | | | |
|---------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 720/15 | 32,9 | 50,2 | 67,5 | 84,8 | 102,1 | 119,4 |
| 820/18 | 45,0 | 68,7 | 92,4 | 116 | 139,7 | 163,4 |
| 1020/21 | 65,2 | 99,5 | 133,9 | 168,2 | 202,5 | 236,8 |
| 1220/21 | 77,7 | 118,7 | 159,6 | 200,5 | 241,4 | 282,3 |

Объем закачиваемого состава равен:

$$V = V_{2000} + V_{3500} = 159,6 + 282,3 = 441,9 \text{ л}$$

, где V_{2000} - объем композитного состава необходимого для заполнения муфты длиной 2000мм; V_{3500} - объем композитного состава необходимого для заполнения муфты длиной 3500мм.

Используя три насоса и три миксера, мы произведем закачку без нарушения технологии ремонта. Для обеспечения работы одного миксера необходимо трое рабочих. Один миксер рассчитан на приготовление 40 литров состава.

Число циклов приготовления композитного состава:

$$N_{\text{циклов}} = \frac{V}{40 \cdot n} = \frac{441,9}{40 \cdot 3} = 3,6825 \approx 4$$

, где n- количество миксеров.

Время необходимое для приготовления композитного состава:

$$T_{\text{комп}} = N_{\text{циклов}} \cdot t = 4 \cdot 0,08 = 0,32 \text{ ч} \approx 19,2 \text{ мин}$$

где t-норматив времени для приготовления композитного состава.

Число циклов заправки композитного состава:

$$N_{\text{циклов}} = \frac{V}{40 \cdot n_M} = \frac{441,9}{40 \cdot 3} = 3,6825 \approx 4$$

где n- количество насосов.

Время необходимое для заправки композитного состава:

$$T_{\text{комп}} = N_{\text{циклов}} \cdot t = 4 \cdot 0,07 = 0,28 \text{ ч} \approx 16,8 \text{ мин}$$

где t-норматив времени для заправки композитного состава.

Заключительные операции по заправке. В соответствии с РД-75-180-00-КТН-164-06 для проведения данной операции нам требуется два человека.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| | | | | | | 127 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Исходя из числа муфт и длины составной муфты примем в работу четырех человек, что позволит нам сохранить рекомендованный темп работ.

Расчет стоимости работ.

Локальный сметный расчет на ремонт данного дефекта представлен в приложении А.

Таблица 27 *Распределение затрат*

| Статья затрат | Стоимость, руб |
|----------------------|-----------------------|
| Материалы | 523073 |
| Земляные работы | 23422 |
| Демонтажные работы | 6569 |
| Монтажные работы | 536653 |
| Итого | 1089717 |

Проведение ремонтных работ планируется с 8.00 13.07.2010 до 13.00 16.07.2010. Снижение технологических параметров перекачки или остановка перекачки на период ремонта не планируется. Перекачка будет вестись в штатном режиме. С 13.07.2010 по 14.07.2010 включительно вводится 12-ти часовой рабочий день с 8.00 до 21.00. Перерыв на обед с 13.00 до 14.00. На графике Ганта не отображено время обеда 14.07, так как сварочные работы будут вестись без перерыва. Также не отображено время обеда 15.07, что связано с непрерывность затвердевания композитного состава. В течении времени затвердевания композитного состава на участке ремонта находятся 4

человека, осуществляющие контроль за температурой при которой происходит затвердевание композитного состава. При необходимости включаются тепловые пушки. На проведение всех технологических операций требуется 49

часов. Стоимость проведения ремонта в ценах 2-го квартала 2016 года составляет 1089717 рублей. В результате проведения данного ремонта повысится эксплуатационная надежность участка нефтепровода и исключается возможность возникновения аварии.

Таблица 28 Потребность в строительных кадрах

| Наименование | Разряд | Количество во человек |
|---------------------------------------|--------|-----------------------------|
| <i>Инженерно-технический персонал</i> | | |
| Мастер | | 1 |
| Геодезист | | 1 |
| Дефектоскопист | 6 | 2 |
| Изолировщик | | 2 |
| Электросварщик | 6 | 4 |
| Машинист экскаватора | 6 | 1 |
| Машинист бульдозера | 6 | 1 |
| Машинист дизельной электростанции | 3 | 1 |
| Машинист электросварочного агрегата | 3 | 1 |
| Водитель | | 7 |
| Слесарь-ремонтник | 5 | 7 |
| Машинист автокрана | | 1 |
| Инженер | | 1 |
| ИТОГО | | 30 |

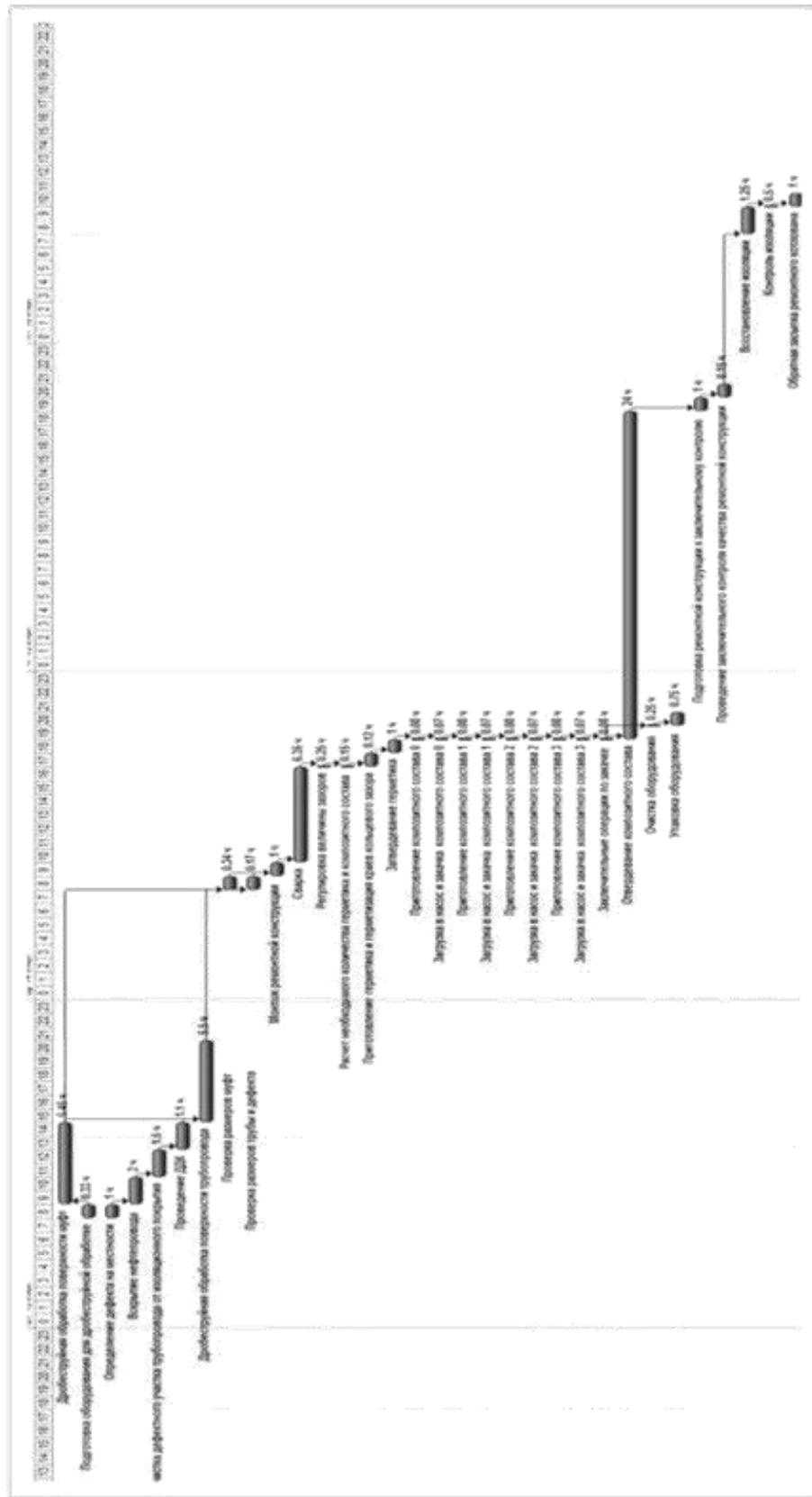


Рис 30.Календарный график выполнения работ (график Ганта)

| Наименование работ | Единицы измерения | Метод ремонта |
|---|--------------------|---------------|
| | | П1 |
| Подготовительные работы | | |
| Отвод земель во временное пользование | га | 0,114 |
| Строительная площадка | м ² | 1140,0 |
| Уточнение значений глубины залегания трубопровода | м | 10 |
| Устройство временных переездов | шт. | 1 |
| Уточнение местоположения дефекта на трубопроводе | м | 5 |
| Земляные работы | | |
| Устройство рабочего котлована | | |
| Разработка рабочего котлована одноковшовым экскаватором в отвал (объем ковша 1 м ³). пересечённая, суглинок | м ³ | 80,0 |
| Разработка рабочего котлована вручную, суглинок | м ³ | 18,45 |
| Засыпка рабочего котлована с подбивкой вручную, суглинок | м ³ | 8 |
| Обратная засыпка рабочего котлована бульдозером с предварительным рыхлением (мощностью 118 кВт)., суглинок | м ³ | 72 |
| Работа насоса для откачки воды из котлована | маш./ч | 48 |
| Укладка и демонтаж деревянных щитов (1,5x2 м) на дно котлована | шт./м ² | 6/18,0 |
| Устройство ограждений котлована: | | |
| - забивка деревянных кольев (h=1,5 м через 3 м) | шт. | 14 |
| - монтаж сигнальной ленты | м | 32,00 |
| Демонтажные работы | | |
| Очистка дефектного участка от изоляции вручную щетками и средствами малой механизации | м/м ² | 5,8/22,2 2 |
| Вывоз снятой изоляции (масса/расстояние) | т/км | 0,075/4 0 |
| Монтажно-изоляционные работы при выборочном ремонте для монтажа ремонтной конструкции П1 | | |
| Монтаж ремонтной конструкции П1, длиной | мм | 3500 |
| Измерение толщины металла трубопровода (ультразвуковым толщиномером через каждые 50 мм) (ДДК) | кол.изм. | 4 |
| Визуальный контроль муфты | шт. | 1 |
| Обезжиривание поверхности | м ² | 27,85 |
| Дробеструйная обработка наружной поверхности трубы и | м ² | 27,85 |

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

Финансовый менеджмент

Лист

131

| | | |
|--|----------------|-------|
| внутренней поверхности полумуфт | | |
| Ультразвуковой контроль толщины стенки муфты | м | 7,0 |
| Шлифовка до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфты | м ² | 0,73 |
| Зачистка поверхности сварного шва (вертикальное положение) | м шва | 4,0 |
| Установка муфты | | |
| - работа автокраном при установке муфты | маш. /ч | 1,75 |
| - установка полумуфт | шт. | 2 |
| - сварка продольных швов муфт | м | 7 |
| - ультразвуковой контроль качества сварки продольных швов муфты | м | 7 |
| Монтаж ремонтной конструкции П1, длиной | мм | 2000 |
| Измерение толщины металла трубопровода (ультразвуковым толщиномером через каждые 50 мм) (ДДК) (Заказчик) | кол.изм. | 4 |
| Визуальный контроль муфты | шт. | 1 |
| Обезжиривание поверхности | м ² | 16,16 |
| Дробеструйная обработка наружной поверхности трубы и внутренней поверхности полумуфт | м ² | 16,16 |
| Ультразвуковой контроль толщины стенки муфты | м | 4 |
| Шлифовка до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфты | м ² | 0,42 |
| Зачистка поверхности сварного шва (вертикальное положение) | м шва | 4,0 |
| Установка муфты | | |
| - работа автокраном при установке муфты | маш. /ч | 1 |
| - установка полумуфт | шт. | 2 |
| - сварка продольных швов муфт | м | 4 |
| - ультразвуковой контроль качества сварки продольных швов муфты | м | 4 |

| Сварка поперечного стыка муфт | | |
|---|------------------|----------|
| Зачистка кромок стыкуемых муфт с внутренней и внешней сторон до металлического блеска | м ² | 0,20 |
| Сварка кольцевого шва муфт | м | 4,04 |
| Визуальный контроль кольцевого сварного шва | м | 4,04 |
| Ультразвуковой контроль качества сварки кольцевого шва | м | 4,04 |
| - приготовление герметика и герметизация торцов муфты | т | 0,0092 |
| - приготовление композитного состава | л | 442 |
| - заполнение внутреннего объема муфты композитным составом | л | 442 |
| Изоляция отремонтированного участка вручную | м/м ² | 6,8/27,2 |
| Контроль качества изоляции | | |
| - определение толщины покрытия толщиномером | замер | 4 |
| - определение сплошности покрытия искровым дефектоскопом | м ² | 27,2 |
| Рекультивация земель | | |
| Планировка строительной площадки после окончания работ | м ² | 1140,0 |

Таблица 29 Численность основных строительных машин и механизмов

| Машины и механизмы | Марка | Количество |
|---------------------------------------|------------------|-------------------|
| Экскаватор | емкость 1 м | 1 |
| Бульдозер | мощность 118 кВт | 1 |
| Трал для перевозки гусеничной техники | г/п до 40 т | 1 |
| Трассоискатель | КИ- 4П | 1 |
| Штангенциркуль с глубиномером | ШЦ-1-125-0,1 | 1 |
| Толщиномер ультразвуковой | Cygnus1 | 1 |
| Мерная линейка | до 1000 мм | 1 |
| Рулетка | 33-203 | 1 |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------------|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент | Лист |
| | | | | | | 133 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

| | | |
|---|-----------------|---|
| Ультразвуковой дефектоскоп | «Скаруч»/УД2-12 | 1 |
| Кран монтажный | | 1 |
| Сварочный агрегат двухпостовой техники | АДД 2x2501В | 2 |
| Вахтовая | | 1 |
| Бортовая машина | г/п 10 т | 2 |
| Автоцистерна для питьевой воды | | 1 |
| Электростанция | ДЭС-100 | 1 |
| Автозаправщик на базе а/м ЗИЛ | | 1 |
| Ручная шлифовальная машинка | | 2 |
| Углошлифовальная машинка | | 2 |
| Печь для прокали электродов | | 1 |
| Металлическая щетка | | 2 |
| Дробеструйная установка (комплект) | 2040 NC | 1 |
| Нагнетательный насос | | 3 |
| Укрытие палаточного типа | | 3 |
| Механический миксер | | 3 |
| Термоконтейнер передвижной | | 3 |
| Теплогенератор | | 4 |
| Термопенал | | 2 |
| Газовая горелка | | 2 |
| Звенные центраторы | ЦЗН-1262 | 8 |
| Насос «Гном» | 16/16 | 3 |
| Пожарная автоцистерна (с объемом воды 2,0 м3 и пенообразователем) | | 1 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта.

В последние годы объем капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов значительно увеличился. Оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства отрасли приобретают важное значение.

Успешное выполнение большого объема работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом понимания рисков и выгод каждой технологии.

| | | | | | | | | |
|--------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Выбор технологии и метода ремонта магистральных нефтепроводов</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Катмаков М.С. | | | Заключение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Крец В.Г. | | | | | 135 | 138 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Гнуппа 3-2Б31Т | | |
| <i>И.О.Зав.Каф</i> | | Бурков П.В. | | | | | | |

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, М. Г. Векштейн, Р. С. Гумеров. - М.: Недра, 1998 -271 с.
2. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Зайнуллин, Р. С. Гумеров и др. — Уфа: Башкирское книжное издательство, 1992. — 240 с.
3. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А. Г. Гумеров, К. М. Ямалеев, Р. С. Гумеров, Х. А. Азметов. - М.: Недра, 1998. - 252 с.
4. Платонов А.Н. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень 2005г.
5. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие /Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров и др. - М.: Недра, 2004. - 662 с.
6. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов по спец. "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / Р. А. Алиев [и др.]. - М.: Недра, 1987. - 270 с.
7. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. — М.: Инфра-Инженерия, 2006. — 928 с.
8. Справочник мастера строительно-монтажных работ. Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов: учебно-практическое пособие / под ред. В. А. Иванова. — М.: Инфра-Инженерия, 2007. — 832 с.
9. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие / Л. И. Быков [и др.]. — СПб.: Недра, 2006. — 824 с.
10. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

| | | | | | | | |
|--------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
| | | | | | Выбор технологии и метода ремонта магистральных нефтепроводов | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <i>Список литературы</i> | | |
| <i>Разраб.</i> | | Катмаков М.С | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Крец В.Г. | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | |
| <i>И.О.Зав.Каф</i> | | Бурков П.В. | | | | | |
| | | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| | | | | | | 136 | 138 |
| | | | | | Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группы 3-ЭБ31Т | | |

11. ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92). 117
13. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.019 – 79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
16. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики.
19. ОР-03.100.50-КТН-415-06. Регламент планирования и устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть».
20. ОСТ 23.040.00-КТН-574-06. Стандарт отрасли. Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами.
21. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
22. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
23. РД-13.220.00-КТН-367-06. Пожарная охрана объектов МН ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Список литературы</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 137 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

24. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов 118
25. РД-23.060.30-КТН-572-06. Технология ремонта вантузов магистральных и технологических трубопроводов с рабочим давлением 6,3 МПа.
26. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
27. РД-75.180.00-КТН-164-06. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов
28. РД 153-39.4-086-01. Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы
29. РД 153-39.4-115-01. Удельные нормативы образования отходов производств и потребления при строительстве и эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть».
30. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
31. СНиП П-12-77. Защита от шума.
32. ТК 01-05. Операционная технологическая карта на установку муфт П1 (КМТ).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------|------|
| | | | | | Список литературы | Лист |
| | | | | | | 138 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |