

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/А. Н. Сокольников

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода

«Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347 км-350 км

Руководитель

канд. техн. наук, доцент В.И. Верещагин

Выпускник

А.Э. Курбанов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347км-350 км».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347км-350 км» содержит 79 страниц, 5 рисунков, 31 таблицу, 48 формул, 28 источников литературы.

НЕФТЕПРОВОД, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, ПРОЧНОСТЬ, ДЕФОРМАЦИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Оха – Комсомольск-на-Амуре» участок 347км-350 км.

Целью дипломной работы является разработка плана мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре».

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

- 1 Изучить район проведения капитального ремонта.
- 2 Разработать план мероприятий по демонтажу старого участка трубопровода и строительстве нового.
- 3 Провести проверку трубопровода на прочность, проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении, произвести расчет режимов ручной электродуговой сварки, а также расчет напряженного состояния трубопровода при раздельном способе укладки.

В экономической части работы произвести расчёт затрат на аренду техники, вспомогательное оборудование, материалы и заработную плату рабочих.

В разделе «Безопасность и экологичность» провести анализ опасных и вредных производственных факторов, рассмотреть инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ, санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования, обеспечить безопасность технологического процесса, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также экологичность проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общая характеристика района проведения ремонта.....	8
1.1 Метрологические условия.....	8
1.2 Участок строительства	10
2 Технологическая часть	11
2.1 Обоснование работ по капитальному ремонту	11
2.2 Перечень работ	11
2.3 Техническая подготовка к строительству	12
2.4 Земляные работы.....	13
2.5 Сварочно-монтажные работы	13
2.6 Изоляционные работы	15
2.7 Контроль изоляции участка	16
2.8 Очистка полости и гидравлическое испытание	17
2.9 Контроль качества и приемка в эксплуатацию отремонтированного участка нефтепровода.....	20
3 Расчетная часть.....	23
3.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода	23
3.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.....	25
3.3 Расчет режимов ручной электродуговой сварки	30
3.4 Расчет напряженного состояния трубопровода при раздельном способе укладки.....	35
4 Экономическая часть	44
4.1 Затраты на аренду техники	44
4.2 Затраты на вспомогательное оборудование	46
4.3 Затраты на приобретение материалов.....	47
4.3.1 Труба стальная диаметром 530x8 мм марки 17Г1С	47

4.3.2 Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики	50
4.3.3 Электроды Э50А УОНИ 13/55.....	53
4.4 Заработная плата рабочих	54
5 Безопасность и экологичность.....	60
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	60
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	61
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	63
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	68
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	70
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	72
5.7 Экологичность проекта	75
Заключение	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Капитальный ремонт магистральных нефтепроводов включается в себя различные технические мероприятия такие как, организационные мероприятия, подготовительные работы, земляные работы, подъем и укладка трубопровода, очистка поверхности трубопровода, сварочные работы, нанесение изоляции, гидроиспытания участка.

Капитальный ремонт нефтепровода по характеру и технологии проведения работ подразделяют на три вида ремонта:

- ремонт с заменой труб;
- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- выборочный ремонт.

Капитальный ремонт с заменой труб заключается в полной замене дефектного участка трубопровода новым.

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия заключается в полной замене изоляционного покрытия с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки трубопровода.

Выборочный ремонт - это ремонт участков трубопроводов с опасными и потенциально-опасными дефектами стенки, выявленными при обследовании внутритрубными инспекционными снарядами, а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, примыкающих к узлам линейной арматуры).

Ремонт производится после устранения выявленных в результате диагностики опасных дефектов. Потенциально опасные дефекты устраняются в процессе капитального ремонта.

В данной работе рассматривается замена участка магистрального нефтепровода.

Такой вид ремонта выбирают при обнаружении:

- трещины длиной 50 мм и более в сварном шве или основном металле трубы;

- разрыва кольцевого (монтажного) шва;
- разрыва продольного (заводского) шва и металла трубы;
- вмятины глубиной, превышающей 3,5 % диаметра трубы;
- царапины глубиной более 30 % толщины стенки и длиной 50 мм и более.

Изоляционно-укладочные работы ведутся отдельным способом.

Целью дипломной работы является разработка плана мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре».

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1 Изучить район проведения капитального ремонта.

2 Разработать план мероприятий по демонтажу старого участка трубопровода и строительстве нового.

3 Провести проверку трубопровода на прочность, проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении, произвести расчет режимов ручной электродуговой сварки, а также расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки.

В экономической части работы произвести расчет затрат на аренду техники, вспомогательное оборудование, материалы и заработную плату рабочих.

В разделе «Безопасность и экологичность» провести анализ опасных и вредных производственных факторов, рассмотреть инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ, санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования, обеспечить безопасность технологического процесса, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также экологичность проекта.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общая характеристика района проведения ремонта

1.1 Метрологические условия

Участок производства работ расположен в Хабаровском крае, Ульчском муниципальном районе (рисунок 1.1).

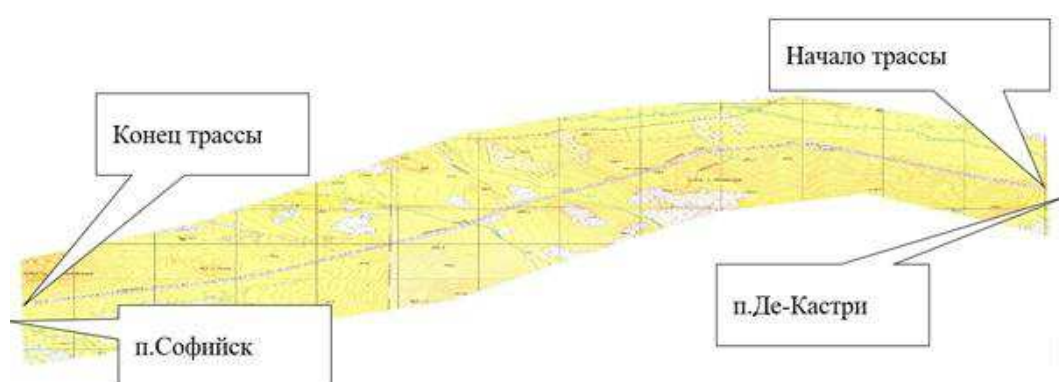


Рисунок 1.1 – Карта местности производства работ

На климатические условия региона влияют близость холодного Охотского моря и рельеф. Многочисленные хребты, располагающиеся почти перпендикулярно направлению зимних и летних муссонов, разбивают регион на множество микроклиматических районов. Долина р. Амур обеспечивает быстрый обмен воздушных масс между внутренними районами и морскими пространствами. Горный рельеф способствует летом хорошему прогреванию, а зимой аккумулирует холодные воздушные массы в межгорных котловинах.

Район относится к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера. По климатическим характеристикам для строительства район изысканий согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» [1] относится к подрайону I В.

Территория района неоднородна. Наряду с горными хребтами и массивами значительная часть площади приходится на Удыльско-Кизинскую и

Амуру-Амгуньскую низменности. Северо-западная часть района расположена в бассейне рек Лимури, Пильда, Бичи в пределах Амуру-Амгуньского горного междуречья с абсолютными высотами от 700...800 метров до 1460 метров.

Средняя месячная температура самого холодного месяца января равна 25...28 градусам ниже нуля (на побережье – 18...20 градусов). В отдельные дни декабря и января температура понижается до 45...50 градусов.

Зима отличается максимальным количеством ясных дней, особенно в декабре – январе. Начало заморозков в воздухе наблюдается осенью 24...26 сентября. Заморозки наблюдаются и весной, в третьей декаде мая – начале первой декады июля. Начало промерзания почвы и появление снежного покрова – осенью, в третьей декаде октября. Реки замерзают 8...15 ноября. Количество дней со снежным покровом достигает 170...180.

Максимальная глубина промерзания грунтов – от 1,93 (глинистых грунтов) до 2,85 (крупнообломочных) метров. Нормативные значения глубины сезонного промерзания грунтов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Нормативное значение глубины сезонного промерзания грунтов

Грунты	пос. Де-Кастри
Сулинки и глины	1,93 м
Супеси, пески пылеватые и мелкие	2,35 м
Пески гравелистые, крупные и средней крупности	2,52 м
Крупнообломочные грунты	2,85 м

Весна, как правило, короткая, ветреная, характерны частые возвраты холодов.

Лето умеренное, теплое, влажное, в среднем в районе выпадает осадков 470...480 мм, и они распределяются неравномерно. Средняя температура июля в с. Богородское (административный центр Ульчского района) плюс 17,5 градусов (абсолютный максимум июля плюс 34 градуса). Непосредственно на участке работ водотоков нет.

Гидрографическая сеть района довольно густая и разветвленная. Водотоки являются, в основном, притоками р. Амур.

Ближайшими населенными пунктами (речными портами), расположенными на правом берегу р. Амур являются поселки Циммермановка и Софийск. Ближайшим населенным пунктом и морским портом является поселок Де-Кастри.

Дорожная сеть представлена:

– автодорогой территориального значения Селихино – Де-Кастри – Николаевск-на-Амуре (в с. Селихино разъезд на г. Комсомольск-на-Амуре и г. Хабаровск);

– улучшенной грунтовой дорогой Де-Кастри – Софийск;

– вдольтрассовым проездом, полевыми и лесными дорогами передвижение по которым возможно только на транспорте повышенной проходимости.

Нормативная глубина сезонного промерзания по данным расчета в соответствии СП 25.13330.2020 [2] приложение Г, составляет: глинистых грунтов – от 1,8 до 2,8 м, крупнообломочных грунтов – от 2,3 до 2,8 м. В среднем глубина сезонного промерзания по участкам изысканий составила 2 м.

1.2 Участок строительства

Общее направление трассы – с северо-востока на юго-запад. Трасса проходит по землям промышленности.

Начало трассы – находится в северо-восточной части.

Конец трассы – находится к северо-западу.

Протяженность трассы составляет 2999,15 метров.

Трасса насчитывает 9 углов поворота.

Рельеф местности прохождения трассы - холмистый.

Максимальная отметка поверхности земли – 73,24 м, минимальная – 47,09 м.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование работ по капитальному ремонту

Работы по капитальному ремонту проводятся на магистральном нефтепроводе «Оха – Комсомольск-на-Амуре», участок «Де.Кастри – Софийск» 347-350 км. Наружный диаметр трубы 530 мм. Номинальное рабочее давление проектируемого нефтепровода 5,5 МПа.

После проведенного обследования по определению технического состояния магистрального нефтепровода (МН) в процессе эксплуатации были выявлены следующие дефекты:

- потеря металла;
- аномалии сварных швов в сочетании со смещениями;
- расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву.

Необходимо провести капитальный ремонт МН с заменой трубы на срок постоянной эксплуатации в соответствии с требованиями п. 6 СП 36.13330.2012 [3], РД-153-39.4-056 – 00 [4], РД 39-00147105-015 – 98 [5].

2.2 Перечень работ

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

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

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

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- доработка или разработка траншеи;
- вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку;
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы [5].

2.3 Техническая подготовка к строительству

Капитальный ремонт является трудоемким и ресурсозатратным процессом, поэтому необходимо проводить работы на каждом этапе в соответствии с необходимыми требованиями. В первую очередь это касается подготовительных работ, которые включают в себя:

- подготовку подъездных и вдольтрассовых (в некоторых случаях и устройство) дорог, мостов для доставки машин, механизмов, материалов и людей к месту производства работ;
- размещение и обустройство полевых городков, решение вопросов питания, быта рабочих;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировку ремонтных колонн к месту работы;
- организацию пунктов хранения горюче-смазочных материалов;
- устройство временных складов;

- оборудование пунктов технического обслуживания машин и механизмов, баз по приготовлению битумной мастики;
- доставка оборудования к месту ремонта.

2.4 Земляные работы

Работы по удалению и восстановлению плодородного слоя почвы должны проводиться в соответствии с разделом рабочего проекта.

Плодородный слой почвы должен быть удален и помещен на отвал для использования при восстановлении нарушенных участков.

Минимальная ширина полосы для удаления плодородного слоя почвы должна быть равна ширине траншеи в верхней части плюс 0,5 м в каждом направлении, максимальная – ширина полосы отвода земель.

При удалении, перемещении и хранении плодородного слоя почвы нельзя смешивать его с подстилающими породами, загрязнять горюче-смазочными жидкостями и материалами. Запрещается использовать плодородный слой почвы для засыпки траншей.

По окончании ремонтных работ, после уплотнения минерального грунта в траншее на рекультивируемую полосу наносят плодородный слой грунта и планируют его.

Перед началом работ по засыпке отремонтированного трубопровода необходимо восстановить устройства электрохимической защиты.

Засыпку траншеи минеральным грунтом осуществляют бульдозером с одной или с обеих сторон траншеи. Засыпку криволинейного участка трубопровода начинают с середины, осуществляя движение к его концам.

2.5 Сварочно-монтажные работы

Сварочные работы при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов подразделяются на сварочные и монтажные работы при замене

труб и ремонтно-сварочные работы при восстановлении стенки трубы.

Перед началом работ по капитальному ремонту трубопровода проводится выбор технологии сварки.

Процесс сварки считается сертифицированным, если, согласно данным визуального и радиографического контроля, результатам испытаний механических свойств, сварные соединения отвечают требованиям нормативной документации.

Сварочные и монтажные работы при капитальном ремонт магистральных трубопроводов с заменой труб включают в себя различные операции:

- подготовка к работе;
- сборка и сварка труб в секциях труб на трубосварочных базах и в полевых условиях;
- сборка и сварка секций в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов.

Подготовка к работе, в свою очередь, включает:

- установку сварочной базы для труб на специально подготовленном и планируемом участке;
- подготовку подъездных путей для трубоукладчика к приемному стеллажу сборочного стенда и стеллажу для складирования труб;
- подвод коммуникаций (силовые и сварочные кабели);
- размещение трубоукладчика в производственной зоне;
- установка вагончиков для хранения инвентарных и сварочных материалов, а также печь для сушки флюса и прокалки электродов.

Перед сборкой трубопровода выполняются следующие операции:

- положить конец трубопровода на инвентарные лежки или на земляную тумбу;
- очистить участок трубопровода от грязи и других посторонних предметов;
- зачистить кромки и смежные внешние и внутренние поверхности секции до металлического блеска на ширину не менее 10 мм.

Ремонтные сварочные работы на нефтепроводах выполняются без остановки перекачки или с остановкой для устранения дефектов стенки труб и сварных швов путем установки арматурных элементов (муфт) или наплавки металла. Сварочные работы на нефтепроводах под давлением также выполняются при приварке фитингов, катодных выводов и т. д.

Внутреннее давление в трубопроводе во время сварки не должно превышать давление, при котором трубопровод ремонтируется (2,5 МПа).

Запрещается проводить сварочные работы на участках нефтепроводов, которые работают, когда участок трубопровода не заполнен перекачиваемой нефтью.

2.6 Изоляционные работы

Изоляционные покрытия могут наноситься на трубопровод как механически, так и вручную, обеспечивая необходимую толщину изоляционного слоя и его непрерывность. Степень подготовки поверхности трубы должна соответствовать нормативной и технической документации на используемую изоляцию.

Задвижки, отводы, тройники и муфты должны быть изолированы вручную.

При капитальном ремонте нефтепроводов с заменой труб рекомендуется использовать трубы с защитным покрытием, нанесенным в заводских или базовых условиях. Процесс нанесения изоляции во время капитального ремонта затрачивает большое количество денежных и временных ресурсов.

Противокоррозионная изоляция поверхности трубопроводов должна проводиться нормальными или усиленными покрытиями на основе битумных изоляционных мастик, полимерных лент отечественной и импортной продукции, а также других изоляционных материалов, согласованных к применению.

В местах перехода магистрального трубопровода от подземной прокладки

к наземной, на переходах под автомобильными и железными дорогами, конструкция изоляционного покрытия дополнительно должна быть усилена слоем изоляционной ленты или защитной обертки.

Изоляционные покрытия сварных соединений (при использовании труб с заводской изоляцией), места подключения к трубопроводу запорной арматуры и т. п. по своим защитным свойствам должны соответствовать основному изоляционному покрытию трубопровода.

Выбор изоляционных материалов осуществляется в зависимости от требуемого срока службы, максимальной температуры транспортируемого продукта и температуры окружающего воздуха при выполнении работ по изоляции.

На участке магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» будет осуществлена изоляция сварных соединений битумно-полимерной мастикой «ТехноНИКОЛЬ».

2.7 Контроль изоляции участка

Защита подземных трубопроводов от коррозии является важной задачей, так как отсутствие коррозии позволяет увеличить срок службы трубопровода и сопутствующего оборудования, позволяет избегать остановок работы на период ремонта, предотвращает попадание в почву и воду транспортируемого продукта, а также значительно сказывается на безопасности эксплуатации трубопровода. В ГОСТ Р51164 – 98 [6] имеется требование обеспечить целостность защитного покрытия на весь предполагаемый период эксплуатации трубопровода. Во время антикоррозионной подготовки трубопроводов и в процессе их эксплуатации контролируются качество нанесения и целостность изоляционного слоя, его толщина и непрерывность.

Для определения параметров изоляционного слоя трубопровода используются приборы для оценки состояния как при подготовке к укладке – адгезиметры, толщинометры, дефектоскопы, так и при нахождении

трубопровода под землей – аппарат нахождения повреждения изоляции.

Для оценки состояния изолирующего слоя подземных трубопроводов используется значение переходного сопротивления, которое зависит от:

- материала и толщины изоляционного слоя;
- диаметра трубопровода;
- температуры транспортируемого продукта;
- состава почвы и ее удельного электрического сопротивления.

При проверке состояния изоляционного слоя эти устройства позволяют идентифицировать:

- места с повреждением изоляционного слоя;
- общее состояние изоляции;
- точное расположение оси трубопровода и его ответвлений;
- определение участка, который не обеспечивает катодную защиту трубопровода из-за повреждения анодной линии.

2.8 Очистка полости и гидравлическое испытание

В соответствии с действующими нормами, магистральные трубопроводы очищаются, проверяются на прочность и герметичность перед вводом в эксплуатацию. Очистку трубопровода производят для его нормальной работы, которая предполагает отсутствие изменений физико-химических свойств продукта. Очистка обеспечивает, на протяжении всего трубопровода (или на отдельных участках), установленные проектом проходное сечение и коэффициент гидравлического сопротивления, а также беспрепятственный доступ через трубопровод во время его работы различными устройствами разделения и очистки. Испытания магистрального трубопровода на прочность и испытание на герметичность – гарантируют его надежную работу во время эксплуатации.

Цель очистки – удаление из трубопровода окалины, грата, случайно попавшей грязи, воды, посторонних предметов. Полости подземных

трубопроводов очищаются после того, как они уложены в траншею и засыпаны.

Перед подключением к основной линии необходимо выполнить очистку полости, испытание на гидравлическую прочность и проверку герметичности установленной секции трубопровода. В то же время проверяемый трубопровод должен быть засыпан и обвалован.

Очистка полости трубопровода осуществляется промывкой водой с прохождением очистительного устройства. На одной стороне трубопровода приваривается сферическая заглушка, с другой стороны – задвижка со сливным патрубком. Пропуск очистного устройства в потоке жидкости обеспечивает удаление не только загрязняющих веществ, но и воздуха из трубопровода, что устраняет необходимость установки клапанов для отвода воздуха, повышает надежность обнаружения утечки с помощью манометра.

Трубопровод испытывается водой. Вода, используемая для испытаний, должна иметь рН в диапазоне от 6,0 до 9,0 и содержать механические примеси не более 60 мг/л. Нефть из испытательной секции следует сливать в резервуар для сбора утечек, затем закачивать в резервуары или через насосы откачки утечек в подводящий нефтепровод. Заполнение воды в трубопроводе осуществляется через фильтры, которые исключают попадание песка, ила, посторонних предметов из водоема в полость трубопровода. При заборе воды из резервуара на всасывающем трубопроводе установлена сетка для предотвращения попадания водной фауны. Для приема использованной воды во время промывки предусмотрен амбар. Для ориентирования в безопасном направлении струи воды и загрязнений на конце очищаемого участка следует устанавливать промывочные патрубки. После отстоя вода из амбара закачивается повторно в трубопровод для использования при гидравлическом испытании.

Промывка считается завершенной, когда из сливной трубы выходит поток незагрязненной жидкости. После очистки полости трубы на концах очищенной зоны устанавливаются временные инвентарные заглушки.

Испытание на прочность и испытание на герметичность проводятся

гидравлически. Это самый эффективный способ. Это позволяет создавать в трубопроводе повышенное давление практически без дополнительной подачи воды в трубопровод после его заполнения, что обеспечивает более полное обнаружение скрытых дефектов, а также относительную безопасность работы.

В начале и конце испытываемого участка устанавливают контрольно-измерительные приборы для измерения давления. Для этой цели используются дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление $4/3$ испытательного.

Для проведения гидравлического испытания необходимо установить зону безопасности.

Считается, что трубопровод прошел испытание на прочность и герметичность, если во время испытания труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление оставалось в пределах допустимых норм и никаких утечек не было найдено.

В соответствии с таблицей 21 ГОСТ Р 55990 – 2014 [7] отдельные участки испытываются в два этапа:

– участки трубопроводов при пересечении с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересечения от пересекаемой коммуникации испытываются в два этапа. На первом этапе указанные участки испытываются гидравлическим способом после укладки в проектное положение на давление $1,25 P_{\text{раб}}$ в верхней точке, но не превышающего наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленных на испытываемом участке. Продолжительность выдержки при испытании на прочность на первом этапе не менее 6 часов;

– на втором этапе рассматриваемые участки испытываются одновременно со всем трубопроводом на давление равное $1,25 P_{\text{раб}}$ гидравлическим способом. Продолжительность выдержки при испытании на прочность не менее 12 часов.

Параметры испытания приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры гидроиспытания

Показатель	Значение
Длина участка	3 км
Категория участка	III
Давление рабочее	5,5 МПа
Давление испытательное	6,8 МПа

2.9 Контроль качества и приемка в эксплуатацию отремонтированного участка нефтепровода

Контроль качества ремонтных работ должен проводиться путем систематического мониторинга и проверки соответствия требованиям проектных работ.

Ответственность за соблюдение качества ремонтно-восстановительных работ и подготовку исполнительной документации несет инженерно-технический персонал, назначенный соответствующим приказом организации, которая выполняет работы по капитальному ремонту.

Контроль качества ремонтных работ включает три уровня:

- производственный контроль;
- технический надзор;
- инспекционный надзор.

Производственный контроль осуществляется в целях обеспечения требуемого качества выполнения определенных технологических операций в соответствии с требованиями проекта, инструкциями по эксплуатации, технологическими картами, нормами и правилами, и своевременной коррекцией выполнения этих операций в случае, если контролируемые параметры выходят за пределы нормы.

Контроль качества производства капитального ремонта осуществляется средствами ремонтно-строительного отдела: исполнителями работ и службой качества, состоящим из инженерно-технических работников и инспекторов

полевых лабораторий.

Производственный контроль осуществляется непрерывно на протяжении всего процесса ремонта и включает в себя два этапа: входной и операционный контроль.

Результаты контроля качества капитального ремонта отражены в исполнительной документации (специальные журналы, акты или заключения). В документах результаты контроля подтверждаются подписями контролера, исполнителя работ и инспектора технического надзора.

Целью технического надзора за качеством ремонтных и строительных работ является контроль за реализацией всех проектных и технологических решений, применение современной нормативной базы, а также внедрение передовых методов и инструментов контроля.

Технический надзор должен осуществляться и охватывать все объекты и этапы ремонтных работ – от экспертизы проектов до испытаний трубопровода. Результаты контроля и освидетельствования (приемки) скрытых работ регистрируются в журналах выполнения соответствующих работ или оформляются актами.

Технический надзор осуществляется службой технического надзора. Состав участка определяется количеством ремонтных работ и видом выполняемого капитального ремонта.

Инспекционный надзор осуществляется на всех этапах капитального ремонта, начиная с рассмотрения проектной документации, с целью проверки эффективности ранее проведенного производственного контроля и технического надзора.

Инспекционный надзор проводится периодически и выборочно региональными органами Госгортехнадзора России.

Представители проектной организации (авторский надзор) должны участвовать в контрольном надзоре.

Окончательная проверка качества капитального ремонта производится, когда трубопровод принимается приемочной комиссией. Приемка

отремонтированного участка трубопровода осуществляется после завершения всего комплекса ремонтных работ.

3 Расчетная часть

3.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода

Проверяем трубопровод на прочность. Находим кольцевые напряжения в стенке трубы по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{\text{в}}}{2\delta}, \quad (3.1)$$

где $n_p = 1$ – коэффициент надежности по нагрузке

$p = 56,08 \text{ кгс/см}^2$ – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{в}} = 51,4 \text{ см}$ – внутренний диаметр трубопровода;

$\delta = 0,8 \text{ см}$ – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1 \cdot 56,08 \cdot 51,4}{2 \cdot 0,8} = 1801,57 \text{ кгс/см}^2$$

Расчетное сопротивление металла труб определяем по формуле

$$R_{\text{кц}} = \frac{R_1^{\text{H}} \cdot m}{K_1 \cdot K_{\text{H}}}, \quad (3.2)$$

где R_1^{H} – нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{\text{в}}$ по государственным стандартам и техническим условиям трубы;

m – коэффициент условия работы трубопровода, равный 0,9 для участков трубопроводов III категории;

$K_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу;

$K_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R_1 = \frac{5200 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,0} = 3342,86 \text{ кгс/см}^2$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (3.3)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{1801,57}{3342,86} \right)^2} - 0,5 \frac{1801,57}{3342,86} = 0,884 - 0,27 = 0,614$$

Прочность проверяется по условию

$$\sigma_{\text{пр.н}} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (3.4)$$

Проверяем наличие продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

$$\sigma_{\text{пр.н.}} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p p D_B}{2\delta}, \quad (3.5)$$

где $\alpha = 1,212 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2100000$ кгс/см² переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона;

$\Delta t = 38$ °С – расчетный температурный перепад.

$$\sigma_{\text{пр.н.}} = -1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 21 \cdot 10^5 \cdot 38 + 0,3 \frac{1 \cdot 56,08 \cdot 51,4}{2 \cdot 0,8} = -1,212 \cdot 21 \cdot 38 + 540,47 =$$

$$= -417,13 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак «минус» последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить значение коэффициента ψ_2 , учитывающего двухосное напряженное состояние металла труб.

Условие прочности (3.4) примет вид:

$$\sigma_{\text{пр.н.}} \leq \psi_2 \cdot R_1, \Rightarrow 417,13 \leq 0,614 \cdot 3342,86 \Rightarrow 417,13 \leq 2052,52.$$

Условие (3.4) выполняется.

3.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = (\alpha_t E \Delta t + \mu \sigma) F, \quad (3.6)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, которая определяется по формуле

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2). \quad (3.7)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (53^2 - 51,4^2) = 0,785(2809 - 2641,96) = 0,785 \cdot 167,04 = 131,13 \text{ см}^2;$$

$$S = (1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 21 \cdot 10^5 \cdot 38 - 0,3 \cdot 1801,57) \cdot 131,13 = 55953,96 \text{ кгс/см}^2.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле

$$N_{\text{кр}} = 4 \sqrt[4]{p_0^2 q_{\text{в.п.}}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (3.8)$$

где $q_{\text{в.п.}}$ – сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы;

p_0 – сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода;

I – момент инерции поперечного сечения трубы.

Момент инерции поперечного сечения трубы определяется по формуле:

$$I = \frac{\pi}{3,14} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4); \quad (3.9)$$

$$I = \frac{3,14}{4} (53^4 - 51,4^4) = 0,785 \cdot (7890481 - 6979952,64) = 714764,76 \text{ см}^4.$$

Определим суммарный вес трубопровода и продукта по формуле

$$q_{\text{т.п}} = n_{\text{тр}} q_{\text{тр}}^{\text{н}} + n_{\text{пр}} q_{\text{пр}}^{\text{н}}, \quad (3.10)$$

где $n_{\text{тр}}$, $n_{\text{пр}}$ – коэффициенты перегрузки соответственно для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта, при расчете на устойчивость;

$$q_{т.п.} = 1 \cdot 1,03 + 0,95 \cdot 1,753 = 2,695 \text{ кгс/см}^2.$$

$$n_{гр} = 1; n_{пр} = 0,95.$$

$$q_{пр}^H = \gamma_{пр} \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}. \quad (3.11)$$

$$q_{гр}^H = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot 131,13 = 1,03 \text{ кгс/см}^2.$$

$$q_{пр}^H = \gamma_{пр} \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 0,845 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{3,14 \cdot 51,4^2}{4} = 1,753 \text{ кгс/см}^2,$$

где γ – плотность стали,

$\gamma_{пр}$ – плотность продукта.

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы определяется по формуле

$$q_{гр} = \gamma_{пр} \cdot \frac{n_{гр} \gamma_{гр} \left[2D_{н} h_0 + \frac{D_{н}^2}{4} + 2D_{н} \left(h_0 + \frac{D_{н}}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{т.п.}}{\pi D_{н}}; \quad (3.12)$$

$$q_{гр} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 53 \cdot 100 + \frac{53^2}{4} + 2 \cdot 53 \left(100 + \frac{53}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 2,695}{3,14 \cdot 53} =$$

$$= 0,133 \text{ кгс/см}^2.$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта (для глинистых грунтов 16°);

$n_{гр}$ – коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устойчивость равным 0,8;

$\gamma_{\text{гр}}$ – объемный вес грунта;

$h_0 = 1$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности.

Определяем сопротивление продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода

$$p_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{пр}}, \quad (3.13)$$

где $\tau_{\text{пр}}$ – предельное сопротивление грунта сдвигу.

$$p_0 = 3,14 \cdot 53 \cdot 0,24 = 39,941 \text{ кгс/см}^2.$$

Предельное сопротивление грунта сдвигу, определяется по формуле:

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}} \text{tg} \phi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}}, \quad (3.14)$$

где $c_{\text{гр}}$ – коэффициент сцепления грунта (для влажной глины 0,2 кг/см²).

$$\tau_{\text{пр}} = 0,133 \cdot \text{tg} 16^\circ + 0,2 = 0,24 \text{ кгс/см}^2,$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле:

$$q_{\text{в.п}} = n_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{т.п.}}; \quad (3.15)$$

$$q_{\text{в.п}} = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 53 \left(100 + \frac{53}{2} - \frac{3,14 \cdot 53}{8} \right) + 2,695 = 9,866 \text{ кгс/см}^2.$$

Находим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопровода

$$N_{кр} = 4\sqrt[4]{39,941^2 \cdot 9,866^4 \cdot 131,13^2 \cdot 2100000^5 \cdot 714764,76^3} = 1,29 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2. \quad (3.16)$$

Проверяем выполнение условия (3.5)

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 1,29 \cdot 10^6 = 1159679,99 \text{ кгс/см}^2. \quad (3.17)$$

$$55953,96 \leq 1159679,99.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.п.}^2 EI}, \quad (3.18)$$

где β_y – коэффициент, который находится по номограмме в зависимости от параметров Θ и Λ , вычисленных следующим образом:

$$\Theta = \frac{1}{R \sqrt[3]{\frac{q_{в.п.}}{EI}}}; \quad (3.19)$$

$$\Theta = \frac{1}{6 \cdot 10^4 \sqrt[3]{\frac{9,866}{2100000 \cdot 714764,76}}} = \frac{1}{1,1239} = 0,89;$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{в.п.} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.п.}}{EI}}}; \quad (3.20)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{39,941 \cdot 131,13}{9,866 \cdot 714764,76}}}{\sqrt[3]{\frac{9,866}{2100000 \cdot 714764,76}}} = \frac{0,0272526272}{0,0001873208} = 145,49.$$

По номограмме находим значение коэффициента $\beta_y = 7$ и по формуле (3.18) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода

$$N_{кр} = 7 \sqrt[3]{9,866^2 \cdot 2100000 \cdot 714764,76} = 368682,84 \text{ кгс/см}^2.$$

Условие (3.5) выполняется и для криволинейных участков:

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 368682,84 = 331814,55 \text{ кгс/см}^2.$$

$$55953,96 \leq 331814,55.$$

3.3 Расчет режимов ручной электродуговой сварки

По временному сопротивлению разрыву σ_b и по толщине стенки S для сварки корневого шва выбираем электроды с основным видом покрытия:

- тип: Э50А;
- марка: ОК 48.04;

– $d_{эл} = 3$ мм.

По временному сопротивлению разрыву и по толщине стенки для сварки заполняющего и облицовочного слоев выбираем электроды с основным видом покрытия:

– тип: Э50А;

– марка: ОК 48.04;

– $d_{эл} = 3$ мм.

Тип разделки кромок для ручной электродуговой сварки (РДС) выбираем для труб с толщиной стенки до 15 мм (рисунок 3.1).

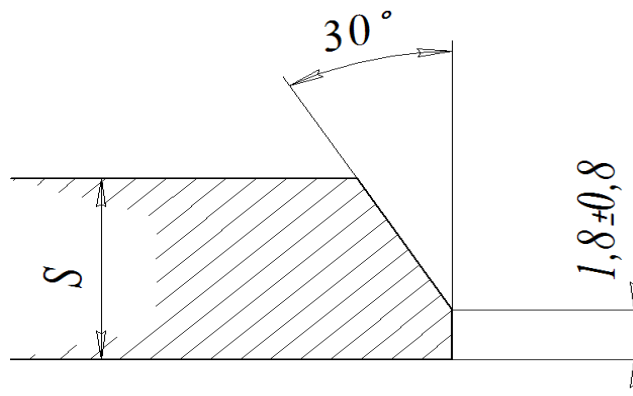


Рисунок 3.1 – Кромка

Выбираем величину зазора в стыке при сборке: $b = 3$ мм.

Величина эквивалента углерода для термических сталей с учетом толщины стенки рассчитывается по формуле

$$C_s = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum V + Nb + Ti}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B; \quad (3.21)$$

$$C_s = 0,15 + \frac{1,15}{6} + \frac{0,3 + 0 + 0}{5} + \frac{0,3 + 0,3}{15} + 15 \cdot 0 = 0,44 \% .$$

Температуру предварительного подогрева выбираем в зависимости от

эквивалента углерода и толщины стенок стыкуемых труб.

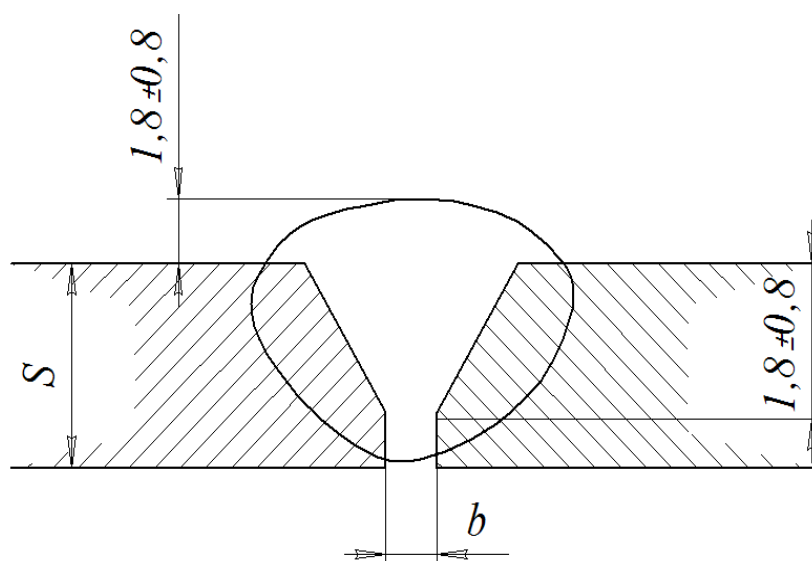


Рисунок 3.2 – Геометрические размеры сварного стыка

Исходя из рисунка 3.2 определяем, что общая площадь заполнения разделки будет равна:

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = b \cdot S + (S - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^0 + \frac{2}{3} \cdot q \cdot (2 \cdot (S - 1,8) \cdot \text{tg}30^0 + b + 7); \quad (3.22)$$

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = 3 \cdot 8 + (8 - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^0 + \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot (2 \cdot (8 - 1,8) \cdot \text{tg}30^0 + 3 + 7) = 80,5 \text{ мм}^2.$$

Площадь первого корневого слоя определяется по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = (6 \dots 8) \cdot d_{\text{эл}} = 7 \cdot 3 = 21 \text{ мм}^2. \quad (3.23)$$

Площадь заполняющих слоев определяется по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = (8 \dots 14) \cdot d_{\text{эл}} = 10 \cdot 3 = 30 \text{ мм}^2. \quad (3.24)$$

Определяем общее количество слоев по формуле

$$n = \frac{F_{\text{общ}} - F_{\text{к}}}{F_{\text{н}}} = \frac{80,5 - 21}{24} \approx 2. \quad (3.25)$$

Итого 2 заполняющих слоя + 1 корневой слой = 3 слоя.

Определим сварочный ток по формуле

$$I_{\text{св1}} = k \cdot d^{1,5} = 30 \cdot 3^{1,5} = 156 \text{ А} . \quad (3.26)$$

$$I_{\text{св2}} = k \cdot d = 40 \cdot 3 = 120 \text{ А} . \quad (3.27)$$

$k = 30 \dots 45$ при $d_{\text{эл}} = 3 \text{ мм}$.

Определим напряжение дуги:

$$U_{\text{д1}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св}} . \quad (3.28)$$

Для электрода диаметром 3 мм для корневого слоя:

$$U_{\text{д1}} = 20 + \frac{0,05}{1,8} \cdot 156 = 24 \pm 1 \text{ В} .$$

Для электрода диаметром 3 мм:

$$U_{\text{д2}} = 20 + \frac{0,05}{1,8} \cdot 120 = 23 \pm 1 \text{ В} .$$

Скорость сварки определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{св}} = \frac{\alpha_{\text{н}} \cdot I_{\text{св}}}{A_{\text{н}} \cdot \gamma}, \quad (3.29)$$

где $\alpha_{\text{н}}$ – коэффициент наплавки.

$$\alpha_{\text{н}} = 8 \text{ г/А} \cdot \text{ч};$$

$$\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3.$$

Тогда скорость сварки для рассматриваемых электродов будет равна:

$$V_{\text{св1}} = \frac{8 \cdot 156}{21 \cdot 7,8} = 7,62 \text{ м/ч};$$

$$V_{\text{св2}} = \frac{8 \cdot 120}{30 \cdot 7,8} = 4,1 \text{ м/ч}.$$

Определим погонную энергию:

$$g_{\text{п}} = \frac{I_{\text{св}} U_{\text{д}} \eta}{V_{\text{св}}}, \quad (3.30)$$

где $\eta = 0,67$ – эффективный КПД дуги.

$$g_{\text{п1}} = \frac{156 \cdot 24 \cdot 0,67 \cdot 36}{7,62} = 11851 \text{ Дж/см}^2;$$

$$g_{п2} = \frac{120 \cdot 23 \cdot 0,67 \cdot 36}{4,1} = 16237 \text{ Дж/см.}$$

Находим радиус изотермы:

$$r = 0,0056 \sqrt{g_{п}} ; \quad (3.31)$$

$$r = 0,0056 \sqrt{11851} = 0,61 \text{ см};$$

$$r = 0,0056 \sqrt{16237} = 0,71 \text{ см.}$$

Определим глубину проплавления:

$$h = (0,3 \dots 0,5) \cdot r ; \quad (3.32)$$

$$h = 0,5 \cdot 0,61 = 0,305 \text{ см} \approx 3,0 \text{ мм.}$$

$$h = 0,5 \cdot 0,71 = 0,355 \text{ см} \approx 3,6 \text{ мм.}$$

Следовательно, притупление проплавлено.

3.4 Расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки

При отдельном способе ведения изоляционно-укладочных работ, когда они выполняются в два приема (вначале изоляции на бровке, затем укладка заизолированного трубопровода в траншею), первоначальная расчетная схема симметрична (рисунок 3.3).

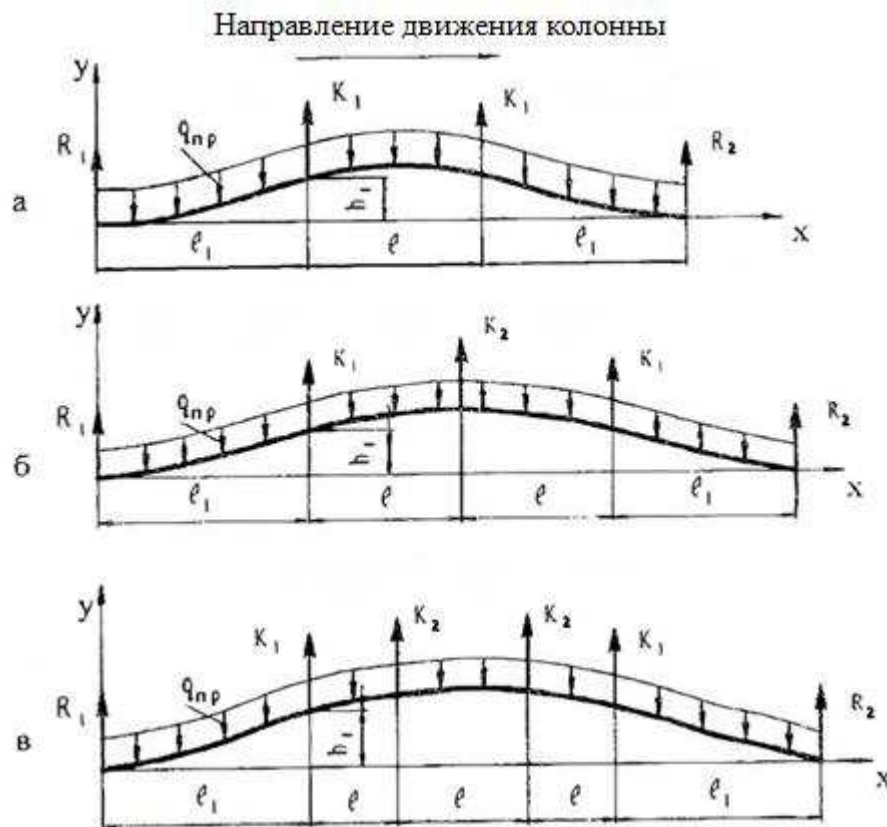


Рисунок 3.3 – Расчетные схемы симметричного подъема трубопровода:
 а – двумя трубоукладчиками; б – тремя трубоукладчиками; в – четырьмя
 трубоукладчиками; K_1, K_2 – усилия, развиваемые трубоукладчиками; R_1, R_2 –
 опорные вертикальные реакции; $q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса
 трубопровода; h_1 – высота подъема трубопровода; l – расстояние между
 трубоукладчиками; l_1 – пролет

В расчете принято, что высота подъема трубопровода h_1 равна высоте подъема изоляционной машины.

Весь приподнятый над землей участок трубопровода можно рассматривать как неразрезную многопролетную балку, в которой имеются два крайних пролета l_1 и средняя зона, заключенная между крайними трубоукладчиками. При подъеме трубопровода одним, двумя или тремя кранами-трубоукладчиками наиболее нагруженными являются сечения трубопровода в точках его подъема крайними трубоукладчиками. При использовании четырех и более кранов-трубоукладчиков наиболее

нагруженными становятся сечения в крайних пролетах. Все необходимые расчетные величины определяются из условия максимального снижения напряжений в приподнятом трубопроводе, используя безразмерные параметры, приведенные в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Безразмерные параметры

Безразмерные параметры	Число трубоукладчиков				
	1	2	3	4	5
$m = \ell_1 / \ell$	-	1,476	1,647	1,784	1,909
$\bar{\ell}_1 = \frac{\ell_1}{\sqrt[4]{\frac{EIh_1}{q_{mp}}}}$	-	1,749	1,507	1,304	1,263
$\bar{K}_1 = \frac{K_1}{\sqrt[4]{EIh_1q_{mp}^3}}$	3,884	2,461	2,224	2,09	1,998
$\bar{K}_2 = \frac{K_2}{\sqrt[4]{EIh_1q_{mp}^3}}$	-	-	1,507	1,364	1,183
$\bar{\sigma}_1 = \frac{\sigma_1}{\sqrt{Eh_1\gamma_m}}$	2	1,081	0,809	0,657	0,564
$\bar{\sigma}_x = \frac{\sigma_x}{\sqrt{Eh_1\gamma_m}}$	0,667	0,696	0,725	0,742	0,757

Для трубопровода диаметром 530 мм принимаем количество трубоукладчиков – 3 согласно табл. 6 Правил капитального ремонта подземных трубопроводов.

Так, расстояние от точки касания трубопроводом грунта до первого крана-трубоукладчика:

$$\ell_1 = \bar{\ell}_1 \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{из}}{q_{тр}}}, \quad (3.33)$$

где E – модуль упругости, равный для стали 17Г1С – $2,0 \cdot 10^5$ МПа;

I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 ;

$q_{тр}$ – вес единицы длины трубопровода, МН/м ;

$h_{из} = h_1 = 0,5 \text{ м}$. – высота подъема трубопровода и изоляционной машины.

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы I , м^4 :

$$I = \frac{\pi \cdot D_n^3 \cdot \delta}{8}; \quad (3.34)$$

$$I = \frac{3,14 \cdot 0,53^3 \cdot 0,008}{8} = 0,47 \cdot 10^{-3}.$$

Вес единицы длины трубопровода $q_{тр}$, МН/м :

$$q_{тр} = q_m = \gamma_m \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.35)$$

где γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали 17Г1С

$$\gamma_m = 76980 \text{ Н/м}^3.$$

$$q_{тр} = q_m = 76980 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,514^2) = 1,00941 \cdot 10^{-3}.$$

Расстояние от точки касания трубопроводом грунта до первого крана-
трубоукладчика:

$$\ell_1 = 1,507 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,0 \cdot 10^5 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5}{1,00941 \cdot 10^{-3}}} = 22,14 \text{ м.}$$

Расстояние между трубокладчиками:

$$\ell = \ell_1 / m; \tag{3.36}$$

$$\ell = \frac{22,14}{1,647} = 13,44 \text{ м.}$$

Усилия на крюках кранов-трубокладчиков от собственного веса трубопровода:

$$K_1 = \overline{K}_1 \sqrt[4]{E I h_1 q_{\text{тр}}^3}; \tag{3.37}$$

$$K_1 = 2,224 \sqrt[4]{2 \cdot 10^5 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 \cdot 1,00941 \cdot 10^{-9}} = 0,033;$$

$$K_2 = \overline{K}_2 \sqrt[4]{E I h_2 q_{\text{тр}}^3}; \tag{3.38}$$

$$K_2 = 1,507 \sqrt[4]{2 \cdot 10^5 \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 \cdot 1,00941 \cdot 10^{-9}} = 0,022.$$

Изгибающие напряжения в трубопроводе в точках подъема крайними трубокладчиками:

$$\sigma_1 = \overline{\sigma}_1 \sqrt{E h_1 \gamma_M}; \tag{3.39}$$

$$\sigma_1 = 0,809 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^5 \cdot 0,5 \cdot 76980} = 70,98.$$

Максимальные изгибающие напряжения в пролете:

$$\sigma_x = \overline{\sigma_x} \sqrt{Eh_1 \gamma_m}; \quad (3.40)$$

$$\sigma_x = 0,725 \cdot \sqrt{2 \cdot 10^5 \cdot 0,5 \cdot 76980} = 63,61.$$

Проверка прочности трубопровода производится по условию:

$$\sigma_1 \leq R_2; \quad (3.41)$$

$$\sigma_x \leq R_2. \quad (3.42)$$

где R_2 – расчётное сопротивление трубы, МПа.

Расчётное сопротивление трубы R_2 МПа:

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (3.43)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0,9$;

k_2 – коэффициент надежности по материалу, $k_2 = 1,4$;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, $k_H = 1$;

R_2^H – минимальное значение предела текучести для стали 17Г1С, МПа,

$R_2^H = 355$ МПа.

$$R_2 = \frac{355 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 228,21.$$

Проверка прочности трубопровода:

$$70,98 \leq 228,21;$$

$$63,61 \leq 228,21.$$

Условие выполняется.

Рекомендуемая компоновка изоляционной колонны для трубопровода диаметром 530 мм – комбинированная машина ОМ522П $G_k = 51$ кН. В соответствии с ней, к усилиям на крюках трубоукладчиков, поддерживающих очистную или изоляционную машину, следует прибавить их вес. Так, суммарное усилие на крюке крана-трубоукладчика, поддерживающую комбинированную машину:

$$K_1^c = K_1 + G_k; \quad (3.44)$$

$$K_1^c = 0,033 + 51 = 51,033.$$

Вылеты стрелы a_{\min} и a_{\max} определим по формулам:

$$a_{\min} = 0,3 + \frac{D_H}{2}; \quad (3.45)$$

$$a_{\max} = \frac{B}{2} + h_T \operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}} + \frac{D_H}{2} + 0,3. \quad (3.46)$$

где B – ширина траншеи по дну, м, $B = 1$ м;

h_T – глубина траншеи, м $h_T = 1$ м;

$\varphi_{\text{гр}}$ – характеристика грунта, градусы, $\varphi_{\text{гр}} = 16^\circ$.

$$a_{\min} = 0,3 + \frac{0,53}{2} = 0,0795;$$

$$a_{\max} = \frac{1}{2} + \operatorname{tg}16^\circ + \frac{0,53}{2} + 0,3 = 1,352.$$

Определив необходимые подъемные усилия, подбираем марку кранов трубоукладчиков с помощью зависимости:

$$K_{\text{доп}} \leq k_{\text{н.г.}} \cdot \frac{M_{\text{уст}}}{a}, \quad (3.47)$$

где $K_{\text{доп}}$ – допускаемое вертикальное усилие на крюке трубоукладчика; $k_{\text{н.г.}}$ – коэффициент надежности по грузоподъемности, учитывающий неровный рельеф местности, $k_{\text{н.г.}} = 0,9$;

$M_{\text{уст}}$ – номинальный момент устойчивости трубоукладчика, указываемый в паспорте;

a – вылет стрелы, является переменным и изменяется от минимального у первого по ходу работ трубоукладчика.

При минимальном вылете:

$$51,033 \leq 0,9 \cdot \frac{M_{\text{уст}}}{0,0795};$$

$$M_{\text{уст}} \geq \frac{51,033 \cdot 0,0795}{0,9} = 4,51.$$

При максимальном вылете:

$$51,033 \leq 0,9 \cdot \frac{M_{\text{уст}}}{1,352};$$

$$M_{уст} \geq \frac{51,033 \cdot 1,352}{0,9} = 76,66.$$

Используя для работы изоляционно-укладочной колонне краны-трубоукладчики ТГ-61(ТГ-62) на базовой машине ДТ-75Р-С3 с моментом устойчивости $M_{уст} = 160 \text{ кН} \cdot \text{м}$ и номинальной грузоподъемностью 6,3 т или 61,78 кН.

При очистке нефтепровода перед очистными поршнями должна быть залита вода в объеме 15 % объема полости очищаемого участка – 99,2 м³.

Необходимый объем воды для испытания с учетом 15 % объема воды для промывки полости нефтепровода составит:

$$V_{в.общ} = V_{тр} + (V_{тр} \cdot 1,15); \quad (3.48)$$

$$V_{в.общ} = 661,5 + 99,2 = 760,7 \text{ м}^3.$$

Промывка совмещена с вытеснением из нефтепровода воздуха и считается законченной, когда очистное устройство выйдет из нефтепровода неразрушенным.

После очистки полости на концах очищенного участка следует устанавливать временные инвентарные заглушки.

4 Экономическая часть

В экономической части бакалаврской работы будут рассчитаны затраты на проведение работ при капитальном ремонте. Ремонт производится на участке магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347 км - 350км.

Затраты на ремонт включают:

- затраты на аренду техники;
- затраты на материалы;
- затраты на оплату труда;
- страховые взносы.

4.1 Затраты на аренду техники

Стоимость аренды техники определяется на основе количества, их цен и продолжительности аренды.

Согласно СНиП 1.04.03 – 85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий зданий и сооружений» [8] ч.2 п.7 принимается метод экстраполяции из имеющейся в нормах минимальной протяженности 20км с продолжительностью строительства 10 месяцев.

Уменьшение протяженности составит:

$$\frac{20 - 3,0}{20} \cdot 100 = 85\% .$$

Уменьшение нормы продолжительности строительства равно:

$$85 \cdot 0,3 = 25,5\% .$$

Продолжительность строительства с учетом экстраполяции будет равна:

$$T = 10 \cdot \frac{100 - 25,5}{100} = 7,5 \text{ мес.}$$

Расчетная продолжительность строительства составит:

$$T_p = 7,2 \cdot 1,2 \approx 9 \text{ мес, в том числе подготовительный период 2 мес.}$$

Принимаем необходимый срок аренды для выполнения работ для каждого вида техники и производим расчет затрат по статье расходов на аренду техники. Расчет представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет стоимости аренды техники

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена аренды за час, руб.	Необходимое время аренды, ч.	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
1	Бульдозер КОМАТСУ D-65E-12	шт.	1	1000	12	12000	https://exkavator.ru
2	Кран автомобильный КС-35714	шт.	1	1500	1800	2700000	https://exkavator.ru
3	Трубоукладчик ТГ-61(ТГ-62)	шт.	3	2000	216	432000	https://exkavator.ru
4	Экскаватор Hitachi EX-200	шт.	1	2200	24	52800	https://exkavator.ru
5	Автомобиль бортовой КамАЗ-43118	шт.	1	1250	1800	2250000	https://exkavator.ru

Окончание таблицы 4.1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена аренды за час, руб.	Необходимое время аренды, ч.	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
6	Автосамосвал Камаз-55111	шт.	1	1100	145	159500	https://exkavator.ru
7	Трубовоз 44261Д	шт.	1	1500	145	217500	https://exkavator.ru
8	Машина финишной очистки ПТ-НН-1200	шт.	1	1200	216	259200	https://exkavator.ru
9	Машина грунтовочная ПТ-НН-1220Г	шт.	1	1350	216	291600	https://exkavator.ru
10	Машина комбинированная ПТ-ОМ-522П	шт.	1	2200	216	475200	https://exkavator.ru
11	Агрегат нагревательный	шт.	1	1300	216	280800	https://exkavator.ru
12	Котел для плавления и выдачи мастики	шт.	1	1000	216	216000	https://exkavator.ru
13	Электростанция ДЭС-60	шт.	2	600	216	129600	http://tech4stroy.ru
	Итого	х	х	х	х	7476200	х

4.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Затраты на вспомогательное оборудование определяются на основе их количества, и цен. Расчет представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет затрат на вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена с НДС, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
1	Троллейная подвеска ТПП-1021	шт	2	211000	422000	http://tmh.su
2	Траверса с мягкими полотенцами ПМ 1023	шт	2	31000	62000	http://szkan.at.ru
	Итого:	х	х	х	484000	х

4.3 Затраты на приобретение материалов.

4.3.1 Труба стальная диаметром 530x8 мм марки 17Г1С

В первом случае будут использоваться трубы стальные диаметром 530x8 мм, сталь марки 17Г1С производителя Набережночелнинский Трубный Завод ТЭМ-ПО. Состав материалов отражен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Материалы Набережночелнинского Трубного Завода

Материал	Нормативный документ
Труба 530x8 ст. 17Г1С	ГОСТ 20295-85*

Определяем цены на нужные материалы и перевозку с транзитного склада г. Екатеринбурга до г. Комсомольска-на-Амуре (от ж/д станции в г. Комсомольск-на-Амуре доставка грузов осуществляется автомобильным транспортом до площадки строительства). Дальность возки 315 км.(данные учтены в рабочем времени техники) и заполняем таблицу 4.4.

Рассчитываем необходимый объем материалов и вагонов для проведения работ и транспортировки.

Одна тонна труб имеет длину 9,71 м. Всего для капитального ремонта магистрального нефтепровода необходимо 2952 м. (32 м. – аварийный и

строительный запас) труб.

$$M = \frac{2952}{9,71} \approx 304 \text{ т.}$$

Таблица 4.4 – Цены на материалы и перевозку труб Набережночелнинского Трубного Завода

Наименование материала	Ед. изм.	Цена за единицу, руб.	Источник цен
Труба 530x8 ст. 17Г1С	т	124000	https://bz66.ru
Перевозка ж/д транспортом Екатеринбург – Комсомольск-на-Амуре	вагон	308059	https://cargolk.rzd.ru/services/

Количество вагонов находим рассчитав объем 1м. трубы = $0,8825 \text{ м}^2$

Крытый грузовой вагон имеет объем кузова 114 м^2 .

Количество вагонов:

$$N_{\text{в}} = \frac{2952 \cdot 0,8825}{114} = 22,85 \approx 23 \text{ вагона.}$$

Объем материала и количество вагонов представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расход труб на капитальный ремонт трубопровода и количество вагонов

Наименование материала	Количество
Труба 530x8 ст. 17Г1С	304 тонны
Количество вагонов для доставки труб	23 шт.

Сводим в таблицу 4.6 результаты для определения полных затрат на материалы и доставку труб Набережночелнинского Трубного Завода.

Таблица 4.6 – Полные затраты на материалы и доставку с Набережночелнинского Трубного Завода

Наименование материала	Расходы, руб
Труба 530x8 ст. 17Г1С	37696000
Перевозка ж/д транспортом Екатеринбург – Комсомольск-на-Амуре	7085357
Итого	44781357

Во втором случае будет использоваться трубы стальные диаметром 530x8 мм, сталь марки 17Г1С производителя ПАО «ЧТПЗ». Состав материалов отражен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Материалы ПАО «ЧТПЗ»

Материал	Нормативный документ
Труба 530x8 ст. 17Г1С	ГОСТ 20295 – 85*

Определяем цены на нужные материалы и перевозку со склада производства г. Челябинск до г. Комсомольска-на-Амуре и заполняем таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Цены на материалы и перевозку труб ПАО «ЧТПЗ»

Наименование материала	Ед. изм.	Цена за единицу, руб.	Источник цен
Труба 530x8 ст. 17Г1С	т	120500	https://market.chelpipe.ru
Перевозка ж/д транспортом Екатеринбург – Комсомольск-на-Амуре	вагон	303542	https://cargolk.rzd.ru/services/

Объем материала и количество вагонов представлен в таблице 4.5.

Сводим в таблицу 4.9 результаты для определения полных затрат на материалы и доставку труб ПАО «ЧТПЗ».

Таблица 4.9 – Полные затраты на материалы и доставку с ПАО «ЧТПЗ»

Наименование материала	Расходы, руб
Труба 530x8 ст. 17Г1С	36632000
Перевозка ж/д транспортом Екатеринбург – Комсомольск-на-Амуре	6981466
Итого	43613466

4.3.2 Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики

В качестве изоляции в первом случае будет использоваться комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т». Состав материалов отражен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Материалы для комбинированного полимерно-битумного покрытия на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»

Материал	Нормативный документ
Грунтовка «ТРАНСКОР»	ТУ 2313-003-32989231 – 2005
Мастика «ТРАНСКОР-Т»	ТУ 5775-002-32989231 – 2004
Стеклосетка «X-GLASS GOLD»	ТУ 5952-005-09244330 – 2012
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	ТУ 2293-004-58210788 – 2005

Общая толщина покрытия 3,5 мм.

Определяем цены на нужные материалы и заполняем таблицу 4.11.

Рассчитываем необходимый объем материалов для проведения изоляционных работ с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «ТРАНСКОР-Т». Расход представлен в таблице 4.12.

Таблица 4.11 – Цены на материалы для изоляции с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»

Наименование материала	Ед. изм.	Цена за единицу, руб.	Источник цен
Грунтовка «ТРАНСКОР»	кг	74,92	http://www.stroy.megasklad.ru
Мастика «ТРАНСКОР-Т»	кг	75	http://www.mv-stroy.ru
Стеклосетка «X-GLASS GOLD»	шт.	998,49	http://setka77.ru
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	п/м	110	http://www.pulscen.ru

Таблица 4.12 – Расход материала для изоляции трубопровода на основе мастики «ТРАНСКОР-Т» на 1 км трубопровода диаметром 530 мм

Наименование материала	Расход
Грунтовка «ТРАНСКОР», кг	6,24
Мастика «ТРАНСКОР-Т», кг	83
Стеклосетка «X-GLASS GOLD», шт	3
Термоусаживающая лента «Тиал-Л», п/м	72,18

Сводим в таблицу 4.13 результаты для определения полных затрат на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТРАНСКОР-Т»

Таблица 4.13 – Полные затраты на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТРАНСКОР-Т»

Наименование материала	Расходы, руб
Грунтовка «ТРАНСКОР»	1402,5
Мастика «ТРАНСКОР-Т»	18675
Стеклосетка «X-GLASS GOLD» 5x5 мм 1x50м 145 гр/м ²	8986,41
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	23819,4
Итого	52883, 31

В качестве изоляции во втором случае будет использоваться комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ». Состав материалов отражен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Материалы для комбинированного полимерно-битумного покрытия на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»

Материал	Нормативный документ
Праймер «ТехноНИКОЛЬ»	ТУ 5775-011-17925162-2003
Мастика «ТехноНИКОЛЬ»	ТУ 5775-039-72746455-2010
Стеклосетка «X-GLASS GOLD»	ТУ 5952-005-09244330-2012
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	ТУ 2293-004-58210788-2005

Определяем цены на нужные материалы и заполняем таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Цены на материалы для изоляции с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»

Наименование материала	Ед. изм.	Цена за единицу, руб.	Источник цен
Праймер «ТехноНИКОЛЬ»	кг	86,87	http://gidroizol.ru/
Мастика «ТехноНИКОЛЬ»	кг	16,25	http://gidroizol.ru/
Стеклосетка «X-GLASS GOLD»	шт.	998,49	http://setka77.ru
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	п/м	110	http://www.pulscen.ru

Рассчитываем необходимый объем материалов для проведения изоляционных работ с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ». Расход материала представлен в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расход материала для изоляции трубопровода на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ» на 1 км трубопровода диаметром 530 мм

Наименование материала	Расход
Праймер «ТехноНИКОЛЬ», кг	6,24
Мастика «ТехноНИКОЛЬ», кг	83
Стеклосетка «X-GLASS GOLD», шт.	3
Термоусаживающая лента «Тиал-Л», п/м	72,18

Сводим в таблицу 4.17 результаты для определения полных затрат на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТехноНИКОЛЬ».

Таблица 4.17 – Полные затраты на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТехноНИКОЛЬ»

Наименование материала	Расходы, руб.
Праймер «ТехноНИКОЛЬ»	1626,21
Мастика «ТехноНИКОЛЬ»	4046,25
Стеклосетка «X-GLASS GOLD» 5x5 мм 1x50м 145 гр/м ²	8986,41
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	23819,4
Итого	38478,27

4.3.3 Электроды Э50А УОНИ 13/55

Для сварки соединений труб будет использоваться электроды марки Э50А УОНИ 13/55 – 3 мм. Расход $Q_{эл} = 1,261$ кг/м сварного шва.

Найдем количество электродов для производства работ на всем участке капитального ремонта:

$$Q_{эл.в} = \pi \cdot D_n \cdot \left(\frac{l_{тр}}{l_{уч}} + 1 \right) \cdot Q_{эл},$$

где $l_{тр}$ – длина трубопровода, м;

$l_{\text{уч}}$ – длина свариваемого участка, м.

$$Q_{\text{эл}} = 3,14 \cdot 0,53 \cdot \left(\frac{3000}{6} + 1\right) \cdot 1,261 = 1051,4 \approx 1052 \text{ кг}$$

Определяем цену на электроды Э50А и заносим в таблицу 4.19.

Таблица 4.18 – Цена на электроды Э50А УОНИ 13/55

Наименование материала	Ед. изм.	Цена за единицу, руб.	Источник цен
Электроды Э50А 3 мм	кг	162	https://www.vseinstrumenti.ru/

Затраты на электроды для сварки составят:

$$(1052 \cdot 162) + 5\% = 178945,2 \text{ руб.}$$

4.4 Заработная плата рабочих

Состав рабочих для выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» представлен в таблице 4.20. Удельный вес различных категорий работающих при строительстве объектов непромышленного назначения ориентировочно принимают:

Рабочие – 84,5 %

ИТР – 11%

Служащие – 3,2 %;

МОП и охрана – 1,5 %.

Таблица 4.19 – Состав рабочего звена для выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Оха - Комсомольск-на-Амуре»

Состав звена	Разряд	Количество человек
Машинист крана трубоукладчика	5	3
Машинист очистной машины	5	1
Машинист грунтовочной машины	5	1
Машинист изолировочной машины	6	1
Машинист подогревочного агрегата	-	1
Машинист битумоварочного котла	-	1
Машинист дизельного агрегата	6	1
Изолировщик	4	4
Стропальщик	3	3
Водитель КАМАЗ	-	1
Водитель КАМАЗ с турбовозом		1
Машинист автокрана	5	1
Машинист экскаватора	5	1
Машинист бульдозера	5	1
Сварщик	4	2
Разнорабочий	3	2
ИТР и служащие	-	3
Охрана	-	1
Итого		29

Затраты на оплату труда определяются исходя из размера тарифной ставки за час работы, разряда рабочего, районного коэффициента, северной надбавки. Расчет приведен в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во.	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэф-т 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Итого на одного рабочего, руб.	ФОТ, руб.
Машинист крана трубоукладчика	3	230	49680	14904	14904	79488	238464
Машинист очистной машины	1	190	41040	12312	12312	65664	65664
Машинист грунтовочной машины	1	190	41040	12312	12312	65664	65664
Машинист изолировочной машины	1	200	43200	12960	12960	69120	69120
Машинист подогревочного агрегата	1	190	41040	12312	12312	65664	65664
Машинист битумоварочных котлов	1	150	32400	9720	9720	51840	51840
Машинист дизельного агрегата	1	130	28080	8424	8424	44928	44928
Изолировщик	4	190	41040	12312	12312	65664	262656
Стропальщик	3	115	231840	7452	7452	39744	119232
Водитель КАМАЗ	1	150	270000	81000	81000	432000	432000
Водитель КАМАЗ с турбовозом	1	170	24650	7395	7395	39440	39440
Машинист автокрана	1	230	414000	124200	124200	662400	662400
Машинист экскаватора	1	200	4800	1440	1440	7680	7680

Окончание таблицы 4.20

Должность	Кол-во.	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэфф-т 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Итого на одного рабочего, руб.	ФОТ, руб.
Машинист бульдозера	1	200	2400	720	720	3840	3840
Сварщик	2	215	75680	22704	22704	121088	242176
Разнорабочий	2	100	10270	3081	3081	16432	32864
ИТР	3	250	810000	243000	243000	1296000	3888000
Охрана	1	80	259200	77760	77760	414720	414720
Итого	29	х	х	х	х	х	6706352

Информация об оплате представлена на сайтах jobsora.com, domkadrov.ru, indeed.com. Сводим данные в таблицу 4.21.

Таблица 4.21 – Налоги с ФОТ рабочих

Показатель	Процент от ФОТ	Сумма затрат, руб.
Страховой взнос в ПФР	22 %	1475397,44
Страховой взнос в ФСС	2,9 %	194484,21
Страховой взнос в ФФОМС	5,1 %	342023,95
Страховой взнос на страхование от несчастных случаев	0,9 %	60357,17
Итого	х	2072262,77

На основании проведенных расчетов сводим полученные данные в таблицу 4.22.

Таблица 4.22 – Полные затраты на выполнение работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода «Оха - Комсомольск-на-Амуре» 347-350 км.

Показатели	Трубы Набережночелнинского Трубного Завода и покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»	Трубы ПАО «ЧТПЗ» и покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»
	Стоимость, руб.	
1 Техника	7476200,00	7476200,00
2 Вспомогательное оборудование	484000,00	484000,00
3 Затраты на материалы	45013185,51	43830889,47
4 Фонд оплаты труда	6706352,00	6706352,00
5 Налоги	2072262,77	2072262,77
Итого	61752000,28	60569704,24

Проведя анализ финальной таблицы, можно сказать о том, что трубы диаметром 530x8 мм ПАО «ЧТПЗ» и изоляция трубопровода покрытием на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ» экономически целесообразнее. Экономия применения данных материалов составляет 1182296,04 руб.

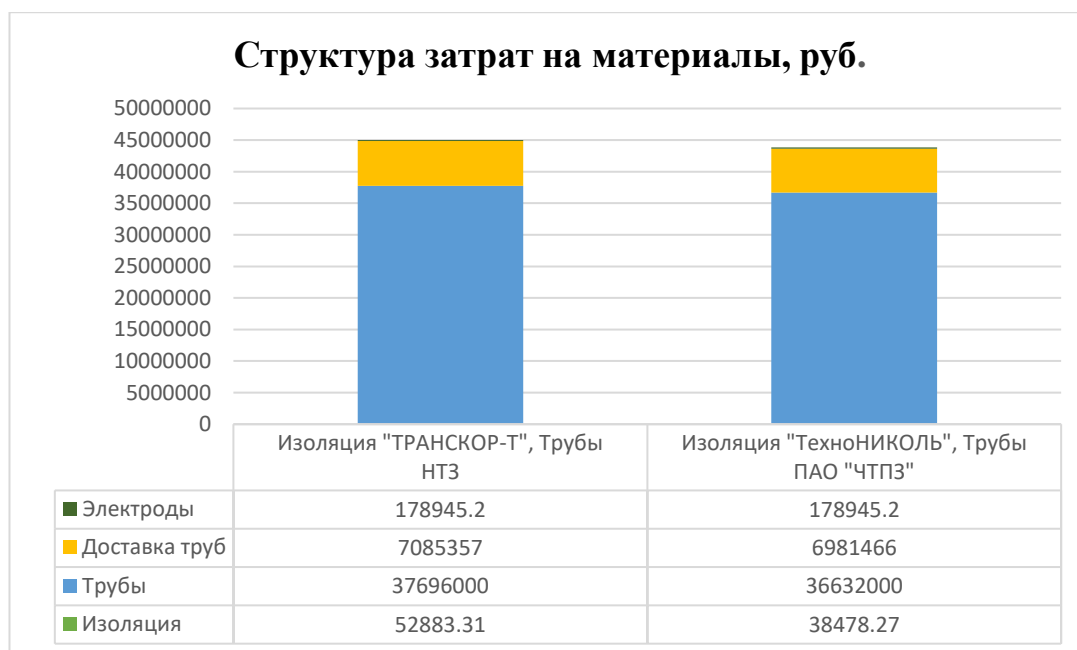


Рисунок 4.1 – Структура затрат на материалы

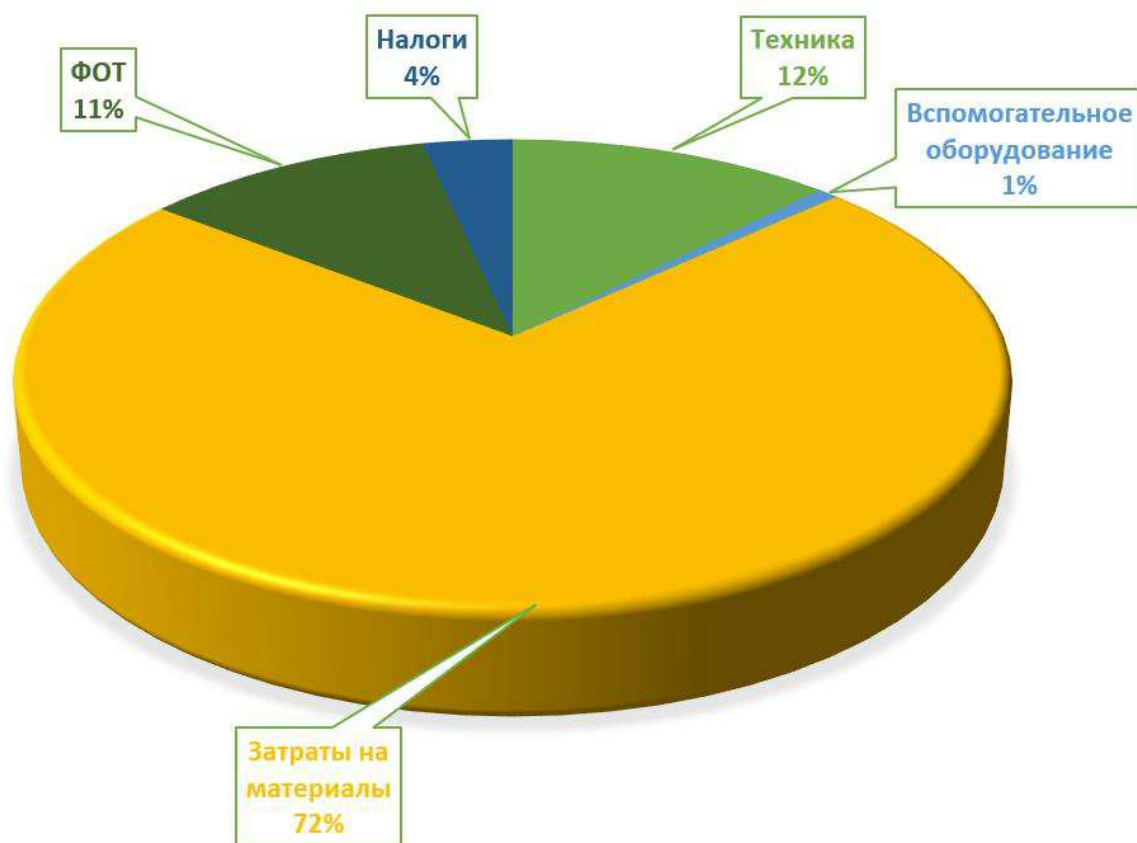


Рисунок 4.2 – Структура затрат при использовании труб ПАО «ЧТПЗ» и изоляции покрытием на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»

5 Безопасность и экологичность

Капитальный ремонт участка трубопровода с заменой труб сопровождается технологическими операциями: сварочные работы, подъем трубопровода, нанесение изоляционного покрытия и т.д. Все работы требуют соблюдения правил техники безопасности, так как при их нарушении возможно возникновение техногенных аварий, пожаров, получение травм или гибель людей, а также значительные материальные потери.

Проблема безопасного проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода является актуальной. Необходимо не только ликвидировать последствия чрезвычайных ситуаций при ремонте трубопровода, но и прогнозировать и предупреждать их появление.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Ремонтные работы осуществляются на открытой площадке линейной части магистрального нефтепровода круглый год в дневное время, независимо от температурных условий и осадков, и включают земляные работы, подъем и укладку трубопровода, сварочные работы, очистку и противокоррозионную изоляцию, испытание нефтепровода.

Особенности труда заключаются в следующем:

- участок удален от основной базы дислокации ремонтно-строительных организаций;
- участок проходит по охранной зоне различных коммуникаций (естественные и искусственные препятствия, подземные коммуникации);
- трубопровод предназначен для транспортировки взрывопожароопасных веществ.

На работников воздействуют различные химические и физические факторы.

Физические факторы:

- повышенная (пониженная) температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение;
- движущиеся машины и механизмы в зоне работ;
- предметы, инструмент, которые могут упасть с конструкций и оборудования и вызвать травмы;
- производственный шум;
- вибрация (локальная, общая);
- аэрозоли (пыли), преимущественно фиброгенного действия;
- освещение: естественное (отсутствие или недостаточность), искусственное (недостаточная освещенность, прямая и отраженная слепящая блескость, пульсация освещенности).

Химические факторы:

- токсические (одорант, сероводород, сернистый газ, метанол);
- малотоксические (природный газ, пары газоконденсата, окись углерода).

По основному виду экономической деятельности установлен 8 класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,9 % к начисленной оплате труда в соответствии с Федеральным законом от 27.12.2019 N 445-ФЗ [9].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Магистральный нефтепровод расположен в Хабаровском крае. Климат на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризуется продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Весна короткая и

сухая, с поздними заморозками; осень непродолжительная, с ранними заморозками и частыми возвратами тепла. Континентальность выражена большой годовой (41 °С по среднемесячным значениям) амплитудой колебаний температуры воздуха. Средняя температура января – 31 °С, июля +15,5 °С. Среднегодовое количество осадков в год составляет 673 мм. Среднегодовая температура – 6,5 °С [1].

На климатические условия региона влияют близость холодного Охотского моря и рельеф. Многочисленные хребты, располагающиеся почти перпендикулярно направлению зимних и летних муссонов, разбивают регион на множество микроклиматических районов. Долина р. Амур обеспечивает быстрый обмен воздушных масс между внутренними районами и морскими пространствами. Горный рельеф способствует летом хорошему прогреванию, а зимой аккумулирует холодные воздушные массы в межгорных котловинах.

Ульчский район находится в центрально-восточной части Хабаровского края. По климатическим характеристикам для строительства район изысканий относится к подрайону I В [1].

Интенсивность сейсмического воздействия района строительства 8 баллов определена по карте В сейсмического микрорайонирования территории РФ как для объектов нормального уровня ответственности согласно СП 14.13330.2014 [10].

На трассе нефтепровода предусматривается установка временных зданий производственно-бытового назначения, которые перемещаются вместе с фронтом работ. Состав бытовых помещений определен с учетом нормативных требований СанПиН 2.3.3.1384 – 03 [11]. На стройплощадке предусматриваются бытовые помещения для приема пищи, обогрева и отдыха, умывальная, сушилка для рабочей одежды и обуви. Помещения проживания для рабочих на строительных площадках не предусмотрены.

Бытовые помещения оборудованы местами для переодевания, столами, скамейками, питьевыми установками, установками для приготовления кипяченой воды, небольшим холодильником и микроволновой печью. Обогрев

помещений производится с помощью встроенных электрических масляных обогревателей.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На производственной площадке линейной части магистрального нефтепровода разработана схема движения транспортных средств и пешеходов. В местах перехода через траншеи, ямы, канавы установлены переходные мостики шириной не менее 1 м, огражденные с обеих сторон перилами высотой не менее 1,1 м, со сплошной обшивкой по низу на высоту 0,15 м и с дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила.

Запрещается загромождать проходы и проезды или использовать их для размещения грузов. Ширина проездов соответствует габаритам транспортных средств или транспортируемых грузов. Расстояние от траншеи не менее 2 м.

Площадки для погрузочных и разгрузочных работ имеют уклон не более 5°. В соответствующих местах установлены надписи: «Въезд», «Выезд», «Разворот» и др.

В таблицу 5.3 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 5.3 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	Шум, дБА	80	04.06.21	85	5	3.2	1
2	Температура, °С	20	04.06.21	25	5	2	1
3	Влажность, %	15-75	04.06.21	50	-	2	1
4	Скорость движения воздуха, м/с	10	04.06.21	6	-	2	1
5	Освещенность, лк	150	04.06.21	200	50	2	0.5
6	Коэффициент Естественной освещённости, %	0.6	04.06.21	0.6	-	2	0,5
7	Тепловая нагрузка среды, °С	21	04.06.21	19	2	2	0.8
8	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	04.06.21	1100	-	3.1	0.8
9	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	04.06.21	25	-	2	1

Рабочие места (с нехваткой естественного освещения) освещены в соответствии с ГОСТ 12.1.046 – 2014 [12].

Нормы освещения рабочих мест представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Нормы освещения рабочих мест

Участки строительных площадок и работ	Наименьшая освещенность, лк	Плоскость, в которой нормируется освещенность	Уровень поверхности, на которой нормируется освещенность
1 Погрузка, установка, подъем, разгрузка оборудования, строительных конструкций, деталей и материалов грузоподъемным оборудованием.	10	Горизонтальная	На площадках приема и подачи оборудования, конструкций деталей и материалов
2 Немеханизированная разгрузка и погрузка конструкций, деталей, материалов.	2	Горизонтальная	На площадках приема и подачи грузов
3 Подходы к рабочим местам	5	Горизонтальная	На площадках и подходах
4 Помещение для хранения мелкого технологического оборудования и монтажных материалов	10	Горизонтальная	На уровне пола

Для обеспечения безопасности технологического процесса выполним расчет освещенности рабочей площадки при проведении работ в ночное время, определим необходимое количество прожекторов.

Ориентировочное количество прожекторов N , подлежащее установке для создания необходимой освещенности, определяется по формуле

$$N = m \cdot E_H \cdot k \cdot \frac{A}{P_{\text{л}}}, \quad (5.1)$$

где m – коэффициент, учитывающий световую отдачу источников света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока;

k – коэффициент запаса, принимаемый для газоразрядных ламп – 1,7;

E_H – нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки,

$E_H = 200$ лк;

A – освещаемая площадь, м²;

$P_{\text{л}}$ – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 \cdot \frac{80}{700} = 11,66 \approx 12 \text{ шт.}$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с 3 прожекторами ПЗС-45, потребуется использовать 4 прожекторные мачты. Для равномерного освещения используется шахматное расположение мачт.

При производстве строительных работ предусмотрена выдача спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (таблица 5.5) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами их бесплатной выдачи [Постановление Минздравсоцразвития России № 43 от 7 апреля 2004 г.]

Таблица 5.5 – Средства индивидуальной защиты

Наименование средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (единиц или комплектов)
Костюм хлопчатобумажный антистатический с маслостойкой пропиткой	1
Белье нательное хлопчатобумажное	2 комплекта
Головной убор летний (кепи или бейсболка)	1
Плащ непромокаемый	1 на 3 года

Окончание таблицы 5.5

Наименование средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (единиц или комплектов)
Сапоги или ботинки кожаные	1 пара
Сапоги резиновые или	1 пара
Сапоги болотные	1 пара на 3 года
Рукавицы брезентовые или	12 пар
Рукавицы КР или	12 пар
Перчатки или рукавицы с защитным покрытием	до износа
Перчатки трикотажные хлопчатобумажные	12 пар
Наушники противозвучные или	до износа
Вкладыши противозвучные	до износа
Очки защитные	до износа
Каска защитная	1 на 2 года
Зимой дополнительно:	
Костюм для защиты от пониженных температур с пристегивающейся утепляющей прокладкой из антистатических тканей с маслосталкивающей пропиткой	1
Шапка-ушанка	1 на 2 года
Подшлемник утепленный	1
Рукавицы утепленные или	2 пары
Перчатки с полимерным покрытием морозостойкие	2 пары
Валенки	по поясам
Галоши на валенки	1 пара на 2 года

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на рабочих повышенного уровня шума применяем:

– технические средства (уменьшения шума машин в источнике его образования; применение технологических процессов, при которых уровни звука на рабочих местах не превышают допустимые и т.д.);

- средства индивидуальной защиты;
- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени воздействия шумовых факторов в рабочей зоне, лечебно-профилактические и другие мероприятия). Производственное оборудование, генерирующее вибрацию, соответствует требованиям санитарных норм. На время проведения работ исключен доступ посторонних лиц на рабочую площадку и в зону производства работ. Рабочее место находится в близкой доступности от оборудованного комплекса первичных средств пожаротушения – песок, лопаты, багры, огнетушители.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Рассмотрим свойства и охарактеризуем действие некоторых вредных веществ на организм человека и окружающую среду, определим класс опасности, предельно-допустимую концентрацию в рабочей зоне (ПДКРЗ) или ориентировочно-безопасный уровень воздействия (ОБУВ) СанПиН 1.2.3685 – 21 [13].

Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Токсичность нефти по отношению к биологическим объектам не всегда очевидна. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды.

При перекачке и отборе проб нефть относят к III классу опасности (ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³), при хранении и лабораторных испытаниях – к IV классу опасности. Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят ко II классу опасности. ПДК сероводорода

(дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C₁–C₅– не более 3 мг/м³, класс опасности – II.

Отравление нефтью и получаемыми из нее продуктами может вызвать головную боль, головокружение, сердечные боли, бессонницу. При многократном воздействии наблюдаются нарушения в работе желудочно-кишечного тракта, повышенная заболеваемость органов дыхательных путей.

Бензин – самая легкая из жидких фракций нефти. В случае отравления бензином, наблюдаются тошнота, слабость, головокружение. Бензин хорошо всасывается через кожу, дыхательные пути, слизистые оболочки. При длительном воздействии бензина на организм возможна потеря сознания, появление галлюцинаций, судороги.

Дизельное топливо - топливо, получающееся из керосиново-газойлевых фракций прямой перегонки нефти. Состав дизельного топлива:

- парафиновых углеводородов (10-40% состава);
- нафтеновых углеводородов (20-60% состава);
- ароматических углеводородов (15-30% состава).

ПДК нефти в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³.

ПДК бензина в воздухе рабочей зоны – топливного бензина - 100 мг/м³.

ПДК паров дизельного топлива в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³.

Класс опасности нефти и нефтепродуктов при подаче по трубопроводам и в процессе проведения операций по отбору проб соответствует умеренно опасному (III) ГОСТ 12.1.007 [14].

Дизельное топливо относится к малотоксичным веществам 4-го класса опасности.

Для оценки концентрации в воздухе примесей летучих органических химических веществ применяются газоанализаторы ПДК углеводородов.

Для обеспечения электроэнергией строительной площадки используются две переносные электростанции.

Характеристики электростанции ДЭС-60 указаны в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Характеристики электростанции ДЭС-60

Основная мощность	60 кВт/ 75 кВА
Резервная мощность	66 кВт/83кВА
Род тока	Переменный, 3- фазный
Номинальная частота	50 Гц
Номинальное напряжение	400 В
Номинальная сила тока	108 А
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,8

Чтобы обеспечить безопасность эксплуатации дизельных генераторов, необходимо выполнить заземление ДГУ в соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 53174 – 2008 [15], ГОСТ 12.2.007.0 – 75 [16] и других действующих нормативных документов.

Дизельный генератор и дополнительное оборудование, необходимое для обеспечения его работы, относятся к электроустановкам, выходное напряжение которых не превышает 1000 В, работающим в системах электроснабжения с глухозаземленной и изолированной нейтралью. При эксплуатации в режиме резервирования центральной сети с глухозаземленной нейтралью, нейтраль установки соединяется с заземляющим устройством. Заземляющий проводник стыкуется с заземлителем при помощи сварки, а к ДГУ подключается на болтовое соединение. Сопротивление заземляющих устройств обеспечивается в пределах до 4 Ом.

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

На стройплощадках риск возникновения пожара достаточно велик. Так, основными причинами пожара выступают:

- неаккуратное обращение с огнем (курение, например);
- неисправное состояние печей и отопительного оборудования;

- нерабочее состояние электрического оборудования (осветительных приборов, электропусковых устройств);
- самовозгорание материалов (при розливе нефти, бензина, дизельного топлива).

Категория производства по взрывопожарной опасности - АН (высокая), т.к. в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)

Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям третьего класса ГОСТ 19433 [17]. Категория взрывоопасности и группа взрывоопасных смесей паров нефти с воздухом ПА–ТЗ ГОСТ 30852.11 [18]. Температура самовоспламенения нефти выше 250 °С ГОСТ 30852.5 [19].

Перед началом мероприятий по пожаротушению, необходимо:

- остановить все работы;
- известить начальство и специализированные службы о происшествии;
- определить причину происшествия возгорания и убедиться, что эти причины не окажут никакого травмирующего воздействия на команду, проводящую тушение.

Первичные средства пожаротушения размещаются на строительной площадке в местах складирования материалов, административно-бытовых помещений в соответствии с требованиями «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации» [20].

Основной состав пожарного щита: лом; топор; багор; лопата штыковая и совковая; ведро конусообразное; ящик для песка; огнетушитель ОП-8.

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Анализ аварийных и чрезвычайных ситуаций и способы их исключения представлен в таблице 5.7:

Таблица 5.7 – Анализ аварийных и чрезвычайных ситуаций и способы их исключения

Чрезвычайная ситуация	Возможные решения
При производстве земляных работ по вскрытию магистрального трубопровода происходит повреждение трубопровода	Необходимо обозначить границу, разделяющую зоны ручной разработки грунта, и разработки грунта экскаватором.
Опасность обрушения грунта.	Произвести укрепление стенок траншеи в зависимости от типа грунта и глубины выемки
Выход животных	Тщательная расчистка участка от растительности; установка защитных ограждений; отлов и перемещение животных;
Подтопление	Применение открытых водоотводящих устройств – канав, кюветов.
Лесные пожары	Мониторинг области, осуществление мер по тушению очага пожара, ликвидация последствий стихийного бедствия.

Для исключения возникновения аварии руководство предприятия и производитель работ обеспечивают комплекс защитных и профилактических мероприятий:

- контроль за соблюдением действующих законов в области обеспечения промышленной безопасности на особо опасных участках.
- организация контрольно-пропускной системы.

– организация профилактического обслуживания трубопроводов и их испытание на соответствие нормам и требованиям, для выявления скрытых дефектов.

– составление плана по ремонту и реконструкции трубопровода.

На объекте обязательно ведется строгий контроль за соблюдением правил эксплуатации трубопровода, а также соблюдением правил строительной безопасности. В качестве мер, позволяющих в будущем уменьшить последствия от возникновения аварии должны проводиться мероприятия по ознакомлению персонала с правилами поведения во время происшествия. На рассматриваемом участке устанавливаются не только системы моментального оповещения, но и предотвращения распространения огня и нефти.

Границы зоны чрезвычайной ситуации (ЧС) определяются границами зон действия поражающих факторов, возникающих при разливах нефти и нефтепродуктов. Основными поражающими факторами разлива нефти и нефтепродуктов являются:

- загрязнение окружающей среды;
- токсическое воздействие на человека и окружающую природную среду;
- тепловое излучение при пожаре пролива нефти и нефтепродуктов.

В таблице 5.8 представлены уязвимость и анализ производственной деятельности строительной площадки в ЧС

Таблица 5.8 – Анализ производственной деятельности строительной площадки и уязвимость строительной площадки в ЧС

№ п/п	Критерий	Данные
1	Назначение объекта, его расположение	Магистральный нефтепровод «Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347-350 км
2	Категорию объекта (по группам ГО)	АН (высокая взрывопожарная опасность)

Окончание таблицы 5.8

№ п/п	Критерий	Данные
3	Наличие непрерывных технологических процессов	На объекте планируется капитальный ремонт длительностью 9 месяцев. Работа планируется в 2 смены. Часть нефтепровода, подлежащую замене, отключают от трубопровода. Обводной ветки нефтепровода не предусмотрено.
4	Общая численность работающих и численность наибольшей работающей смены	Общая численность рабочих – 29 человек. Наибольшее число рабочих в смену - 18 человек
5	Наличие индивидуальных защитных сооружений на непрерывных участках производства	Не предусмотрены
6	Обеспеченность (в процентах) работающих индивидуальными и медицинскими средствами защиты	100 %
7	Краткая характеристика коммуникаций (электроснабжения и связи, сетей водо-, газо- и теплоснабжения).	Электроснабжение предусмотрено от дизельного электрогенератора. На объекте имеется сотовая связь. Центральное водо-газо- и теплоснабжение не предусмотрено.
8	Мероприятия, способствующие защите работающих и повышению устойчивости производства в чрезвычайных ситуациях	повышение надежности функционирования средств производства; повышение устойчивости технологического процесса; повышение надежности функционирования систем и источников энергоснабжения; обеспечение устойчивого снабжения необходимым для выпуска запланированной продукции.

5.7 Экологичность проекта

При выполнении ремонтных работ соблюдаются требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушаются условия землепользования, установленные законодательством.

В местах загрязнения окружающей среды организовывается контроль за содержанием нефтепродуктов в воде, воздухе и почве с целью определения степени загрязнения и своевременного принятия мер по устранению причин и последствий загрязнения.

В планах производства работ указываются мероприятия по охране окружающей природной среды, разработанные для конкретных условий.

Сельскохозяйственные и лесные угодья возвращаются в состояние, пригодное для использования по назначению.

По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведен ремонт участка магистрального нефтепровода «Оха - Комсомольск-на-Амуре» протяженностью 3 км, который заключается в демонтаже старого и строительстве нового трубопровода диаметром 530 мм.

Был изучен район проведения капитально ремонта.

Разработан план мероприятий по демонтажу старого и строительству нового трубопровода.

Произведена проверка трубопровода на прочность, устойчивость в продольном направлении, произведен расчет режима ручной электродуговой сварки, а также расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки.

Рассчитаны затраты на аренду техники, вспомогательное оборудование, наиболее подходящие материалы и заработную плату рабочих.

Рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ, санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования, обеспечена безопасность технологического процесса, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также экологичность проекта.

Проведенный капитальный ремонт позволит перекачивать нефть в безопасном режиме, избежать возникновения аварий.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МН – магистральный нефтепровод;

Ду – диаметр условный;

СНиП – строительные нормы и правила;

РД – руководящий документ

ПД – пожарная дружина;

РСУ – ремонтно-строительное управление.

ЧС – чрезвычайная ситуация

ПДКРЗ – предельно-допустимая концентрация в рабочей зоне

ОБУВ – ориентировочно-безопасный уровень воздействия

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01 – 99* Строительная климатология» /м.: дата введ. 29.05.2019г.

2 СП 25.13330.2012 «СНиП 2.02.04 – 88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» /м.: дата введ. 01.01.2013г.

3 СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы» /м.: дата введ. 01.07.2013г.

4 РД 153-39.4-056.00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» /м.: дата введ. 01.01.2001г.

5 РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988.

6 ГОСТ Р 51164 – 98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» /м.: дата введ. 01.07.1999г.

7 ГОСТ Р 55990 – 2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» /м.: дата введ. 01.12.2014г.

8 СНиП 1.04.03 – 85* «Строительные нормы и правила» /м.: дата введ. 01.01.1991г.

9 Федеральный закон от 27.12.2019 №445-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов».

10 СП 14.13330.2018 «СНиП II-7 – 81* Строительство в сейсмических районах» /м.: дата введ. 25.11.2018г.

11 СанПиН 2.2.3.1384 – 03 «Гигиена труда. Предприятия отдельных отраслей промышленности, сельского хозяйства, связи. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы» /м.: дата введ.

30.06.2003г.

12 ГОСТ 12.1.046 – 2014 «Строительство. Нормы освещения строительных площадок» /м.: дата введ. 01.07.2015г.

13 СанПиН 1.2.3685 – 21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» /м.: дата введ. 28.01.2021г.

14 ГОСТ 12.1.007 – 76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» /м.: дата введ. 01.01.1977г.

15 ГОСТ Р 53174 – 2008 «Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания» /м.: дата введ. 01.01.2010г.

16 ГОСТ 12.2.007 – 75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности» /м.: дата введ. 01.01.1978г.

17 ГОСТ 19433 – 88 «Грузы опасные. Классификация и маркировка» /м.: дата введ. 01.01.1990г.

18 ГОСТ 30852.11 – 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» /м.: дата введ. 15.02.2014г.

19 ГОСТ 30852.5 – 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» /м.: дата введ. 15.02.2014г.

20 Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников


« 25 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода

«Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347 км-350 км

Руководитель  16.06.21 канд. техн. наук, доцент В.И. Верещагин

Выпускник  15.06.21 А.Э. Курбанов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Оха- Комсомольск-на-Амуре» 347км-350км».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре» 347км-350 км» содержит 79 страниц, 5 рисунков, 31 таблицу, 48 формул, 28 источников литературы.

НЕФТЕПРОВОД, КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, ПРОЧНОСТЬ, ДЕФОРМАЦИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Оха – Комсомольск-на-Амуре» участок 347км-350 км.

Целью дипломной работы является разработка плана мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Оха – Комсомольск-на-Амуре».

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

- 1 Изучить район проведения капитального ремонта.
- 2 Разработать план мероприятий по демонтажу старого участка трубопровода и строительстве нового.
- 3 Провести проверку трубопровода на прочность, проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении, произвести расчет режимов ручной электродуговой сварки, а также расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки.

В экономической части работы произвести расчёт затрат на аренду техники, вспомогательное оборудование, материалы и заработную плату рабочих.

В разделе «Безопасность и экологичность» провести анализ опасных и вредных производственных факторов, рассмотреть инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ, санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования, обеспечить безопасность технологического процесса, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также экологичность проекта.