

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

подпись

« 21 » 06 20 17 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

Технология проведения капитального ремонта участка магистрального нефте-
провода «Анжеро-Судженск – Красноярск»

Руководитель к.т.н., зав. кафедрой, доцент

 А.Н. Сокольников

Выпускник

14.06.2017 

Д.Д. Леусова

Красноярск 2017


Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Анжеро-
Судженск-Красноярск».

Консультанты по
разделам:

Экономика

16.06.17  И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

16.06.17  Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

20.06.17  О.Н. Петров

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Общая характеристика района строительства	6
1.1 Метрологические условия	6
1.2 Участок строительства	8
2 Технологическая часть	9
2.1 Обоснование работ по капитальному ремонту	9
2.2 Перечень работ	9
2.3 Техническая подготовка к строительству	10
2.4 Земляные работы.....	11
2.5 Сварочно-монтажные работы	11
2.6 Изоляционные работы	13
2.7 Контроль изоляции участка	14
2.8 Очистка полости и гидроиспытание	15
2.9 Контроль качества и приемка в эксплуатацию отремонтированного участка нефтепровода	17
3 Расчетная часть.....	19
3.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода	20
3.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	22
3.3 Расчет режимов ручной электродуговой сварки	27
3.4 Расчет напряженного состояния трубопровода при отдельном способе укладки.....	31
3.5 Проектирование ЭХЗ кожухов на переходах через автомобильные дороги	40
4 Экономическая часть	43
4.1 Затраты на аренду техники	43
4.2 Затраты на вспомогательное оборудование	44
4.3 Затраты на приобретение материалов. Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»	44

4.4 Затраты на приобретение материалов. Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»	46
4.5 Зарботная плата рабочих	48
5 Безопасность жизнедеятельности.....	52
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	52
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	54
5.3 Обеспечение безопасности технологического процесса	56
5.4 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	58
Заключение	58
Список сокращений	60
Список использованных источников	61

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.

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

Способ капитального ремонта выбирается в зависимости от характера и технологии проведения работ. В данной работе рассматривается замена участка магистрального нефтепровода. Изоляционно-укладочные работы ведутся раздельным способом, то есть ремонт выполняется путем укладки в отдельную траншею.

Целью дипломной работы является разработка мероприятий по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск».

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- получить информацию о районе строительства (климатические условия, грунт и т.д.)
- составить план мероприятий по капитальному ремонту;
- провести необходимые расчеты;
- предусмотреть безопасность проекта;
- рассмотреть экономическую составляющую проекта.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

1.1 Метрологические условия

1.2 Участок строительства

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование работ по капитальному ремонту

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 [1].

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.

Погрузочно-разгрузочные работы проводятся с использованием кранов-трубоукладчиков KOMATSU D-355C-3.

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.

Траншея должна быть заполнена сразу после укладки в течение одной смены после подключения объектов ЭХЗ.

Засыпку траншеи минеральным грунтом осуществляют бульдозером с одной или с обеих сторон траншеи. Засыпку криволинейного участка трубопровода начинают с середины, осуществляю 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 ремонте 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:

- установка сварочной базы для труб на специально подготовленном и планируемом участке;
- подготовка 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 выполните 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 ... 15 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 изо-

ляционных 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 «Анжеро-Судженск – Красноярск» 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 25812 – 83 есть 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 были разработаны многочисленные приборы, которые используются для оценки состояния как при подготовке к укладке адгезиметры, толщиномеры, дефектоскопов, 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 гидроиспытание

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 герметич-

ность - 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 очи-

щенной 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.

Параметры испытания приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры гидроиспытания

Показатель	Значение
Длина участка	17 км
Категория участка	III
Давление рабочее	6,3 МПа
Давление испытательное	6,6 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 реше-

ний, 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

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

где $n_p = 1$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p = 64,24 \text{ кгс/см}^2$ – рабочее давление в трубопроводе;

$D_в = 99,8 \text{ см}$ – внутренний диаметр трубопровода;

$\delta = 1,1 \text{ см}$ – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{кц} = \frac{1 \cdot 64,24 \cdot 99,8}{2 \cdot 1,1} = 2914,16 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчетное сопротивление металла труб определяем по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{K_1 K_n}, \quad (3.2)$$

где $R_1^н$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_в$ 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;

$K_n = 1,05$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R_1 = \frac{5608,44 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,05} = 3433,74 \text{ кгс/см}^2.$$

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

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{2914,16}{3433,74} \right)^2} - 0,5 \frac{2914,16}{3433,74} = 0,25.$$

Прочность проверяется по условию

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1. \quad (3.4)$$

Проверяем наличие продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p p D_e}{2\delta}, \quad (3.5)$$

где $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2100615 \text{ кгс/см}^2$ – переменный параметр упругости;

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона;

$\Delta t = 38 \text{ }^\circ\text{C}$ – расчетный температурный перепад

$$\sigma_{np.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,100615 \cdot 10^6 \cdot 38 + 0,3 \frac{1 \cdot 64,24 \cdot 99,8}{2 \cdot 1,1} = -83,63 \text{ кгс/см}^2.$$

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:

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1 \Rightarrow 83,63 \leq 0,25 \cdot 3433,74 \Rightarrow 83,63 \leq 858,4,$$

Условие (3.4) выполняется.

3.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

С учетом нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{ки}) F \quad (3.6)$$

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 38 - 0,3 \cdot 2914,16) \cdot 348,5 = 29048,17 \text{ кгс.}$$

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

$$F = \frac{\pi}{4} (D_u^2 - D_{6H}^2); \quad (3.7)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (102^2 - 99,8^2) = 348,5 \text{ см}^2.$$

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

$$N_{кр} = 4\sqrt[1]{p_0^2 q_{в.н}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (3.8)$$

где $q_{в.н}$ – 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

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

$$I = \frac{3,14}{4} (102^4 - 99,8^4) = 7097043 \text{ см}^4.$$

Определим суммарный вес трубопровода и продукта по формуле

$$q_{м.н} = n_{тр} q_{тр}^H + n_{пр} q_{пр}^H, \quad (3.10)$$

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

$$q_{м.н} = 1 \cdot 3,5 + 0,95 \cdot 6,95 = 10,102 \text{ кгс/см.}$$

$$n_{тр} = 1, n_{пр} = 0,95,$$

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

где γ_{np} – плотность продукта.

$$q_{np}^n = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot 348,5 = 2,7 \text{ кгс/см}$$

$$q_{np}^n = 0,845 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{3,14 \cdot 99,8^2}{4} = 6,6 \text{ кгс/см}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы определяется по формуле

$$P_{zp} = \frac{n_{zp} \gamma_{zp} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{m.n}}{\pi D_n}, \quad (3.12)$$

где φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта;

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

γ_{zp} – объемный вес грунта;

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

$$P_{zp} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 102 \cdot 100 + \frac{102^2}{4} + 2 \cdot 102 \left(100 + \frac{102}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) \right] + 10,102}{3,14 \cdot 102} =$$
$$= 0,13 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем сопротивление продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np} \quad (3.13)$$

где τ_{np} – предельное сопротивление грунта сдвигу

$$p_0 = 3,14 \cdot 102 \cdot 0,09 = 28,82 \text{ кгс/см.}$$

Предельное сопротивление грунта сдвигу, определяется по формуле

$$\tau_{np} = p_{ep} \operatorname{tg} \phi_{ep} + c_{ep}, \quad (3.14)$$

где c_{ep} – коэффициент сцепления грунта.

$$\tau_{np} = 0,13 \cdot \operatorname{tg} 36^\circ = 0,09 \text{ кгс/см}^2.$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле

$$q_{e.n} = n_{ep} \gamma_{ep} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{m.n}, \quad (3.15)$$

$$q_{e.n} = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 102 \left(100 + \frac{102}{2} - \frac{3,14 \cdot 102}{8} \right) + 10,102 = 18,46 \text{ кгс/см.}$$

Находим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопровода

$$N_{kp} = 4 \sqrt{22,82^2 \cdot 18,46^4 \cdot 442,23^2 \cdot 2100000^5 \cdot 8952941^3} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ кгс} \quad (3.16)$$

Проверяем выполнение условия (3.5)

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 3240000 \text{ кгс}; \quad 29048,17 \leq 3240000 \text{ кгс}. \quad (3.17)$$

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

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

где β_y – коэффициент, определяемый по номограмме [4] в зависимости от параметров Θ и Λ , вычисленных следующим образом:

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

$$\Theta = \frac{1}{9 \cdot 10^4 \sqrt[3]{\frac{18,46}{2100000 \cdot 7097043}}} = 0,10$$

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

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{28,82 \cdot 348,5}{18,46 \cdot 7097043}}}{\sqrt[3]{\frac{18,46}{2100000 \cdot 7097043}}} = 81,5.$$

По номограмме находим значение коэффициента $\beta_y = 8$ и по формуле (3.18) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода

$$N_{кр} = 8\sqrt[3]{18,46^2 \cdot 2100000 \cdot 7097043} = 1375130 \text{ кгс.}$$

Условие (3.5) выполняется и для криволинейных участков:

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 1375130 = 1237617 \text{ кгс}; \quad 29048,17 \leq 1237617 \text{ кгс.}$$

3.3 Расчет режимов ручной электродуговой сварки

По временному сопротивлению разрыву σ_v и по толщине стенки S для сварки корневого шва выбираем электроды с основным видом покрытия: тип – Э 50А; марка – ОК 48.04; $d_{эл} = 3$ мм.

По временному сопротивлению разрыву и по толщине стенки для сварки заполняющих слоев выбираем электроды с основным видом покрытия: тип – Э 60; марка – ЛБ-62Д; $d_{эл} = 4$ мм.

Тип разделки кромок труб для ручной электродуговой сварки (в дальнейшем РДС) выбираем для труб диаметром 57 ... 1420 мм с толщиной стенки до 30 мм (рисунок 3.1).

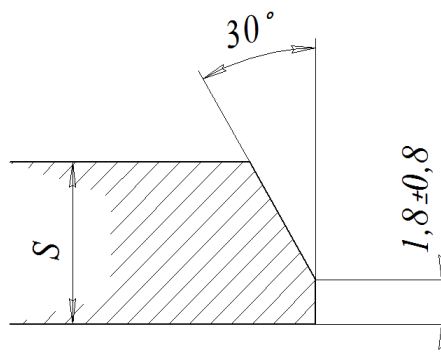


Рисунок 3.1 – Кромка

Выбираем величину зазора в стыке при сборке: $b = 3 \text{ мм}$.

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

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

$$C_s = 0,08 + \frac{1,1}{6} + \frac{0,1 + 0,06}{5} = 0,295 \leq 0,46 \%$$

Температуру предварительного подогрева выбираем в зависимости от эквивалента углерода и толщины стенок стыкуемых труб.

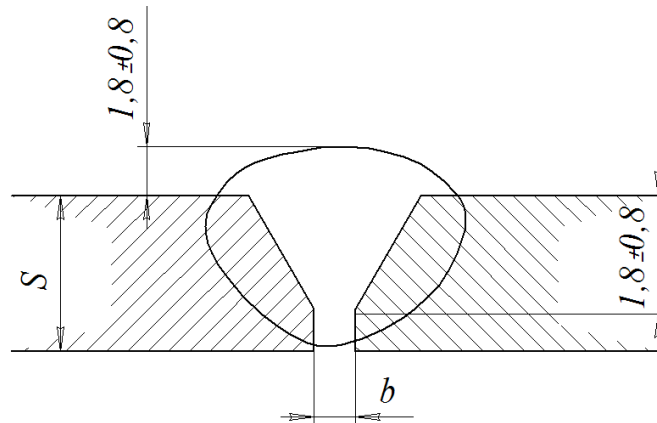


Рисунок 3.2 – Геометрические размеры сварного стыка

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

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

$$A_n^{общ} = 3 \cdot 11 + (11 - 1,8)^2 \cdot \text{tg} 30^0 + \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot (2 \cdot (11 - 1,8) \cdot \text{tg} 30^0 + 3 + 7) = 122,22 \text{ мм}^2.$$

Площадь первого корневого слоя определяется по формуле

$$A_n^k = (6 \div 8) \cdot d_{эл} = 7 \cdot 3 = 21 \text{ мм}^2. \quad (3.23)$$

Площадь заполняющих слоев определяется по формуле

$$A_n^{зан} = (8 \div 14) \cdot d_{эл} = 10 \cdot 4 = 40 \text{ мм}^2. \quad (3.24)$$

Определяем общее количество слоев по формуле

$$n = \frac{A_n^{общ} - A_n^k}{A_n^{зан}} = \frac{122,22 - 21}{40} = 2,5 \approx 3 \text{ слоя}; \quad (3.25)$$

Итого 3 заполняющих слоя + 1 корневой слой = 4 слоя.

Определим сварочный ток по формуле

$$I_{св1} = k \cdot d_{эл}^{1,5} = 20 \cdot 3^{1,5} = 104 \text{ А}; \quad k = 20 \div 25 \text{ при } d_{эл} = 3 \text{ мм}. \quad (3.26)$$

$$I_{св2} = k \cdot d_{эл} = 40 \cdot 4 = 160 \text{ А}; \quad k = 35 \div 50 \text{ при } d_{эл} = 4 \text{ мм}. \quad (3.27)$$

Определим напряжение дуги

$$U_d = 20 + \frac{0,05}{d_{эл}^{0,5}} \cdot I_{св}; \quad (3.28)$$

Для электрода диаметром 3 мм

$$U_{d1} = 20 + \frac{0,05}{3^{0,5}} \cdot 104 = 23 \text{ В};$$

Для электрода диаметром 4 мм

$$U_{d2} = 20 + \frac{0,05}{4^{0,5}} \cdot 160 = 24 \text{ В.}$$

Скорость сварки определяется по следующей формуле

$$V_{св} = \frac{\alpha_n \cdot I_{св}}{A_n \cdot \gamma}, \quad (3.29)$$

где α_n – коэффициент наплавки.

$$\alpha_n = 8 \div 9,5 \quad \alpha_n = 8 \div 9 \text{ э/А}\cdot\text{ч}, \gamma = 7,8 \text{ э/см}^3.$$

Тогда скорость сварки для рассматриваемых электродов будет равна

$$V_{св1} = \frac{8 \cdot 104}{21 \cdot 7,8} = 5,1 \text{ м/ч},$$

$$V_{св2} = \frac{8 \cdot 160}{40 \cdot 7,8} = 4 \text{ м/ч}.$$

Определим погонную энергию

$$g_n = \frac{I_{св} \cdot U_d \cdot \eta}{V_{св}}, \quad (3.30)$$

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

$$g_{n1} = \frac{104 \cdot 23 \cdot 0,67 \cdot 36}{5,1} = 11312 \text{ Дж/см},$$

$$g_{n2} = \frac{160 \cdot 24 \cdot 0,67 \cdot 36}{4} = 23155 \text{ Дж/см}.$$

Находим радиус изотермы

$$r = 0,0056\sqrt{g_n}, \quad (3.31)$$

$$r_1 = 0,0056\sqrt{11312} = 0,6 \text{ см},$$

$$r_2 = 0,0056\sqrt{23155} = 0,85 \text{ см}.$$

Определим глубину проплавления

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

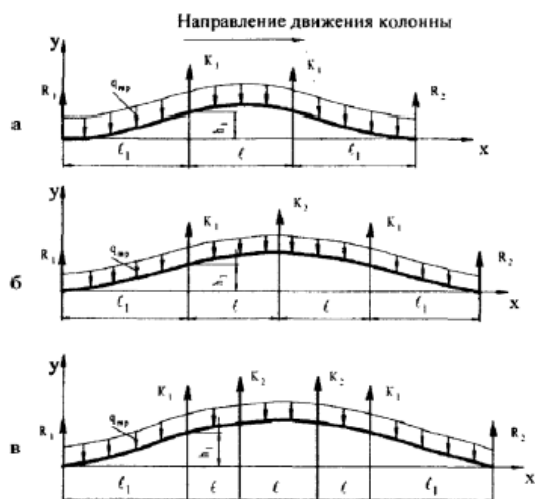
$$h = 0,4 \cdot 0,6 = 0,24 \text{ см} = 2,4 \text{ мм},$$

Следовательно, притупление проплавлено.

$$h^{зан} = 0,4 \cdot 0,85 = 0,34 \text{ см} = 3,4 \text{ мм}.$$

3.4 Расчет напряженного состояния трубопровода при раздельном способе укладки

При раздельном 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).



а – двумя трубоукладчиками; б – тремя трубоукладчиками; в – четырьмя трубоукладчиками; K_1, K_2 – усилия, развиваемые трубоукладчиками; R_1, R_2 – опорные вертикальные реакции; q_{mp} – нагрузка от собственного веса трубопровода; h – высота подъема трубопровода; l – расстояние между трубоукладчиками; l_1 – пролет

Рисунок 3.3 – Расчетные схемы симметричного подъема трубопровода

В расчете принято, что высота подъема трубопровода равна высоте подъема изоляционной машины (в расчете принимаем равным 1 м). Весь приподнятый над землей участок трубопровода можно рассматривать как неразрезную многопролетную балку, в которой имеются два крайних пролета 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.

Расстояние l_1 определяется из условия равенств максимального изгибающего момента в пролете и изгибающего момента в точке подъема трубопровода первым трубоукладчиком (или первой группой трубоукладчиков)

$$l_1 = 2,46 \cdot \sqrt{\frac{Eh_{из}}{q_{mp}}}, \quad (3.33)$$

где E – модуль упругости, равный для стали $2,1 \cdot 10^3$ МПа;
 I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 ;
 q_{mp} – вес единицы длины трубопровода, МН/м.

Определим значения комплексов.

1 комплекс:

$$K_1 = 0,164 \cdot \frac{h_{oc}}{h_{из}}, \quad (3.34)$$

где h_{oc} – высота подъема очистной машины, м, $h_{oc} = 0,8 + 0,5 \cdot D_n = 1,31$ м;

$h_{из}$ – высота подъема изоляционной машины, м, $h_{из} = 2,4$ м.

$$K_1 = 0,164 \cdot \frac{1,31}{2,4} = 0,09.$$

2 комплекс:

$$K_2 = 0,164 \cdot \frac{(h_{oc} + h_m)}{h_{из}}, \quad (3.35)$$

где h_m – глубина траншеи, м, $h_m = 1,43$ м.

$$K_2 = 0,164 \cdot \frac{(1,31 + 2,4)}{2,4} = 0,253.$$

Соответствующие им значения коэффициентов α и β определяем по диаграмме (см. рис. 4.6 методических указаний) в двух точках пересечения. Первый вариант $\alpha = 1,73$, $\beta = 2,18$. Второй вариант $\alpha = 1,76$, $\beta = 2,42$.

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

$$q_{mp} = q_m = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.36)$$

где γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_{mp} = q_m = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,998^2) = 2,735 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}.$$

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

$$I = \frac{\pi \cdot D_n^3 \cdot \delta}{8}.$$

(3.37)

$$I = \frac{3,14 \cdot 1,02^3 \cdot 0,011}{8} = 4,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

$$l_1 = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 74,64 \text{ м}.$$

Расстояние l_2 , м:

$$l_2 = 2,46(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}}. \quad (3.38)$$

По первому варианту:

$$l_2 = 2,46(2,18 - 1,73) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 33,59 \text{ м}.$$

По второму варианту:

$$l_2 = 2,46(2,42 - 1,76) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 49,26 \text{ м.}$$

Расстояние l_3 , м:

$$l_3 = 2,46(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{uz}}{q_{mp}}}. \quad (3.39)$$

По первому варианту:

$$l_3 = 2,46(1,73 - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 54,5 \text{ м.}$$

По второму варианту:

$$l_3 = 2,46(1,76 - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 56,72 \text{ м.}$$

Расстояние l_4 , м:

$$l_4 = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{ou}}{q_{mp}}}. \quad (3.40)$$

$$l_4 = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1,31}{2,735 \cdot 10^{-3}}} = 64,16 \text{ м.}$$

Изгибающие моменты M_x , МН·м:

$$M_x = 0,518 \cdot \sqrt{EIh_{uz} q_{mp}}. \quad (3.41)$$

$$M_x = 0,518 \cdot \sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4 \cdot 2,735 \cdot 10^{-3}} = 1,1 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

$$M_1 = -1,1 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Условие прочности:

$$|M| \leq R_2 W, \quad (3.42)$$

где R_2 – расчётное сопротивление трубы, МПа;

W – момент сопротивления, м^3 .

Расчётное сопротивление трубы R_2 , МПа:

$$R_2 = \frac{R_2'' m}{k_2 k_n}, \quad (3.43)$$

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

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

k_n – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $k_n = 1,05$;

R_2'' – минимальное значение предела текучести, МПа, $R_2'' = 380$ МПа.

$$R_2 = \frac{380 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,05} = 232,65 \text{ МПа}.$$

Момент сопротивления W , м^3 :

$$W = \frac{\pi D_n^3}{32} \cdot \left(1 - \frac{D_{вн}}{D_n}\right), \quad (3.44)$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 1,02^3}{32} \cdot \left(1 - \frac{0,998}{1,02}\right) = 5,15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Проверим условие прочности:

$$|1,1| \leq 232,65 \cdot 0,00515,$$

$$|1,1| \leq 1,19.$$

Условие выполняется.

Далее определим усилия на крюках трубоукладчиков.

Для первого:

$$K_1 = q_{mp} \left(1,64 \cdot \sqrt[4]{\frac{E I h_{uz}}{q_{mp}} + \frac{l_2}{2}} \right) + G_{uz}, \quad (3.45)$$

где G_{uz} – вес изоляционной машины, для ИЛ-1422 $G_{uz} = 58$ кН.

Для первого варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \left(1,64 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}} + \frac{33,59}{2}} \right) + 58 = 240,035 \text{ кН.}$$

Для второго варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \left(1,64 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}} + \frac{49,26}{2}} \right) + 58 = 261,463 \text{ кН.}$$

Для второго трубоукладчика:

$$K_1 = q_{mp} \frac{l_2 + l_3}{2} + G_{оч}, \quad (3.46)$$

где $G_{оч}$ – вес очистной машины, для ОМ-121 $G_{оч} = 69,3$ кН.

Для первого варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \frac{33,59 + 54,5}{2} + 69,3 = 189,76 \text{ кН.}$$

Для второго варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \frac{49,26 + 56,72}{2} + 69,3 = 214,23 \text{ кН.}$$

Для третьего трубоукладчика:

$$K_1 = q_{mp} \left(1,2 \cdot \sqrt[4]{\frac{EIh_{уз}}{q_{mp}} + \frac{l_3}{2}} \right). \quad (3.47)$$

Для первого варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \left(1,2 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}} + \frac{54,5}{2}} \right) = 179,11 \text{ кН.}$$

Для второго варианта:

$$K_1 = 2,735 \cdot \left(1,2 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{2,735 \cdot 10^{-3}} + \frac{56,72}{2}} \right) = 177,15 \text{ кН.}$$

Реакции R_0 и R_A рассчитывают по формулам:

$$R_0 = \frac{6EIh_{уз}}{l_1^3} + \frac{q_{mp} \cdot l_1}{4}, \quad (3.48)$$

$$R_A = \frac{6EIh_{oc}}{l_4^3} + \frac{q_{mp} \cdot l_4}{4}. \quad (3.49)$$

$$R_0 = \frac{6 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,4}{74,64^3} + \frac{2,753 \cdot 74,64}{4} = 51,07 \text{ кН.}$$

$$R_A = \frac{6 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1,31}{64,16^3} + \frac{2,753 \cdot 64,16}{4} = 43,9 \text{ кН.}$$

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

$$a_{min} = 0,3 + \frac{D_H}{2}, \quad (3.50)$$

$$a_{max} = \frac{B}{2} + h_m \cdot \text{tg} \varphi_{ep} + \frac{D_H}{2}, \quad (3.51)$$

где B – ширина траншеи по дну, м, $B = 1,53$ м;

φ_{ep} – характеристика грунта, градусы, $\varphi_{ep} = 36$ градусов.

$$a_{min} = 0,3 + \frac{1,02}{2} = 0,81 \text{ м.}$$

$$a_{max} = \frac{1,53}{2} + 2,4 \cdot \text{tg} 36^\circ + \frac{1,02}{2} = 2 \text{ м.}$$

Используя для работы изоляционно-укладочной колонне краны-трубоукладчики KOMATSU D-355C-3 с моментом устойчивости $M_{уст} = 1130$ кН·м и номинальной грузоподъемностью 450 кН допускаемое вертикальное усилие по формуле:

$$K_{дон} \leq 0,9 \cdot \frac{M_{уст}}{a}. \quad (3.52)$$

$$K_{дон} \leq 0,9 \cdot \frac{1130}{2} = 508,5 \text{ кН}.$$

Сопоставив величину $K_{дон}$ со значениями K_1 , K_2 и K_3 видим, что общее число кранов-трубоукладчиков в колонне составит 2 единицы.

3.5 Проектирование ЭХЗ кожухов на переходах через автомобильные дороги

ЭХЗ кожухов от подземной коррозии осуществляется при удельном электрическом сопротивлении грунта не более 500 Ом·м. Для кожухов в грунтах низкой коррозионной агрессивности при удельном электрическом сопротивлении грунта более 100 Ом·м минимальное защитное смещение поляризационного потенциала относительно естественного должно быть не менее 100 мВ (или смещение разности потенциалов с омической составляющей не менее 200 мВ).

Защитный ток кожуха I_k , А, определяется по формуле

$$I_k = \frac{U_{KE} - U_{КЗМ}}{R_k(t)}, \quad (3.53)$$

где $U_{КЗМ}$ – минимальная защитная разность потенциалов «кожух-земля», В

U_{KE} – естественный потенциал кожуха, В;

$R_k(t)$ – сопротивление кожуха, Ом, через t лет эксплуатации определяется по формуле

$$R_k(t) = \frac{R_{ИЗК} \cdot e^{-\gamma t}}{\pi \cdot D_k \cdot L_k} + \frac{\rho_{\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot L_k} \cdot \ln \frac{2 \cdot L_k}{D_k}, \quad (3.54)$$

где $R_{изк}$ – сопротивление изоляции кожуха, Ом·м²;

γ – коэффициент, характеризующий изменение сопротивления изоляции во времени, 1/год;

ρ_T – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м;

D_K – диаметр кожуха, м;

L_K – длина кожуха, м;

t – срок службы проектируемой системы ЭХЗ, год;

Количество протекторов, необходимых для защиты кожуха, определяется по формуле

$$N = \frac{1,3 \cdot I_K}{I_{II}}, \quad (3.55)$$

где I_{II} – ток единичного протектора, А.

$$R_K(t) = \frac{10000 \cdot e^{-0,125 \cdot 15}}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 1,8} + \frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,8} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1,8}{1,2} = 28,6 \text{ Ом.}$$

$$I_K = \frac{-0,55 - (-0,9)}{28,6} = 0,01 \text{ А.}$$

$$N = \frac{1,3 \cdot 0,01}{0,057} = 0,22 \text{ шт.}$$

Принимаем число протекторов 1 шт.

Проектирование ЭХЗ действующего перехода осуществляется по данным обследования, в процессе которого:

- измеряется естественный потенциал трубопровода и кожуха;
- измеряется сопротивление кожуха.

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В экономической части бакалаврской работы будут рассчитаны затраты на проведение изоляционных работ при капитальном ремонте. Ремонт производится на участке магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» 275,2км ... 292,2км. Второй этап мероприятий, включающий нанесение изоляционного покрытия, длится 6 месяцев. Изоляции подвергаются сварные соединения.

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. Принимаем необходимый срок аренды для выполнения изоляционных работ – 50 суток (1200 часа). 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.	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик KOMATSU Д355С	шт	2	2100	5040000	https://exkavator.ru
2	Машина финишной очистки ПТ-НН-1200	шт	1	1200	1440000	http://mstg.ru
3	Машина грунто-вочная ПТ-НН-1220Г	шт	1	1350	1620000	http://mstg.ru

Окончание таблицы 4.1

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена аренды за час, руб.	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
4	Машина изоляционная ПТ-НН-1220	шт	1	2200	2640000	http://mstg.ru
5	Агрегат нагревательный	шт	1	1300	1560000	http://mstg.ru
6	Котел для плавления и выдачи мастики	шт	1	1000	1200000	http://mstg.ru
7	Электростанция ДЭС АД-100	шт	1	800	960000	http://tech4stroy.ru
	Итого	х	х	х	14460000	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 полотнами ПМ 1023	шт	2	31000	62000	http://szkanat.ru/
	Итого:	х	х	х	484000	х

4.3 Затраты на приобретение материалов. Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»

В качестве изоляции в первом случае будет использоваться комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т». Состав материалов отражен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – 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 4.4.

Таблица 4.4 – 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

Рассчитываем необходимый объем материалов для проведения изоляционных работ с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «ТРАНСКОР-Т». Расход материала представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расход материала для изоляции трубопровода на основе мастики «ТРАНСКОР-Т» на 1 км трубопровода

Наименование материала	Диаметр трубы, мм
	1020
Грунтовка «ТРАНСКОР», т	0,012
Мастика «ТРАНСКОР-Т», т	0,16
Стеклосетка «X-GLASS GOLD», шт	5
Термоусаживающая лента «Тиал-Л», п/м	72,18

Определяем с помощью таблицы 5, количество материалов требуемых для изоляции. Данные сводим в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Требуемое количество материала для изоляционных работ

Наименование материала	Требуемое количество, т	Требуемое количество, кг
Грунтовка «ТРАНСКОР»	0,012	12
Мастика «ТРАНСКОР-Т»	0,16	160

Сводим в таблицу 4.7 результаты для определения полных затрат на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТРАНСКОР-Т»

Таблица 4.7 – Полные затраты на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТРАНСКОР-Т»

Наименование материала	Расходы, руб
Грунтовка «ТРАНСКОР»	15283,68
Мастика «ТРАНСКОР-Т»	204000
Стеклосетка «X-GLASS GOLD» 5x5 мм 1x50м 145 гр/м ²	84871,65
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	134976,6
Итого	439131,93

4.4 Затраты на приобретение материалов. Комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»

В качестве изоляции во втором случае будет использоваться комбинированное полимерно-битумное покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ». Состав материалов отражен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – 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

Окончание таблицы 4.8

Материал	Нормативный документ
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	ТУ 2293-004-58210788-2005

Определяем цены на нужные материалы и заполняем таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Цены на материалы для изоляции с комбинированным полимерно-битумным покрытием на основе мастики «БИТЭП-ГАЗ»

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 «БИТЭП-ГАЗ». Расход материала представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расход материала для изоляции трубопровода на основе мастики «БИТЭП-ГАЗ» на 1 км трубопровода

Наименование материала	Диаметр трубы, мм
	1020
Праймер «ТехноНИКОЛЬ», т	0,012
Мастика «ТехноНИКОЛЬ», т	0,16
Стеклосетка «X-GLASS GOLD», шт	5
Термоусаживающая лента «Тиал-Л», п/м	72,18

Определяем с помощью таблицы 4.10, количество материалов требуемых для изоляции. Данные сводим в таблицу 4.11.

Таблица 4.11 – Требуемое количество материала для изоляционных работ

Наименование материала	Требуемое количество в тоннах	Требуемое количество в кг
Праймер «ТехноНИКОЛЬ»	0,012	12

Окончание таблицы 4.11

Наименование материала	Требуемое количество в	Требуемое количество в кг
------------------------	------------------------	---------------------------

	тоннах	
Мастика «ТехноНИКОЛЬ»	0,16	160

Сводим в таблицу 4.12 результаты для определения полных затрат на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТехноНИКОЛЬ»

Таблица 4.12 – Полные затраты на материалы для изоляции на основе битумно-полимерной мастики «ТехноНИКОЛЬ»

Наименование материала	Расходы, руб
Праймер «ТехноНИКОЛЬ»	17721,48
Мастика «ТехноНИКОЛЬ»	44200
Стеклосетка «X-GLASS GOLD» 5x5 мм 1x50м 145 гр/м ²	84871,65
Термоусаживающая лента «Тиал-Л»	134976,6
Итого	281769,73

4.5 Заработная плата рабочих

Для определения затрат на заработную плату, необходимо установить продолжительность изоляционных работ по формуле:

$$T = \frac{S}{v}, \quad (4.1)$$

где S – общая длина изолируемого участка, м. Принимаем $S = 1700$ м.

v – средняя скорость изоляционной колонны, м/ч. Принимаем $v = 140$ м/ч;

$$T = \frac{1700}{140} = 12,14 \approx 13 \text{ ч.}$$

Таким образом, на технологический процесс изоляции потребуется 13 часов. Необходимы дополнительные затраты времени (проверка оборудования, контроль материалов, отдых рабочих и др.), принимаем это время равное 4 ча-

сам. Следовательно, на изоляционные работы потребуется 17 часов. Делаем вывод о том, что это займет 2 смены (одна смена – 11 часов).

Состав рабочих для выполнения изоляционных работ представлен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Состав рабочего звена для изоляции нефтепровода

Состав звена	Разряд	Количество человек
Машинист крана трубоукладчика	5	2
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
Прораб	-	1
Итого		16

Затраты на оплату труда определяются исходя из размера тарифной ставки за час работы, разряда рабочего, районного коэффициента, северной надбавки. Расчет приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 30% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада, руб	Итого на одного работника, руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист крана трубоукладчика	2	230	276000	82800	82800	441600	883200

Окончание таблицы 4.14

Должность	Количество	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 30% от	Северная надбавка 30% от оклада,	Итого на одного работника, руб.	Фонд заработной платы, руб.
-----------	------------	---------------------------	------------------------------	-----------------------------	----------------------------------	---------------------------------	-----------------------------

				оклада , руб.	руб		
Машинист очистной машины	1	190	228000	68400	68400	364800	364800
Машинист грунтовоч- ной машины	1	190	228000	68400	68400	364800	364800
Машинист изолировоч- ной машины	1	200	240000	72000	72000	384000	384000
Машинист подогревоч- ного агрега- та	1	190	228000	68400	68400	364800	364800
Машинист битумова- рочных кот- лов	1	150	180000	54000	54000	288000	288000
Машинист дизельного агрегата	1	130	156000	46800	46800	249600	249600
Изолиров- щик	4	190	228000	68400	68400	364800	1459200
Стропаль- щик	3	115	138000	41400	41400	220800	662400
Прораб	1	230	276000	82800	82800	441600	441600
Итого	16	х	х	х	х	х	5462400

Информация об оплате представлена на сайтах jobsora.com, domkadrov.ru, indeed.com. Сводим данные в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	1638720
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	125635,2
Итого	1764355,2

На основании проведенных расчетов сводим полученные данные в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Полные затраты на выполнение изоляционных работ

Показатели	Покрытие на основе мастики «ТРАНСКОР-Т»	Покрытие на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ»
	Стоимость, руб.	
1 Техника	14460000	14460000
2 Вспомогательное оборудование	484000	484000
3 Затраты на материалы	439131,93	281769,73
4 Фонд оплаты труда	5462400	5462400
5 Страховые взносы и травматизм	1764355,2	1764355,2
Итого	22609887,1	22452521,9

Проведя анализ финальной таблицы можно сказать о том, что изоляция трубопровода покрытием на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ» экономически целесообразнее. Экономия применения покрытия на основе мастики «ТехноНИКОЛЬ» по отношению к применению покрытия на основе мастики «ТРАНСКОР-Т» составляет 157365,2 руб.

5 Безопасность жизнедеятельности

Капитальный ремонт участка трубопровода с заменой труб сопровождается такими операциями как, выполнение сварочных работ, подъем трубопровода, нанесение изоляционного покрытия и т.д. Такие 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 ситуации при ремонте трубопровода, но и прогнозировать и предупреждать их появление.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Участок производства работ расположен на территории Ачинского района Красноярского края.

Работа проводится на открытом воздухе круглый год в дневное время, независимо от температурных условий и осадков. Необходимо обеспечить искусственное освещение для работ в вечернее и ночное время. Работы осуществляются на открытой площадке линейной части магистрального нефтепровода и включают в себя земляные работы, подъем и укладка 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 I 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 0,2 % к начисленной оплате труда.

В таблицу 5.1 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 5.1 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Код фактора	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	5.00	Тяжесть трудового процесса		30.05.17		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		30.05.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	30.05.17	85	5	3,2	1
4	4.62	Температура, С°	20	30.05.17	25	5	2	1
5	4.64	Влажность, %	15 ... 75	30.05.17	50	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	30.05.17	6	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	150	30.05.17	200	50	2	0,5
8	4.67	Коэффициент Естественной освещённости, %	0,6	30.05.17	0,6	-	2	0,5
9	4.66	Тепловая Нагрузка среды, С	21	30.05.17	19	2	2	0,8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	30.05.17	1100	-	3,1	0,8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	30.05.17	25	-	2	1

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.

Среднегодовая температура воздуха отрицательная и составляет минус 0,7 °С. Самый холодный месяц в году – январь, со среднемесячной температурой воздуха минус 18,9 °С, а теплый – июль (22,4 °С).

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

К капитальному ремонту подземных трубопроводов не допускаются лица моложе 18 лет. Для допуска к работам необходимо обучение и проверка полученных знаний.

Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны немедленно покинуть ее; стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

Для обеспечения возможности быстрого выхода работающих из траншеи следует устанавливать стремянки с уклоном 1:3 с планками через 0,15...0,25 м из расчета 2 лестницы на 5 человек, работающих в траншее, и устраивать выходы (не менее двух) с противоположных сторон.

Ремонт нефтепровода следует проводить в светлое время суток. При продолжении работ с наступлением темноты должна быть обеспечена требуемая освещенность рабочих мест. Также уличное освещение необходимо в вечернее время.

Рабочие должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью, средствами индивидуальной защиты и предохранительными приспособлениями согласно нормам.

При разработке и планировке грунта двумя и более машинами, идущими друг за другом, необходимо соблюдать расстояние между ними не менее 14 м.

Во избежание повреждения трубопровода ковшом экскаватора, не приспособленным для полного вскрытия, грунт разрабатывается на расстоянии 0,15...0,20 м до верхней и боковых образующих трубы.

Запрещается выполнять работы по подъёму и укладке нефтепровода во время гололеда, тумана, ветра со скоростью выше 6 м/с. После ливня, затяжных дождей или сильного ветра руководитель работ обязан убедиться в отсутствии опасных нарушений устойчивости откосов, отдельных выступов, образования подмывов траншеи и только после этого начинать работы.

При сварочных работах воздушная среда должна контролироваться непосредственно на месте производства сварочных работ, а также в опасной зоне с учетом возможных источников паров и газов.

Запрещено проводить сварочные работы при неблагоприятных погодных условиях (грозы, дождя, снегопада и при скорости ветра более 10 м/с) без выполнения дополнительных мероприятий по защите рабочих мест от воздействия этих помех.

При очистке трубопровода с сильно прокорродированной поверхностью во избежание проникновения металлической пыли и частиц изоляционного покрытия в дыхательные органы и глаза машинистам очистной и изоляционной машин следует пользоваться индивидуальными средствами защиты (респираторами, марлевыми повязками, предохранительными очками).

При очистке трубопроводов всех диаметров водой охранная зона устанавливается в 25 м по обе стороны от трубопровода и в 100 м по направлению вылета поршня-разделителя.

5.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

Для обеспечения безопасности технологического процесса необходимо рассчитать освещенность рабочей площадки при проведении работ в ночное время, а именно определить необходимое количество прожекторов.

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

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

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_L – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 \cdot \frac{100}{700} = 14,57 \approx 15 \text{ шт}$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с 3 прожекторами ПЗС-45, потребуется использовать 5 прожекторных мачт, параметры которых приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики прожекторных мачт

Параметр		Значение
Ширина освещаемой площади, м		75
Высота прожекторной мачты, м		15
Прожектор, устанавливаемый на мачте	Тип	ПЗС-45
	Количество, шт	3
	Мощность ламп, Вт	700
Параметры установки прожектора	Высота, м	15
	Угол наклона, град	20
	Угол между оптическими осями прожекторов, град	60
Коэффициент неравномерности		0,3
Удельная мощность, Вт/м ²		0,35

Для равномерного освещения используется шахматное расположение мачт.

5.4 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Ответственность за соблюдение безопасных режимов перекачки при производстве капитального ремонта несет организация, эксплуатирующая нефтепровод.

Начальник РСУ обязан:

- создать из числа работников РСУ пожарные дружины (ПД);
- организовать проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму;
- установить на ремонтных участках противопожарный режим. Данный режим включает в себя создание или определение мест для курения, определение мест для размещения горючих материалов, а также их допустимое количество и т.д.
- лично проводить оперативный контроль за состоянием пожарной безопасности в местах проведения ремонтных работ, проверять наличие и исправность средств предупреждения и тушения пожаров, готовность пожарной дружины;
- финансировать приобретение средств пожаротушения и выполнение противопожарных мероприятий.

Расстояние от временных жилых городков до складской зоны необходимо принимать не менее 40 м, до места приготовления грунтовок – не менее 50 м, до места стоянки техники (трубоукладчиков, тракторов и т.д.) – не менее 100 м. На ремонтном участке должны быть инструкция «О мерах пожарной безопасности», плане ликвидации аварий и тушения пожара, разработанные с учетом проведения ремонтных операций на трассе трубопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассмотрен капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» протяженностью 17 км, который заключается в демонтаже старого и строительстве нового трубопровода диаметром 1020 мм.

Детально были рассмотрены следующие работы:

- снятие растительного грунта над демонтируемым участком и перемещение его во временный отвал;
- демонтаж заменяемого нефтепровода;
- разработка траншеи;
- гидравлическое испытание смонтированного трубопровода;
- изоляция сварочных стыков трубопровода;
- укладка трубопровода в траншею;

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МН – магистральный нефтепровод;

Ду – диаметр условный;

СНиП – строительные нормы и правила;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ПД – пожарная дружина;

РСУ – ремонтно-строительное управление.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2 СНиП 2.05.06 – 85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. – М.: ГУПЦ ПП, 1997. – 52 с.

3 Бабин Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: учеб. пособие / Л. А. Бабин, П. Н. Григоренко, Е. Н. Ярыгин – Москва : Недра, 1995. – 230 с.

4 Правила охраны магистральных трубопроводов. – Уфа: ВНИИСПнефть, 1992.

5 Бородавкин П. П. Сооружение магистральных трубопроводов: учеб. пособие / П. П. Бородавкин, В. П. Березин – Москва: Недра, 1987. – 471 с.

6 ВСН 011 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание – Москва: Миннефтегазстрой, 1990. – 112с.

7 СНиП 2.03.11 – 85. Защита строительных конструкций от коррозии. – Москва: НИИ ЭКБ, 1987.

8 РД-25.160.00-КТН – 14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов – Уфа: ВНИИСПТнефть, 2010.

9 Гумеров А. Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов: учеб. пособие / А. Г. Гумеров, А. Г. Зубаиров, М. Г. Векштейн М.Г. – Москва: 000 "Недра-Бизнесцентр", 1999

10 ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

11 ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

12 ГОСТ 12.1.011 – 78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

13 ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

14 ГОСТ Р 51330.9 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.

15 ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

16 ГОСТ Р 51330.5 – 99 Метод определения температуры самовоспламенения. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999. : Москва, 1999. 16с.

17 ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Взамен ГОСТ 8732 – 70; дата введ. 22.03.1978. : Министерство черной металлургии СССР, 1978. 8 с.

18 ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Взамен ГОСТ 10704 – 76; дата введ. 15.11.1991.: ИПК Издательство стандартов, 1991.

19 ГОСТ 17379 – 2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Взамен ГОСТ 17379-83 ; введ. 01.01.2003. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 49 с.

22 ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Взамен ГОСТ 20295-74 ; введ. 01.01.87