

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» |

УДК 622.691.4.053-049.32

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б8А | Косихин Захар Сергеевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент ОНД | Гончаров Н.В. | к.т.н. | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|-----------------|------------------------|---------|------|
| доцент ОСГН | Криницына З.В., | к.т.н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП
 По основной образовательной программе подготовки бакалавров
 По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

| | |
|-------------------------------------|---|
| | профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии |
| ОПК(У)-7 | Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами |
| Профессиональные компетенции | |
| ПК(У)-1 | Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-2 | Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-3 | Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-4 | Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-5 | Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |
| ПК(У)-6 | Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций |
| ПК(У)-7 | Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности |
| ПК(У)-8 | Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов |

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|----------------------------|
| 2Б8А | Косихину Захару Сергеевичу |

Тема работы:

| | |
|--|-----------------------|
| Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 08.02.2022г. №39-43/с |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| |
|--------------|
| 06.06.2022г. |
|--------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Вид трубопровода – магистральный газопровод 2. Диаметр – 1420 мм, 3. Общая протяженность – 970 км; 4. Протяженность участка ремонта – 24 км; 5. Рабочее давление – 9,8 МПа; 6. Способ прокладки – подземный; 7. Транспортируемая среда – природный газ; 8. Сталь газопровода – 10Г2ФБЮ; |
|---|---|

| | |
|--|---|
| <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> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Дефекты и диагностика магистральных газопроводов; 2. Разработка рекомендаций по оценке технического состояния магистральных газопроводов для обоснования метода ремонта; 3. Проведение расчета участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» на прочность; 4. Разработка мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»; |
|--|---|

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|--|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Креницына Зоя Васильевна, доцент ОСГН |
| «Социальная ответственность» | Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД |

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

| | |
|--|--------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 14.02.2022г. |
|--|--------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|-------------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент ОНД | Гончаров Николай Вячеславович | К.Т.Н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б8А | Косихин Захар Сергеевич | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б8А | Косихину Захару Сергеевичу |

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

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

| | |
|---|--|
| <i>Расчет эксплуатационных затрат на капитальный ремонт участка магистрального газопровода методом замены участка</i> | <i>Расчет затрат на проведение организационно-технических мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального газопровода «Ухта-Горжок-2» на 1179,7-1203,7 км</i> |
|---|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| <i>Произвести расчет затрат на необходимые машины и механизмы, материалы, а также оплату труда сотрудников при ремонте участка магистрального газопровода</i> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Затраты на строительные машины, механизмы и транспортные средства; 2. Затраты на материалы и строительные конструкции; 3. Затраты на оплату труда; 4. Прочие затраты. |
|---|---|

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Таблицы: <ul style="list-style-type: none"> - Оборудование для капитального ремонта - Материалы для капитального ремонта - Распределение кадрового состава по профессиям на 1 смену - Потребность в рабочих в одну смену - Оплата труда сотрудников за 1 месяц работы - Смета затрат на капитальный ремонт 2. Рисунки: <ul style="list-style-type: none"> - Структура затрат на проведение капитального ремонта |
|--|

| | |
|---|--------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 14.02.2022г. |
|---|--------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент | Креницына Зоя Васильевна | к.т.н, доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|-------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б8А | Косихин Захар Сергеевич | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|--|----------------------------------|-------------------------------------|
| Группа | | ФИО | |
| 2Б8А | | Косихину Захару Сергеевичу | |
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|---|
| <p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <p><i>Объект исследования:</i> участок магистрального газопровода.</p> <p><i>Область применения:</i> линейная часть магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» на 1179,7-1203,7 км.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.</p> |
|--|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019); – ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности; – СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»»; – СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть I; – СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть II; – ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000 |
| <p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия | <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. |

| | |
|---|--|
| | Опасные факторы: 1. Пожаро - и взрывоопасность; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные); 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке). |
| 3. Экологическая безопасность при эксплуатации: | Вредное воздействие на окружающую среду при капитальном ремонте газопровода: 1. Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов; 2. Загрязнение воздушного бассейна; 3. Негативные воздействия на водные объекты. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации: | Возможные ЧС: пожары, наводнения, аварии техногенного характера. Наиболее типичная ЧС: взрыв на газопроводе. |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
| | 14.02.2022г. |

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2Б8А | Косихин Захар Сергеевич | | |

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

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 06.06.2022г.

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---|------------------------------------|
| 14.02.2022 | <i>Введение</i> | 5 |
| 16.02.2022 | <i>Характеристика объекта капитального ремонта</i> | 10 |
| 28.02.2022 | <i>Дефекты и диагностика магистральных газопроводов</i> | 10 |
| 03.03.2022 | <i>Разработка рекомендаций по оценке технического состояния магистральных газопроводов для обоснования метода ремонта</i> | 15 |
| 20.03.2022 | <i>Проведение расчета участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» на прочность</i> | 15 |
| 27.03.2022 | <i>Разработка мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | 15 |
| 27.04.2022 | <i>Финансовый менеджмент</i> | 5 |
| 15.05.2022 | <i>Социальная ответственность</i> | 5 |
| 19.05.2022 | <i>Заключение</i> | 5 |
| 30.05.2022 | <i>Подготовка презентации</i> | 15 |
| <i>Итого:</i> | | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------|---------------|------------------------|---------|------|
| доцент ОНД | Гончаров Н.В. | к.т.н | | |

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 44 рисунка, 20 таблиц, 46 источников.

Ключевые слова: магистральный газопровод, диагностика магистральных газопроводов, деградация металла, капитальный ремонт магистрального газопровода, проведение ремонта заменой участка.

Цель работы – разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2».

В работе изучены основные дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования. Также в ходе лабораторного эксперимента произведена оценка степени деградации металла с применением метода твердометрии и установлена возможность использования портативных динамических датчиков в качестве средств измерения при проведении неразрушающего контроля, как на стадии производства труб, так и на стадии эксплуатации газопровода.

Кроме того, изучены методы капитального ремонта магистральных газопроводов. В качестве способа капитального ремонта участка магистрального газопровода выбран метод замены участка.

В результате исследования разработаны мероприятия по капитальному ремонту участка магистрального газопровода методом замены участка. Выполнен расчет газопровода на прочность. Произведен экономический расчет стоимости капитального ремонта. А также проанализирована производственная и экологическая безопасность при проведении капитального ремонта.

Результаты работы могут применяться при капитальном ремонте магистральных газопроводов методом замены участка.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-------------------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | <i>Реферат</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 10 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела</i> | | |
| | | | | | | <i>Группа 2Б8А</i> | | |

Abstract

Graduate qualification work 104 p., 44 fig., 20 tabl., 46 sources.

Key words: main gas pipeline, diagnostics of main gas pipelines, metal degradation, overhaul of the main gas pipeline, carrying out repairs with the replacement of the pipe section.

The aim of the work is to development of measures for the overhaul of the section of the «Ukhta-Torzhok-2» main gas pipeline.

The paper examines the main defects of the main gas pipelines and methods of their diagnosis. Also, during the laboratory experiment, the degree of metal degradation was assessed using the method of hardness testing and the possibility of using portable dynamic sensors as measuring instruments during non-destructive testing, both at the stage of pipe production and at the stage of operation of the gas pipeline was established.

In addition, the methods of major repairs of main gas pipelines have been studied. As a method of major repairs of a section of the main gas pipeline, the method of replacing the section was chosen.

As a result of the study, measures have been developed to overhaul the section of the main gas pipeline by replacing the section. The calculation of the gas pipeline for strength has been performed. An economic calculation of the cost of capital repairs has been made. And also analyzed the industrial and environmental safety during major repairs.

The results of the work can be used in the overhaul of main gas pipelines by replacing the site.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | | | | | <i>Реферат</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 11 |

Определения, обозначения и сокращения

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Магистральный газопровод: трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления, является составным звеном Единой системы газоснабжения России, сооружаемый из стальных труб диаметром 720–1420 мм на рабочее давление 5,4–9,8 МПа.

Капитальный ремонт магистрального газопровода: комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого газопровода до проектных характеристик.

Дефект газопровода: отклонения от конструктивного или геометрического параметра, толщины стенки или показателя качества сплава трубы или сварного шва от условий, действующих в нормативных документах, образовавшиеся при производстве материала, сооружении или эксплуатации газопровода.

Внутритрубный инспекционный прибор: устройство с сосредоточенными на нем датчиками сбора, обработки и хранения данных об исследовании, а также источником питания.

Деградация металла: ухудшение показателей и характеристик структурного состояния металла связанное с длительной эксплуатацией.

Неразрушающий контроль: проверка качества изделия/образца без его разбора, демонтажа или разрушения. Для этого используются методы, которые проверяют основные характеристики изделия/образца без вмеша-

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Определения, обозначения и сокращения | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | | | 12 | 104 |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | |
| | | | | | | | | |

тельства в его целостность.

Твердометрия: метод неразрушающего контроля твердости металлов, сплавов и других материалов. Твердометрия является одним из основных видов механических испытаний металла и эффективным средством диагностики его структурно-механического состояния.

Берма траншеи: полоса грунта, не засыпанная землей из траншеи, располагаемая между откосом начала траншеи и отвалом земли, вынутой из траншеи.

Захлестный стык газопровода: соединение двух участков газопроводов, в месте технологического разрыва.

Сварка: получение неразъемных соединений посредством установления межатомных связей между соединяемыми частями при их нагревании и (или) пластическом деформировании.

Обозначения и сокращения

МГ – магистральный газопровод;

ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода;

СДТ – соединительная деталь трубопровода;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ПРС – почвенно-растительный слой;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СП – свод правил;

СТО – стандарт организации;

ИТР – инженерно-технический работник.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | Определения, обозначения и сокращения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 13 |

Оглавление

| | |
|--|----|
| Введение..... | 16 |
| 1 Характеристика объекта капитального ремонта..... | 17 |
| 1.1 Географическая характеристика..... | 17 |
| 1.2 Климатическая характеристика..... | 18 |
| 1.3 Геоморфологическая характеристика..... | 20 |
| 1.4 Технические характеристики газопровода..... | 20 |
| 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования..... | 22 |
| 2.1 Виды дефектов магистральных газопроводов..... | 22 |
| 2.2 Способы диагностики магистральных газопроводов..... | 26 |
| 3 Исследование текущего состояния металла МГ динамическим методом измерения твердости..... | 30 |
| 4 Виды капитального ремонта магистральных газопроводов..... | 35 |
| 4.1 Ремонт газопровода методом сплошной переизоляции..... | 35 |
| 4.2 Замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого..... | 37 |
| 4.3 Выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики..... | 38 |
| 5 Расчет магистрально газопровода на прочность..... | 39 |
| 5.1 Расчет толщины стенки трубы..... | 39 |
| 5.2 Расчет подземного участка МГ на прочность и недопустимость пластических деформаций..... | 43 |
| 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2»..... | 46 |
| 6.1 Работы подготовительного периода..... | 46 |
| 6.2 Работы основного периода..... | 53 |
| 6.3 Работы заключительного периода..... | 69 |
| 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... | 71 |

| | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|--|--|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | Оглавление | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | | 14 | 104 | |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | | | |

| | |
|--|-----|
| 7.1 Затраты на строительные машины, механизмы, транспортные средства . | 71 |
| 7.2 Затраты на материалы и строительные конструкции..... | 77 |
| 7.3 Затраты на оплату труда сотрудников | 78 |
| 7.4 Прочие затраты..... | 80 |
| Вывод по главе | 81 |
| 8 Социальная ответственность | 82 |
| 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 82 |
| 8.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства | 82 |
| 8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 83 |
| 8.2 Производственная безопасность..... | 83 |
| 8.2.1 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению..... | 85 |
| 8.2.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению..... | 89 |
| 8.3 Экологическая безопасность..... | 94 |
| 8.3.1 Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов..... | 94 |
| 8.3.2 Загрязнение воздушного бассейна | 95 |
| 8.3.3 Негативные воздействия на водные объекты..... | 96 |
| 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 96 |
| Вывод по главе | 98 |
| Заключение | 99 |
| Список используемых источников..... | 100 |

Введение

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта РФ является сохранение работоспособности, и повышение надежности линейной части МГ.

Большая часть МГ, проложенная подземным способом в 80-90-е года, подходит к критическому сроку эксплуатации. Поэтому необходимо значительно повышать эффективность, производительность и качество выполнения работ по капитальному ремонту [1].

Эффективность капитального ремонта линейной части магистраль газопроводов может быть достигнута только за счет комплексного рассмотрения оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтно-строительным производством [2].

Целью данной работы является разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2».

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) Обзор нормативно-технической документации в области капитального ремонта магистральных газопроводов;
- 2) Разработка рекомендаций по оценки технического состояния магистральных газопроводов для обоснования метода ремонта;
- 3) Проведение расчета участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» на прочность;
- 4) Разработка мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2».

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | Введение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 16 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

1 Характеристика объекта капитального ремонта

1.1 Географическая характеристика

По административному делению объект капитального ремонта располагается в Кесовогорском районе Тверской области. На юге и юге он граничит с Кашинским районом, на западе - с Бежецким районом, на севере – с Сонковским районом, на востоке – с Мышницким районом Ярославской области. Район расположен в пределах Волго-Тверецкой низины, охватывает бассейн реки Корожечка, Кашинка.

Общая площадь района составляет 962 км². Территория района покрыта множеством озер и более чем наполовину заболочена.

Начало проектируемой трассы расположено в 33.5 км к северо-западу от н.п. Кашин, 20.5 км к юго-востоку от н.п. Сонково, в 2.6 км к северо-западу от н.п. Кесова Гора.

Конец проектируемой трассы расположен в 42.2 км к северо-западу от н.п. Кашин, в 21.4 км к юго-западу от н.п. Кесова Гора, в 8.3 км к юго-западу от н.п. Лисково. Генеральное направление трассы газопровода - с запада на восток [3].

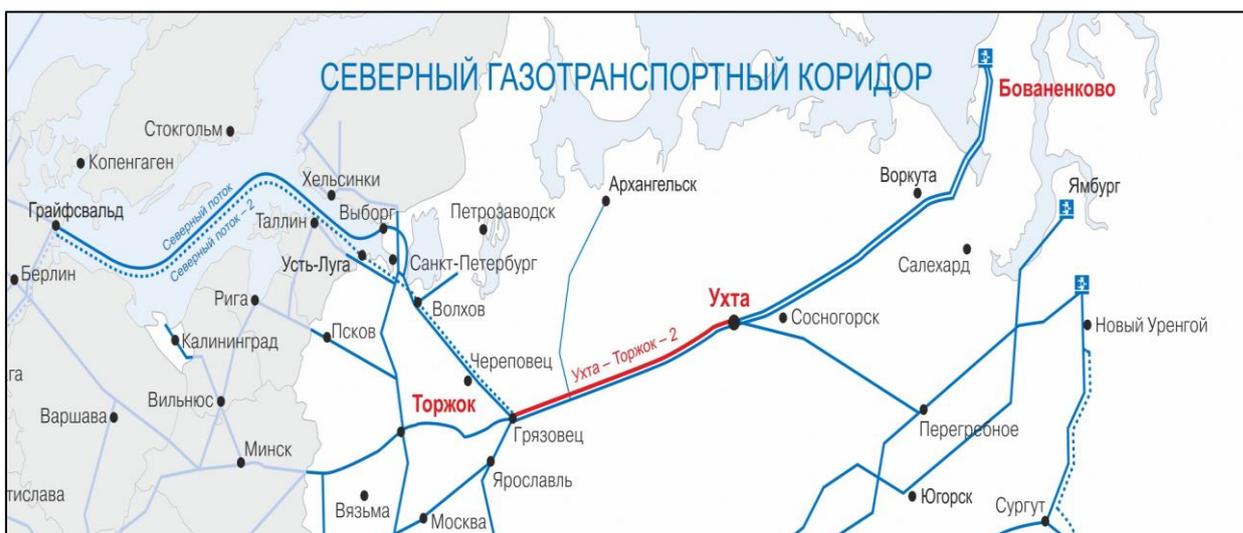


Рисунок 1.1 – Расположение газопровода «Ухта-Торжок-2»

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | 1 Характеристика объекта капитального ремонта | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 17 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А | | |

1.2 Климатическая характеристика

Климат района трассы проектируемого газопровода является умеренно-континентальным, характеризуется переходными чертами от континентального климата восточных районов Европейской территории страны к более влажному климату северо-западных районов [4].

Климатическая характеристика приводится по данным метеостанции Бежецк, недостающие характеристики по метеостанции Тверь.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура воздуха в Тверской области составляет от $+3,1^{\circ}\text{C}$ до $+4,3^{\circ}\text{C}$, понижаясь в зависимости от метеостанции с юго-запада на северо-восток. Средние температуры самого холодного месяца, января, колеблются от $-9,2^{\circ}\text{C}$ до $-11,7^{\circ}\text{C}$, понижаясь в северо-восточном направлении. В июле, среднемноголетние летние температуры составляют $+16,6^{\circ}\text{C}$, $+17,7^{\circ}\text{C}$. Расположение в умеренном поясе, в одном из его западных долготных секторов, определяет характер циркуляции атмосферы в Тверской области – здесь господствует «западный перенос». Благодаря этому в области явно преобладают ветры западных румбов, с которыми в форме циклонов с Атлантического океана в любое время года приходит влажный морской воздух. Высокая циклоническая активность определяет значительное количество осадков – в среднем 550–750 мм в течение года. При этом больше осадков выпадает в западной части области – она ближе к Атлантике, а меньше всего – в центре и на востоке. В течение года повышенное количество осадков наблюдается в летние месяцы. Отрицательные температуры воздуха на данной территории устанавливаются в начале ноября и держатся до конца марта включительно [4].

Количество и характер выпадения осадков на территории области обусловлены, главным образом, циклонической деятельностью – прохождением атмосферных фронтов. Кроме того, в теплый период года к фронтальным осадкам добавляются осадки конвективного происхождения. В холодный период года интенсивность осадков невелика (169 мм на МС Бежецк и 210 мм

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 1 Характеристика объекта капитального ремонта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 18 |

на МС Тверь). В теплый период интенсивность осадков возрастает за счет ливней (416 мм на МС Бежецк и 444 на МС Тверь). Самое большое количество осадков, по данным метеостанции Бежецк, за одни сутки составило 22 мм, по данным метеостанции Тверь – 23 мм.

Снежный покров появляется во второй декаде ноября, а сходит в середине марта. В очень снежные и холодные зимы снег может держаться до конца мая – начала июня, число дней с устойчивым снежным покровом составляет в среднем 157-160 дней. Наибольшая зафиксированная высота снежного покрова составила 60 см.

Преобладающими направлениями ветра в зимний период на участке изысканий являются южные, юго-западные и западные румбы. Летом уменьшается вероятность южных ветров, их место занимают западные ветра. Весной преобладающими направлениями являются южные и восточные румбы. Осенью господствуют южные и юго-западные ветра [4].

Розы ветров по метеостанциям Бежецк и Тверь приведены на рисунках 1 и 2.

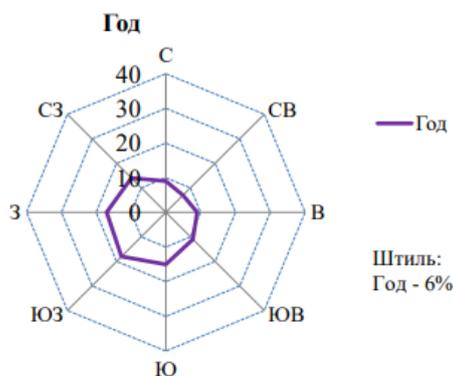


Рисунок 1.2 – Роза ветров по метеостанции Бежецк.

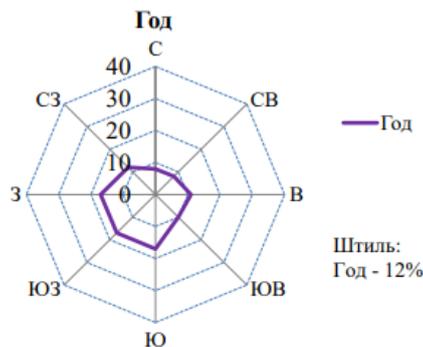


Рисунок 1.3 - Роза ветров по метеостанции Тверь.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 1 Характеристика объекта капитального ремонта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 19 |

1.3 Геоморфологическая характеристика

В физико-географическом отношении полоса трассы проектируемого газопровода расположена на Верхневолжской низине, ограниченной возвышенностями Бежецкого Верха с абсолютной высотой до 242 м. Обширные пространства Верхневолжской низины сильно заболочены и залесены, отметки поверхности составляют 150–160 м и снижаются в долине Волги до 100 м [5].

Современный рельеф сформирован, прежде всего, ледниковой и водно-ледниковой аккумуляцией во время осташковского и московского, а также донского оледенений. Плоские, пологоволнистые и полого холмистые равнины, сформированные основной мореной, приурочены к водоразделам рек в центральной части территории. Равнины перекрываются покровными лессовидными суглинками (до 5 м). Поверхность равнин полого холмистая, местами плоская, с уплощенными мореными холмами высотой 10–15 м, иногда до 20–30 м, протяженностью до 3–4 км. Межхолмовые понижения нередко заболочены, иногда с озерами. Встречаются озы и камы, образующие большие скопления в районе Бежецкого Верха, Даниловской и Борисоглебской возвышенностей и к северу от Клинско-Дмитровской гряды [5].

Высота камовых и озовых холмов – 7–10 м, склоны крутые (15–20°), вершины плоские или выпуклые. Значительную площадь занимают смешанные леса. Почвы на возвышенных участках суглинисто-песчаные подзолистые, в низинах – супесчаные подзолистые и болотные. Значительные площади занимают болота, приуроченные преимущественно к низинам [5].

1.4 Технические характеристики газопровода

Магистральный газопровод «Ухта – Торжок – 2» является продолжением системы магистральных газопроводов «Бованенково – Ухта». По нему транспортируется газ, добытый на территории полуострова Ямал в западную часть Российской Федерации и далее на экспорт.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 1 Характеристика объекта капитального ремонта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 20 |

Газопровод проходит по территории Республики Коми, Архангельской и Вологодской областей до города Грязовца. Протяжённость на участке от Ухты до Грязовца составляет около 970 км. Рабочее давление – 100 атмосфер (9,8 МПа). Диаметр труб – 1420 мм. Газопровод изготовлен из стали марки 10Г2ФБЮ (К60). Проектная производительность газопровода - 45 млрд. кубометров газа в год. Далее основной маршрут поставок ямальского газа уходит к Балтийскому морю, через которое проложены «Северный поток» и «Северный поток – 2» [6].

«Ухта – Торжок – 2» обслуживаются 7 двух цеховыми компрессорными станциями: «Сосногорская», «Новосиндорская», «Новомикуньская», «Новоурдомская», «Новоприводинская», «Новонюксеницкая» и «Новоюбилейная» [6].

Строительство газопровода «Ухта – Торжок – 2» начали в 2015 году, его запуск состоялся в 2018-м.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 1 Характеристика объекта капитального ремонта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 21 |

2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования

Одной из главных причин снижения надежности работы магистрального газопровода является появление дефектов [7].

2.1 Виды дефектов магистральных газопроводов

В соответствии с инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов, выделяют следующие дефекты:

- Поверхностные дефекты основного металла;
- Внутренние дефекты основного металла;
- Поверхностные дефекты заводских сварных швов;
- Внутренние дефекты заводских сварных швов;
- Дефекты геометрии заводских сварных швов;
- Дефекты геометрии труб и СДТ [7].

Поверхностные дефекты основного металла возникают при прокате листов, при изготовлении, погрузке и разгрузке, транспортировке, монтаже, хранении и эксплуатации труб и СДТ.

В их число входят такие дефекты, как: волосовина, слиточная пленка, раскатанная трещина, прокатная плена, трещина напряжения, подрез, закат, риска, надрыв, продир, царапина, задир, забоина, а также коррозионные и стресс-коррозионные дефекты.

Волосовина – дефект поверхности в виде нитевидных несплошностей в металле, образовавшихся при деформации имеющихся в нем неметаллических включений.

Слиточная пленка – дефект поверхности в виде отслоения языкообразной формы, частично соединенного с основным металлом, образовавшегося

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 22 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

от раската окисленных брызг, заплесков и грубых неровностей поверхности слитка, обусловленных дефектами внутренней поверхности изложницы.

Раскатанная трещина – дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, образовавшийся при раскатке продольной или поперечной трещины слитка или литой заготовки.

Прокатная плена – дефект поверхности, представляющий собой отслоение металла языкообразной формы, соединенное с основным металлом одной стороной, образовавшееся вследствие раскатки рванин, подрезов, следов глубокой зачистки дефектов или сильной выработки валков, а также грубых механических повреждений.

Трещина напряжения – дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, идущий вглубь под прямым углом к поверхности, образовавшийся вследствие напряжений, связанных со структурными превращениями или неравномерным нагревом и охлаждением.

Подрез – дефект поверхности в виде продольного углубления, расположенного по всей длине или на отдельных участках поверхности проката и образовавшегося вследствие неправильной настройки привалковой арматуры или одностороннего перекрытия калибра.

Закат – дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза, грубых следов зачистки и глубоких рисок.

Риска – дефект поверхности в виде канавки без выступа кромок с закругленным или плоским дном, образовавшийся от царапания поверхности металла изношенной прокатной арматурой.

Надрыв – дефект поверхности в виде поперечных несквозных разрывов на тонких листах, образующихся при прокатке в местах забоин, углублений от зачистки, раскатанных загрязнений и окалины.

Продир – дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 23 |

Царапина – дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений.

Задир – дефект поверхности в виде углубления с зазубренными краями и кривизной дна.

Забойна – повреждение, появляющееся в результате динамического взаимодействия поверхности трубы с твердым телом, имеющим острые края, без касательного по отношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела трубы.

Коррозионный дефект – дефект вызванный коррозией металла, из которого изготовлен газопровод.

Внутренние дефекты основного металла возникают при производстве литых заготовок.

К данным дефектам относятся: различные виды трещин (горячая, холодная, межкристаллическая), раковины (газовая, ситовидная, усадочная), неметаллические и металлические включения, ликвация, флокен [7].

Трещина – дефект, образующийся в результате разрыва металла стенки трубы.

Раковина – дефект в виде одиночного углубления, образовавшийся при выпадении вкатной инородной частицы.

Металлическое включение – дефект в виде инородного металлического включения, имеющего поверхность раздела с отливкой.

Неметаллическое включение – дефект в виде неметаллической частицы, попавшей в металл механическим путем или образовавшейся вследствие химического взаимодействия компонентов при расплавлении и заливке металла.

Ликвация – дефект в виде местных скоплений химических элементов или соединений в теле отливки, возникших в результате избирательной кристаллизации при затвердевании.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 24 |

Флокен – дефект в виде разрыва тела отливки под влиянием растворенного в стали водорода и внутренних напряжений, проходящего полностью или частично через объемы первичных зерен аустенита.

Все виды дефектов сварных швов возникают при изготовлении заготовок труб и СДТ, а также непосредственно при сварке металлических изделий. К поверхностным дефектам заводских сварных швов можно отнести: трещины, раковины, поры, свищи, поверхностное окисление сварного шва и подрез зоны сплавления [7].

Трещина сварного соединения – дефект сварного соединения в виде разрыва в сварном шве и (или) прилегающих к нему зонах.

Усадочная раковина сварного шва – дефект в виде полости или впадины, образованный при усадке металла шва в условиях отсутствия питания жидким металлом.

Пора в сварном шве – дефект сварного шва в виде полости округлой формы, заполненной газом.

Свищ в сварном шве – дефект в виде воронкообразного углубления в сварном шве.

Поверхностное окисление сварного соединения – дефект в виде окалин или пленки окислов на поверхности сварного соединения.

Подрез зоны сплавления – дефект в виде углубления по линии сплавления сварного шва с основным металлом.

К внутренним дефектам заводских сварных швов можно отнести: раковины, поры, непровар (несплавление), трещины, шлаковые включения.

Непровар – дефект в виде несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок или поверхностей ранее выполненных валиков сварного шва.

Шлаковое включение сварного шва – дефект в виде вкрапления шлака в сварном шве.

К дефектам геометрии заводских сварных швов относятся: вогнутость корня шва, наплыв на сварном соединении, смещение сваренных кромок.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 25 |

Вогнутость корня шва – дефект в виде углубления на поверхности обратной стороны сварного одностороннего шва.

Наплыв на сварном соединении – дефект в виде натека металла шва на поверхность основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ним.

Смещение сваренных кромок – неправильное положение сваренных кромок друг относительно друга.

Дефекты геометрии труб и СДТ возникают при изготовлении, погрузке и разгрузки, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации материалов [7].

В их число входят такие дефекты, как: вмятина, гофр, кривизна, овальность.

Вмятина – нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

Гофр – нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе трубопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

Кривизна – дефект, характеризующийся искривлением граней, а также местное нарушение правильности формы углов или ребер.

Овальность – дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от своей первоначальной цилиндрической формы.

2.2 Способы диагностики магистральных газопроводов

Диагностика магистральных газопроводов производится для обеспечения бесперебойной и безаварийной работы транспортной системы с минимизацией рисков и издержек природного и техногенного характера.

Каждый газопровод подвергается анализу, в соответствии с нормативно технической документацией и только после этого разрабатывается инди-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 26 |

визуальная программа диагностирования [8].



Рисунок 2.1 – Схема комплекса работ по диагностики магистральных газопроводов

Для выявления дефектов на магистральных газопроводах большой протяженности, без вывода их из эксплуатации, применяются внутритрубные инспекционные приборы (ВИП). Данный способ является наиболее технологичным, т.к. проводится сплошной контроль трубопровода [9].

Для проведения внутритрубной диагностики (ВТД) выполняются следующие мероприятия [9]:

- запуск скребка-калибра для выявления наименьшего проходного сечения трубопровода перед тем, как произвести запуск профилемера;
- запуск шаблона-профилемера с целью предупреждения застревания и нарушения работы основного профилемера. Проверяется наличие деформированных подкладных колец на исследуемом участке и минимальное внутреннее сечение участка;
- запуск профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предотвращения застревания и выхода из строя дефектоскопа, а также для определения максимальной и минимальной глубины дефекта;
- запуск очистных скребков с целью очистки внутренней поверхности трубы от АСПО, коррозии и посторонних предметов;
- запуск дефектоскопа с целью выявления точных размеров различных повреждений трубы. Часто вместе с дефектоскопом применяется навигатор, для точной привязки выявленного дефекта к координатам местности.

Для проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода необходимо чтобы все соединительные элементы и запорная арматура были одного диаметра с газопроводом, а также необходимо наличие камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КППСОД) на диагностируемом участке трубопровода [8].

Наземное обследование проблемных участков магистрального газопровода проводится с использованием методов неразрушающего контроля, таких как: толщинометрия, твердометрия, акусто-эмиссионная диагностика и др. Также деформированные участки могут быть исследованы с использованием геодезических и лазерных средств.

В дополнение к внутритрубной диагностики с целью подтверждения наличия дефектов и установления их размеров для оценки погрешности результатов ВТД, проводится экскавация трубопроводов (шурфование) Также обследование МГ в шурфах может быть использовано в качестве самостоя-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 28 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

тельного способа диагностики МГ, на которых не планируется проведение ВТД [8].

Аэрокосмические методы обследования используют для получения сведений о взаимодействии МГ с окружающей средой на всей протяженности трассы МГ. Для диагностирования ЛЧ МГ применяют фотографическое, нефотографическое и аэровизуальное обследование [8].

Получаемую аэрокосмическую картину используют:

- для оценки технического состояния МГ посредством сравнения с предыдущими аэрофотосъемками трасс;
- для прогноза последующих разрушений, обнажений и обвала МГ и разработки рекомендаций по своевременному ремонту;
- для оценки степени устойчивости ландшафтов к техногенным воздействиям при строительстве и эксплуатации МГ;
- для оценки влияния природной среды на состояние МГ;
- для обрисовки природно-технической ситуации на местности трассы МГ.

Одним из перспективных способов диагностирования МГ, как на стадии производства труб, так и на стадии эксплуатации является оценка текущего состояния металла динамическим методом измерения твердости.

Проведенный эксперимент и его результаты подробно описаны в разделе 3.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>2 Дефекты магистральных газопроводов и методы их диагностирования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 29 |

3 Исследование текущего состояния металла МГ динамическим методом измерения твердости

В процессе эксплуатации МГ происходит деградация металла, что связано с накоплением рассеянных повреждений различной природы, трансформирующихся в дефекты, которые приводят к снижению уровня работоспособности трубы или к полному ее отказу по показателям функционирования [10].

Для оценки степени деградации металла используются различные методы, основанные на проверке физико-механических свойств изделия. Например: испытания на ударную вязкость и др. Однако данные методы не относятся к неразрушающим методам контроля. Изделие в дальнейшем использовать невозможно [11].

Как показывают исследования, оценка степени деградации МГ возможна по результатам оценки измерения твердости. Современные портативные динамические твердомеры имеют пониженный уровень механического воздействия на поверхность металла, и их можно рассматривать в качестве средств измерения при проведении неразрушающего контроля [12].

Исследования показали, что среднего значения твердости недостаточно для оценки текущего состояния трубопроводных сталей. При деградации металла оно практически не изменяется. Более информативными являются параметры распределения твердости, полученные в результате статистической обработки. Прежде всего, это: дисперсия и коэффициент вариации, значения которых в процессе деградации увеличиваются [12, 13].

В эксперименте рассматривалась возможность использования портативного твердомера для оценки степени деградации на примере магистрального газопровода, находящегося в длительной эксплуатации.

Объектом исследования является образец, вырезанный из участка дей-

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | <i>3 Исследование текущего состояния металла МГ динамическим методом измерения твердости</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 30 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

ствующего магистрального газопровода-отвода с внешним диаметром 530 мм и толщиной стенки 7 мм. Образец был изготовлен из стали чешского производства, 1985 года выпуска. В качестве оборудования был выбран портативный комбинированный твердомер MET-УДА, с использованием ударного датчика динамического действия (рис.3.1).

| Технические характеристики | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------------|
| Технический параметр | Тип датчика: | | | | | | |
| | Ультразвуковой | | | | | | Динамический |
| Принцип измерений | UCI-метод (принцип ультразвукового контактного импеданса) | | | | | | |
| Типы датчиков | У10 | У15 | У50 | У100 | У15К | У50К | Д, ДК |
| Измерительное усилие датчика | 9,8 Н | 14,7 Н | 49,0 Н | 98,0 Н | 14,7 Н | 49,0 Н | — |
| Диаметр твердосплавного шарика | | | | | | | не менее 2,5 мм |
| Шероховатость поверхности образца | <Ra 2,5 (для усилия 10 Н и 14,7 Н) | | | | | | не более 3,2 Ra |
| | <Ra 4,5 (для усилия 50 Н) | | | | | | |
| | <Ra 8,0 (для усилия 100 Н) | | | | | | |
| Радиус кривизны поверхности образца | >5 мм | | | | | | не менее 10 мм |
| Минимальный вес образца | >0,01 кг | | | | | | не менее 3 кг |
| Толщина материала | >1 мм | | | | | | не менее 12 мм |
| Глубина проникновения индентора | В зависимости от типа датчика. Для датчика У15 - 0,03 мм. | | | | | | — |
| Срок службы датчика | Не менее 200000 измерений | | | | | | не менее 100 тыс. измерений |



Рисунок 3.1 – Технические характеристики и общий вид портативного твердомера MET-УДА

Эксперимент проводился в лабораторных условиях. Перед началом измерений была произведена шлифовка поверхности образца с применением шлифовальной машинки.

Далее с помощью струбцин закреплялись две металлические линейки на внешней и внутренней поверхности образца. Линейка № 1 размещалась по направлению вдоль дуги образца, зажималась струбцинами и в процессе исследования не перемещалась, линейка №2 размещалась перпендикулярно линейке №1 и прикладывалась к ней своей торцевой поверхностью, после чего зажималась.

Далее производилась серия из 60 измерений при перемещении ударного датчика с шагом 2 мм вдоль линейки №2. После этого, линейка №2 перемещалась на 2 мм вдоль линейки №1, вновь закреплялась и производилась следующая серия измерений (рис. 3.2 а, б). Количество серий на каждой поверхности равнялось 17.

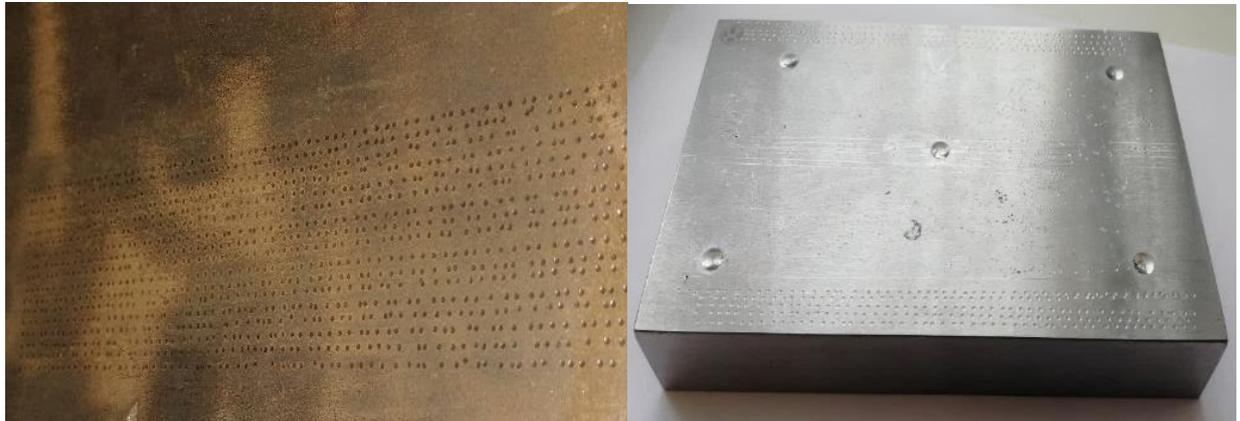


а)

б)

Рисунок 3.2 – Закрепление линеек: а – на наружной поверхности; б – на внутренней поверхности

По результатам измерений получены 1020 значений на внешней и внутренней поверхности образца. А также были произведены 315 измерений на эталоне меры твердости МТБ-1 (рис.3.3 а, б). Это было сделано для проверки датчика на работоспособность и подтверждения деградации металла образца.



а)

б)

Рисунок 3.3 – Поля проведенных измерений: а – на внутренней поверхности образца; б – на эталоне

Значения оценок показателей распределения представлены в таблице 3.1. Плотности распределения значений твердости для наружной и внутренней поверхностей образца представлены на гистограммах (рис. 3.4, 3.5).

Таблица 3.1 – Оценки показателей твердости

| Вид образца | N | R | Min | Max | \bar{H} | Me | Mo | $D(X)$ | σH | KH | AH | CV |
|-----------------|------|-----|-------|-------|-----------|------|------|--------|------------|------|------|------|
| Эталон | 315 | 20 | 120 | 140 | 129,7 | 130 | 128 | 10,8 | 3,3 | 0,4 | 0,01 | 2,54 |
| Образец снаружи | 1020 | 56 | 100 | 156 | 119,2 | 118 | 118 | 61,9 | 7,9 | 1,9 | 0,99 | 6,60 |
| Образец внутри | 1020 | 38 | 102 | 140 | 120,1 | 120 | 118 | 35,3 | 5,9 | 0,3 | 0,18 | 4,94 |

Где: R – размах вариации; Max – максимальное значение твердости; Min – минимальное значение твердости; \bar{H} – среднее значение твердости; Me – медиана; Mo – мода; σH – среднее квадратичное отклонение; KH – коэффициент эксцесса; AH – коэффициент асимметрии; $(D(X))$ – дисперсия; CV – коэффициент вариации.

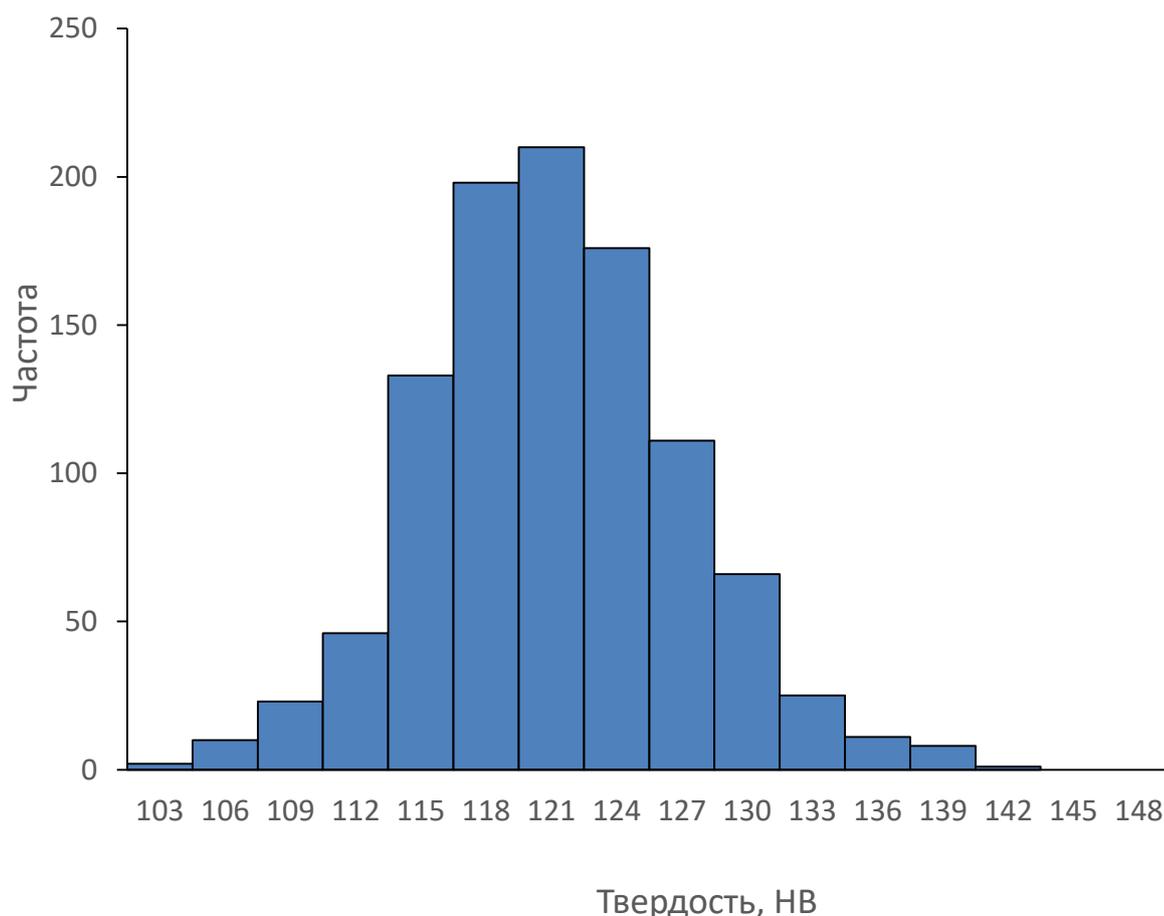


Рисунок 3.4 – Гистограмма значений твердости на внутренней поверхности образца

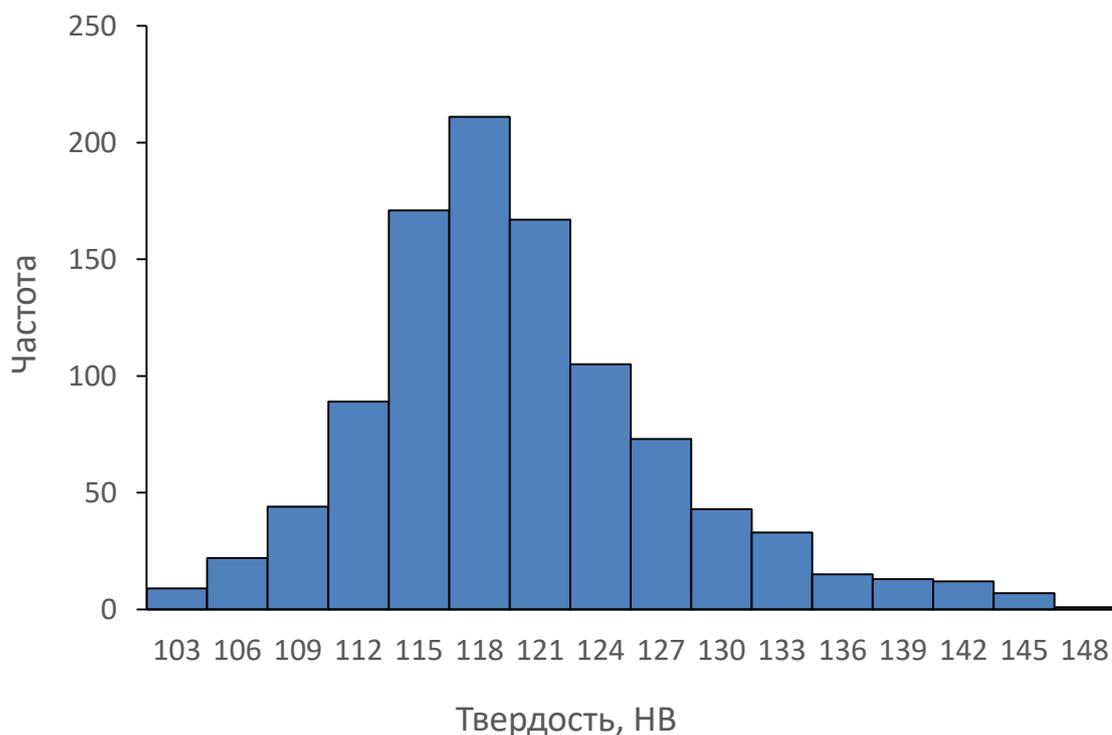


Рисунок 3.5 – Гистограмма значений твердости на внешней поверхности образца

Анализ по результатам статистической обработки показал, что среднее значение твёрдости для наружной и внутренней поверхностей образца близки и соответственно составляют 119,2 НВ и 120,1 НВ. Значение показателя дисперсии и коэффициента вариации существенно отличаются. Для наружной поверхности $D(X)=61,9$; $CV=6,6$. Для внутренней поверхности $D(X)=35,3$; $CV=4,94$. Для сравнения, у эталона значения $D(X)=10,8$; $CV=2,54$. Можно сделать вывод о том, что деградация металла присутствует и наиболее ярко выражена на внешней поверхности.

Проведя эксперимент на образце, вырезанном из участка МГ, было выявлено, что среднее значение твёрдости для наружной и внутренней поверхностей образца близки. Однако, после статистического анализа, было подтверждено, что коэффициент вариации, характеризующий деградацию металла, больше на внешней поверхности, чем на внутренней. Также установлена возможность использования портативных динамических датчиков в качестве средств измерения при проведении неразрушающего контроля, как на стадии производства труб, так и на стадии эксплуатации газопровода.

7 – электростанция; 8 – пост отбраковки труб; 9 – сварочный пост; 10 – лаборатория контроля сварных соединений; 11 – инвентарные опоры; 12 – машина окончательной очистки; 13 – оборудование подогрева трубопровода; 14 – грунтовочная машина; 15 – изоляционная машина; 16 – лаборатория контроля качества изоляции; 17 – машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопроводом; 18 – экскаватор засыпки.

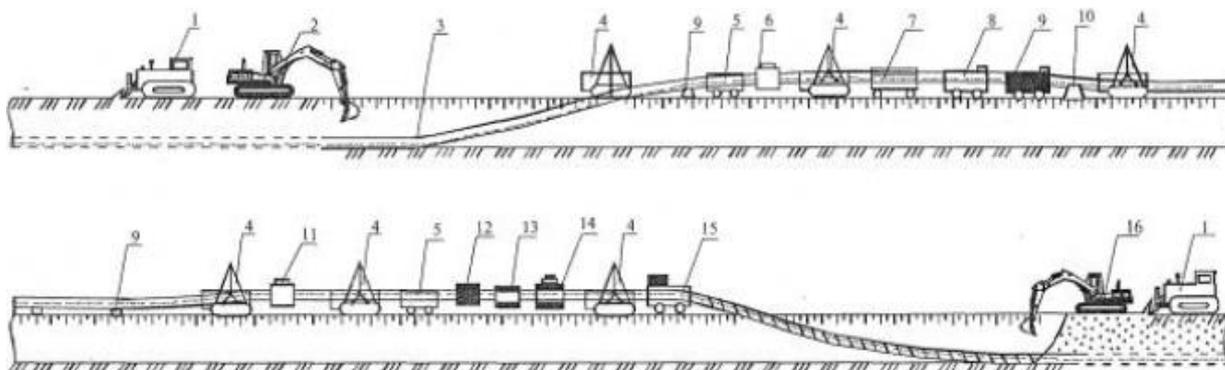


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи:

1 – бульдозер; 2 – вскрышной экскаватор; 3 – трубопровод; 4 – трубоукладчик; 5 – электростанция; 6 – машина предварительной очистки; 7 – пост отбраковки труб; 8 – сварочный пост; 9 – лаборатория контроля сварных соединений; 10 – инвентарные опоры; 11 – машина окончательной очистки; 12 – оборудование подогрева трубопровода; 13 – грунтовочная машина; 14 – изоляционная машина; 15 – лаборатория контроля качества изоляции; 16 – экскаватор засыпки.

Капитальный ремонт осуществляется в следующей последовательности [15]:

- уточнение оси МГ;
- снятие и перемещение плодородного слоя почвы во временный отвал;
- вскрытие МГ;
- снятие старой изоляции с внешней стенки МГ;
- определение дефектов труб и/или сварных швов и при необходимости их ремонт или замена;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 4 Виды капитального ремонта магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

- зачистка поверхности МГ для нанесения новой изоляции;
- нанесение на МГ грунтового покрытия;
- нанесение нового слоя изоляции;
- укладка и балластировка МГ;
- установка и восстановление средств ЭХЗ и специальных знаков;
- рекультивация плодородного слоя земли.

4.2 Замена участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого

Технология работ при замене участка газопровода на участок из новых труб с демонтажем старого аналогична со строительством нового газопровода и позволяет полностью восстановить линейную часть МГ [14].

Технология проведения работ подразделяется на три способа:

- прокладка нового газопровода в совмещенную траншею возле заменяемого участка с последующим демонтажем последнего;
- прокладка нового газопровода в отдельную траншею, расположенную в пределах технологического коридора, с последующим демонтажем старого участка;
- демонтаж заменяемого газопровода и прокладка нового в прежнюю траншею.

Возможны два вида подключения нового участка МГ:

- при невозможности остановки действующего МГ подключение осуществляется с использованием технологии врезки под давлением в действующий МГ в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-116-2007 [16];
- действующий МГ отключается и после освобождения от газа новый участок подключается к системе.

Использованные секции труб подлежат демонтажу, очистке от отложений, отбраковке, разрезке и складированию в соответствии с нормативно технической документацией [14].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | 4 Виды капитального ремонта магистральных газопроводов | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 37 |

4.3 Выборочный ремонт локальных участков газопровода по данным диагностики

Под выборочным ремонтом МГ подразумевается выполнение локальных ремонтно-восстановительных работ на местах выявленных дефектов, которые ограничены двумя последовательно расположенными линейными краями [14].

Выборочный ремонт МГ может производиться под давлением или при отключении и освобождении дефектного участка от газа.

При наличии на дефектном участке МГ двух и более мест ремонта используется последовательный, параллельный или комбинированный порядок выполнения выборочного ремонта.

Последовательный порядок выборочного ремонта подразумевает введение ремонтно-восстановительных работ на всех местах ремонта одной бригадой. Это обуславливается ограниченными техническими средствами или невозможностью формирования нескольких ремонтных бригад.

Параллельный порядок ремонта отличается тем, что количество ремонтных бригад и технических средств соответствует количеству мест ремонта на участке МГ. Работы ведутся одновременно всеми ремонтными бригадами на всех участках ремонта.

Если на участке МГ количество ремонтных мест превышает количество ремонтных бригад, используется комбинированный порядок выборочного ремонта. В данном случае бригады исполняют обязанности одновременно, и по мере завершения работ перебазируются на следующие участки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 4 Виды капитального ремонта магистральных газопроводов | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 38 |

5 Расчет магистрально газопровода на прочность

5.1 Расчет толщины стенки трубы

В соответствии с СП 36.13330.2012 [17], МГ в зависимости от рабочего давления подразделяются:

класс I – при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

класс II – при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Согласно СП 36.13330.2012 [17], магистральные газопроводы подразделяются на следующие категории:

Таблица 5.1 – Категории магистральных газопроводов

| МГ для транспортировки газа | Категория МГ при прокладке |
|---|----------------------------|
| Диаметром менее 1200 мм | IV |
| Диаметром 1200 мм и более | III |
| В северной строительно-климатической зоне | III |

Таблица 5.2 – Требования, предъявляемые к участкам различных категорий магистральных газопроводов

| Категория МГ | Коэффициент условий работы МГ при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, m |
|--------------|---|
| V | 0,60 |
| I | 0,75 |
| II | 0,75 |
| III | 0,90 |
| IV | 0,90 |

Исходные данные участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» с 1179,7 км по 1203,7 км приведены в таблице 5.3.

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|--|------------------------------|------|--------|
| Разраб. | | Косихин З.С. | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Гончаров Н.В. | | | | | 39 | 104 |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | Отделение нефтегазового дела | | |
| | | | | | | Группа 2Б8А | | |

Таблица 5.3 – Участок магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» с 1179,7 км по 1203,7 км

| | |
|-----------------------|---|
| Диаметр, мм | 1420 |
| Тип прокладки | подземная |
| Рабочее давление, МПа | 9,8 |
| Марка стали | 10Г2ФБЮ; класс прочности К60 |
| Предел прочности, МПа | 590 |
| Предел текучести, МПа | 460 |
| Изоляция | наружное многослойное полиэтиленовое покрытие нормального исполнения (ПЭПк-М-Н) |

В соответствии с таблицей 5.1, участок МГ относится к III категории.

Коэффициент условий работы МГ при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, $m = 0,90$ (табл.5.2)

Трубы для строительства МГ поставляют Выксунский металлургический завод из стали марки 10Г2ФБЮ [18].

Расчетное сопротивление трубной стали 10Г2ФБЮ рассчитывается по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}; \quad (1)$$

где $R_1^H = 590$ МПа – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления (предела прочности), МПа; $m = 0,90$ – коэффициент условий работы трубопровода; $k_1 = 1,34$, $k_H = 1,15$ – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по назначению трубопровода, принимаемые по СП 36.13330 [17].

Отсюда:

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,90}{1,34 \cdot 1,15} = 344,58 \text{ МПа.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 40 |

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}; \quad (2)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по СП 36.13330 [17]; p – рабочее давление, МПа; D_H – наружный диаметр трубы, мм; R_1 – расчетное сопротивление растяжению металла труб, МПа.

Тогда:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(344,58 + 1,2 \cdot 9,8)} \text{ мм} = 23,43 \text{ мм.}$$

Абсолютное значение максимального положительного Δt (+) или отрицательного Δt (–) температурного перепада, при котором толщина стенки трубы определяется только по величине рабочего давления в трубопроводе определяют по формулам:

$$\Delta t (+) = \frac{\mu R_1}{\alpha E}; \quad (3)$$

$$\Delta t (-) = \frac{(1 - \mu) R_1}{\alpha E}; \quad (4)$$

где α , E , μ – физические характеристики стали: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$, 1/град; α – температурный коэффициент линейного расширения стали, $E = 2,1 \cdot 10^5$, МПа; E – модуль упругости стали (Юнга); $\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона.

$$\Delta t (+) = \frac{0,3 \cdot 344,58}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5} = 41,02^\circ\text{C};$$

$$\Delta t (-) = \frac{0,7 \cdot 344,58}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5} = 95,72^\circ\text{C}.$$

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение: $\Delta t_x = 100^\circ\text{C}$.

Продольные напряжения в стенке газопровода следует определять по формуле:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 41 |

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n}; \quad (5)$$

где $D_{вн}$ – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_n , принятой в первом приближении, $D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta_n = 1420 - 2 \cdot 23,43 = 1373,14$ мм.

Отсюда:

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 100 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1373,14}{2 \cdot 23,43} = -148,62 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить величину безразмерного коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубопровода:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}; \quad (6)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-148,62|}{344,58} \right)^2} - 0,5 \frac{|-148,62|}{344,58} = 0,711.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\psi_1 + np)}; \quad (7)$$

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(0,711 \cdot 344,58 + 1,2 \cdot 9,8)} = 32,46 \text{ мм.}$$

Большее ближайшее значение толщины стенки по сортаменту равно 33 мм. Если мы примем эту толщину стенки трубы, то значение продольных осевых напряжений составит:

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 100 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1373,14}{2 \cdot 33} = -178,6 \text{ МПа.}$$

Тогда значение коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубы:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-178,6|}{344,58} \right)^2} - 0,5 \frac{|-178,6|}{344,58} = 0,633.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 42 |

Далее рассчитывается окончательная толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(0,633 \cdot 344,58 + 1,2 \cdot 9,8)} = 36,26 \text{ мм.}$$

Толщину стенки магистрального трубопровода во всех случаях необходимо принимать не менее 1/140 наружного диаметра. Принятая толщина стенки удовлетворяет условиям:

$$\frac{D_H}{140} = \frac{1420}{140} = 10,14 < 36,26;$$

Очевидно, что $\delta = 37$ мм можно принять за окончательный результат.

5.2 Расчет подземного участка МГ на прочность и недопустимость пластических деформаций

Расчет кольцевых растягивающих напряжений $\sigma_{кц}$ производится по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta}; \quad (8)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,2 \cdot 9,8 \cdot 1373,14}{2 \cdot 37} = 218,22 \text{ МПа.}$$

Величина безразмерного коэффициента, учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубы, ψ_2 рассчитывается по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}; \quad (9)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75\left(\frac{218,22}{344,58}\right)^2} - 0,5 \frac{218,22}{344,58} = 0,522.$$

Теперь необходимо проверить прочность МГ в продольном направлении по условию:

$$|\sigma_{кц}| \leq \psi_2 R_1; \quad (10)$$

$$178,6 \leq 179,87, \text{ МПа;}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 43 |

условие выполняется.

Для проверки по деформациям сначала находятся кольцевые напряжения $\sigma_{кц}^H$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta}; \quad (11)$$
$$\sigma_{кц}^H = \frac{9,8 \cdot 1373,14}{2 \cdot 37} = 181,85 \text{ МПа.}$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в кольцевом направлении проверку необходимо производить по условию:

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H; \quad (12)$$

где $R_2^H = \sigma_T$ – предел текучести стали, МПа.

$$181,85 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 460;$$

181,85 ≤ 400 МПа, т.е. условие (12) выполняется.

Расчет коэффициента ψ_3 , учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубы ведется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}; \quad (13)$$
$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{181,85}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \frac{181,85}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 460} = 0,69.$$

Далее необходимо определить значение продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$ по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2R}; \quad (14)$$

где R – минимальный радиус упругого изгиба оси МГ, рассчитываемый на основе соотношений $R \geq 1000D_H$.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 44 |

а) Для положительного температурного перепада:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= 0,3 \cdot 181,85 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 41,02 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1420}{2 \cdot 1420 \cdot 1000} = \\ &= -153,81 \text{ МПа.}\end{aligned}$$

б) Для отрицательного температурного перепада:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= 0,3 \cdot 181,85 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 95,72 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1420}{2 \cdot 1420 \cdot 1000} = \\ &= -81,65 \text{ МПа.}\end{aligned}$$

Далее дважды проверяется выполнение условия:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}. \quad (15)$$

а) Для положительного температурного перепада:

$$-153,81 \leq 0,69 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 460;$$

условие (15) для положительного перепада выполняется:
 $-153,81 \leq 276$, МПа.

б) Для отрицательного температурного перепада:

$$-81,65 \leq 0,69 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,15} \cdot 460;$$

условие (15) для отрицательного перепада выполняется:
 $-81,65 \leq 276$, МПа.

Окончательно, с учетом результатов проведенных проверок, для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» необходима труба $D_{\text{H}} \times \delta = 1420 \times 37$ мм выполненная из стали марки 10Г2ФБЮ с заводской изоляцией ПЭК-М-Н. Многослойное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки и слоя модифицированного полиэтилена. В соответствии с [18], толщина слоя изоляционного покрытия для труб с $D_{\text{H}} = 1420$ мм – 3,0 мм.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | 5 Расчет магистрального газопровода на прочность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 45 |

6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2»

Капитальный ремонт участка МГ ведется поточным методом с параллельным совмещением отдельных видов работ. Работы по капитальному ремонту МГ включают в себя комплекс работ подготовительного, основного и заключительного периодов.

6.1 Работы подготовительного периода

До начала производства работ основного периода на участке выполняется комплекс подготовительных работ, обеспечивающих своевременное ведение капитального ремонта [19].

Работы подготовительного периода включают в себя:

- геодезические работы;
- оформление разрешений и допусков на производство работ;
- обеспечение временной связью;
- организацию погрузо-разгрузочных работ;
- обустройство временного технологического проезда;
- срезку почвенно-растительного слоя грунта;
- расчистку полосы строительных работ от растительности;
- обустройство временных съездов с существующих дорог;
- обустройство временных переездов через существующие водные объекты;
- обустройство временных переездов через существующие подземные коммуникации;
- организацию работ по заправке топливом машин;
- перебазировку машин и рабочих на участок МГ.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 46 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

В геодезические работы, которые должны быть закончены не позднее, чем за 10 дней до начала ремонтных работ, входят:

- контроль геодезической разбивки;
- установка специализированных знаков по оси МГ и границам полосы ведения работ;
- вынос горизонтальных кривых в натуру естественного (упругого) изгиба через 10 м, а искусственного изгиба через 2 м;
- разбивка пикетажа по всему участку капитального ремонта через каждые 100 м и в его характерных точка (в начале, середине и конце кривых, а также в местах пересечения МГ с подземными коммуникациями).

До начала производства работ оформляется акт допуск на работы в охранной зоне. Также назначаются ответственные лица из числа ИТР для экологического и технологического контроля.

На период проведения работ по капитальному ремонту МГ организуется система связи с аварийно-спасательными службами, службой скорой медицинской помощи, пожарной частью района проведения работ. Система связи должна обеспечивать возможность передачи информации в объеме и со скоростью, достаточной для обеспечения технологического процесса капитального ремонта.

Погрузочно-разгрузочные работы на участке выполняются механизированным способом при помощи подъемно-транспортного оборудования в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 [20], ГОСТ 12.3.009-76 [21]. К ним относятся: погрузка и выгрузка труб на автотранспорт и прирельсовые площадки, погрузка (разгрузка) крупногабаритных изделий и других специальных грузов, погрузка (разгрузка) песка, щебня, монтаж оборудования и т.д.

Погрузка-разгрузка труб в трассовых условиях проводится с помощью кранов-трубоукладчиков типа Komatsu D355C-3 (рис.6.1).

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------------|
| | | | | | <i>6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2»</i> | <i>Лист</i> 47 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |



Рисунок 6.1 – Общий вид трубоукладчика Komatsu D355C-3

Технические характеристики трубоукладчика указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технические характеристики трубоукладчика Komatsu D355C-3

| | |
|--------------------------------|-------|
| Эксплуатационная масса, кг | 57850 |
| Эксплуатационная мощность, кВт | 269 |
| Грузоподъемность, кг | 92000 |
| Длина подъемной стрелы, м | 7,3 |
| Длина, м | 6,03 |
| Ширина, м | 4,4 |
| Высота, м | 3,9 |

Складирование труб на участке осуществляется автокраном КС-65719-1К (рис.6.2), на подготовленную площадку.



Рисунок 6.2 – Автокран КС-65719-1К

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 48 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Технические характеристики автокрана указаны в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Технические характеристики автокрана КС-65719-1К

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Максимальная грузоподъемность, кг | 40000 |
| Максимальная длина стрелы, м | 34 |
| Скорость подъема, м/сек | 4,0 |
| Скорость опускания, м/сек | 35 |
| Общая длина, м | 13,5 |
| Высота, м | 3,95 |
| Ширина, м | 2,5 |

Погрузочно-разгрузочные работы, перевозка и хранение труб производятся при помощи специальных захватов, траверс и монтажных полотенец ПМ. Использование стальных канатов, строп, способных привести к разрушению покрытия и повреждению торцов труб, запрещается.

Трубы укладываются в штабель по вертикали и располагаются в седловинах между трубами нижележащего ряда. Высота штабеля не должна превышать 3,0 м. Укладка нижнего ряда штабелей труб выполняется на спланированную и утрамбованную площадку, оборудованную деревянными прокладками, обшитыми мягким материалом. Трубы нижнего ряда фиксируются от бокового смещения клиньями, подогнанными к диаметру трубы. Между рядами труб укладываются прокладки из эластичного материала. Места контакта труб с опорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами. При укладке в штабель трубы располагаются в поперечном направлении к проезжей части площадки складирования.

Обустройство временного технологического проезда выполняется на спланированном естественном грунтовом основании без возведения насыпей, путем срезки бугров и неровностей на существующем рельефе [22]. Планировка технологического проезда выполняется бульдозером Cat D5R2 XL (рис.6.3).



Рисунок 6.3 – Общий вид бульдозера Cat D5R2 XL

Технические характеристики бульдозера указаны в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Технические характеристики бульдозера Cat D5R2 XL

| | |
|---------------------------------------|-------|
| Масса, кг | 17000 |
| Мощность двигателя, л.с | 175 |
| Вместимость отвала, м ³ | 3,18 |
| Ширина отвала, мм | 4165 |
| Давление на грунт, кг/см ² | 0,52 |
| Ширина башмаков, мм | 600 |
| Длина бульдозера, м | 3,5 |
| Общая ширина, м | 2,6 |
| Высота, м | 3,0 |

По оси МГ необходимо выполнить срезку существующего обвалования в объеме 37231,7 м³ с последующим разравниванием грунта бульдозером по полосе отвода.

На трассе участка капитального ремонта МГ присутствует обводненность равнинных участков, которые сложены в основном слабоводопроницаемыми суглинками [5] (рис.6.4).



Рисунок 6.4 – Общий вид участка капитального ремонта МГ

Проектной документацией планируется устройство лежневого настила с шириной рабочей зоны 7 м и протяженностью 9050 м.

Лежневой настил представляет собой сплошной поперечный настил из бревен, уложенных поверх продольных лежней (рис.6.5). На деревянную конструкцию лежневого настила укладывается геотекстильное полотно «Геокром Б-450».

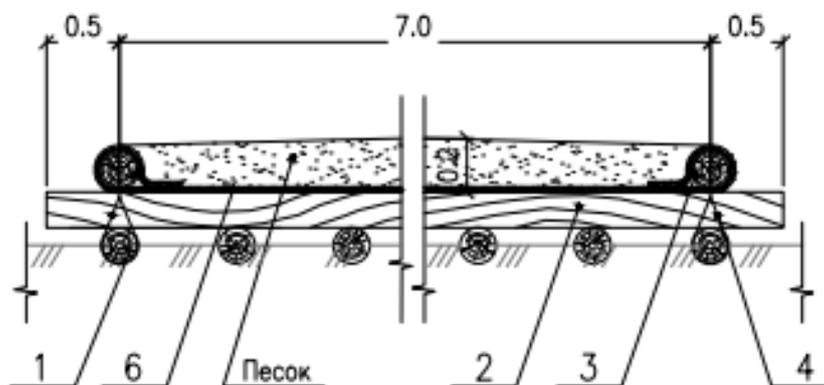


Рисунок 6.5 – Конструкция лежневого настила.

1, 2, 3 – древесина хвойных пород; 4 – проволока; 6 – геотекстильное полотно.

Снятие почвенно-растительного слоя (ПРС) выполняется поперечными ходами бульдозера типа Cat D5R2 XL на всю толщину за один проход. При выемке, перемещении и хранении не допускается смешивание ПРС с минеральным грунтом, мусором и другими веществами, ухудшающими его каче-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ство. ПРС снимается на ширину раскрытия траншеи плюс 0,5 м в каждую сторону. ПРС складывается во временные отвалы, расположенные вдоль полосы капитального ремонта, в пределах полосы отвода [22].

Для доставки на участок материально-технических ресурсов в период производства работ, проектной документацией предусмотрено использование существующих автомобильных дорог. Однако необходимо выполнить обустройство временных съездов [17].

Общее количество временных переездов, обустраиваемых для производства работ при капитальном ремонте газопровода, составляет 65 шт.

Грунт насыпи временного переезда послойно утрамбовывается проходами гусеничной техники.

Непосредственно над коммуникациями и на расстоянии двух метров в обе стороны трамбовка грунта выполняется вручную виброплитой ТСС ВП30-4Р. Укладка ж/б плит ПДН АIV при обустройстве временных переездов через водные объекты производится на спланированный и уплотненный грунт с помощью автокрана КС-65719-1К [22].

По окончании ремонтных работ временные переезды демонтируются, материалы вывозятся, песок от переездов разравнивается по полосе временного отвода при помощи бульдозера Cat D5R2 XL.

Для заправки техники используется топливозаправщик АТЗ-6,5 на шасси КамАЗ-43253, с объемом цистерны 6,50 м³.

Топливозаправщик комплектуется и оснащается герметичными устройствами беспроточной стыковки, экологическим коробом для предотвращения пролива топлива, устройством заземления, счётчиком для подсчёта количества выданного топлива и средствами противопожарной защиты.

Для перебазировки персонала и необходимого оборудования используется вахтовый автобус НЕФАЗ-4208-34, а также седельный тягач MAN TGS 33.440 6x4 BBS-WW с полуприцепом TCM 99397-LE83.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6.2 Работы основного периода

Работы основного периода капитального ремонта начинаются по завершению подготовительных работ и включают в себя:

- земляные работы;
- демонтажные работы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы;
- укладку МГ на проектные отметки;
- устройство переходов МГ через естественные и искусственные препятствия;
- монтаж вытяжной свечи;
- балластировку МГ;
- очистку внутренней полости и испытание МГ;
- монтаж технологических захлестов;
- монтаж средств ЭХЗ [14].

Комплекс земляных работ включает в себя: снятие почвенно-растительного грунта, вскрытие существующего МГ, доработку траншеи до проектных отметок, перемещение разработанного грунта во временный отвал и обратно, засыпку уложенного на проектные отметки МГ, рекультивацию нарушенных земель [22].

Разработка технологических котлованов для бестраншейной прокладки МГ выполняется экскаватором с обратной лопатой Hitachi ZX240 5G мощностью 90,20 кВт с ёмкостью ковша 1,0 м³ (рис.6.6).



Рисунок 6.6 – Общий вид экскаватора Hitachi ZX240 5G

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 53 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Технические характеристики экскаватора указаны в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Технические характеристики экскаватора Hitachi ZX240 5G

| | |
|---------------------------------|-------|
| Эксплуатационная масса, кг | 23400 |
| Давление на грунт, кПа | 51 |
| Максимальная глубина копания, м | 7,0 |
| Максимальный радиус копания, м | 10,3 |
| Емкость ковша, м ³ | 1,0 |
| Ширина башмаков, м | 0,6 |
| Ширина, м | 3,0 |
| Длина, м | 10,3 |
| Высота, м | 3,1 |

Разработка траншеи для ремонта МГ выполняется одноковшовым экскаватором с обратной лопатой Hitachi ZX240 5G. Разработанный грунт располагается во временных отвалах, размещаемый вдоль оси газопровода в границах полосы временного отвода.

Минимальное расстояние от поверхности существующего МГ при разработке грунта механизированным способом составляет 0,2 м. Оставшийся грунт дорабатывается вручную [23].

В соответствии с СП 62.13330.2011 [24], прокладка МГ разрешается на глубине от поверхности земли до верха трубы или футляра, в котором проходит труба, на глубине 0,8 м. К данной глубине необходимо добавить значение диаметра МГ и толщину изоляционного покрытия ПЭПк-М-Н. В соответствии с рис. 6.7, глубина траншеи $h = 2,3$ м

После демонтажа существующего МГ разработка траншеи продолжается механизированным способом до проектных отметок.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 54 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

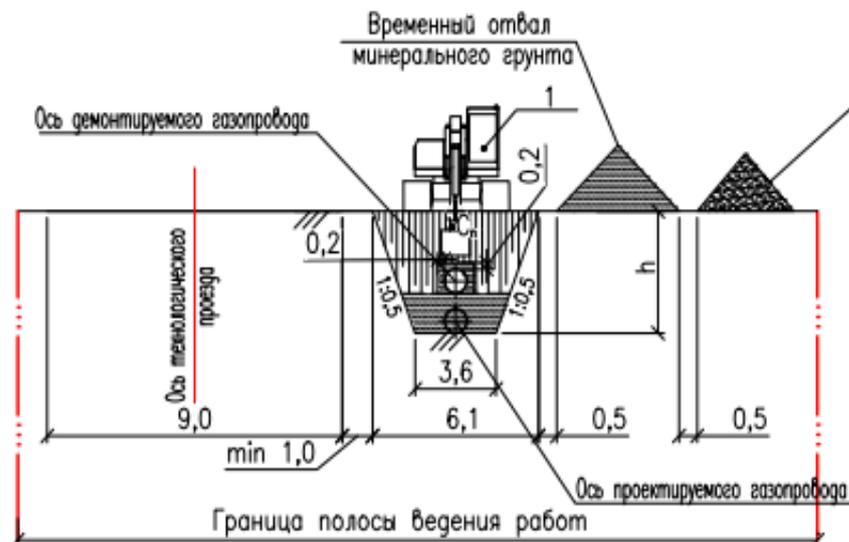


Рисунок 6.7 – Схема разработки траншеи

При наличии обводненности участка, технологические котлованы укрепляются при помощи досок из хвойных пород и труб, соединенных между собой поясом из швеллера (рис.6.8). Также применяются мероприятия по водоотливу, при помощи илососной машины АКНС-15-6520 на базе шасси КамАЗ-6520 [17].

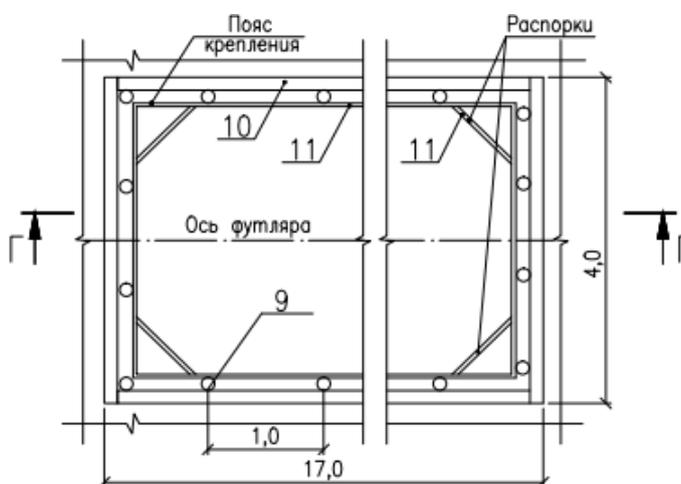


Рисунок 6.8 – Схема конструкции крепления стенок котлована

Устройство сверленных котлованов под фундаменты знаков закрепления и установку протекторов производится при помощи бурильно-шнековой машины МБШ-518.

Во избежание обвала вынутаго грунта в траншею или котлован, а также обрушения стенок траншеи (котлована) основание отвала извлечённого грунта располагается не ближе 0,5 м от края траншеи (котлована).

Демонтажу подлежат следующие сооружения:

- МГ, длиной 24 км;
- армобетонные грузы;
- винтовые анкера;
- вытяжная свеча;
- линейные КИП;
- КИП с БДР (блок диодно-резисторный).

До начала демонтажа участок демонтируемого МГ должен быть выведен из эксплуатации и отключен, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008 [14].

Технологические операции по демонтажу участка МГ выполняются в следующей последовательности:

- уточняется положение МГ и подземных коммуникаций, пересекающих МГ;
- ПРС снимается и перемещается во временный отвал;
- вскрывается участок МГ;
- выполняется отсечение участка МГ;
- МГ поднимается на берму траншеи;
- производится резка демонтируемых участков МГ на секции, длиной не менее 8 м, и их вывоз на площадки складирования.

Отсечение участка МГ выполняется при помощи машины безогневой резки труб СМ-307 (рис.6.9).



Рисунок 6.9 – Машина безогневой резки СМ-307

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 56 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Технические характеристики машины безогневой резки СМ-307 указаны в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Технические характеристики машины безогневой резки СМ-307

| | |
|--------------------------------------|----------|
| Диаметр разрезаемой трубы, мм | 325-1420 |
| Толщина стенки разрезаемой трубы, мм | до 40 |
| Скорость резки, мм/мин | 27-35 |
| Масса, кг | 95 |
| Эксплуатационная мощность, кВт | 2,2 |
| Частота вращения, об/мин | 2950 |

При демонтаже участка МГ, который проложен через автомобильную дорогу, производятся следующие операции: сначала секция извлекается из специального футляра, при помощи лебедки, а затем существующий футляр заполняется бетонной смесью и глушится.

Подъем участков МГ на берму траншеи производится трубоукладчиками Komatsu D355C-3.

Работы по резке демонтированной трубы на секции производятся на берме траншеи при помощи газовых резаков Р1-01 (рис.6.10).



Рисунок 6.10 – Газовый резак Р1-01

Для демонтажа существующей вытяжной свечи используется отбойный молоток ЗУБР ЗМ-50-2000 ВК (рис.6.11). Демонтаж средств ЭХЗ выполняется вручную, после отсечения участка МГ от магистрали.



Рисунок 6.11 – Отбойный молоток ЗУБР 3М-50-2000 ВК

Схема демонтажа участка МГ, с применением трубоукладчика Komatsu D355C-3 и трубоплетевоза на базе КамАЗ-43118 приведена на рис.6.12.

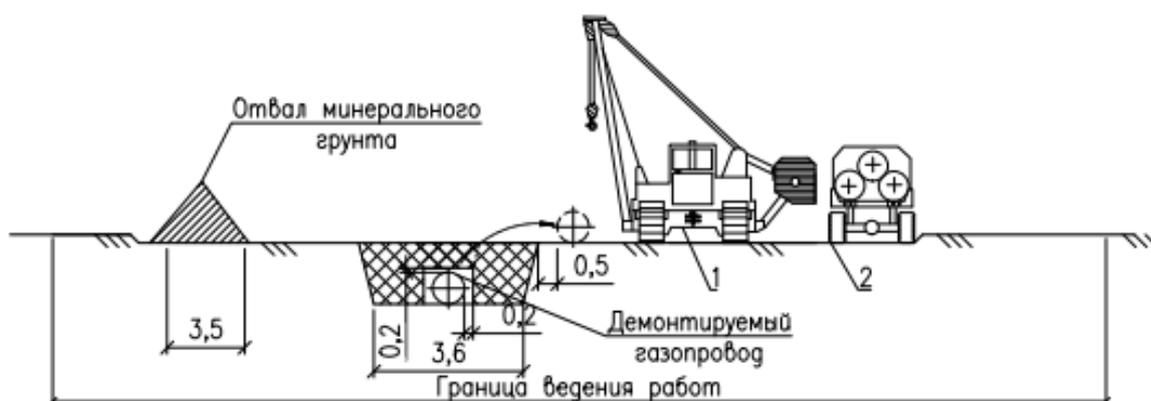


Рисунок 6.12 – Демонтаж участка МГ

Сварочные работы проводятся в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 [25], СТО Газпром 2-2.2-136-2007 [26].

Перед началом сварочных работ внутренняя полость труб очищается от попавшего грунта и других видов загрязнений.

Сварка труб и СДТ производится с применением технологии механизированной сварки корневого слоя шва проволокой сплошного сечения в среде углекислого газа, в комбинации с механизированной сваркой самозащитой порошковой проволокой.

Сборка труб производится с применением внутренних центраторов ЦВ-147 (рис.6.13). При сборке труб смещение кромок не должно превышать величину 20% от толщины стенки трубы, но не более 3 мм [26].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 58 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |



Рисунок 6.13 – Центратор внутренний ЦВ-147

Технические характеристики внутреннего центратора представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Технические характеристики внутреннего центратора ЦВ-147

| | |
|--------------------|-----------|
| Диаметр труб, мм | 1420 |
| Толщина стенки, мм | 10-40 |
| Габариты, мм | 3150x1420 |
| Вес, кг | 2040 |

При сборке захлестных соединений труб, когда применение внутренних центраторов технически невозможно, используются наружные центраторы ЦНГ-141 (рис.6.14).



Рисунок 6.14 – Центратор наружный ЦНГ-141

Технические характеристики наружного центратора представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Технические характеристики наружного центратора ЦНГ-141

| | |
|---------------------------|-------|
| Диаметр труб, мм | 1420 |
| Толщина стенки, мм | 10-40 |
| Вес, кг | 600 |
| Усилие сжатия домкрата, т | 12 |

Внутренние и наружные центраторы не должны оставлять недопустимых дефектов (рисок, царапин и др.), загрязнений (масляных пятен и др.) на внутренней или наружной поверхности свариваемых элементов [27].

До начала сварки производится предварительный подогрев свариваемых кромок и прилегающих к ним участков труб по толщине стенки и периметру трубы в зоне шириной не менее 150 мм (т.е. не менее 75 мм в каждую сторону от свариваемых кромок). Подогрев не должен нарушать целостность изоляции. При применении газопламенных нагревательных устройств (горелок) применяются термоизоляционные материалы (термоизолирующие пояса) или боковые ограничители пламени [26].

В процессе сварки каждый слой шва и свариваемые кромки, а также после завершения сварки облицовочный слой и прилегающие к нему поверхности труб на расстоянии не менее 10 мм зачищаются от шлака и брызг наплавленного металла механическим способом при помощи электрошлифовальных машинок (рис.6.15) [25].



Рисунок 6.15 – Электрошлифовальная машинка МШУ-1,8-230-А

После завершения сварочных работ выполняются изоляционные работы. Сварные стыки труб и деталей изолируются в трассовых условиях при помощи термоусадочных манжет «Терма СТПМ» (рис.6.16). Правильная усадка манжеты обеспечивает равномерное и плотное обжатие сварочного шва [17].



Рисунок 6.16 – Термоусадочная манжета «Терма СТПМ» на МГ

Работы по укладке газопровода в траншею на проектные отметки выполняются трубоукладчиками Komatsu D355C-3 с применением троллейных подвесок ТПП-1421 (рис.6.17).



Рисунок 6.17 – Троллейная подвеска ТПП-1421

Технические характеристики троллейной подвески представлены в таблице 6.8.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 61 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 6.8 – Технические характеристики троллейной подвески ТПП-1421

| | |
|---------------------|----------------|
| Диаметр труб, мм | 1220-1420 |
| Грузоподъемность, т | 63 |
| Кол-во катков, шт | 12 |
| Габариты, мм | 2100x2034x2630 |
| Вес, кг | 1400 |

Трубоукладчики безостановочно перемещаются вдоль траншеи в процессе опускания укладываемой плети. Расстояние между трубоукладчиками должно быть не более 15 м [17]. Движение колонны трубоукладчиков осуществляется по оси технологического проезда (рис.6.18, 6.19).

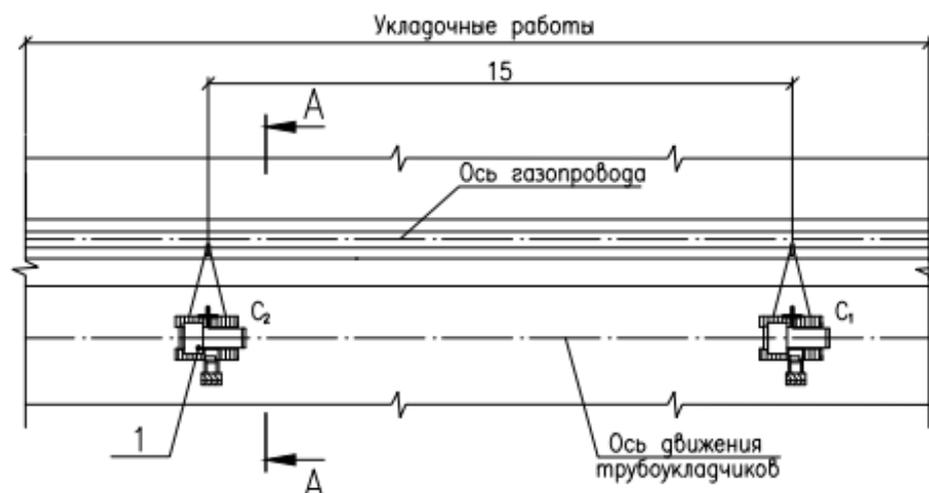


Рисунок 6.18 – Условная схема укладочных работ

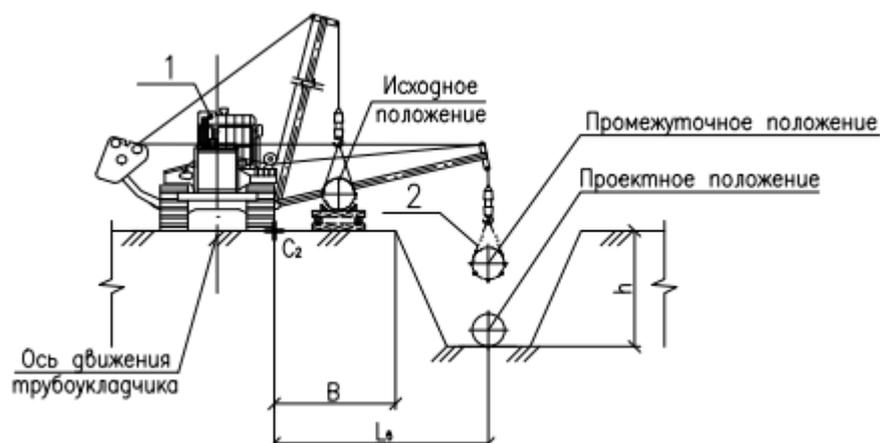


Рисунок 6.19 – Условная схема положения трубоукладчика при укладочных работах

При устройстве переходов МГ через естественные препятствия производство работ организуется в следующей последовательности:

- выполняется сборка и сварка плетей МГ на прибрежном участке в пределах полосы временного отвода;
- разрабатывается траншея при помощи экскаватора Hitachi ZX240 5G;
- выполняется укладка МГ в траншею на проектные отметки при помощи трубоукладчиков Komatsu D355C-3;
- производится монтаж балластирующих грузов на МГ;
- осуществляется обратная засыпка траншеи.

На переходах МГ через малые водные преграды, по завершении обратной засыпки траншеи, выполняется крепление береговой и русловой части водотоков щебнем фракции 40-80мм, в соответствии с ГОСТ 8267-93 [28], толщиной 0,2 метра.

При переходах МГ через автомобильные дороги используется установка горизонтально-шнекового бурения (ГШБ) D60-1,5 для выполнения работ по прокладке футляров (рис.6.20).



Рисунок 6.20 – Установка ГШБ D60-1,5

Также выполняется монтаж вытяжной свечи на защитном футляре в месте перехода МГ через автомобильную дорогу (рис.6.21).

Вытяжная свеча – стальная труба, которая вертикально выводится на поверхность от уложенных под землю трубопроводов, необходимая для от-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 63 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

бора проб из «футляров» (защитных кожухов), в которых находятся МГ, прокладываемые под автомобильными и железными дорогами, а также через различные инженерные коммуникации.



Рисунок 6.21 – Вытяжная свеча с футляром

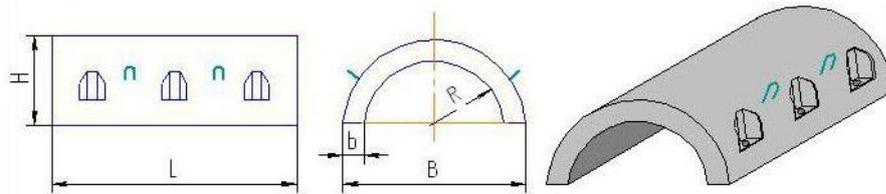
Для закрепления на проектных отметках и обеспечения устойчивости против всплытия МГ на участках с высоким уровнем грунтовых вод необходима его балластировка [29].

Для балластировки МГ используются утяжелители железобетонные сборные кольцевые 2УТК-1420-24-1. Их общий вид и технические характеристики приведены на рисунках 6.22, 6.23.



Рисунок 6.22 – Общий вид 2УТК-1420-24-1

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |



| Марка груза | Габариты устройства, мм | | | | | Масса комплекта, кг | Объем комплекта, м ³ |
|----------------|-------------------------|------|-----|------|-----|---------------------|---------------------------------|
| | L | H | R | B | b | | |
| 2УТК-1420-24-1 | 2400 | 940 | 755 | 1940 | 205 | 5698 | 2,48 |
| 2УТК-1420-24-2 | 2400 | 1015 | 755 | 2090 | 280 | 8136 | 3,58 |

Рисунок 6.23 – Техническая характеристика 2УТК-1420-24-1

Для балластировки пригрузами УТК нижние и верхние полукольца утяжелителей раскладываются параллельно подготовленным плетям газопровода в два ряда вдоль оси трубы.

До начала работ по балластировке пригрузами УТК выполняется футеровка МГ на участках установки пригрузов. Для футеровки применяются профили полимерные для футерования трубопроводов «НЕФТЕГАЗ» (рис.6.24).



Рисунок 6.24 – Профиль полимерный для футерования трубопроводов «НЕФТЕГАЗ»

Технологическая схема работ по балластировке МГ представлена на рис. 6.25.

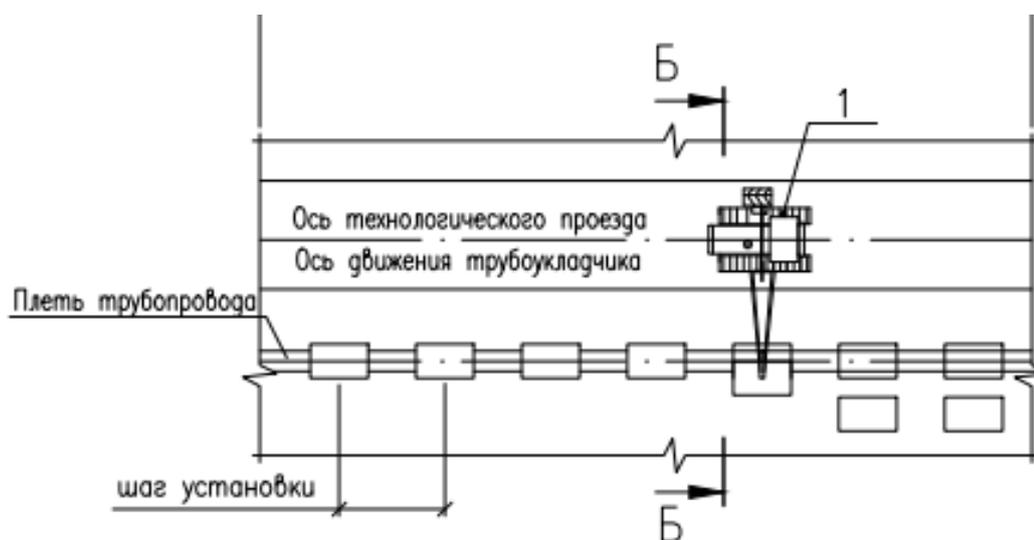


Рисунок 6.25 – Схема монтажа 2УТК-1420-24-1

После окончания ремонтных работ, МГ и защитные футляры подвергаются испытаниям на прочность и герметичность. Испытания, очистка и осушка участка МГ осуществляется в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-354-2009 [30]. Испытание защитных футляров на герметичность осуществляется в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 [25].

Для гидравлических испытаний используется агрегат наполнительно-опрессовочный АНО161А (рис.6.26). Доставка воды технического качества осуществляется при помощи автоцистерн АЦВ-20.



Рисунок 6.26 – Агрегат наполнительно-опрессовочный АНО161А

Технические характеристики агрегата наполнительно-опрессовочного представлены в таблице 6.9.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 66 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 6.9 – Технические характеристики агрегата наполнительно-опрессовочного АНО161А

| | |
|---|----------------|
| Номинальное давление, МПа | 12,5 |
| Максимальное давление, МПа | 16 |
| Габаритные размеры, мм | 3800x1700x1800 |
| Масса, кг | 2000 |
| Номинальная производительность, м ³ /ч | 220 |

После проведения испытания участка МГ выполняется удаление излишков воды и осушка внутренней полости газопровода.

Для удаления воды из участков газопровода после проведения испытаний пропускаются последовательно поршни-разделители с полиуретановыми уплотнительными манжетами под давлением сжатого воздуха от установки Atlas Copco XAXS 277 Cd (рис.6.27).



Рисунок 6.27 – Дизельный компрессор Atlas Copco XAXS 277 Cd

Для предотвращения образования взрывоопасной газовоздушной смеси при заполнении ремонтируемого трубопровода газом, трубопровод заполняется азотом с концентрацией не менее 98 %, ТТР минус 20°С до избыточного давления 0,02 МПа. Закачка азота производится при помощи азотной компрессорной установки ТГА-10/251 С-95 (рис.6.28).



Рисунок 6.28 – Передвижная азотная компрессорная установка ТГА-10/251 С-95

Монтаж технологических захлестов выполняется в следующей последовательности [25]:

- определяется место реза под стык технологического захлеста (стык располагается на расстоянии не менее одного диаметра от соседнего стыка);
- плеть, подлежащая обрезу, приподнимается вверх трубоукладчиками Komatsu D355C-3 и отводится в сторону на 0,20-0,25 м от верхней образующей плети, лежащей на дне траншеи;
- концы труб очищаются от изоляции и производится разметка линии реза;
- концы плетей МГ обрезаются машиной для безогневой резки труб СМ-307. Кромки тщательно обрабатываются электрошлифовальной машинкой МШУ-1,8-230-А с внутренней и наружной стороны;
- трубоукладчиками Komatsu D355C-3 отпускается верхняя плеть и центрируется с помощью наружного гидравлического центратора ЦНГ-1420;
- по окончании сборки производится сварка гарантийного стыка и выполняется его изоляция.

Схема организации работ при монтаже технологического захлеста представлена на рис.6.29.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

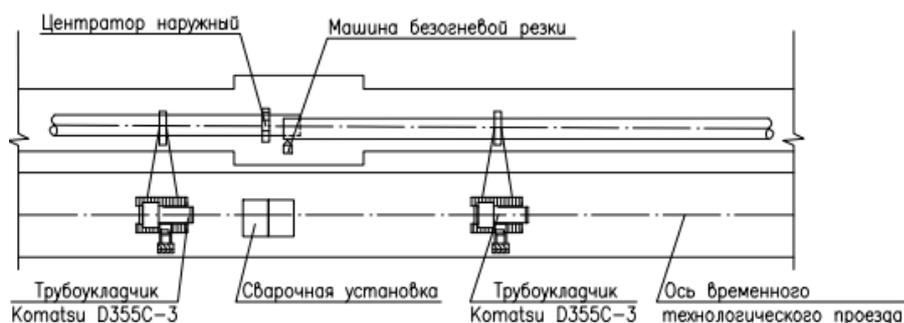


Рисунок 6.29 – Схема организации работ при монтаже технологического захлеста

Защита от коррозии МГ предусматривается следующими методами:

- защитным покрытием;
- электрохимической защитой.

Используются протекторы типа МПМ-20-У (рис.6.30). Они устанавливаются на глубине ниже сезонного промерзания грунта, вертикально, в пробуренные скважины диаметром 0,6м.



Рисунок 6.30 – Протектор магниевый модифицированный МПМ-20-У

После установки средств протекторной защиты в проектное положение скважины заполняются глиняно-солевым раствором и мелко просеянным грунтом до верхнего торца протектора, а также заливаются водой из расчета 0,05 м³ на протектор.

6.3 Работы заключительного периода

Работы заключительного периода капитального ремонта начинаются по завершению основных работ и включают в себя:

- ремонт вдольтрассового технологического проезда;
- закрепление трассы МГ на местности;
- сдачу участка МГ в эксплуатацию.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист 69 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

По завершению ремонтных работ выполняется оформление участка трассы МГ «Ухта-Торжок-2» в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [31].

Закрепление трассы МГ на местности производится при помощи установки знаков по всей трассе ремонтных работ.

По окончании строительно-монтажных работ по капитальному ремонту участка МГ восстанавливается существующий вдольтрассовый проезд, длиной 24 км, при помощи бульдозера Cat D5R2 XL.

Также после окончания работ основного периода производится восстановление земель с возвращением ПРС. Для этого производится:

- удаление всех видов отходов с полосы рекультивации;
- перемещение и разравнивание земли из временного отвала;
- внесение азотных и фосфорных удобрений;
- рекультивация земель;
- посев многолетних трав.

Сдача отремонтированного участка МГ в эксплуатацию производится после полной готовности участка, восстановления средств ЭХЗ, засыпки, восстановления опознавательных знаков, очистки территории производства работ от строительного мусора и рекультивации.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | 6 Разработка мероприятий для проведения капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 70 |

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются затраты на проведение капитального ремонта участка магистрального газопровода методом замены участка. Потенциальным потребителем является компания ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Работы ведутся в Кесовогорском районе Тверской области.

Эксплуатационные затраты на проведение капитального ремонта состоят из следующих элементов:

- затраты на строительные машины, механизмы, транспортные средства;
- затраты на материалы и строительные конструкции;
- затраты на оплату труда;
- прочие затраты.

7.1 Затраты на строительные машины, механизмы, транспортные средства

Работы по капитальному ремонту газопровода включают в себя комплекс работ подготовительного, основного и заключительного периодов. Для данных работ был произведен подбор необходимых строительных машин, механизмов, транспортных средств. Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам заводов-изготовителей за 2022 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для капитального ремонта приведены в таблице 7.1 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 71 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

Таблица 7.1 – Оборудование для капитального ремонта.

| Наименование | Марка | Кол, шт. | Цена ед., руб. | Стоимость всего оборудования, руб. | Транспортные расходы, руб. | Стоимость монтажа, руб. | Полная сто- имость, тыс. руб. |
|-------------------------|----------------------|-------------|-------------------|--|-------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| Экскаватор | Hitachi ZX240 5G | 4 | 7500000 | 30000000 | 600000 | 1500000 | 32100 |
| Бульдозер | Cat D5R2 XL | 4 | 15000000 | 60000000 | 1200000 | 3000000 | 64200 |
| Сварочный ап- парат | PICO 350 CEL PULS | 2 | 290000 | 580000 | 11600 | 29000 | 620,6 |
| Центратор внутренний | ЦВ 147 | 2 | 1300000 | 2600000 | 52000 | 130000 | 2782 |
| Центратор наружный | ЦНГ-141 | 2 | 200000 | 400000 | 8000 | 20000 | 428 |
| Трубоукладчик | Komatsu D355C-3 | 6 | 10000000 | 60000000 | 1200000 | 3000000 | 64200 |

| | | | | | | | |
|---------------------------|---|---|----------|----------|--------|---------|---------|
| Установка ГШБ | D60-1.5 | 1 | 250000 | 250000 | 5000 | 12500 | 267,5 |
| Дизельный компрессор | Atlas Copco XAXS 277 Cd | 1 | 1500000 | 1500000 | 30000 | 75000 | 1605 |
| Тягач седель- ный | MAN TGS 33.440 6x4 BBS-WW | 2 | 18000000 | 36000000 | 720000 | 1800000 | 38520 |
| Полуприцеп | TCM 99397- LE83 | 2 | 12000000 | 24000000 | 480000 | 1200000 | 25680 |
| Трубоплетевозный тягач | На базе КамАЗ- 43118 с прицепом- ропуском | 4 | 9500000 | 38000000 | 760000 | 1900000 | 40660 |
| Автокран | КС-65719-1К | 1 | 14000000 | 14000000 | 280000 | 700000 | 14980 |
| Дизельный генератор | АМПЕРОС АД 13-T400 | 6 | 463000 | 2778000 | 55560 | 138900 | 2972,46 |

| | | | | | | | |
|-----------------------------------|---|---|---------|----------|--------|---------|----------|
| Вахтовый ав- тобус | НЕФАЗ-4208- 34 | 7 | 5000000 | 35000000 | 700000 | 1750000 | 37450 |
| Бурильно- шнековая ма- шина | МБШ-518, шасси УРАЛ 43206-1151-41 | 1 | 7000000 | 7000000 | 140000 | 350000 | 7490 |
| Автоцистерна | КамАЗ-65222 | 4 | 4000000 | 16000000 | 320000 | 800000 | 17120 |
| Бетоносмеси- тель | БсГ-1000 | 1 | 400000 | 400000 | 8000 | 20000 | 428 |
| Илососная ма- шина | АКНС-15-6520 | 4 | 4757000 | 19028000 | 380560 | 951400 | 20359,96 |
| Самосвал | На шасси а/м КамАЗ-5511 | 3 | 2600000 | 7800000 | 156000 | 390000 | 8346 |
| Автотопливо- заправщик | АТЗ-6,5 на шасси КамАЗ 43253 | 4 | 3000000 | 12000000 | 240000 | 600000 | 12840 |

| | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------|---|--------|---------|-------|--------|---------|
| Резак газовый | P1-01 | 8 | 5000 | 40000 | 800 | 2000 | 42,8 |
| Машина безогневой резки труб | СМ-307 | 2 | 700000 | 1400000 | 28000 | 70000 | 1498 |
| Отбойный молоток | ЗУБР ЗМ-50-2000 ВК | 1 | 40000 | 40000 | 800 | 2000 | 42,8 |
| Шлифовальная машинка | МШУ-1,8-230-А | 4 | 7000 | 28000 | 560 | 1400 | 29,96 |
| Горелка газозвудушная кольцевая | Джет ГВ «Кольцо» | 4 | 55000 | 220000 | 4400 | 11000 | 235,4 |
| Полотенце монтажное | ПМ-1428 | 6 | 8000 | 48000 | 960 | 2400 | 51,36 |
| Подвеска троллейная рамная | ТПП-1421 | 6 | 469000 | 2814000 | 56280 | 140700 | 3010,98 |

| | | | | | | | |
|---------------------------|-------------|------------|-------|--------|------|-------|-----------------|
| Траверса | ТРВ-81-ПМ | 3 | 62000 | 186000 | 3720 | 9300 | 199,02 |
| Виброплита реверсивная | ТСС ВП30-4Р | 2 | 65000 | 130000 | 2600 | 6500 | 139,1 |
| Вибротрамбов- ка | TSS RM80L | 4 | 82000 | 328000 | 6560 | 16400 | 350,96 |
| Итого: | | 101 | | | | | 398649,9 |

7.2 Затраты на материалы и строительные конструкции

Далее разберем основные и вспомогательные материалы, строительные конструкции, необходимые для капитального ремонта участка магистрально-го газопровода длиной 24 км и определим их стоимость.

Таблица 7.2 – Материалы для капитального ремонта

| Наименование материала | Кол-во | Цена, руб. | Сумма, руб. |
|---|--------|------------|-------------------|
| Труба стальная, 1420 мм (10Г2ФБЮ), м. | 24000 | 35500 | 852000000 |
| Манжета «ТЕРМА-СТАР», шт. | 13 | 2746 | 35698 |
| Уайт спирт, л. | 40 | 113 | 4520 |
| Круги отрезные, шт. | 100 | 80 | 8000 |
| Круги шлифовальные, шт. | 100 | 76 | 7600 |
| Грунтовка эпоксидная «Праймер-МБ», упак. | 10 | 18680 | 186800 |
| Мастика битумно-уретановая «БИУР», кг. | 85 | 500 | 42500 |
| Эмаль СБЭ-111 «Унипол», кг | 54 | 334 | 18036 |
| Арматура 8-А-I, т. | 1 | 53530 | 53530 |
| Утяжелители железобетонные 2-УТК, шт. | 185 | 35000 | 6475000 |
| Железобетонные блоки ФБС 9.3.6-Т, шт. | 50 | 1133 | 56650 |
| Кислородные баллоны, шт. | 90 | 13300 | 1197000 |
| Газовые баллоны, шт. | 80 | 5200 | 416000 |
| Песок по ГОСТ 8736-2014, т. | 958 | 500 | 479000 |
| Щебень М600 фр.40-70 по ГОСТ 8267-93, т. | 780 | 350 | 273000 |
| ПГС, т. | 623 | 200 | 124600 |
| Протектор магниевый модифицированный МПМ-К-20-У, т. | 32 | 19600 | 627200 |
| Древесина хвойных пород, т. | 5 | 6500 | 32500 |
| Удобрения (азотные, фосфорные,), т. | 70 | 24650 | 1725500 |
| Итого, тыс. руб. | | | 863763,134 |

7.3 Затраты на оплату труда сотрудников

Продолжительность капитального ремонта газопровода составляет 8 месяцев (240 суток) с учетом подготовительных работ – 35 суток, в том числе общее отключение газопровода на 180 суток. Работы проводятся с учетом совмещения отдельных видов работ в две смены. Продолжительность смены – 8 часов. Начало выполнения ремонта – первый квартал года (февраль). Производство работ на водных объектах запрещено в период нереста – апрель – май. Расселение работающих предусматривается организовать за счет аренды жилых площадей в п.г.т. Кесова Гора.

Распределение кадрового состава по профессиям представлено в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Распределение кадрового состава по профессиям на 1 смену

| Профессия | Количество рабочих, чел. |
|---------------------------------------|--------------------------|
| Механизатор | 43 |
| Сварщик | 8 |
| Монтер по защите п/з г-да от коррозии | 12 |
| Разнорабочий | 25 |
| Всего: | 88 |

Потребность в рабочих кадрах в одну смену с разбивкой по категориям рабочего персонала, приведена в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Потребность в рабочих в одну смену

| Кол-во работающих, чел. | В том числе: | | |
|-------------------------|-----------------|--|---|
| | Рабочие (83,9%) | Инженерно-технический работник ИТР (11,0%) | Охрана, младший обслуживающий персонал МОП (5,1%) |
| 104 | 88 | 12 | 4 |

С учетом того, что работы выполняются в 2 смены, общая численность работающих составила – 208 человек. Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты оплаты сведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Оплата труда сотрудников за 1 месяц работы

| Должность | Кол -во | Оклад мес., руб. | Премия, доплаты (10%) руб. | Рай. коэф. (1,2) | ЗП 1-го сотруд- ника, руб. | Итого, тыс. руб. |
|----------------------------------|------------|------------------------|----------------------------------|------------------------|-------------------------------------|---------------------|
| Рабочие | | | | | | |
| Машинист экска- ватора | 8 | 80000 | 8000 | 16000 | 104000 | 832 |
| Машинист бульдо- зера | 8 | 80000 | 8000 | 16000 | 104000 | 832 |
| Машинист трубо- укладчика | 12 | 78000 | 7800 | 15600 | 101400 | 1216,8 |
| Водитель тягача | 4 | 70000 | 7000 | 14000 | 91000 | 364 |
| Водитель трубо- плетевоза | 8 | 70000 | 7000 | 14000 | 91000 | 728 |
| Машинист авто- крана | 2 | 68000 | 6800 | 13600 | 88400 | 176,8 |
| Водитель вахтово- го автобуса | 14 | 64500 | 6450 | 12900 | 83850 | 1173,9 |
| Водитель автоци- стерны | 8 | 64500 | 6450 | 12900 | 83850 | 670,8 |
| Водитель илосос- ной машины | 8 | 64500 | 6450 | 12900 | 83850 | 670,8 |
| Водитель самосва- ла | 6 | 64500 | 6450 | 12900 | 83850 | 503,1 |

продолжение таблицы 7.5

| | | | | | | |
|---|------------|--------|-------|-------|--------|--------------|
| Водитель АТЗ | 8 | 64500 | 6450 | 12900 | 83850 | 670,8 |
| Сварщик | 16 | 88000 | 8800 | 17600 | 114400 | 1830,4 |
| Монтер по защите п/з г-да от корро- зии | 24 | 40000 | 4000 | 8000 | 52000 | 1248 |
| Разнорабочий | 50 | 28000 | 2800 | 5600 | 36400 | 1820 |
| Инженерно-технические работники (ИТР) | | | | | | |
| Главный инженер | 2 | 100000 | 10000 | 20000 | 130000 | 260 |
| Мастер | 6 | 90000 | 9000 | 18000 | 117000 | 702 |
| Дефектоскопист | 8 | 74000 | 7400 | 14800 | 96200 | 769,6 |
| Техник | 4 | 45000 | 4500 | 9000 | 58500 | 234 |
| Инженер по охране окружаю- щей среды | 4 | 54000 | 5400 | 10800 | 70200 | 280,8 |
| Охрана, младший обслуживающий персонал (МОП) | | | | | | |
| Начальник охраны | 2 | 49000 | 4900 | 9800 | 63700 | 127,4 |
| Сторож | 2 | 25000 | 2500 | 5000 | 32500 | 65 |
| Уборщица | 4 | 14000 | 1400 | 2800 | 18200 | 72,8 |
| Итого: | 208 | | | | | 15249 |

С учетом продолжительности капитального ремонта участка магистрального газопровода в 8 месяцев (240 суток), итоговые затраты на оплату труда сотрудников составят: **121992** тыс. руб.

7.4 Прочие затраты

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание административно-управленческого персонала, расходы на электроэнергию, дизтопливо, воду и т.д. и составляют 1% от прямых затрат.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив- ность и ресурсосбережение | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 80 |

Заключительная смета затрат на капитальный ремонт участка магистрального газопровода представлена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Смета затрат на капитальный ремонт

| № | Наименование затрат | Стоимость, тыс. руб. | Удельный вес, % |
|---|---|----------------------|-----------------|
| 1 | Строительные машины, механизмы, транспортные средства | 398649,9 | 28,5 |
| 2 | Материалы и строительные конструкции | 863763,134 | 61,8 |
| 3 | Оплата труда | 121992 | 8,7 |
| 4 | Прочие затраты | 13844,05 | 1 |
| | Всего затрат: | 1398249,084 | 100 |

Вывод по главе

Финансовый менеджмент имеет особую важность на всех стадиях работы производства или организации. Его главной задачей является управление финансовыми операциями и денежными потоками в нужный период времени для их рационального использования в соответствии с намеченными планами и реальными нуждами.

Исходя из этого, в данном разделе был произведен расчет экономических затрат на капитальный ремонт участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2», а также приведена диаграмма структуры затрат (рис.7.1).



Рисунок 7.1 – Структура затрат на проведение капитального ремонта.

8 Социальная ответственность

В данной работе рассматривается капитальный ремонт магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2». Объект капитального ремонта располагается в Кесовогорском районе Тверской области. Район расположен в пределах Волго-Тверецкой низины, охватывает бассейн реки Корожечка и Кашинка. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду - допуску.

Производственный персонал обязан иметь квалификационные удостоверения, подтверждающие их обучение и допуск к работе по профессии, а также документы подтверждающие, что работники прошли проверку знаний по охране труда и пожарной безопасности. Другие удостоверения и свидетельства предоставляются в зависимости от выполняемых видов работ, объектов ведения работ и связанных с ними рисков.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | 8 Социальная ответственность | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 82 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Организация обязана организовать размещение учебного класса/класса по охране труда для проведения обучающих мероприятий.

Организация самостоятельно и за свой счет обеспечивает: питание персонала; снабжение питьевой водой, технической водой; вывоз жидких, твердых и производственных отходов, установку септиков для сбора жидких отходов, оборудование и содержание площадок временного хранения твердых бытовых и производственных отходов.

Организация обеспечивает минимальный набор работоспособных средств коллективной защиты: средств оказания первой помощи; средств первичного пожаротушения; систем оповещения о ЧС на объекте.

В местах перехода через траншею над нефтепродуктопроводом необходимо пользоваться только инвентарными мостиками, имеющими не менее одной промежуточной опоры.

При появлении трещин на стенках траншеи нужно удалить работников из траншеи и принять меры по предотвращению обрушения грунта.

При рытье траншей в местах прохода людей или проезда автотранспорта должны быть установлены ограждения и знаки безопасности, а в ночное время должен быть установлен световой сигнал безопасности

В пожароопасный период организация должна отделять территорию объекта от прилегающих лесных и полевых массивов минерализованной полосой 2х0,7 м в соответствии с действующей нормативной документацией.

8.2 Производственная безопасность

При ремонте трубопровода могут возникнуть потенциально опасные и вредные факторы, возникающие под действием основных элементов произ-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 83 |

водственного процесса на данной территории. Их перечень приводится в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

| Этапы работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003 - 2015) | Нормативный документ |
|--|---|--|
| 1. Ремонт на линейной части магистрально-го газопровода | Опасные: | ГОСТ 12.1.010-76 |
| | 1. Пожаро - и взрывоопасность | ГОСТ 12.1.004-91 |
| | 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные) | ФНП N 101 ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ |
| | 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке). | СТО Газпром 2-2.2-136-2007 СТО Газпром 2-2.2-137-2007 |
| | Вредные: | ГОСТ 12.4.011-89 |
| | 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего | СанПиН 2.2.4.548-96 |
| | 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны | СанПиН 2.2.4.1294-03 ГОСТ 12.1.005-88 |
| | 3. Повышенный уровень шума и вибрации | ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ СП 51.13330.2011 |
| 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения | ГОСТ Р 55706-2013 СП 52.13330.2016 | |

8.2.1 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Пожаро - и взрывоопасность

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, который может привести к взрывам [32].

Результатами негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м^3 , при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию для паров нефти и газа 2100 мг/м^3 .

При проведении огневых работ необходимо оформить наряд-допуск, а также использовать газовый анализатор-сигнализатор на всем протяжении выполнения работ.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В, выполненные во взрывоопасном исполнении. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ [33].

Площадка производства работ должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения (огнетушители, ящик с песком).

Перед началом выполнения работ, в местах возможного выделения в рабочую зону пожароопасных, взрывопожароопасных концентраций газа, в том числе в траншее, необходимо произвести анализ воздушной среды газоанализатором.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 85 |

Во время работы замеры воздушной среды производить не реже 1 раза в 30 минут с отметкой в наряде-допуске. При проведении работ: при вырезке технологических отверстий, установки ВГУ, замены участка газопровода, замер производить постоянно.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

В полевых условиях при строительстве газопровода возможность получения механических травм очень высока. Значительным фактором являются движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода [34].

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим - сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны. На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование.

При погрузочно-разгрузочных работах строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза. Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 86 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

приспособлений на приподнятом грузе [35].

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

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

Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Ко всему вышеперечисленному, должен быть оформлен наряд-допуск на огневые работы [26].

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами. При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повре-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 87 |

ждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва электросварочный аппарат должен быть выключен.

В качестве источника электроэнергии на производственной площадке предусмотрены четыре дизельных генератора АМПЕРОС АД 13-Т400 мощностью по 13 кВт. Снабжение электроэнергией площадки ВЗиС предусмотрено дизельным генератором АМПЕРОС АД 20-Т400 мощностью 20 кВт.

Система электропитания вагонов-бытовок комплектуется управляющим щитом, включающим в себя автоматические выключатели и устройство защитного отключения.

Металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование – заземлены, занулены в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

При выполнении всех видов работ в пределах охранных зон линий электропередач без снятия напряжения строительные машины должны заземляться. В охранных зонах ВЛ запрещается [36]:

- устраивать свалки, размещать горюче-смазочные материалы;
- разводить огонь;
- сбрасывать и сливать едкие, коррозионные и горюче-смазочные материалы;
- набрасывать и приближать на провода и опоры посторонние предметы, а также подниматься на опоры;
- проводить работы и пребывать в охранной зоне ВЛ во время грозы и экстремальных погодных условий.

Размеры охранных зон линий электропередач в обе стороны от крайних проводов составляют:

- ВЛ 0,4 кВ – 2,0 м;
- ВЛ 10 кВ – 10,0 м;
- ВЛ 110 кВ – 20,0 м.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 88 |

Установка крана (трубоукладчика) на расстоянии менее 30 м от крайнего провода линии электропередачи или воздушной электрической сети напряжением более 42 В должна осуществляться только по наряду - допуску. Работа крана (трубоукладчика) вблизи линии электропередачи должна производиться под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами (трубоукладчиками).

Все временные сооружения необходимо оснастить молниеотводом. Все элементы конструкций, находящихся на крыше здания (антенны, мачты т.п.) должны быть расположены внутри защищаемого пространства. Расстояние молниеприемников до линий электропередачи должно быть не менее 3 м. Каждый молниеприемник должен иметь не менее одного соединения с заземлением.

8.2.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

При работе на открытом воздухе на человека оказывает влияние показатели климата, который почти на всей территории данного района умеренно-континентальный, но с высокой степенью влажности. Летом температура достигает +30°C, зимой опускается до -25°C. В течение года повышенное количество осадков наблюдается в летние месяцы. Отрицательные температуры воздуха на данной территории устанавливаются в начале ноября и держатся до конца марта включительно. Такие показатели могут привести к ухудшению общего самочувствия человека [37].

Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противэнцифалитный, сигнальный жилет, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 89 |

прокладкой, обувь с подноском, выдерживающим удар 200 Дж, противоскользкие устройства на обувь [38].

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 [39].

Необходимо обеспечить температуру воздуха в местах обогрева на уровне 21-25°C. Помещение должно быть оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В результате ремонтных работ трубопровода возможна загазованность, так как используется различного рода техника и оборудование, не исключающая возможность повреждения трубопровода [40].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа безпротогаза при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м³.

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами [41].

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 %. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м³, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах.

Повышенный уровень шума и вибрации

При работе на специальных машинах при ремонте трубопровода, а также при использовании рабочей техники и приборов происходит воздействие повышенного уровня шума на человека.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [42].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников, берушей, шлемов;
- Использование необходимых технических средств (защитные экраны, кожухи, звукопоглощающие покрытия, изоляция, амортизация)
- Ограничить продолжительность и интенсивность воздействия шума до уровня приемлемого риска.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями СП 51.13330.2011 [43].

Работающие, пользующиеся СИЗ, должны быть проинструктирова-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 91 |

ны должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями [42].

Производственная вибрация, характеризующаяся значительной амплитудой и продолжительностью действия, вызывает у работающих раздражительность, бессонницу, головную боль, ноющие боли в руках людей, имеющих дело с вибрирующим инструментом. При длительном воздействии вибрации перестраивается костная ткань. Возрастает проницаемость мелких кровеносных сосудов, нарушается нервная регуляция, изменяется чувствительность кожи.

Комплекс профилактических мероприятий, снижающих уровни вибрации оборудования, сокращающих время контакта с ним и ограничивающим влияние неблагоприятных сопутствующих факторов производственной сферы включает гигиеническое нормирование, организационно-технические и лечебно-профилактические меры.

Водители транспортных машин подвергаются воздействию общей и локальной вибрации. На рабочие места передается низкочастотная толчкообразная вибрация беспорядочного характера, возникающая в процессе передвижения машин по неровной поверхности или от работы подвижных частей механизмов. На рабочее место водителя, в том числе на органы управления передается вибрация, возникающая в результате работы двигателя.

Для уменьшения воздействия вибрации применяются вибродемпфирование, а также активная и пассивная виброизоляция.

Работающие с машинами вращательного действия должны быть обеспечены мягкими перчатками с антивибрационной прокладкой со стороны ладони.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 92 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При недостаточном освещении зрительное восприятие снижается, развивается близорукость, появляются болезни глаз и головные боли. Из-за постоянного напряжения зрения наступает зрительное утомление. При недостаточном освещении работающий склоняется к оборудованию, вследствие чего возрастает опасность несчастного случая [44].

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение прожекторами ПЗС 35 с лампами накаливания 500 Вт.

При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Освещенность помещений и площадок, где производятся погрузочно-разгрузочные работы, а также других мест производства работ, должна соответствовать требованиям соответствующих строительных правил СП 52.13330.2016 [45], РД 1.14-127-2005 [46].

Производство работ на неосвещенных площадках в темное время суток запрещается. При недостаточном освещении места работы, когда машинист плохо различает сигналы стропальщика или перемещаемый груз, работа крана (трубоукладчика) должна быть прекращена.

Площадка, на которую устанавливается экскаватор, должна быть освещена и обеспечивать хороший обзор фронта работ.

Траншея в местах, представляющих опасность падения в нее людей, ограждается предупредительными знаками, освещаемыми в темное время суток.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 93 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 94 |

качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный. Для этого необходимо внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода.

8.3.2 Загрязнение воздушного бассейна

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа - аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций (пуск и остановка ГПА, продувка пылеуловителей и т.д.), а также продукты сгорания ГПА. Отказы газопроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и нефтепродуктов, а также сжиженные газы - аммиак, метан, этилен, этан, пропан, бутан и др.

Допустимой считается концентрация вредного вещества, которая не оказывает прямого или косвенного вредного и неприятного действия на организм человека, не снижает его работоспособности, не ухудшает самочувствия. Недопустимыми являются такие концентрации вредных веществ, которые оказывают влияние на растительность, климат местности, прозрач-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 95 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ность атмосферы, условия жизни населения.

Также источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные газы от спецтехники, машин и оборудования. Для минимизации воздействия данного фактора должны применяться специальные фильтры, вентиляция или СИЗ органов дыхания.

8.3.3 Негативные воздействия на водные объекты

В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки. После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные каналы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения.

Также необходимо выполнение следующих мероприятий:

- использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне;
- озеленение водоохранных зон.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 96 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

В случае объявления на территории объекта ЧС организация незамедлительно предоставляет персонал, технику и оборудование, имеющиеся в её распоряжении для предупреждения и/или ликвидации последствий ЧС.

Также организация должна предоставить оборудование для оказания первой медицинской помощи, первичные средства пожаротушения, средства оповещения в случае ЧС, коллективные средства защиты, резервные средства поддержания работоспособности объекта, средства выживания персонала в случае ЧС на объекте.

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций при ремонте газопроводов является взрыв на рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ электрооборудования, факторы внешнего воздействия (природного характера).

Для предотвращения данной чрезвычайной ситуации необходимо усиление контроля над состоянием объекта, проведение инструктажа и учебно-тренировочных мероприятий, оснащение территории датчиками загазованности.

Для снижения потерь в случае ЧС необходим разработанный план ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. Также для уменьшения масштабов ЧС необходимо создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 97 |

Вывод по главе

Социальная ответственность имеет особую важность во всех типах работ, проводимых на магистральном газопроводе. Это связано с тем, что капитальный ремонт газопровода отличается повышенным уровнем аварийности и травматизма, а также экологической нагрузкой на окружающую среду.

Поэтому задачей социальной ответственности служит снижение негативного воздействия вредных и опасных производственных факторов на человека, обеспечение охраны труда и экологии, для чего и был проведен анализ условий производственной деятельности и изучены методы защиты воздействий на экологию. Соблюдение условий помогут на производстве минимально негативно воздействовать на человека и окружающую среду.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
| | | | | | 8 Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 98 |

Заключение

Проведение капитального ремонта участка МГ «Ухта-Торжок-2» методом замены участка характеризуется сложным технологическим процессом и требует комплексный подход.

Успешное выполнение большого объема работ, как по строительству, так и по капитальному ремонту МГ 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 имеющейся техники.

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны мероприятия по выполнению капитального ремонта МГ методом замены участка. Работы по капитальному ремонту МГ включают в себя комплекс работ подготовительного, основного и заключительного периодов.

Был произведен анализ дефектов МГ и методы их диагностирования. А также возможность применения динамического метода определения твердости для оценки деградации металла МГ. Установлена возможность использования портативных динамических датчиков в качестве средств измерения при проведении неразрушающего контроля, как на стадии производства труб, так и на стадии эксплуатации МГ.

Таким образом, в данной работе была достигнута поставленная цель, выдвинутые задачи решены, а также произведен анализ социальной безопасности при проведении капитального ремонта и рассчитаны необходимые финансовые затраты.

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|---|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | Заключение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 99 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i> | | |
| | | | | | | | | |

Список используемых источников

1. Вальшков, И. Л. Проектирование мероприятий промышленной безопасности как элемент подготовки проектной документации при капитальном ремонте магистральных газопроводов / И. Л. Вальшков, Н. В. Савченко, А. Н. Савченко // Промышленные и строительные технологии. – 2015. – № 1(1). – С. 1. – EDN VBDZKT.
2. Тютнев А. М. Совершенствование технологии и технических средств капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов // Территория Нефтегаз. 2007. №11. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovershenstvovanie-tehnologii-i-tehnicheskikh-sredstv-kapitalnogo-remonta-lineynoy-chasti-magistralnyh-gazoprovodov> (дата обращения: 20.05.2022).
3. География Тверской области. Под редакцией Ткаченко А. А. Тверь, 1992 г.
4. Калуцкова Н. Н., Исланова И. В. и др. ТВЕРСКАЯ ОБЛАСТЬ // Большая российская энциклопедия. Электронная версия (2017); <https://bigenc.ru/geography/text/4184591> Дата обращения: 20.05.2022
5. Гагарина Э.И., Матинян Н.Н., Счастливая Л.С., Касаткина Г.А. Почвы и почвенный покров Северо-Запада России. СПб.: Изд-во СпбГУ, 1995.
6. Магистральный газопровод «Ухта-Торжок-2». 2-я нитка (Ямал) [Электронный ресурс] // Электронный журнал Neftegaz.ru. Транспортировка и хранение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/transportirovka-i-khranenie/142271-magistralnyy-gazoprovod-ukhta-torzhok-2-ya-nitka-yamal/> (дата обращения: 22.05.2022)
7. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (с изм. 1).

| | | | | | | | | |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------|-------------|---|-------------------------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>Разработка комплекса мероприятий по выполнению капитального ремонта участка магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Косихин З.С.</i> | | | Список используемых источников | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Гончаров Н.В.</i> | | | | | 100 | 104 |
| <i>Рук-ль ООП</i> | | <i>Брусник О.В.</i> | | | | <i>Отделение нефтегазового дела</i> | | |
| | | | | | | <i>Группа 2Б8А</i> | | |

8. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
9. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования.
10. Контроль текущего состояния металла труб действующих газопроводов. Метод исследования и результаты / А.А. Лебедев, Н.Р. Музыка, Н.Л. Волчек, С.А. Недосека // Проблемы прочности. – 2003. – № 2. – С. 29-36.
11. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2012. – 23 с.
12. Фаюстов, А.А. Инновационные методы при измерениях твердости материалов / А.А. Фаюстов, О.Д. Новокшонова // Научно-технические инновации (XXIV научные чтения): Сборник докладов Международной научно-практической конференции, Белгород, 21–22 октября 2021 года. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2021. – С. 454-459.
13. Формирование параметрических моделей для мониторинга изменения свойств материалов в процессе эксплуатации газопроводов / В.А. Субботин, Ю.В. Колотилов, С.К. Ивашко, В.Ю. Смирнова // Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2017. – № 3. – С. 18-23.
14. СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».
15. Филатов А.А., Велиюлин И.И., Лазарев А.Д., Хасанов Р.Р. Особенности технологии капитального ремонта газопроводов на современном этапе // Газовая промышленность. 2017. №12 (761). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-tehnologii-kapitalnogo->

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

remonta-gazoprovodov-na-sovremennom-etape (дата обращения:
26.05.2022).

- 16.СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой давлением.
- 17.СП 36.13330.2012. Магистральные газопроводы.
- 18.ТУ 24.20.13-001-45657335-2017. Трубы стальные с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием (реестр ПАО «Газпром»)
- 19.ГОСТ Р 54983-2012. Национальный стандарт Российской Федерации. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация.
- 20.СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
- 21.ГОСТ 12.3.009-76. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
- 22.СП 104-34-96. Производство земляных работ.
- 23.СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
- 24.СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (С изменением N 1).
- 25.СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы.
- 26.СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1.
- 27.ГОСТ 31.1066.03-97. Приспособления к металлорежущим станкам. Оправки центровые для точных работ. Общие технические условия.
- 28.ГОСТ 8267-93. Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 102 |

- 29.ОСТ 102-99-85. Утяжелители железобетонные для трубопроводов. Общие технические требования.
- 30.СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.
- 31.СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
- 32.ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность.
- 33.ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность.
- 34.ФНП N 101. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- 35.ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 36.СТО Газпром 2-2.2-137-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 2.
- 37.ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 38.СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 39.МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
- 40.СанПиН 2.2.4.1294-03. Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.
- 41.ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 42.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 43.СП 51.13330.2011. Защита от шума.
- 44.ГОСТ Р 55706-2013. Освещение наружное утилитарное. Классификация и нормы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| | | | | | | 103 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

45.СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

46.РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Список используемых источников</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 104 |