

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

Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях

Руководитель

доцент, канд. техн. наук А.Н. Сокольников

Выпускник

Д.А. Ахметзянов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях» содержит 75 страниц текстового документа, 31 использованных источников, 6 листов графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, РАБОТЫ, ПРОЧНОСТЬ, СВАРКА, БЕЗОПАСНОСТЬ.

Объектом выпускной квалификационной работы является магистральный нефтепровод.

Цель работы заключается в том, чтобы разработать план реконструкции существующего подземного участка магистрального нефтепровода на надземный с применением байпасирования.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- охарактеризовать район, в котором находится трубопровод;
- разработать план реконструкции участка;
- произвести проверку прочности и устойчивости трубопровода;
- определить параметры сварки трубопровода;
- привести экономический расчет на момент замены нефтепровода;
- описать безопасность жизни деятельности.

В результате работы была рассмотрена реконструкция участка магистрального нефтепровода. В работе описаны подготовительные работы, земляные работы, устройство свайных фундаментов и опор, сварка и укладка трубопровода, надземная прокладка трубопровода, испытания узлов врезки и гидравлические испытания.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	6
основная часть	7
1 Общие сведения о трубопроводе.....	7
1.1 Район расположения трубопровода	8
1.2 Климат района.....	9
2 Технологическая часть	11
2.1 Технологическая последовательность работ	11
2.2 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы	12
2.3 Земляные работы.....	13
2.4 Расчистка территории строительства	16
2.5 Устройство свайных фундаментов и опор под нефтепровод.....	18
2.6 Сварка и укладка трубопровода на опоры	19
2.7 Монтаж опор под байпасный трубопровод.....	23
2.8 Надземная прокладка трубопровода через водные преграды.....	24
2.9 Прокладка подземного нефтепровода	25
2.10 Работы по врезке в действующий нефтепровод и подключение участков реконструкции.....	29
2.11 Антикоррозийная изоляция	32
2.12 Демонтаж байпасной линии и плоских задвижек	34
2.13 Испытание узлов врезки.....	34
3 Расчетная часть.....	36
3.1 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов	36
3.2 Расчет режимов ручной электродуговой сварки	41
4 Экономическая часть	48
4.1 Технико-экономическое обоснование проекта.....	48
4.2 Расчет затрат на реконструкцию трубопровода	49
4.2.1 Затраты на аренду техники	49

4.2.2 Затраты на вспомогательное оборудование	51
4.2.3 Расчет затрат на горюче-смазочные материалы	52
4.3 Фонд оплаты труда	53
4.4 Потребность в основных материально-технических ресурсах.	55
4.5 Расчет средств на опоры нефтепровода.....	56
4.6 Смета затрат.....	57
5 Безопасность жизнедеятельности.....	59
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	59
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	61
5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	61
5.4 Обеспечения безопасности технологического процесса	64
5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	66
5.6 Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	67
5.7 Экологичность проекта	68
Заключение	70
Список использованных источников	71

ВВЕДЕНИЕ

Магистральный нефтепровод – это производственно-технологический комплекс, который предназначен для транспортировки подготовленной нефти от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям, также в состав магистрального нефтепровода включаются сооружения и здания, которые используются для обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода. Нефтепровод магистральный прокладываются подземным, надземным и наземным способами.

Трубопроводный транспорт – это один из важных элементов ТЭК РФ. На территории страны эксплуатируется разветвленная сеть магистральных нефтепродуктопроводов, нефтепроводов, газопроводов.

Особенностью строительства нефтепроводов является разнообразие гидрологических и природно-климатических характеристик трассы, что требует технологических и конструктивных решений линейной части трубопроводов при прокладке [1].

Цель работы заключается в том, чтобы разработать план реконструкции существующего подземного участка магистрального нефтепровода на надземный с применением байпасирования.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- собрать сведения о районе, о его климатической, инженерно-геологической характеристике, на территории которого находится промысловый трубопровод;
- определить состояние трубопровода до реконструкции;
- разработать план мероприятий по реконструкции;
- произвести экономический расчет затрат на реконструкцию;
- рассмотреть все аспекты безопасности жизнедеятельности на месте проведения работ и вокруг него.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общие сведения о трубопроводе

Характеристики нефтепровод:

- диаметр трубопровода составляет 820 мм;
- толщина стенки трубопровода равна 12 мм;
- марка стали 09Г2ФБ;
- класс прочности К56;
- ударная вязкость при температуре минус 20°С по основному металлу (минимальное значение) $KCV = 62$ Дж/см²;
- ударная вязкость при температуре минус 20°С в зоне сварного шва (минимальное значение) $KCV = 48$ Дж/см²;
- величина максимального рабочего давления в точке врезки – 6,5 МПа.
- трубопровод относится ко II классу II категории относится ко II классу II категории.

Для реконструкции магистрального нефтепровода приняты трубы и отводы Ду820 мм толщиной 12 мм из стали 9Г2ФБ, класс прочности К56. Анतिकоррозионная изоляция – заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие нормального исполнения третьего типа (ЗН-2) толщиной 3 мм.

Для строительства байпасного трубопровода приняты трубы со следующими характеристиками:

- диаметр 720 мм;
- толщиной 14 мм;
- марка стали Х56;
- класс прочности К50;
- минимальная ударная вязкость при температуре минус 20 °С, KCV не менее 59 Дж/см²,
- в зоне сварного шва и термического влияния не менее 45 Дж/см².

1.1 Район расположения трубопровода

В данной работе рассматривается участок реки Таз. Протяженность участка по трассе существующего подземного нефтепровода составляет 28,7 км, протяженность проектируемой надземной части трубопровода с учетом компенсаторов – 31,5 км.

Карта расположения трубопровода представлена на рисунке 1.

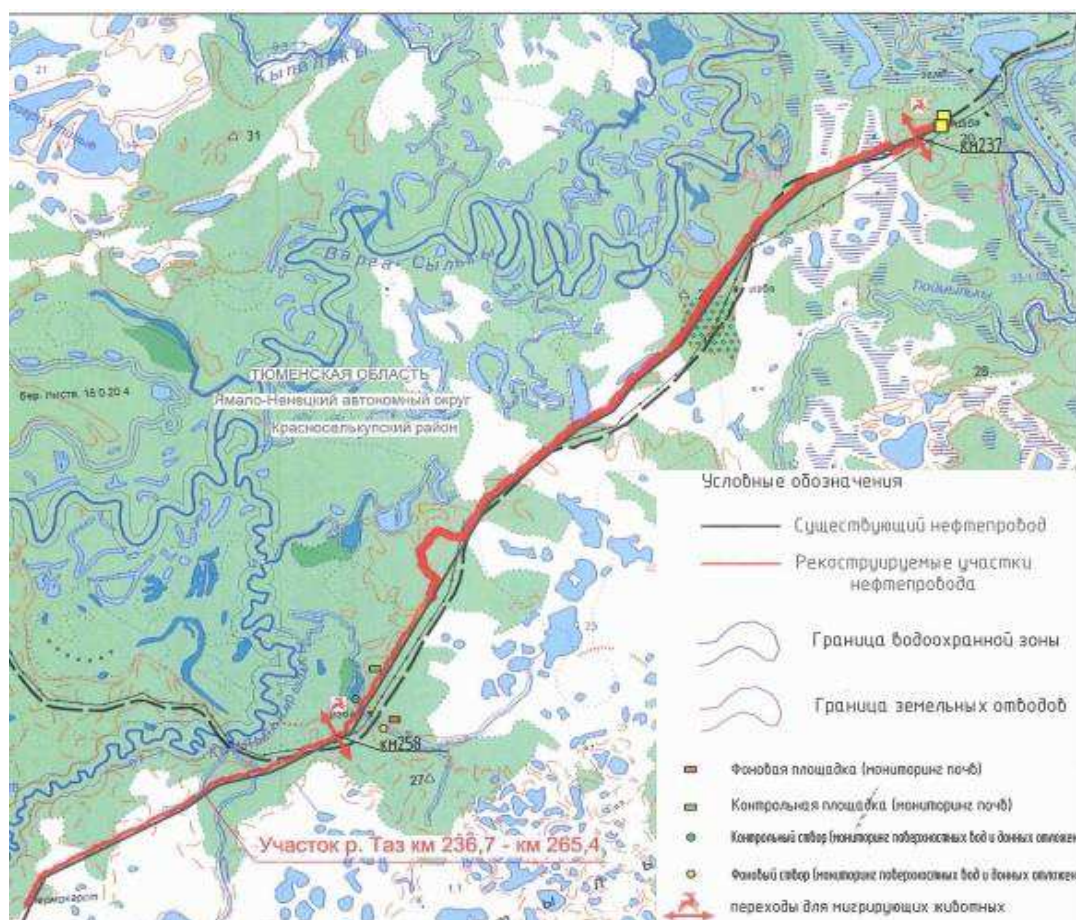


Рисунок 1 – Расположение трубопровода

Данная территория представляет собой плоскую равнину с общим, очень небольшим уклоном на север. Территория покрыта значительным лесным массивом, а также обладает сильной заболоченностью. Высокая водность зарегулированность стока в течение года объясняется повышенной увлажненностью. Причиной крупного распространения заболоченности

является слабый естественный дренаж и замедленность поверхностного стока. Слабоврезанные речные долины не оказывают существенного дренирующего действия, для них характерны: высокая заболоченность и озерность, обширные массивы торфяников, наличие мерзлых гряд и бугров.

Район проведения реконструкции заполнен лиственничными и елово-лиственничными редколесьями, вдоль направления рек преобладают смешанные заболоченные леса, заросли березняка ивняка [2].

1.2 Климат района

Климат в районе реконструкции трубопровода характеризуется суровой продолжительной зимой (до 32 недель), относительно коротким и теплым летом, переходным сезоном (6...7 недель). Заморозки в районе весной – поздние, осенью – ранние.

Летом в районе может преобладать холод, а зимой сильные ветра. Причиной этому является Карское море, именно оно делает климат более суровым.

Температурная характеристика района следующая. Средняя температура воздуха за год $-9,3^{\circ}\text{C}$. В наиболее морозный месяц года январь среднее значение температуры воздуха достигает отметки минус 27°C . В наиболее жаркий месяц года июль среднее значение температуры воздуха достигает отметки 18°C . Наиболее низкой отметки температура достигает в феврале, столбик термометра опускается до отметки минус 60°C . Наиболее высокая отметка температуры 32°C достигается в июле.

Период без заморозков длится 84 дня. Морозный период составляет 206 дней. Начало заморозок начинается в сентябре, заканчивается в мае.

Данный район относится к зоне избыточного увлажнения. Годовое количество осадков составляет, в среднем 394 мм.

Максимальное количество осадков приходится на июль и август, минимальное – на июнь. Осадков за год выпадает примерно 395 мм, из них с

ноября по март 110 мм, а с апреля по октябрь 285 мм, соответственно за теплый период осадков выпадает больше, чем за холодный. Среднее количество дней с осадками – 175. Время наступления средних суточных температур выше и ниже 0 °С конец мая и начало октября соответственно. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова приходится на первую половину октября, а его разрушение на начало июня. Среднегодовое максимальная высота снежного покрова 25...30 см при плотности 0,26 г/см³ на открытом пространстве.

Среднегодовое число дней с метелями – 85 дней, с туманом – 48 дней.

Ветер в районе зависит от местных условий, а именно: неровности рельефа, направление долин рек и различных препятствий. Все эти факторы оказывают значительное влияние на режим и направление ветра. Средняя годовая скорость ветра составляет 6,3 м/с.

Район реконструкции характеризуется плоскоравнинным рельефом с абсолютными отметками поверхности от 17 до 65 м. Основные углы уклона поверхности составляют до 3 градусов, по берегам рек углы возрастают до 20 градусов.

Местность данного района частично освоена, покрыта мхом, с участками лиственничного леса высотой в основном до 10 м и редкого кустарника, 25 % территории покрыто болотами, 75 % заболочено.

На территории проведения ремонтных работ трубопровода присутствуют пересечения с реками и ручьями [3].

2 Технологическая часть

2.1 Технологическая последовательность работ

Работы по реконструкции магистрального нефтепровода в себя включают следующие операции:

- подготовительные работы;
- устройство свайных фундаментов под опоры нефтепровода;
- монтаж опор под трубопровод, сварку труб в плети;
- изоляцию сварных соединений;
- укладку нефтепровода на опоры;
- врезку в действующий нефтепровод (строительство временного байпасного нефтепровода);
- испытание и внутритрубную диагностику трубопровода;
- сооружение площадочных объектов;
- демонтаж временных сооружений.

Вне трассовые, подготовительные работы в себя включают:

- мобилизацию генподрядной и субподрядных организаций;
- обустройство временных пунктов базирования линейных строительных участков, в том числе и временных вахтовых городков;
- организацию связи на период строительства;
- прием грузов на ж/д станции;
- доставку строительных грузов, машин, механизмов на площадки временных баз строительных участков.

Подготовительные работы по трассе в себя включают:

- расчистку полосы строительства от снега и растительности;
- создание геодезической разбивочной основы;
- расчистку трассы от леса и кустарника;
- устройство временного технологического проезда (зимника);
- доставку техники и строительных грузов на трассу.

Непосредственно, строительство нефтепровода включает следующие операции:

- монтаж свайного фундамента под опоры трубопровода;
- устройство опор для надземной прокладки трубопровода;
- сварка плетей труб в непрерывную нитку, изоляция стыков и укладка трубопровода;
- сооружение узлов запорной арматуры;
- сооружение площадочных объектов на трассе нефтепровода и подъездных автомобильных дорог к ним;
- монтаж систем связи, автоматизации, телемеханизации, сигнализации;
- очистка полости и испытание трубопровода;
- работы по рекультивации нарушенных земель в пределах полосы отвода на период строительства.

2.2 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы

Для перевозки грузов используется специальный автотранспорт, который может эксплуатироваться на дорогах в условиях крайнего севера.

При перебазировке подрядных организаций на объект строительства, строительные механизмы и оборудование на базе автотранспорта доставляются самостоятельно, остальная строительная техника доставляется на прицепах соответствующей грузоподъемности. Доставка временных зданий (производственного, бытового назначения) заводского изготовления выполняется с помощью тягачей.

Строительные конструкции и оборудование транспортируются на специальных площадках или в контейнерах и закрепляются методами и средствами, исключающими их деформацию и повреждение. Транспортировка строительных материалов должна осуществляться в соответствии с требованиями производителя, содержащимися в сопроводительной документации.

При температурах ниже минус 30 °С и выше 50 °С транспортирование, погрузо-разгрузочные работы с трубами осуществлять запрещено. При температуре меньше минус 40°С трубопроводы запрещено подвергать ударным силам.

Во время проведения операций по погрузке, разгрузке, транспортировки, а также сортировки трубопроводов с заводским изоляционным покрытием необходимо следовать особым требованиям, которые зависят от свойств изоляции и направлены на то, чтобы обеспечить хорошее качество монтажа.

При производстве погрузочно-разгрузочных и транспортных работ, а также при складировании труб с заводской изоляцией следует соблюдать ряд дополнительных требований, обусловленных свойствами изоляционных покрытий и направленных на обеспечение высокого качества строительства.

Погрузо-разгрузочные работы и сортировка трубопроводов должна выполняться так, чтобы не было допущено повреждений упаковки с завода-изготовителя. Также недопустимо подвергать трубопроводы ударам и таскание труб по земле и другим трубам.

В процессе транспортировке трубной продукции с заводским изоляционным покрытием необходимо закреплять трубы на стропы с двух сторон, чтобы исключить их перемещение. Обязательным условием является и закрепление труб на кониках специальными поясами, которые оборудованы эластичными прокладками [4].

2.3 Земляные работы

Перед тем, как приступить к выполнению земляных работ, необходимо выполнить очистку территории от снега и при наличии инженерной защиты трубопровода провести ее демонтаж.

Очистка территории от снега и демонтаж инженерной защиты из щебня выполняется бульдозером ДЗ-110. Снег перемещается бульдозером в отвал вдоль границы полосы отвода. Инженерная защита трубопровода из щебня

разрабатывается бульдозером в отвал с последующей погрузкой одноковшовым экскаватором ЭО-4121 в самосвалы КрАЗ-256Б и вывозится на места складирования.

При проведении демонтажа трубопровод подвергается вскрытию путем снятия грунта с боковых сторон или сверху трубопровода до нижней образующей. Данные операции по разработке траншей ведутся с помощью одноковшового экскаватора ЭО-4121.

Чтобы предотвратить смерзание грунта в отвале, необходимо производить работу захватами, величина которых назначается равной сменной производительностью.

На суходольных территориях в зимнее время в случае, если грунт промерзает свыше 0,4 м, необходимо прибегнуть к применению предварительного рыхления. Для того, чтобы разрыхлить грунт прибегают к использованию машин циклического действия.

. При глубине промерзания до 1,2 м рыхление производится одноразовым проходом экскаватора, а свыше 1,2 м – за двухразовый проход экскаватора.

В процессе разработки траншей в прочных мерзлых грунтах грунт в корыте, перед проходом экскаватора следует рыхлить сточным рыхлителем.

Для проведения демонтажных работ в многолетнемерзлых грунтах необходимо использовать машины, в северном исполнении, которые предназначены для работ при низких температурах в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Разработку грунта на болотах первого и третьего типов и на обводненных участках необходимо проводить, в зимнее время после замерзания верхнего торфяных покровов. Нужно учитывать тот фактор, что необходимо провести работы по ускоренному замерзанию грунта на участках, где будет передвигаться специализированная техника.

Для работ по рытью траншей на болотистых и обводненных территориях используются экскаваторы на болотном ходу на уширенных и обычных гусеницах замороженного зимника, с устройством лежневого настила.

Процесс построения и технологии выполнения земляных работ на болотах обязательно должен отражаться и конкретизироваться в проекте производства работ, а также и в технологических картах для каждого конкретного участка.

На случай, если траншея заполняется водой, при необходимости используется водоотливная установка АВ-701.

Необходимо обеспечить нахождение отвалов земли на минимальном расстоянии 0,5 м от котлованов и траншей.

Необходимо предусматривать меры для предотвращения падения этого материала в траншею.

При проведении земляных работ необходимо установить ограждения с предупреждающими надписями и предупредительными знаками. В ночное время рабочие места необходимо обеспечивать сигнальными фонарями [5].

Все мостки и пандусы над траншеей следует укреплять и оборудовать стандартными перилами. Для спуска и подъема рабочих в траншеях и котлованах должны быть установлены лестницы.

Процесс работ, подразумевающий вскрытие трубопровода, который планируется демонтировать необходимо проводить от открытого конца трубопровода. Обязательным условием при этом является обеспечение выполнения следующего условия: машиниста, управляющий экскаватором должен осуществлять визуальный контроль положения ковша относительно трубы. Недопустимым является приближение ковша приближаться к поверхности демонтируемой трубы на расстояние менее 0,2 метров.

При проведении работ по демонтажу рядом с существующими подземными коммуникациями, которые пересекают демонтируемый трубопровод, земляные работы следует производить вручную на расстоянии не менее двух метров от боковой поверхности пересекаемых коммуникаций, с обязательным соблюдением требований технических условий владельцев коммуникаций.

В случае залегания подземных коммуникаций (труб, кабелей) глубже чем на 0,5 м допускается использование ударных инструментов: ломов, кирок и

пневматических отбойников. В случае залегания подземных коммуникаций на глубине менее 0,5 м допускается использование только ручных лопат (штыковых или совковых).

2.4 Расчистка территории строительства

Строительная полоса очищается специальными бригадами перед основными работами по установке пилотной базы опор трубопроводов.

Расчистку рабочей площадки от снега необходимо проводить в соответствии с установленными пределами отклонения полосы отвода бульдозером с перемещением снега в отвал.

Деловая древесная порода, возникающая впоследствии вырубке леса, применяется для временных сооружений, для укладки настилов на неуравновешенных торфяных основах.

Расчистку строительной площадки от снега необходимо производить в соответствии с установленными границами полосы отвода. В зимнее время вырубка леса на полосе выполняется в две операции. Сначала зачищается участок для проезда техники, затем производится очистка оставшейся территории.

Из-за крупного объема рубки леса в пределах границ отведенных земель проектом заготовка леса производится по механизированной сортиментной технологии.

Особенность такой технологии заключается в следующем:

- высока интенсивность выборки леса;
- увеличенный срок повторяемости рубок;
- заготовка и вывозка древесины производится сортиментах.

Рубка леса, обрезка сучьев и раскряжевка выполняется при помощи экскаваторов с харвестерной головкой либо лесовалочными машинами – харвестерами.

Если сравнивать валку леса харвестерами с традиционными методами, то у первого есть возможность осуществлять рубку в направлении, которое удобно оператору, при этом направление рубки может быть любое. Помимо этого, при методе рубке леса харвестерами работы могут осуществляться в условиях стеснения, благодаря чему технику возможно расположить к технологическому коридору.

Для подвоза сортиментов, заготовленного леса используются специализированные саморазгружающиеся машины манипуляторного типа – форвардеры. Несомненным преимуществом данной техники является то, что они могут выполнять погрузку и складировать материалы без посторонней помощи.

Штабелирование лесоматериалов проводится на отведенных площадках.

Складирование заготовленной древесины необходимо проводить только на открытых местах. Места, которые предназначены для заготовленной древесины, а также противопожарные разрывы освобождаются от огнеопасных материалов, затем их отделяют полосой минимальная ширина которой составляет 1,4 метра, а в хвойной местности монтируются две такие полосы на расстоянии минимум 5 метров.

Средством для очистки участков рубок от порубочных остатков предусматривает их измельчение и разбрасывание в целях улучшения лесорастительных условий, а также укладывание порубочных остатков и оставление их на перегнивание на месте рубки на расстоянии не менее 10 м от прилегающих лесных насаждений.

Деревья в случае, если они остаются на территории места рубки в период пожароопасных ситуаций, необходимо подвергнуть очистке от сучьев и уложить плотно на землю.

Древесина, оставленная на участках рубки на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля либо поленницы и отделена специальной противопожарной полосой шириной минимум полтора метра.

Деловая древесина используются при сооружении временных объектов, а также при строительстве вдоль трассового проезда.

Перед тем как приступить к работам по расчистке лесного массива на строительной площадке, необходимо выполнить подготовительные операции, которые в себя включают следующие операции:

- выдача одобрения на ведение вырубке леса от надзорных лесных органов;
- необходимо назначить лицо, которое будет отвечать за качество и безопасность процесса осуществления работ;
- необходимо нанести разметку границы строительной полосы путем окраски деревьев, которые не подлежат валке;
- необходимо нанести разметку на оборудование и площадки для разделки и складирования леса;
- необходимо провести подготовку дорог для вывоза лесоматериалов с разделочной площадки;
- обеспечение рабочих мест техникой, механизированным инструментом, приспособлениями и приведение их в состояние технической готовности;
- обеспечение рабочих мест средствами медицинской помощи, питьевой водой, противопожарным оборудованием;
- инструктаж членов бригады по ТБ и производственной санитарии.

Операции по вырубке деревьев, которые находятся непосредственно рядом с линиями передачи электроэнергии, необходимо осуществлять под надзором ответственных лиц и только при наличии наряда-заказа на данный вид работ [6].

2.5 Устройство свайных фундаментов и опор под нефтепровод

Основными операциями по устройству опор являются:

- бурение скважин; под опоры;
- монтаж свайных фундаментов;
- сооружение металлоконструкций в качестве опор под нефтепровод;

– крепление на стойках подвижных или неподвижных опор под трубопроводы.

Перед тем, как соорудить свайные фундаменты, следует разбить оси свай на местности. Перед их устройством следует произвести испытание контрольных свай на выдергивание статическим нагружением.

Скважины должны буриться сухим способом передвижными буровыми установками.

Для свайных фундаментов используются стальные трубы с закрытым коническим концом.

Погружение свай выполняется бурозабивным и буроопускным способом в предварительно пробуренные лидерные скважины. Чтобы обеспечить сохранность свай-труб от разрывов в случае замерзания воды в их полости и для улучшения антикоррозионных условий, полости свай после установки следует заполнить сухой смесью, которая состоит из песка и цемента до нижней отметки сезонного промерзания грунтов, а остальную часть сваи необходимо залить бетоном, не доходя до верха проектной отметки сваи 300 мм. Сваи поступают на место монтажа в готовом виде, с выполненными стыками в стволе сваи по длине и стыком конического конца, с нанесенным покрытием гидроизоляционного слоя в соответствии с рабочей документацией. Антикоррозионное покрытие надземной части свай покрывается после их устройства.

Перед тем, как погрузить в грунт боковую поверхность свай труб на длину 3 м от поверхности земли и металлоконструкции, соприкасающиеся с грунтом, покрываются битумно-резиновой мастикой марки МБР-65.

Металлоконструкции сваривают между собой ручной электродуговой сваркой [7].

2.6 Сварка и укладка трубопровода на опоры

Плеть нефтепровода монтируется, способом предусмотренным проектом производства работ (ППР) в соответствии с технологическими картами, представленными в ППР.

Опоры для надземной прокладки нефтепровода монтируются опережающим темпом при постоянном геодезическом контроле.

Перед тем, как начать работы по монтажу необходимо провести проверку соответствия проекту с занесением в журнал производства работ.

При перерывах в монтаже трубопровода концы плетей труб рекомендуется закрывать инвентарными заглушками.

При монтаже надземных трубопроводов в качестве грузоподъемных средств использовать трубоукладчики.

Операция по проведению монтажных работ трубопровода имеет следующую последовательность:

- сварка плетей трубопроводов;
- подача трубоукладчиков к месту монтажа трубопроводов;
- строповка и подъем плети трубопровода, установка ее на опоры и временное закрепление;
- расстроповка плети и снятие тросов;
- соединение стыков уложенной плети путем сварки;
- выверка линий трубопроводов на опорах и окончательное закрепление её.

Монтаж изолированной плети трубопровода выполняется циклическим методом путем «перехвата» или «переезда» предусматривающим использование мягких монтажных полотенец.

В процессе укладки плетей, у которых большое число кривых вставок, необходимо убедиться в том, что их длина ограничивается факторами, которые непосредственно связаны с тем, чтобы обеспечить устойчивость плетей от произвольного смещения с лежек. В данных условиях необходимо сваривать короткие плети. Плеть является короткой при условии, если ее можно уложить

колонной трубоукладчиков, оснащенных полотенцами за один прием, включающий в себе подъем, поперечное перемещение и укладку плети.

При прокладке трубопровода необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность стенок самого трубопровода и изоляционного покрытия.

При выполнении работ требуется своевременно оформлять исполнительную документацию и акты промежуточной приемки.

При выполнении строительно-монтажных работ следует принимать, тот фактор, что трубопроводы на опоры должны быть уложены при соблюдении следующих условий:

- отсутствие изгибов
- отсутствие переломов

Для выполнения данных условий опорную конструкцию выверяют по уровню с учетом рельефа.

К работам по прихватке и сварке стыков трубопроводов допускают сварщиков, которые сдали экзамены, соответствующие Правилам аттестации сварщиков Госгортехнадзора России, имеющие соответствующие удостоверения и выполняющие сварку допускных стыков.

Работы по прихватке и сварке стыков запорной арматуры, а так же деталей трубопроводов с трубами выполняются только сварщиками 6-го разряда.

В случае если скорость ветра превышает 10 м/с, и в случае выпадения осадков работы по сварке должны проходить в специальных укрытиях

Изготовление сварных соединительных деталей трубопроводов (отводов, тройников, переходов и др.) в полевых условиях запрещается.

В процессе проведения работ по сварке трубопроводов в одну нитку сварные стыки должно быть соблюдено условие: сварные стыки привязаны к пикетам трассы, а также их необходимо вносить в исполнительные документы.

Применение особых сварочных материалов рекомендовано для соединения кольцевых стыков труб. Перечень данных материалов следующий:

- штучные электроды с целлюлозным или основным покрытием для ручной дуговой сварки поворотных и неповоротных стыков труб;
- флюс и сварочную проволоку для автоматической сварки под флюсом поворотных стыков труб;
- защитный газ и сварочную проволоку для автоматической газоэлектрической сварки неповоротных стыков труб;
- самозащитную порошковую проволоку для автоматической сварки неповоротных стыков труб с принудительным формированием шва.

В помещениях, в которых предупреждено увлажнение материалов по соответствующим требованиям, следует хранить следующие материалы:

- электроды;
- флюсы;
- сварочные проволоки.

Порошковая проволока должна храниться в помещениях, где приняты меры, которые предупреждают увлажнению материалов. Сварочные электроды должны храниться при температуре минимум плюс 15 °С.

Перед началом сборки в обязательном порядке производится визуальный контроль поверхностей и деталей трубопроводов, а также трубопроводной арматуры. В случае, если были обнаружены дефекты, проводятся соответствующие ремонтные работы.

Типы разделок кромок свариваемых деталей, которые применяются, должны соответствовать настоящим требованиям, в зависимости от толщины стенки.

Перед тем как проводить процесс прихватки и сварки, часто прибегают к тому, что подогревают кольцевыми нагревателями торцов труб и примыкающих к ним участков шириной не менее 150 мм.

Торцы труб необходимо подвергать просушке, если присутствуют следующие условия:

- наличие влаги на трубах независимо от способа сварки и прочности основного металла;

– температура окружающего воздуха ниже плюс 5 °С в случае сварки труб с нормативным временным сопротивлением разрыву 55 кгс/мм и выше.

Все стыки должны иметь клеймо сварщика, который выполнял работы.

Сварные соединения линейной части трубопроводов подвергаются следующим действиям:

- систематический операционный контроль в процессе сборки и сварки;
- внешний контроль и замер параметров сварных соединений;
- неразрушающий контроль физическими методами.

Монтажные сварные соединения необходимо в обязательном порядке регистрировать в журналах по сварочным работам.

Руководить работами по сварке может только лицо, которое имеет необходимый документ о специальном образовании либо о прохождении подготовки в области сварки.

Перед выполнением сварочных работ электроды необходимо прокалить при температуре 420...450 °С в течение 1,5...2 ч. Режим прокаливания контролировать с записью в специальном журнале.

После того как электроды были прокалены, их доставляют на место проведения работ в нужном количестве для выполнения работ в течение половины смены. Электроды, которые не были использованы необходимо подвергать прокаливке заново. Прокаливка электродов до двух раз.

Сварные швы элементов выполняются вручную с просвечиванием по всей длине.

Сварку, разделку кромок производить по проекту производства монтажно-сварочных работ.

Перед тем как приступить к работам по сварке сварщик обязан тщательно зачистить кромки и примыкающие к ним поверхности металла. В случае, если сварка производится при минусовых температурах, необходима специальная подготовка и соблюдение особых технологических условий [5].

2.7 Монтаж опор под байпасный трубопровод

Для того, чтобы организовать стабильность основания и несущей способности под байпасный трубопровод в местах установки опор в проекте предусматривается отсыпка из привозного песка.

В работы по осуществлению вертикальной планировки входят следующие операции:

- подвоз грунта из карьера;
- планировка отсыпанного грунта под опоры для трубопровода;
- уплотнение грунта.

Перед проведением земляных работ обязательно выполняются следующие подготовительные работы:

- расчистка участка;
- вынос репера с опорной геодезической сети на строительную площадку;
- разбивка осей насыпи металлическими штырями, забиваемыми в грунт

вне площадки.

Грунт насыпи непучинистый или слабопучинистый песок.

Коэффициент уплотнения насыпи – 0,95. Откос насыпи принят 1:1.

Высота песчаной подготовки под инвентарные опоры определяется по месту. Отсыпка производится до проектных отметок в соответствии с комплектом рабочей документации марки АС и ТХ.

На песчаное основание укладывают железобетонные плиты, затем выполняют монтаж временных технологических опор скользящего типа.

Для того чтобы предотвратить деформацию байпаса, из-за возможного таяния снега во время его заполнения подогретой нефтью, места его прокладки предварительно очистить от снега. Отсыпку необходимо проводить на замороженное основание, слоями толщиной 0,20 – 0,30 м с послойным уплотнением, грунтом оптимальной влажности [9].

2.8 Надземная прокладка трубопровода через водные преграды

Для того чтобы избежать попадание строительных материалов в рыбохозяйственные водоемы, складирование упорядочивается. Стройматериалы рекомендуется размещать за пределами прибрежных защитных полос.

Для того чтобы избежать образование завалов, а также для того чтобы обеспечить беспрепятственный проход рыбы, необходимо провести обязательную разборку после окончания строительства трубопровода временных переездов.

Через водные преграды принят надземный способ прокладки нефтепровода по металлическим переходам на опорах высотой от 2 до 6 м с максимальным пролетом 18 м или балочные переходы.

Монтаж трубопровода на переходах водных преград на опорах следует производить в соответствии с проектом производства работ и технологическими картами после проверки опорных конструкций. Результаты проверки должны быть отражены в журнале производства работ.

Выполнение работ на переходе водной преграды на опорах выполняется в следующей:

- устройство опор перехода;
- проверка соответствия опорных конструкций проекту с отражением в журнале производства работ;
- сварка участка перехода за прибрежной полосой в монтажной зоне полосы отвода;
- монтаж трубопровода по конструкциям кранами, закрепление [10].

2.9 Прокладка подземного нефтепровода

Прокладка нефтепровода при пересечении с автозимниками выполняется подземно, открытым способом.

В процессе строительства подземной части трубопровода грунт в траншеях разрабатывается с помощью одноковшового экскаватора– обратная лопата с емкостью ковша 1,0 м³. Проектируемая трасса нефтепровода проходит как по

суходолу, так и по болотам. Работы по прокладке нефтепровода предусматривается проводить в зимний период.

Выполнение работ необходимо производить на основании технологических карт, которые разработаны в

Работы должны выполняться в соответствии с технологическими картами, разрабатываемыми в проекте производства работ.

Для того чтобы предотвратить замерзание грунта в отвале, работу следует выполнять с помощью захватов, величина которых назначается равной сменной производительности укладочной колонны.

На участках суходолов зимой при промерзании грунтов свыше 0,4 м применяется предварительное рыхление. Для рыхления мерзлого грунта рекомендуются машины циклического действия – навесные рыхлители на бульдозерах или тракторах и машины непрерывного действия. При глубине промерзания до 1,2 м рыхление производится одноразовым проходом экскаватора, а свыше 1,2 м – за двухразовый проход экскаватора.

В процессе разработки траншей в прочных мерзлых грунтах грунт в корыте траншеи перед проходом экскаватора необходимо рыхлить стоечным рыхлителем.

Прокладку трубопроводов на болотах II и III типов, а также обводненных участках необходимо осуществлять только зимой после того как замерз верхний торфяной покров; стоит также учитывать мероприятия по ускорению промерзания грунта на полосе для передвижения машин.

Операции по разработке траншеи на болотах и обводненной местности осуществляются экскаваторами на болотном ходу на уширенных и обычных гусеницах с промороженного зимника, с устройством лежневого настила.

Прокладка трубопровода, а также разработка траншеи на участках заболоченности необходимо определять на основании рабочей документации, так же это зависит от типов болот.

Проектом принимается крутизна откосов для наиболее распространенных по трассе нефтепровода грунтов:

- суглинок – 1:0,5;
- болота первого и второго типа – 1:1;
- болота третьего типа – 1:1,25.

Специфика организации и технологии земляных работ на болотах должна отражаться и конкретизироваться в ППР и в технологических картах для каждого конкретного участка.

Переходы магистрального нефтепровода под автомобильными дорогами с твердым покрытием следует выполнять бестраншейным методом в с использованием установки горизонтального бурения.

Для того чтобы обеспечить целостность и недопущение разрушения конструкции автомобильной дороги, а также недопущение перерывов транзитного транспорта необходимо обеспечить выполнение следующих условий:

- расположение рабочего и приемного котлованов за пределами отвода под автомобильную дорогу не ближе 10 м от границы подошвы откоса насыпи для недопущения разрушения конструктивных элементов автомобильной дороги и тела насыпи земляного полотна, откосов, обочин и проезжей части;

- крепление стенок рабочего и приемного котлованов инвентарными щитами;

- глубина прокладки не менее 2 метров от поверхности проезжей части до верхней образующей защитного футляра трубопровода;

- при пересечении вдольтрассовым проездом пересекаемую автомобильную дорогу устраивать съезды за пределами места пересечения. Для переездов использовать ближайшие имеющиеся санкционированные съезды, обустроенные дорожными знаками, при этом не допускается движение тяжелой гусеничной и колесной техники по обочинам, откосам и проезжей части дороги;

- рекультивация нарушенных земель посевом многолетних трав в весенне-летний период.

Перед началом сборочных и монтажных работ по установке горизонтального бурения необходимо обеспечить выполнение следующих операций:

- проведение земляных работ, а также разработка котлована с целью последующего размещения оборудования для осуществления бурения;

- разработка траншеи в конце рабочего котлована, вдоль насыпи дороги шириной 1 м и длиной 7 м, образующей с котлованом форму буквы «Г» и предназначенной для укладки трубы – якоря с креплением к нему неподвижного блока полиспаста. При необходимости стенки траншеи укрепляют деревянными брусками;

- производство операций по разработке приемного котлована для выхода кожуха и демонтажа режущей головки и секций шнекового транспортера. Размеры котлована по длине 3 м, по ширине 3 м;

- закрепление стенок рабочего и приемного котлованов предусматривается инвентарными щитами, установка щитов производится в соответствии с ППР, разработанным подрядчиком;

- возведение защитных ограждений вокруг котлованов и временные мостики для перехода через траншею;

- проведение сборки и сварки защитного кожуха из стальных труб [11].

При выполнении переходов через автомобильные дороги необходимо устанавливать указатели, предупреждающие о производстве работ, в месте устройства съезда предусматривается устройство временных дорожных знаков на период производства работ по бестраншейной прокладке нефтепровода в местах пересечения с существующей автомобильной дорогой.

Насыпи и обратные засыпки производятся с перемещением и разравниванием грунта бульдозерами ДЗ-110 согласно технологическим картам производства работ. Чтобы предотвратить занос траншей снежным покровом и замерзания отвала внутри грунта в процессе работы в зимнее время необходимо соответствие темпов работы ройки траншеи и проведению изоляционно-укладочных работ.

Технологический разрыв между землеройной и изоляционной укладочной колоннами должен быть не более двухсуточной производительности землеройной колонны. При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании.

2.10 Работы по врезке в действующий нефтепровод и подключение участков реконструкции

Работы по врезке в действующий нефтепровод по технологии врезки и перекрытия трубопровода без остановки перекачки нефти, а также подключение участков реконструкции магистрального нефтепровода осуществляются в следующей последовательности:

- монтаж и приварка фитингов для врезки и перекрытия нефтепровода DN800;
- монтаж и испытание временных байпасных линий трубопровода;
- испытание и приемка смонтированного участка реконструкции нефтепровода;
- подписание акта рабочей комиссии о приемке завершеного строительства участка реконструкции нефтепровода (надземный участок нефтепровода);
- врезка временных вантузов и линии DN150 для заполнения нефтью нового участка;
- заполнение нефтью нового участка с поршнем-разделителем, опрессовка транзитным давлением нефтепровода;
- монтаж специального оборудования, выполнение врезок в МН через фитинги;
- подключение временных байпасных линий;
- заполнение нефтью временных байпасных линий;

- запуск в работу через временные байпасные линии и проведение комплексного опробования нового участка нефтепровода;
- перекрытие потока транспортируемой нефти на заменяемом участке нефтепровода;
- откачка нефти из перекрытых участков трубопровода DN800 в новый участок;
- вырезка безогневым методом катушек и заглушек DN800 в местах врезок нового участка, выемка поршня-разделителя;
- демонтаж катушек и заглушек, доработка траншеи, дегазация, герметизация полости магистрального нефтепровода;
- монтаж отводов 5DN и подключение нового участка к действующему нефтепроводу;
- вытеснение остатков нефти из заменяемого участка нефтепровода с поршнем-разделителем и одновременной откачкой нефти в новый участок нефтепровода
- заполнение нефтью участков нефтепровода между «стопами» и включение в работу;
- отключение, опорожнение от нефти, демонтаж временных байпасных линий DN700;
- установка пробок и глухих фланцев в фитинги, демонтаж специального оборудования [12].

С целью проведения врезки в действующий нефтепровод монтируется и приваривается разрезной отводной фитинг с фланцем под установку задвижки типа «Sandwich» (для дальнейшего монтажа байпасной линии) и также привариваются ребра жесткости на месте вырезаемого купона.

Затем на действующий нефтепровод устанавливают разрезной фитинг с фланцем под установку задвижки типа «Сэндвич» (для дальнейшего монтажа устройства по перекрытию сечения «stopple»), также привариваются ребра жесткости на месте вырезаемого купона.

Контроль качества сварных соединений проводят в два этапа:

- продольные швы ультразвуковым методом;
- кольцевые швы ультразвуковым и радиографическим методами.

Таковую же работу производят на другом конце перекрываемого участка.

К стенке нефтепровода приваривают, для того чтобы выровнять давление в процессе операции перекрытия и патрубков для монтажа вантузной задвижки. Контроль качества сварного соединения провести ультразвуковым методом.

Далее производят монтаж плоских задвижек типа «Sandwich» на фланцы фитингов под байпас и под перекрывающее устройство «stopple» и задвижек на патрубки.

Вертикальная врезка начинается с установки машины для врезки, подготовленной для вырезания отверстия. Высверливаются отверстия DN50 мм в действующем нефтепроводе.

Баллон с инертным газом подключается к штуцеру адаптера машины для врезки, затем производится проверка герметичности разрезного тройника и фланцевых соединений собранной конструкции инертным газом, на давление 1,0 МПа. Продолжительность проверки 2 часа.

Испытания разрезного фитинга осуществляется с помощью инертного газа, в течение 120 минут, давление сбрасывается в атмосферу.

Давление в адаптере машины для врезки и участке нефтепровода выравнивается. Вместе с этим процессом осуществляется контроль на герметичность сварных соединений, а также соединений фланцевых. Высверливается направляющим сверлом отверстие в напорном трубопроводе.

После этого производится вырезание отверстия круговой фрезой, при этом вырезанный купон удерживается на направляющем сверле. Фреза с вырезанным купоном поднимается в корпус машины, задвижка закрывается.

Машина для сверления отверстий демонтируется и извлекается вырезанный купон.

Аналогичные работы по вырезанию отверстий производят на остальных фитингах.

После подсоединяют фланцы байпасной линии к плоским задвижкам фитингов.

По окончании работ по подсоединению байпасной линии выполняются работы по переводу транспортировки нефти с отсекаемого участка на байпасную линию. Для этого необходимо:

- смонтировать вантузные задвижки байпасной линии и реконструируемого участка (через узел врезки DN150 мм), дыхательные патрубки DN50 мм на байпасной линии;

- произвести заполнение байпасного участка трубопровода нефтью через вантузные задвижки DN150 мм до полного удаления воздуха и появления нефти через рукава дыхательных патрубков, возможного разлива нефти не допускать;

- закрыть задвижки DN150 мм и DN50 мм.

После открытия плоских задвижек, поток нефти пускается по байпасной линии.

На плоские задвижки разрезных фитингов монтируются запорное оборудование поочередно.

После выравнивания давления в запорных устройствах «STOPPLE» открывают плоские задвижки стропильных фитингов. Сначала вводят второе запорное устройство «STOPPLE» по ходу движения нефти, опуская головку запорного устройства, затем первое.

После необходимо открыть и произвести сброс давления из реконструируемого участка в автоцистерну с насосом АЦН-10 через задвижку DN150 мм.

Для контроля герметичности уплотняющих элементов на одном из перепускных патрубков следует установить манометр.

Произвести дооткачку нефти с реконструируемого участка в автоцистерну АЦН-10 с последующим сливом нефти. Работы производить в присутствии представителей Заказчика.

2.11 Анतिकоррозийная изоляция

Обязательным условием для опор является их заводское изготовление.

В конце и в начале температурного блока необходим монтаж неподвижные опор. Все сооружения запроектированы на свайных фундаментах с металлическим балочным ростверком. Способ погружения свай труб – бурозабивной в предварительно пробуренные лидерные скважины.

Для того, чтобы температурный показатель нефти соответствовал требованиям, используется теплоизоляционный материал для трубопровода, толщина которого составляет сто миллиметров.

Для наземных проектируемых участков трубопровода предусматривается теплоизоляционное покрытие, которое наносится на эпоксидное антикоррозионное покрытие.

В состав теплогидроизоляционного слоя и покрытия против коррозии включено следующее:

- первый слой – эпоксидное покрытие толщиной 0,35 мм;
- второй слой – пенополиуретан толщиной 100 мм;
- третий слой – спиральновитой оболочке из оцинкованной стали толщиной 1,2 мм.

Для участков подземной прокладки трубопровода (переходы через дороги, ВЛ и коммуникации) используется следующая конструкция:

- первый слой эпоксидное покрытие толщиной не менее 0,35 мм
- второй слой пенополиуретан толщиной 100 мм;
- третий слой металлополимерная оболочка.

Изоляционная защита от коррозии сварных соединений магистрального нефтепровода выполняется с использованием манжеты термоусаживающейся «Тиал-М80» в составе:

- термоусаживающаяся лента «Тиал-М80»;
- замковая пластина «Тиал-ЗП»;
- двухкомпонентный эпоксидный праймер.

Теплоизоляцию сварных стыков надземного участка:

- первый слой сегменты «Пеноплекс 45»;
- второй слой манжета термоусаживающаяся «ТИАЛ-М»;

- третий слой кожух из оцинкованной стали толщиной 1,2 мм;
- четвертый слой адгезивная лента «ТИАЛ-3».

После того, как строительные и монтажные операции завершены и трубопровод полностью готов, обязательным условием является проведение испытаний на прочность, и проверяется на герметичность гидравлическим способом [13].

2.12 Демонтаж байпасной линии и плоских задвижек

Монтаж отвода 5DN в точке подключения надземного участка проводится только после того, как нефтяной поток перенаправлен на байпас.

После завершения работ по подключению реконструируемого участка предусматривается демонтаж байпасных линий.

Перед началом работ по демонтажу временного байпасного нефтепровода необходимо выполнить откачку нефти и полости трубопровода. Откачка нефти из байпасной линии производят через вантузную задвижку DN150 мм в автоцистерны АКН-10 с последующим сливом нефти. Работы производят в присутствии представителей Заказчика.

Демонтаж байпасной линии и вантузной задвижки DN150 мм проводят одновременно на двух концах реконструируемого участка. Резы трубопровода произвести в районе поперечных стыков. Демонтаж трубопровода, металлоконструкций опор и ж/б плит осуществить краном и трубоукладчиком с погрузкой в транспортные средства.

2.13 Испытание узлов врезки

Испытание на герметичность узлов врезки производится путем подачи давления через сбросной кран.

Порядок проведения испытания приведен следующий:

– необходимо убедиться в том, что запорная арматура, находится в исправном состоянии, путем внешнего осмотра, манометров и соединительных трубопроводов;

– далее необходимо открыть плоскую задвижку Sandwich, и подключить к штуцеру адаптера машины баллон с инертным газом. Затем полость стыковочного узла продувается инертным газом в течение 5 минут, далее проводится проверка на герметичность фланцевых соединений стыковочного узла под испытательным давлением инертного газа 1,0 МПа в течение 120 минут, контроль давления производят по манометру, находящемся на трубопроводе подвода инертного газа. При проверке герметичности стыковочного узла сварные швы и фланцевые соединения покрывают мыльным раствором для визуального обнаружения не герметичности;

– для проведения испытаний узла врезки поднимается давление инертного газа в стыковочном узле до уровня испытательного, равного 1,1 от проходного рабочего давления на участке при проведении пневматических испытаний и выдерживать в течение двух часов.

– выравнивание в полости стыковочного узла, давление инертного газа до величины рабочего при проведении работ на участке, но не выше допустимого $P_{доп.}$ при сварке и врезке под давлением.

По такой же схеме проводится испытание узлов врезки DN50 мм и DN150 мм:

– проверка на герметичность соединений инертным газом – $P_{исп} = 1,0$ МПа, продолжительность – 2 часа;

– проверка на прочность инертным газом – $P_{исп} = 1,1 \cdot P_{раб}$, продолжительность – 2 часа [14].

3 Расчетная часть

3.1 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

Необходимо проверять трубопроводы на прочность, устойчивость.

Исходные данные для расчета трубопровода на данные характеристики, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчетов

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Массовая производительность	G , млн.т/год	20
Длина нефтепровода	L , км	31,5
Разность геодезических отметок	Δz , м	10
Плотность НСЖ при 20 °С	ρ_{293} , кг/м ³	790
Кинематическая вязкость НСЖ при 20 °С	ν_{293} , мм ² /с	19
Кинематическая вязкость НСЖ при 20 °С	ν_{273} , мм ² /с	37
Расчетная температура НСЖ	$t_{расч}$, К	272
Наружный диаметр	мм	325
Толщина стенки	мм	8
Марка стали		09Г2ФБ
Категория трубопровода		II
Расчетное рабочее давление	P , МПа	6,5

Окончание таблицы 1

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, деформацию и устойчивость	m	0,825
Коэффициент надежности по материалу	K_1	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке	n	0,95
Коэффициент Пуассона	μ	0,3
Модуль упругости материала трубы	E , МПа	206000
Коэффициент линейного расширения	α , град ⁻¹	0,000012

Проверка на прочность производится в соответствии со следующим неравенством:

$$|\sigma_{\text{IP.N}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{IP.N}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих осевых продольных напряжениях определяемый по формуле:

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

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, ; \quad (3)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{0,95 \cdot 6,5 \cdot 0,796}{2 \cdot 0,012} = 204,80, \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{204,8}{358,70} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{204,8}{358,70} = 0,58.,$$

Находим расчетное сопротивление металла R_1 , МПа:

$$R_1 = R_{\text{нн}} \frac{m_0}{K_1 K_{\text{н}}}, ; \quad (4)$$

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,825}{1,15 \cdot 1,1} = 358,70, \text{ МПа},$$

где $R_{\text{нн}}$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условий работы на разрыв, $R_{\text{нн}} = 550$

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода $m_0 = 0,825$;

K_1 – коэффициент надёжности по материалу $K_1 = 1,15$;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности по назначению трубопровода в зависимости от диаметра $K_{\text{н}} = 1,1$.

Абсолютное значение максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формуле:

$$\Delta T(-) = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$;

E – модуль упругости металла, МПа, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа .

$$\Delta T(-) = \frac{(1-0,3) \cdot 358,70}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 101,57$$

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений $\sigma_{пр.N}$, МПа по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (6)$$

$$\sigma_{пр.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 101,57 + 0,3 \cdot \frac{1,0 \cdot 6,5 \cdot 0,796}{0,012} = -121,73, \text{ МПа,}$$

Произведем проверку нефтепровода на прочность по условию (1):

$$|-121,73| \leq 0,58 \cdot 358,70 \leq 208,05.$$

Условие выполняется.

Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций наземных (в насыпи) трубопроводов производится последующим уравнением:

$$|\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_1^{\text{H}}, \quad (7)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_1^{\text{H}}, \quad (8)$$

где $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{MIN}}}, \quad (9)$$

где R_{MIN} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода, м, находится по условиям прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле:

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_{\text{H}}}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_1^{\text{H}} - |\mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (10)$$

где ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих продольных напряжениях определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_1^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_1^{\text{H}}}, \quad (11)$$

где R_2^{H} – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести σ_{T} , для нашей марки стали принимаем $R_2^{\text{H}} = 402,79$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{204,8}{0,825 \cdot 358,7} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{204,8}{0,825 \cdot 358,7} = 0,46.$$

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,820}{0,46 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 358,70 - |0,3 \cdot 204,80 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 101,57|} = 168,92 \text{ м.}$$

$$\sigma_{\text{ГР}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 203,85 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 101,57 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,82}{2 \cdot 116,92} = -139,4 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям (7) и (8).

Для 820:

$$|-139,4| \leq 0,46 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1} \cdot 358,7 \leq 151,25$$

$$204,8 \leq \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 258,7 \leq 215,58.$$

Так как неравенства выполняются, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации нефтепровода отсутствуют [1].

3.2 Расчет режимов ручной электродуговой сварки

Для проведения расчетов, нам понадобятся следующие данные:

- $D = 820$ мм;
- $s = 12$ мм;
- марка стали – 09Г2ФБ.

Марка стали 09Г2ФБ имеет временное сопротивление равное 550 МПа.

В зависимости от временного сопротивления стали и толщины стенки трубопровода, подбираем марку и тип электродов по таблице 1.

Для корневого шва получаем:

– тип: Э50А;

– марка: ОК48.04.

Для заполняющего шва получаем:

– тип: Э60;

– марка: ОК48.04 [15].

Эквивалент углерода металла низкоуглеродистых низколегированных сталей, независимо от состояния их поставки – горячекатаные, нормализованные и термически упрочненные – определяется по формуле:

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+\sum(V+Nb+Ti)}{5} + \frac{Cu+Ni}{15} + 15B \leq 46 \% \quad (12)$$

где С, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Ni, Cu, B – содержание, % от массы, в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, ниобия, титана, меди, никеля, бора.

Для данной марки стали содержание этих элементов равно:

– углерод – 0,08...0,13;

– марганец – 1,5...1,7;

– хром – 0,3;

– ниобий – 0,05;

– ванадий – 0,05.

Имея эти значения, можем посчитать

$$C_3 = 0,1 + \frac{1,5}{6} + \frac{0,3+0,1}{5} = 0,43 \leq 0,46 \%.$$

Нужен подогрев до +100 °С независимо от температуры окружающего воздуха.

Общая площадь заполнения разделки находится по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = b \cdot S + (S - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^\circ + \frac{2}{3} \cdot q \cdot (2 \cdot (S - 1,8) \cdot \text{tg}30^\circ + b + 7) , \quad (13)$$

где S – толщина стенки, мм;

b – величина зазора, $b = 2$ мм;

q – высота облицовочного слоя, $q = 2$ мм.

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = 2 \cdot 12 + (12 - 1,8)^2 \cdot 0,577 + 0,66 \cdot 2 \cdot (2 \cdot (12 - 1,8) \cdot 0,577 + 9) = 111,45 \text{ мм}.$$

Площадь первого корневого слоя:

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = (6 \dots 8) \cdot d_{\text{эл}}, \quad (14)$$

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = 8 \cdot 4 = 32 \text{ мм}^2.$$

Площадь заполняющих слоев:

$$A_{\text{н}}^{\text{зап}} = (8 \dots 2) \cdot d_{\text{эл}}, \quad (15)$$

$$A_{\text{н}}^{\text{зап}} = 10 \cdot 4 = 40 \text{ мм}^2.$$

Общее количество слоев:

$$n = \frac{A_{\text{H}}^{\text{общ}} - A_{\text{H}}^{\text{к}}}{A_{\text{H}}^{\text{зап}}}, \quad (16)$$

$$n = \frac{111,45 - 32}{40} = 2,98.$$

принимаем $n = 3$ слоя.

Определим силу сварочного тока (А):

$$I_{\text{св.к}} = k \cdot d_{\text{эл}}^{1,5}, \quad (17)$$

$$I_{\text{св.зап}} = k \cdot d_{\text{эл}}, \quad (18)$$

где k – коэффициент, зависящий от диаметра стержня электрода (рисунок 2);
 $d_{\text{эл}}$ – диаметр электродного стержня, мм [16].

$d_{\text{э}}, \text{ мм}$	1...2	3...4	5...6
$k, \text{ А/мм}$	25...30	30...45	45...60

Рисунок 2 – Зависимость коэффициента от диаметра электродного стержня

$$I_{\text{св.к}} = 38,5 \cdot 4^{1,5} = 200,05 \text{ А},$$

$$I_{\text{св.зап}} = 45 \cdot 4 = 180 \text{ А}.$$

Напряжение дуги для корневого шва:

$$U_{\text{д}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св}} \text{ А}, \quad (19)$$

$$U_{\text{д}} = 20 + \frac{0,05}{3^{0,5}} \cdot 200,05 = 25,77, \text{ В.}$$

Напряжение дуги для заполняющего шва:

$$U_{\text{д}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св}} = 20 + \frac{0,05}{4^{0,5}} \cdot 180 = 24,5, \text{ В.}$$

Скорость сварки (м/ч):

$$V_{\text{св}} = \frac{\alpha_{\text{н}} \cdot I_{\text{св}}}{A_{\text{н}} \cdot \gamma}, \quad (20)$$

где $\alpha_{\text{н}}$ – коэффициент наплавки, $\alpha_{\text{н}} = 8 \dots 9,5 \text{ г/А} \cdot \text{ч}$;

$\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$ – удельный вес металла.

Для корневого шва:

$$V_{\text{св}} = \frac{8 \cdot 200,05}{32 \cdot 7,8} = 6,41 \text{ м/ч}.$$

Для заполняющего:

$$V_{\text{св}} = \frac{8 \cdot 180,58}{40 \cdot 7,8} = 4,63 \text{ м/ч}.$$

Погонная энергия (Дж/см):

$$g_{\text{п}} = \frac{I_{\text{св}} \cdot U_{\text{д}} \cdot \eta}{V_{\text{св}}}, \quad (21)$$

Для корневого шва:

$$g_{\Pi} = \frac{200,05 \cdot 25,77 \cdot 0,67 \cdot 3600}{6,41 \cdot 100} = 19398,68 \text{ Дж/см.}$$

Для заполняющего шва:

$$g_{\Pi} = \frac{180,58 \cdot 24,5 \cdot 0,67 \cdot 3600}{4,63 \cdot 100} = 23047,93 \text{ Дж/см.}$$

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

Радиус изотермы:

$$r = 0,0056 \cdot \sqrt{g_{\Pi}} \text{ ,} \tag{22}$$

Для корневого шва:

$$r = 0,0056 \cdot \sqrt{19398,68} = 0,78 \text{ см} = 7,8 \text{ мм} \text{ .}$$

Для заполняющего:

$$r = 0,0056 \cdot \sqrt{23047,93} = 0,85 \text{ см} = 8,5 \text{ мм} \text{ .}$$

Далее необходимо определить глубину проплавления, чтобы убедиться, что притупление проплавлено [17]:

$$h = (0,3 \div 0,5) \cdot r \text{ .} \tag{23}$$

Для корневого шва:

$$h = 0,4 \cdot 7,8 = 3,12 \text{ мм.}$$

Для заполняющего шва:

$$h = 0,4 \cdot 7,8 = 3,12 \text{ мм.}$$

$$h = 0,4 \cdot 8,5 = 3,4 \text{ мм.}$$

4 Экономическая часть

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут произведены расчеты затрат на реконструкцию участка нефтепровода на рассматриваемом участке.

Затраты на ремонт состоят из единовременных и эксплуатационных, связанных с эксплуатацией уже реконструированного нефтепровода, которые рассчитываются на год.

Затраты на реконструкцию включают следующие экономические затраты:

- затраты на оборудование и материалы для проведения работ;
- затраты на оборудования и материалов для врезки под давлением;
- затраты на горюче-смазочные материалы;
- затраты на оплату труда рабочих и страховые взносы;
- затраты для аренды техники;
- потребность в основных материально-технических ресурсах;
- расчет затрат на изготовление опоры магистрального нефтепровода.

4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта

Технология замены на данном участке нефтепровода включает в себя следующие операции:

- замена свайных опор;
- замена поврежденного участка трубопровода;
- замена запорной арматуры;
- замена изоляционного покрытия.

С точки зрения экономики реконструкция данного участка нефтепровода выгодна, поскольку на этом участке наблюдается значительный износ трубопровода. Выгода заключается в том, чтобы выполнить полную замену участка единой с подключением временного байпасного параллельного трубопровода, нежели чем на протяжении длительного времени несколько раз

совершать капитальный ремонт. При этом увеличивается срок эксплуатации нефтепровода, снижается шанс аварии, что, несомненно, целесообразно экономически, а также экологически безопасно.

4.2 Расчет затрат на реконструкцию трубопровода

4.2.1 Затраты на аренду техники

Для осуществления работ по реконструкции трубопровода необходима специализированная техника, которая для сокращения затрат берется в аренду.

Значение цены арендования специализированной рабочей техники определяется на основе ее количества, цен за один час работы и продолжительности аренды. Аренду на технику планируется оформить на 28 дней (336 часов). Расчет затрат на аренду представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Затраты на аренду техники основного оборудования

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
1	Бульдозер ДЗ-110	шт	1	1500	504000
2	Одноковшовый экскаватор Hitachi	шт	1	2000	672000
3	Самосвал Hyundai	шт	3	2400	2419200
4	Трактор МТЗ-82	шт	2	2100	1411200
5	Автогрейдер ДЗ-98	шт	1	1800	604800
6	Кран манипулятор МТЗ-82	шт	1	1400	470400
7	Автомобиль бортовой КамАЗ	шт	3	1400	1411200
8	Монтажный кран на базе УРАЛ	шт	2	2300	1545600

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
9	Монтажный кран на базе автомобиля УРАЛ	шт	2	2300	1545600
10	Тягач Scania с полуприцепом	шт	2	1600	1075200
11	Трубоукладчик ТГ-1224	шт	4	1200	1612800
12	Буровая крановая установка БКМ-511	шт	6	2000	4032000
13	Сваебойная машина СП-49Д	шт	6	1000	2016000
14	Сварочный аппарат	шт	3	700	705600
15	Дизельный генератор	шт	3	2000	2016000
16	Поливомоечная машина на базе КАМАЗ	шт	1	1400	470400
17	Автоцистерна КАМАЗ-43118	шт	8	1200	3225600
18	Автобетоносмеситель Камаз	шт	2	1200	806400
19	Компрессор ПКСД-5,25	шт	1	700	235200
21	Парогенераторная передвижная установка Урал 4320	шт	2	1600	1075200
22	Вахтовый автобус КАМАЗ	шт	1	900	302400
23	Трубовоз Урал 55571	шт	8	1400	3763200
24	Автовышка Камаз	шт	1	1200	403200

Окончание таблицы 2.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
25	Передвижная лаборатория «Контроль качества сварных швов ЛКК»	шт	1	1500	504000
26	Лесозаготовительная техника ROTTNE F15 - 99694	шт	2	700	235200
27	Бульдозер корчеватель	шт	1	1200	403200

Суммарные затраты на аренду техники составили 32424000 рублей.

4.2.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Далее произведем затраты на закупку оборудования, необходимого для осуществления процесса врезки под давлением. Результаты расчета затрат приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Затраты на вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
1	2	3	4	5	6
2	Тройник 32х32х32 ТЕММЕ	шт.	2	885	1770
3	REHAU Угольник RAUTITAN	шт.	2	1616	3232
4	Плиткорез монорельсовый DORN DTC PROFI ручной с лазером 900 мм	шт.	2	9990	19980
5	Набор фрез для правки	шт.	1	62800	62800

Окончание таблицы 3

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
6	Механизм подачи сварочной проволоки Lincoln Electric LF-37	шт.	1	52960	52960
7	Подогреватель стыков труб ПСТ-820	шт.	1	10451	10451
8	КЗ16L-1 LN-23P Механизм подачи проволоки	шт.	1	342157	342157
9	Greenlee CTS 132J - набор для трассировки, отбора кабеля и кабельных пар	шт.	1	36958	36958
	Итого				530308

Затраты на вспомогательное оборудование составили 530308 рублей.

4.2.3 Расчет затрат на горюче-смазочные материалы

При определении потребности в горюче-смазочных материалах основой являются нормативы ВСН 417-81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительномонтажных машин и механизмов». При проведении расчета в потребности горюче-смазочных материалов для машин используются нормы потребления горючего на сто километров пробега. Техника, участвующая в работах, работает на топливе дизельном

Общий расход ГСМ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование	Расчетная потребность в ГСМ, т	Цена за тонну с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
Дизтопливо	130	47500	6175000
Моторные масла	3,5	47700	166950
Трансмиссионные масла	0,30	58055	17417
Пластичные смазки	0,26	325000	84500
Итого:			6443867

4.3 Фонд оплаты труда

Для осуществления работ по отоплению замершего участка трубопровода требуется персонал в количестве:

- мастер цеха эксплуатации магистральных трубопроводов – 1 человек;
- трубопроводчик линейный – 3 человека;
- дефектоскопист – 1 человек;
- монтажник – 2 человека;
- сварщик – 4 человека;
- слесарь-ремонтник – 4 человека;
- водители спец. техники – 14 человек.

Время проведения работ на реконструкцию участка трубопровода принято 336 часов.

Работы проводятся на территории Ванкорского месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа.

Районный коэффициент на месторождении составляет 50 % от оклада, северная надбавка – 30 % от оклада. Расчеты заработной платы работников представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Фонд заработной платы

Должность	Количество	Тарифная ставка за час работы, руб.	Оклад за 336 часов, руб.	Районный коэффициент 50 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Заработная плата одного работника за 336 часов, руб.	Фонд заработной платы работников
Мастер	1	216	72576	36288	21772,8	130636,8	130636,8
Трубопроводчик линейный	3	116	38976	19488	11692,8	70156,8	210470,4
Дефектоскопист	1	154	51744	25872	15523,2	93139,2	93139,2
Монтажник	2	123	41328	20664	12398,4	74390,4	148780,8
Сварщик	4	123	41328	20664	12398,4	74390,4	297561,6
Слесарь - ремонтник	4	108	36288	18144	10886,4	65318,4	261273,6
Водитель спец. техники	14	216	72576	36288	21772,8	130636,8	1828915
Итого							2970778

Зарплаты работников равны следующим значениям:

- мастер 140000 рублей;
- трубопроводчик линейный 75000 рублей;
- дефектоскопист 10000 рублей;
- монтажник 78000 рублей;
- сварщик 80000 рублей;
- слесарь – ремонтник 80000 рублей;
- водитель 70000.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы.

Затраты на взносы представлены в таблице 6.

Данные работы относятся к первому классу профессионального риска [18].

Взносы на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев – 0,4 % от фонда заработной платы [19].

Таблица 6 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	891233,3
Взносы на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев	59415,55
Итого:	950648,8

4.4 Потребность в основных материально-технических ресурсах.

Своевременное и непрерывное обеспечение производства зависит от правильного определения потребности в материальных ресурсах.

Распределение расхода материальных ресурсов лежит в основе организации логистического снабжения предприятия.

Нормы производственных запасов рассчитывается из продолжительности вахты и составляет 28 рабочих дней, общее количество часов 336.

Цена за 1 кВт электроэнергии составляет 3,5 рублей.

Цена за 1 куб. метр воды составляет 58 рублей

Результаты расчетов на материально-технические ресурсы представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Материально-технические ресурсы

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу с НДС, руб	Стоимость с НДС, руб
1	Электроэнергия	кВт	70	2,97	207,9
2	Расход воды на производственные потребности	м ³ /сут.	16	58	928
3	Расход воды на хозяйственно-бытовые потребности	м ³ /сут.	14	58	812
4	Расход воды на гидравлические испытания	м ³	1200	58	69600
	Итого				71547,9

По результатам расчетов на материально-технические ресурсы необходимо 71547,9 рублей.

4.5 Расчет средств на опоры нефтепровода.

В данной работе в процессе реконструкции участка магистрального нефтепровода строительство ведется общепринятыми методами с использованием выпускаемых отечественной промышленностью спец. приспособлений, сооружений, в связи с этим, разработка рабочих чертежей для специальных вспомогательных сооружений, стендов, установок, приспособлений не требуется (таблица 8).

Таблица 8 – Потребности в основных строительных конструкциях

№ п/п	Наименование	Ед, измерение	Кол-во	Цена за единицу с НДС, руб.	Стоимость с НДС. руб,
1	Металлические сваи-трубы	шт.	5750	4593	26409750
2	Пескобетон	кг	1200	10	12000
3	Монолитный бетон	м ³	580	4250	2465000
4	Стальные трубы	т	8910	67000	596970000
5	Опоры под трубопровод	шт.	1726	180	310680
	Итого				626167430

По результатам расчетов потребности в основных строительных конструкциях составили 626167430 рублей.

4.6 Смета затрат

Для определения итоговой суммы вложения в реконструкцию участка нефтепровода необходимо посчитать смету затрат. Результаты расчетов сметы затрат на реконструкцию представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Смета затрат на ремонт без остановки перекачки

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на аренду техники	32424000
Затраты на вспомогательное оборудование	530308
Затраты на горюче-смазочные материалы	6443867
Фонд оплаты труда + страховые взносы + взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	3921426,43
Затраты на материально-технические ресурсы	71547,9

Окончание таблицы 3

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на изготовление опоры магистрального нефтепровода	626167430
Итого:	669558579,3

По результатам расчетов данного раздела для реконструкции трубопровода нам потребуется 669558579,3 рублей.

На рисунке 3 представлена структурная диаграмма на проведение реконструкции участка нефтепровода.

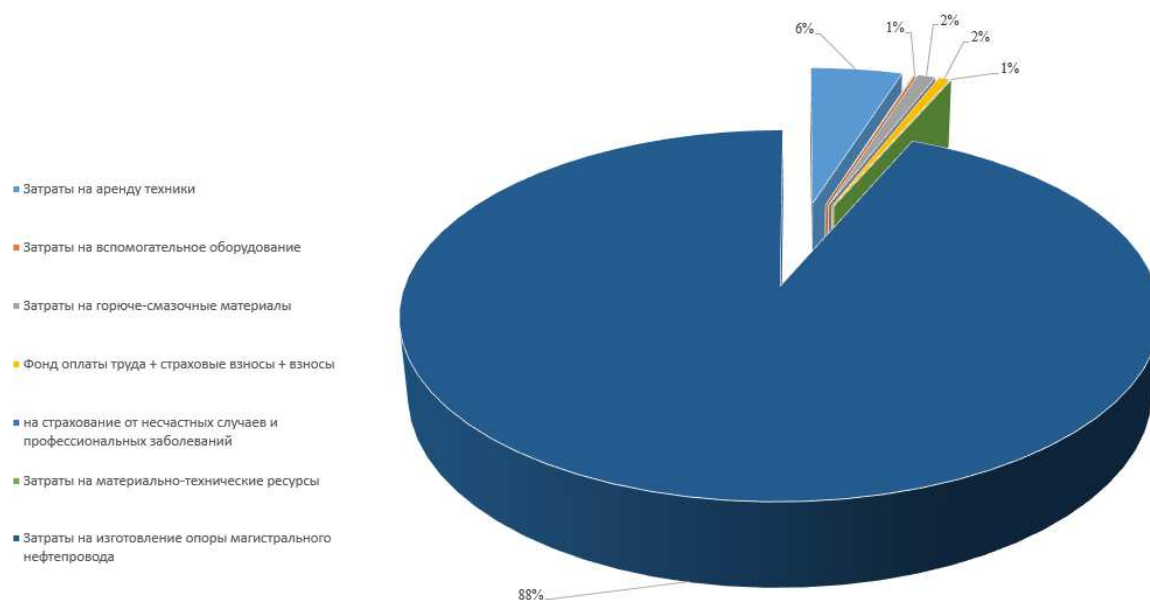


Рисунок 3 – Структурная диаграмма на проведение реконструкции участка нефтепровода

5 Безопасность жизнедеятельности

Реконструкция магистрального нефтепровода сопровождается такими опасными операциями как, сварочные работы, демонтаж и монтаж запорной арматуры, подъем трубопровода. Выполнение этих работ требует соблюдения правил промышленной безопасности и охраны окружающей среды, так как вследствие нарушения могут возникнуть аварийные ситуации, пожары, причинение вреда здоровью и угроза жизни сотрудникам, нанесение ущерба окружающей среде.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Реконструируемый участок магистрального нефтепровода находится на севере Красноярского края в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины на левобережье реки Енисей Туруханского района и Ямало-Ненецкого автономного округа.

На открытой производственной площадке выполняются следующие виды работ:

- подготовительные работы (расчистка трассы для вскрытия трубопровода);
- земляные работы;
- транспортные работы;
- погрузочно-разгрузочные работы;
- сварочные работы;
- работы по укладке трубопроводов, а также гидравлические и пневматические испытания.

При проведении работ по реконструкции персонал подвергается вредным и опасным производственным факторам.

К вредным производственным факторам относится следующее:

- повышенный уровень шума;

- повышенный вибрационный уровень;
- низкая температура окружающей среды;
- возможное воздействие паров нефти.

К опасным производственным факторам относится следующее:

- движущиеся механизмы;
- электрический ток;
- наличие взрывоопасных и пожароопасных веществ на территории проведения работ [20].

По основному виду экономической деятельности установлен 1 класс профессионального риска, который характеризует уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваний и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4 % к начисленной оплате труда [21].

Основу для аварийных и чрезвычайных ситуаций составляют следующие явления:

- пожар;
- вероятность взрыва;
- выброс токсичных веществ;
- утечка нефти вследствие разгерметизации трубопровода.

Причины данных аварийных ситуаций следующие:

- наружная и внутренняя коррозия;
- механические повреждения трубопроводов;
- производственный дефект труб;
- некачественная сварка.

В результате аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах окружающая среда получает значительный экологический ущерб.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Реконструируемый участок нефтепровода находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

Климат в данном районе суровый. Продолжительность зимы составляет 8 месяцев, преобладают сильные ветра. Минимальная температура воздуха зимнего периода достигает отметки – 60 °С.

Лето в данном районе длится недолго. Абсолютная максимальная температура воздуха летом составляет 32 °С. Средняя относительная влажность наиболее теплого месяца достигает отметки 65...70 %. В данной местности по причине перенасыщения почвы влагой, вследствие многолетней мерзлоты преобладают озера и болота. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 9,5 °С [3].

Производственное выполнение работ происходит на открытой площадке. Для отдыха и обогрева работников предусмотрены вагон-бытовки с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Для обеспечения нормального теплового баланса организма персонала во время работ им выдается специальная утепленная одежда [22].

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

При организации рабочего процесса, рабочих мест, проездов специализированных транспортных средств, проходов для работников установлены опознавательные знаки опасных зон, в пределах которых возможен полностью или частично процесс воздействия опасных производственных факторов.

Опасные зоны обозначены предупредительными знаками безопасности и надписями установленной формы, временные дороги для проезда строительных

и транспортных машин предусмотрены однополосными с уширением в местах разворотов, поворотов и разъездов. Разъезды устраиваются на расстоянии прямой видимости, но не более чем через 600 м [5].

В таблице 10 представлено фактическое состояние условий труда.

Таблица 10 – Состояние условий труда на рабочей площадке

№	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора	Класс условий труда, степень вредности и опасности
1	Тяжесть трудового процесса			3
2	Напряженность трудового процесса			2
3	Шум, дБА	80	62	3
4	Температура, °С	15...22	22,4	2
5	Влажность %	15...75	64	2
6	Скорость движения воздуха, м/с	10	2...4	2
7	Освещенность, лк	150	70	2
8	КЕО, %	0,6	0,6	2
9	ТНС, °С	19,5...23,9	17,8	2
10	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	1272	3
11	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/	300	0...50	2

Освещенность при работе в ночное время суток рабочих мест, проездов и проходов достигает значения минимум 50 лк [24].

В связи с тем, что работы по реконструкции возможны в темное время суток, рабочая площадка оснащена искусственным освещением. Рабочая площадка имеет следующие размеры: длина – 100 м; ширина – 50 м.

Количество прожекторов N, к установке для создания освещенности, определяется по формуле:

$$N = \frac{m \cdot k \cdot E_n \cdot A}{P_{л}}, \quad (24)$$

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

k – коэффициент запаса;

E_n – нормируемая освещенность, $E_n=150$ лк;

$P_{л}$ – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены МГЛ лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = \frac{0,33 \cdot 1,7 \cdot 150 \cdot 100}{700} = 12 \text{ ламп.}$$

По результатам расчета к установке необходимо 12 ламп.

Обеспечение защиты от радиации солнечных лучей обеспечивается путем создания в местах отдыха рабочих навесов, зонтов из ткани светлых тонов снаружи и темных изнутри.

При низких температурах воздуха рабочим выдается специализированной теплой одеждой.

При работах в условиях пониженной температуры воздуха персонал обеспечивается защитой специальной утепленной формой и теплыми ботинками, либо валенками. Также предоставляются помещения для обогрева персонала. Кроме того, персонал обеспечен свежей горячей пищей и комнатой для сушки обуви и одежды. Помещения для обогрева располагаются на расстоянии минимум сто метров от места проведения работ [25].

При выполнении электросварки для сварщиков предусматривается спецодежда: комбинезон из плотной ткани либо брезентовая куртка и брюки.

Снижение уровня шума достигается при изменении технологических процессов и замене шумящего оборудования на бесшумное.

К работникам предъявляются следующие санитарно-гигиенические требования:

- перемещение по территории производственного участка строго в специальной одежде (кожаная обувь на резиновой подошве, униформа, шлем и перчатки);

- иметь средства связи;

- иметь наушники, как средство защиты от шума;

- иметь газоанализатор, противогаз и аптечку первой помощи, в зависимости от рабочего места.

Для трубопроводчика линейного предусмотрена выдача спецодежды, спец. обуви, средств индивидуальной защиты:

- костюм и плащ из брезента;

- ботинки кожаные, сапоги кирзовые или сапоги резиновые;

- рукавицы из брезента.

Зимой дополнительно:

- утепленная куртка, брюки и шапка

- зимний костюм с пристегивающейся утепляющей прокладкой

- валенки и утепленные ботинки [22].

5.4 Обеспечения безопасности технологического процесса

Для места проведения работ характерно действие вредных факторов производственной среды: агрессивность и токсичность веществ, транспортируемых в трубопроводе.

В ходе проведения работ возможны утечки нефтяного газа и нефти из фланцевых соединений, и мест герметизации трубопровода глиняным тампонажем.

В таблице 11 представлены ПДК и классы опасности веществ, транспортируемых в нефтегазосборном трубопроводе (сырая нефть, попутный нефтяной газ) [26].

Таблица 11 – Свойства веществ, транспортируемых по нефтегазосборному трубопроводу и характер воздействия их на организм

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК, мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005 – 88*
Нефть	Общетоксичный, сенсibiliзирующий. Возможно отравление парами нефти в замкнутом пространстве	10 (по аэрозолю)	III
Нефтяной газ, пары нефти	Газ при попадании в организм человека влияет на физиологическое состояние.	300	IV
Сероводород	Газ, при попадании в организм человека вызывает состояние головокружения, головной боли, тошноты, а при большой концентрации может привести к тому, что человек впадает в состояние комы, подвергается судорогам, отеку легких, летальному исходу. При повышенной концентрации однократное выдыхание может привести к летальному исходу.	10	III

Для контроля воздушной среды на содержание вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора «Drager X-am 2500» [27]. В случае превышения норм нужно срочно покинуть место проведения работ.

Электрооборудование, эксплуатируемое на нефтесборном трубопроводе, изготовлено во взрывозащищенном исполнении.

Системе электроснабжения трубопровода включает в себя: кабельные воздушные линии электропередач, трансформаторные подстанции и стационарные электростанции.

Монтаж заземляющих устройств выполнен в соответствии с нормативными требованиями. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, не более 4 Ом [28].

Молниезащита оборудования связи выполняется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Источниками возникновения пожаров и взрывов являются:

- возгорание нефтяного газа и нефти от поверхностей, нагретых до высоких температур;
- скопившиеся статические электрические электричество, молнии;
- огневые работы;
- незащищенное технологическое оборудование;
- искры, от ударов металлическим инструментом или частей оборудования;
- человеческий фактор (курение, нарушение техники безопасности и т.д.).

Нефть относится к легковоспламеняющейся жидкости 3 класса опасности. Нефтяной газ является взрывоопасной смесью, входящей в группу Т2 с категорией ПА взрывоопасности. Температура вспышки нефти соответствует 170 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 2 % (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м³ [29].

Применяемое электрооборудование соответствует уровню взрывозащиты Ga, II группы электрооборудования с очень высокой степенью обеспечения взрывозащиты [30].

Объекты нефтегазосборного трубопровода оборудованы автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного оповещения и вызова пожарной службы.

На территории проведения работ по реконструкции нефтепровода находятся следующие средства устранения пожаров:

- порошковые и углекислотные огнетушители;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м;
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве работ, обеспечены не менее чем двумя порошковыми или углекислотными огнетушителями на каждую единицу техники.

5.6 Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В ходе выполнения работ по реконструкции трубопровода возможны аварийные ситуации:

- разлив нефти при стравливании участка трубопровода;
- возгорание нефти, нефтяных паров;
- разрыв трубопровода во время проведения гидравлических, пневматических испытаний;

Для обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях предусмотрен перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, а также план по предупреждению и ликвидации.

Максимальная численность работающих при производстве работ по строительству 1 участка надземного магистрального нефтепровода составляет 270 человек. Максимальная численность работающих при производстве работ по демонтажу 1 участка подземного магистрального нефтепровода составляет 120 человек. Работы по строительству и монтажу производятся вахтовым методом,

длительность одной вахты составляет тридцать дней. Рабочая смена длится двенадцать часов, данная отметка не превышаетс.

Для защиты людей на случай чрезвычайных ситуаций весь персонал обеспечены медицинскими и индивидуальными средствами защиты.

Персонал, непосредственно принимающий участие в работах по реконструкции участка нефтепровода, проходит обучение по пожарной безопасности, сдает зачет, подтверждающий знания и навыки по пожаротушению.

Стоянку машин и механизмов, площадку для оборудования, склад горюче-смазочных материалов разместить за пределами охранной зоны нефтепровода, так как они являются взрыво и пожароопасными объектами.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать и вывозить на специально выделенные площадки для хранения отходов.

С целью предотвращения вандализма и террористических актов, трасса нефтегазосборного трубопровода патрулируется персоналом и охраной, периодичность осмотра трассы будет осуществляться объездом трубопровода не менее 1 раз в 3 дня.

Производственно-технологическая сеть связи нефтегазосборного трубопровода состоит из линейных сооружений: зоновые и местные кабельные, воздушные линии связи.

5.7 Экологичность проекта

Источниками загрязнений атмосферного воздуха, почвы при ликвидации аварии трубопровода являются:

- высокая температура при сварке, где часть сварочного покрытия переходит в парообразное состояние;
- выхлопные газы работающих машин;
- вырубка деревьев при подготовке аварийных работ и временных проездом для строительной техники к месту аварии;

- разрушение почвы при разработке котлованов;
- изоляционные материалы, негативно воздействующие на почву;
- мусор, образовавшийся после проведения аварийных работ.

Для выполнения требований по охране окружающей среды предусматривается:

- вывоз отходов, образующиеся при ликвидации аварии, к местам временного или постоянного складирования;
- при сварке предусмотрены дополнительные системы вентиляции и фильтрации, чтобы вредные вещества не попадали в атмосферу.
- применение изоляционных материалов, не влияющих на биологический режим подземных вод и химический состав грунта;
- проведение рекультивационных работ [31].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан план мероприятий по реконструкции участка магистрального нефтепровода.

Были описаны подготовительные работы, земляные, устройство свайных фундаментов и опор, сварка и укладка трубопровода, надземная прокладка трубопровода, испытания узлов врезки и гидравлические испытания.

Выполнен расчет трубопровода на прочность, деформацию, общую устойчивость, а также определены режимы ручной электродуговой сварки для сваривания стыков заменяемого участка трубопровода. Произведен экономический расчет вложений финансовых средств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 57512 – 2017 . Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов – ремонт Введ. 01.04.2018. – линейной Москва, 2018. – 42 с.
- 2 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.07.2013. – Москва,2013. – 60 с.
- 3 СП 131.13330.2018 Строительная климатология. – Введ. 29.05.2019. Москва, 2019. – 109 с.
- 4 Правительство Российской федерации постановлениеот 15 апреля 2011 года n 272 об утверждении правил перевозок грузов автомобильным транспортом. – 2020. – 19 с.
- 5 ГОСТ 12.4.059 – 89 ССБТ. Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия. – Введ. 01.01.90. – Москва : Госстрой СССР, 1990. – 11 с.
- 6 СП 103-34 – 96 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.07.2013. – Москва,2013. – 32 с .
- 7 ГОСТ 23118 – 2012 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия. – Введ. 29.11.2012. – Москва : Стандартиформ, 2013. – 30 с.
- 8 РД 153-006 – 02 Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2002. – Москва : ОАО Транснефть, 2002. – 221 с.
- 9 СП 32-101 – 95 Проектирование и устройство фундаментов опор мостов в районах распространения вечномёрзлых грунтов. – Введ. 01.04.1996. – Москва, 1997. – 52 с.
- 10 ВСН 012 – 88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I, II. – Введ 01.07.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 63 с
- 11 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы– Введ. 01.06.2014. – Москва, 2014. – 32 с.

12 ГОСТ 153-39.4-027 – 2002 Технология демонтажа линейной части магистральных нефтепроводов. – Введ 30.06.2003. – Москва : Минэнерго, 2002. – 112 с.

13 ВСН 008 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Введ 01.01.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 47 с.

14 ВСН 011 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – Введ 01.02.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 49 с.

15 ГОСТ 5264 – 80* Ручная электродуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. – Введ. 01.07. 1981. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 22 с

16 ГОСТ 3242 – 79 Соединения сварные. Методы контроля качества. – Введ. 01.01. 1981. – Москва : Стандартиформ, 1989. – 16 с.

17 ГОСТ 7512 – 82 экономической Соединения гост сварные. строительство Радиографический нефти метод. – трубопроводы Введ. 01.01. 1984. – размеры Москва : очистка Стандартиформ, 1988. – 33 с.

18 Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279).

19 Информсреда. [Электронный ресурс] : ФСС НС и ПЗ. – Режим доступа : <https://itsreda.ru/articles/nalogi-vnosy/fss-ns-pz/>

20 Экостар [Электронный ресурс] : Опасные и вредные производственные факторы и их классификация. – Режим доступа : <https://lab-ecostar.ru/opasnye-i-vrednye-proizvodstvennye-factory/>

21 Правилаотнесения видов экономической деятельности к классу профессионального риска. Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерацииот 1 декабря 2005 г. N 713.. – 46 с.

22 ОИ Р-112-30 – 96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

23 ОДМ 218.6.019 – 2016 Отраслевой дорожный методический документ – Введ. 02.03. 2016. – Москва. – 23 с.

24 ГОСТ Р 55710 – 2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений – Введ. 01.07.3. 2014. – Москва 2014. – 17 с.

25 Роспотребнадзор [Электронный ресурс] : АМЯТКА: О безопасной работе на открытом воздухе. – Режим доступа : <http://18.rospotrebnadzor.ru/content/354/90570/>

26 Пожарная безопасность [Электронный ресурс] : Классы опасности нефти и нефтепродуктов. – Режим доступа : <https://fireman.club/statyi-polzovateley/klassyi-opasnosti-nefti-i-nefteproduktov/>

27 Портал газовиков [Электронный ресурс] : Инструкция по организации и проведению анализа воздушной среды на объектах ЛПУМГ – Режим доступа : <https://ch4gaz.ru/instrukciya-po-organizacii-i-provedeniyu-analiza-vozdushnoj-sredy-na-obektax-lpumg/>

28 ГОСТ Р 58882 – 2020 Заземляющие устройства. системы уравнивания потенциалов. Заземлители. заземляющие проводники. – Введ. 01.01. 2021. – Москва, 2021. – 22 с.

29 Пожарная безопасность [Электронный ресурс] : Пожарная опасность нефти и нефтепродуктов: горение, переработка, хранение. – Режим доступа : <https://fireman.club/statyi-polzovateley/pozharnaya-opasnost-nefti-i-nefteproduktov/>

30 ГОСТ 31610.26 – 2012 Взрывоопасные среды. – Введ. 15.02. 2013. – Москва, 2013. – 27 с.

31 Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] : Временные правила охраны окружающей среды от отходов производства и потребления в Российской Федерации. – Режим доступа : <https://docs.cntd.ru/document/902151161>

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

« 15 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях

Руководитель



11.06.21

доцент, канд. техн. наук А.Н. Сокольников

Выпускник



10.06.21.

Д.А. Ахметзянов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция участка нефтепровода в сложных климатических условиях» содержит 75 страниц текстового документа, 31 использованных источников, 6 листов графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, РАБОТЫ, ПРОЧНОСТЬ, СВАРКА, БЕЗОПАСНОСТЬ.

Объектом выпускной квалификационной работы является магистральный нефтепровод.

Цель работы заключается в том, чтобы разработать план реконструкции существующего подземного участка магистрального нефтепровода на надземный с применением байпасирования.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- охарактеризовать район, в котором находится трубопровод;
- разработать план реконструкции участка;
- произвести проверку прочности и устойчивости трубопровода;
- определить параметры сварки трубопровода;
- привести экономический расчет на момент замены нефтепровода;
- описать безопасность жизни деятельности.

В результате работы была рассмотрена реконструкция участка магистрального нефтепровода. В работе описаны подготовительные работы, земляные работы, устройство свайных фундаментов и опор, сварка и укладка трубопровода, надземная прокладка трубопровода, испытания узлов врезки и гидравлические испытания.