

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция участка магистрального нефтепровода

Руководитель

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

Выпускник

А. В. Щербина

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Реконструкция участка магистрального нефтепровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусяченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента А. В. Щербина на тему «Реконструкция участка магистрального нефтепровода» состоит из 85 страниц расчетно-пояснительной записки, 38 использованных источников, 6 листов графического материала.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Работа состоит в разработке плана мероприятий по реконструкции магистрального нефтепровода Анджеро-Сунджерск – Красноярск.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, сведения о трубопроводе, а также план мероприятий по его реконструкции.

В разделе «Безопасность и экологичность» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на участников выполнения работ, а также указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части был произведен расчет капитальных вложений на реконструкцию.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	7
Основная часть	9
1 Характеристика района строительства	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.1.1 Атмосферная циркуляция	9
1.1.2 Ветровой режим	9
1.1.3 Температура воздуха.....	9
1.1.4 Температура почвы	10
1.1.5 Осадки	10
1.1.6 Снежный покров.....	11
1.1.7 Влажность воздуха.....	11
1.2 Географическая характеристика.....	11
1.3 Инженерно – геологическая характеристика	12
2 Технологическая часть	14
2.1 Сведения о линейном объекте.....	14
2.2 Виды и порядок работ.....	16
2.3 Земляные работы.....	16
2.4 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы.....	18
2.5 Доставка труб на площадки складирования.....	19
2.6 Сварочные и монтажные работы.....	19
2.6.1 Сборка стыка	22
2.6.2 Подогрев стыка.....	23

2.6.3 Сварка стыка	23
2.7 Контроль качества сварных соединений	24
2.8 Изоляция сварных стыков трубопровода	25
2.9 Патентный поиск утяжелителей нефтепровода	27
2.9.1 Полимерконтейнер текстильный бескаркасный	27
2.9.2 Выбор рабочего патента	29
2.9.3 Балластировка трубопровода	29
2.10 Ликвидация технологических разрывов	30
2.11 Очистка полости и гидравлическое испытание	31
2.13 Освобождение нефтепровода от воды	35
3 Расчетная часть.....	35
3.1 Определение толщины стенки трубопровода	35
3.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода.....	37
3.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость	39
3.4 Определение параметров и режимов ручной электродуговой сварки	49
3.5 Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия	55
4 Безопасность и экологичность	59
4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	60
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	62
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	63
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	65
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	67

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	68
4.7 Экологичность проекта.....	70
5 Экономическая часть	71
5.1 Затраты на аренду техники и оборудования	71
5.3 Расчет стоимости ГСМ	76
5.4 Заработная плата рабочих и страховые взносы	77
Заключение	80
Список сокращений	81
Список использованных источников	82

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня магистральные трубопроводы занимают ведущее место в транспортной системе страны.

Нынешнее состояние нефтепроводного транспорта характеризуется крайне длительным сроком эксплуатации этих самых нефтепроводов, поэтому проблема обеспечения максимальной надежности трубопроводов и бесперебойности их работы входят в ряд первоочередных задач эксплуатации нефтепроводной системы.

Обеспечение эффективной и надежной работы может быть достигнуто путем проведения капитального ремонта, реновации и реконструкции оборудования. Однако капитальный ремонт и реновации оборудования только поддерживают проектно-техническое состояние. При этом реконструкция, которая проводится на основе современных технических решений, позволяет улучшить технико-экономические показатели, заложенные в проекте магистрального нефтепровода.

Реконструкция МН включает в себя различные технические мероприятия такие как, организационные мероприятия, подготовительные работы, земляные работы, подъем и укладка трубопровода, очистка поверхности трубопровода, сварочные работы, нанесение изоляции и гидроиспытание участка.

Целью данной работы является разработка мероприятий по реконструкции участка МН «Анжеро-Судженск – Красноярск».

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

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

Реконструкция магистрального нефтепровода в данном случае заключается в прокладывании трубопровода подземным методом на участке протяженностью 34 км.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Характеристика района строительства

1.1 Климатическая характеристика

Климат района строительства – резко континентальный, характеризуется суровой зимой и непродолжительно теплым летом.

1.1.1 Атмосферная циркуляция

Над этой территорией перенос воздушных масс происходит в направлении с Запада на Восток, иногда возникают вихри циклонов с Юга или Юго-запада, которые часто вызывают обильные осадки. Зимой, особенно в декабре и феврале, циклоническая активность слаба [1].

1.1.2 Ветровой режим

В годовом разрезе преобладающим направлением ветра является Западное. Среднегодовая скорость ветра составляет 4,0 м/с. Среднемесячная скорость ветра колеблется в пределах 2,6...5,2 м / с. Самые низкие скорости ветра можно наблюдать в августе. [1]

Согласно СП 36.13330.2012 по давлению ветра данный объект находится в III районе [8].

1.1.3 Температура воздуха

Среднегодовая температура воздуха $-1,2^{\circ}\text{C}$. Самый холодный месяц – январь со среднемесячной температурой составляет -23°C . Среднемесячная температура, самого теплого месяца (июля), составляет $+25,1^{\circ}\text{C}$. Абсолютный ми-

нимум температур можно наблюдать в январе и декабре (-53 °С), а абсолютный максимум – в июне и июле (+38 °С).

Осенью 17 октября происходит устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0°С, весной – 13 апреля. Первые заморозки появляются в конце первых десяти дней сентября. Последние – в двадцать пятых числах мая. Продолжительность безморозного периода обычно составляет 106 дней.

Расчетная температура самой холодной пятидневки:

- с обеспеченностью 0,92 – -40 °С;
- с обеспеченностью 0,98 – -43 °С [1].

1.1.4 Температура почвы

Среднегодовая температура поверхности почвы составляет 0 °С. Самая низкая температура поверхности почвы минимальных среднемесячных значений наблюдается в январе (-28 °С). Самая высокая среди максимальных среднемесячных температур поверхности земли наблюдается в июле (+41 °С).

С глубиной температура почвы снижается в летние месяцы, зимой, наоборот, температура почвы с глубиной выше, так как сначала ее поверхность остывает.

Средняя глубина промерзания почвы составляет 158 см.

1.1.5 Осадки

Средняя многолетняя норма осадков составляет 481 мм. Наибольшая их часть (66 %) выпадает в теплый период года. В холодный период -34 % от годовой нормы. Наибольшее количество выпавших осадков за год – 589 мм, наименьшее – 242 мм. Самое большее количество осадков, выпавшее за месяц, наблюдалось в июле 1955 года (146 мм), наименьшее в январе 1930 года (0 мм) [1].

1.1.6 Снежный покров

Снежный покров появляется в конце десятых чисел октября. Устойчивый снежный покров формируется в начале ноября, а разрушается в начале апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается в конце третьей декады апреля.

Максимальной высоты снежный покров достигает в конце третьей декады февраля. Средняя из наибольших высот снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 29 см.

Расчетное значение веса снежного покрова равно 2,4 кПа (240 кгс/м²) [1].

1.1.7 Влажность воздуха

Среднегодовая упругость водяного пара, содержащегося в воздухе, равна 5,8 мб. Среднемесячная упругость водяного пара изменяется от 1,3 мб в январе до 14,2 мб в июле. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 69 %. Средние месячные ее значения изменяются от 56 % в мае до 75 % в сентябре и декабре. Средний годовой дефицит влажности воздуха равен 3,3 мб [1].

1.2 Географическая характеристика

1.3 Инженерно – геологическая характеристика

2 Технологическая часть

2.1 Сведения о линейном объекте

2.2 Виды и порядок работ

Реконструируемый участок трубопровода предполагается укладывать трубоукладчиками с использованием мягких полотенец, с соблюдением всех мер предосторожности во избежание повреждения изоляционного покрытия[2].

Реконструкция участка МН будет осуществляться в летний период.

Технологическая последовательность выполнения работ:

- разработка траншеи;
- укладка участка трубопровода;
- стыковка примыкающих участков;
- очистка и гидравлическое испытание вновь уложенного участка трубопровода;
- опорожнение от опресовочной жидкости;
- подключение к действующему трубопроводу;
- балластировка участка;
- засыпка траншеи;
- обустройство опознавательными знаками проектируемый участок трассы МН «Анжеро-Судженск – Красноярск».

В местах где будет осуществляется проезд строительной техники через подземные коммуникации (МН) предусматривается укладка железобетонных плит.

2.3 Земляные работы

Перед выполнением земляных работ ,что бы избежать повреждения коммуникаций ковшом экскаватора нужно установить расположение подземных

коммуникаций, находящихся в одном коридоре с реконструируемым участком МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» при помощи магнитного искателя[3].

При пересечении трассы трубопровода с существующими подземными коммуникациями допускается разработка грунтов механизированными средствами на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубы и не менее 1 м над верхом этих коммуникаций. Оставшийся грунт следует разрабатывать только вручную без использования инструментов ударного действия. Во время работ необходимо принять все возможные меры, что бы исключить возможность повреждения коммуникаций[4].

Производство земляных работ допускается только после постановки разбивочных знаков.

При балластировке МН балластирующими устройствами ширина траншеи должна устанавливаться исходя из того что бы расстояние между стенкой траншеи и грузом было не меньше чем 0,2м[5].

Растительный грунт, убираемый с земель временного отвода, следует хранить в отвалах (вблизи полосы отвода) После завершения работ его необходимо вернуть на место. Удаление и восстановление следует осуществлять бульдозером.

Перед началом мероприятий по заполнению траншеи грунтом необходимо выполнить следующее:

- проверить проектное положение нефтепровода и качество его изоляционного покрытия;
- получить разрешение (письменное) на засыпку уложенного нефтепровода.

При заполнении траншеи нужно придерживаться следующих правил:

- на участках с горизонтальными кривыми сначала засыпать криволинейный участок, и только затем остальную его часть (в обе стороны от середины);
- при наличии вертикальных кривых засыпку трубопровода следует осуществлять с двух сторон (сверху вниз).

Засыпание траншеи грунтом следует производить бульдозером.

Самые значительные требования в процессе проведения земляных работ это:

- соблюдать допустимую крутизну откосов траншей и котлованов;
- соблюдать технологические разрывы во времени между разработкой траншеи, укладкой трубопровода и обратной засыпкой этой траншеи.

2.4 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы

Перед выполнением погрузочно-разгрузочных работ требуется выполнить комплекс подготовительных мероприятий:

- скоординировать приемку труб с администрацией ж.д. станции;
- согласовать режим проведения погрузочно-разгрузочных работ исходя из срока прибытия платформ с трубами;
- назначить ответственных за безопасное проведение погрузочно-разгрузочных работ;
- оснастить площадку разгрузки освещением, если разгрузку придется выполнять темное время суток (проезды, проходы и места складирования должны иметь освещенность не менее 10 лк, остальные территории – не менее 2 лк [6]);
- осуществить планировку площадок складирования бульдозером что бы, обеспечить дренаж дождевых вод (уклон не больше $1,5...2^\circ$);
- обустроить подъездные пути к площадке складирования при помощи дорожных знаков «въезд», «выезд», «разворот», «ограничение скорости», согласно ГОСТ Р52290 – 2004;
- поместить всё необходимое оборудование в зоне проведения работ;
- предоставить рабочим СИЗ, телефонную связь, оборудование для оказания первой доврачебной помощи;
- провести инструктаж и по ОТ и ПБ.

В целях предотвращения опрокидывания трубоукладчиков и стреловых кранов необходимо применять прибор безопасности АЗК110 или ПБТ-1.

2.5 Доставка труб на площадки складирования

На месте разгрузки трубы краном загружаются на трбо-плетевозный ро-спуск с целью их последующей перевозки к площадкам складирования

Доставка осуществляется по дорогам с асфальтовым покрытием.

При складировании трубы необходимо укладывать в «седло» в 2 ряда.

Требования к складированию труб:

- нижний ряд необходимо укладывать на четыре обрешеченные деревян-ные подкладки из бруса 250х250 мм с дугообразными вырезами, глубиной не менее 100 мм (резина толщиной не менее 20 мм); Две подкладки размещаются на расстоянии 1,5 м от торцов труб, а две другие – на расстоянии 2,6 м от пер-вых;

- верхний ярус труб укладывается в седло первого яруса на четырех рези-новых прокладках шириной 500мм и толщиной 20мм.

Рядом с каждым штабелем должна быть установлена табличка, в кото-рой содержится основная техническая информация о складированных трубах.

Хранение труб с заводским покрытием осуществляют штабелями высотой не более 2 м (в 2 ряда). Во избежание раскатывания, необходимо установить бо-ковые опоры. В штабель укладываются трубы только одного типоразмера.

Трубы следует хранить на ровных площадках, с использованием обрешеченных деревянных подкладок или песчаных валиков покрытых пленкой из по-лиэтилена. Хранение труб на открытом грунте или снегу запрещено.

2.6 Сварочные и монтажные работы

До начала сварочно-монтажных работ необходимо выполнить следующие действия:

- назначить лиц, ответственных за подготовку трубопровода к сварке;
- оформить наряд-допуск на огневые работы;
- определить перечень противопожарных мероприятий;

- подготовить сварочные материалы, оборудование и инструменты;
- подвергнуть проверке текущее состояние воздушной среды в месте производства сварочных работ;
- подготовить поверхности свариваемых труб;
- спланировать площадку сварочно-монтажных работ;
- подготовить пути проезда для трубоукладчика к местам сборки и складирования;
- разместить вагончики с целью хранения в них материалов для сварки и разнообразного инвентаря;
- установить печи прокаливания электродов;
- расположить трубы на деревянные прокладки (минимум 2 на трубу) вдоль оси нефтепровода за 10м от границы траншеи под углом 15...20° к оси трубопровода [7];
- проложить от ДЭС силовые и сварочные кабели;
- расположить в рабочей зоне необходимые технику оборудование и инструменты.

Сварочные и монтажные работы необходимо осуществлять в соответствии со следующей последовательностью действий:

- подвергнуть проверке текущее состояние воздушной среды в месте производства работ;
- положить на инвентарные лежки концы труб;
- вычистить внутреннюю полость труб от загрязнений и постороннего мусора;
- осуществить визуальный контроль труб;
- удалить усиления заводских швов на наружной поверхности труб до 0...0,5 мм в местах шириной 10...15 мм от торцов труб [8];
- зашкурить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним поверхности на ширину не меньше 10мм в соответствии с технологической картой [9];

- осуществить центрирование торцов используя внутренний центра-тор(наружные применяются в случае невозможности применения внутренних);

- если по технологии сварки требуется то выполнить подогрев концов труб;

- произвести сварку при помощи РЭД согласно технологической карты.

Сварка происходит в следующем порядке:

- сварка корневого слоя, его зачистка (жимки центратора освобождаются только после завершения корневого слоя);

- сварка заполняющих и облицовочного слоев (нанесение маркировки (клеймо сварщика) сварных стыков следует производить соответствующим для этого маркерам на внешней поверхности трубы за 100...120 мм от шва)[9];

- выполнить НК смонтированных соединений.

Сваривание каждого слоя выполняется 2-я сварщиками одновременно. Во время работ следует проводить периодический мониторинг тех. состояния оборудования и параметров режима сварки

Очень важно что бы в процессе сварки была гарантирована сохранность заводского изоляционного покрытия труб. Для защиты заводской изоляции от брызг металла необходимо использовать коврики из кошмы. Необходимо что бы ширина ковриков составляла не менее 0,6м, и не менее одного диаметра трубы длиной. Коврики необходимо разместить с обеих сторон стыка на расстоянии 10...12см. Коврики удерживаются на трубе при помощи ремней или хомутов [10].

Шлифование замков шва, следует проводить малогабаритными шлифовальными машинками.

Реконструируемый участок МН «Анжеро-Судженск – Красноярск», принят из труб произведенных по ГОСТ 31447 – 2012[11] диаметром 1020x13 мм. Категория заменяемых участков нефтепровода принята I.

Все трубы и сварочные материалы, находящиеся на объекте строительства обязаны соответствовать их сертификатам качества.

Необходимо что бы электроды обеспечивали равнопрочность сварного соединения с основным металлом. Режим сварки регламентируется технологической картой сварки [приложение 3].

Работы по погрузке и разгрузке производится трубоукладчиком и автокраном с использованием мягких полотенец и траверсы. Во время работ с трубами покрытых заводской изоляцией необходимо что бы коники трубовозов стрелы трубоукладчиков быть обрезинены.

Статичность труб производится путем фиксирования стрелы трубоукладчика и закреплением их на опорах.

Перед осуществлением сварочных работ необходимо произвести размагничивание торцов катушек и реконструируемых труб с целью нейтрализации отклонения сварочной дуги

При монтаже и сварке труб применяются инвентарные «лежки» (использовать земляные призмы запрещено).

При скорости ветра более 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий (палаток) запрещается [8].

2.6.1 Сборка стыка

Сборка стыка осуществляется с использования внутреннего гидравлического центриатора.

В процессе сборки необходимо смещать заводские швы относительного друг друга не менее чем на 100мм – при диаметре труб свыше 530 мм[8].

После сборки смещение кромок электросварных труб не должно превышать:

- с толщиной стенки 10,0мм и более – 20 % нормативной толщины стенки, но не более 3,0 мм;

- с толщиной стенки менее 10,0мм – 20 % нормативной толщины стенки трубы;

- с толщиной стенки трубы более 10мм, с применением внутреннего центризатора – не более 2,0 мм[8].

Измерение величины смещения кромок осуществляется шаблоном по наружным поверхностям труб.

2.6.2 Подогрев стыка

Непосредственно перед сваркой корневого слоя если того требует технология сварки необходимо осуществить подогрев стыков труб.

Предварительный подогрев стыков труб с толщиной стенки менее 17 мм, (при необходимости), должен производиться с помощью установок индукционного нагрева или кольцевых пропановых горелок. Средства нагрева должны обеспечивать равномерный подогрев торцов по периметру стыка и прилегающих к нему участков поверхностей труб в зоне шириной 150 мм (± 75 мм в обе стороны от стыка) [9].

Подогрев не должен нарушать целостность изоляции. В случае использования газопламенного нагрева следует применять термоизолирующие пояса и/или боковые ограничители пламени [9].

2.6.3 Сварка стыка

Выполнить ручную электродуговую сварку корневого слоя. После завершения данного слоя на участках расположения замков необходимо осуществить обработку шлифовальным кругом.

Стыки труб диаметром 1020 ... 1220мм следует подварить изнутри трубы в местах видимых дефектов – несплавлений, непроварови других поверхностных дефектов, а также на участках периметра со смещениями кромок более 2 мм (если эти смещения допустимы). В этом случае общая протяженность участков подварки не должна превышать половины периметра трубы [9].

Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1 мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником. Каждый последующий проход (валик) должен перекрывать предыдущий не менее чем на 1/3 его ширины [9].

2.7 Контроль качества сварных соединений

Все сварные соединения, произведённые на ЛЧ МН подвергаются неразрушающему контролю (НК).

Методы контроля и их объем представлены в таблицах 2 и 3 ниже.

Таблица 2 – Методы и объемы НК при строительстве и ремонте [12]

№ п/п	Категория трубопровода и/или его участка, условия прокладки, назначение. Тип сварного соединения	Кол-во сварных соединений, подлежащих контролю, % от общего кол-ва не менее		
		ВИК	УЗК	РК
1	Категории I (Кольцевые швы МН)	100	100	100
2	Угловые сварные соединения трубопроводов при монтаже вантузов, колонок отбора давления, выводов КИК и датчиков СКР	100	100	100
3	Захлесты, ввариваемые вставки, гарантийные стыки и узлы установки линейной арматуры	100	100	100
4	Участки сварных швов после ремонта	100	100	100

Таблица 3 – Методы и объемы НК эксплуатируемых трубопроводов [12]

№ п/п	Назначение, вид сварного соединения, стадия выполнения работ	Методы контроля и объемы их применения, %			
		ВИК	ПВК	УЗК	РК
1	Сварные швы при монтаже разрезного тройника				
1.1	продольные стыковые при монтаже разрезного тройника на участок трубы	100	-	100	-
1.2	кольцевые угловые швы нахлесточных сварных соединений при приварке разрезного тройника к трубе	100	100	100	-

Окончание таблицы 3

№ п/п	Назначение, вид сварного соединения, стадия выполнения работ	Методы контроля и объемы их применения, %			
		ВИК	ПВК	УЗК	РК
1.3	околошовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевым угловым швам нахлесточных сварных соединений	100	100	100	-
2	Сварные швы при установке патрубков с усиливающей накладкой на трубу, заполненную нефтью:				
2.1	шов приварки патрубка к трубе	100	-	100	-
2.2	кольцевые угловые швы нахлесточных сварных соединений («усиливающий воротник-труба»)	100	-	100	-
2.3	околошовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевым угловым швам нахлесточных сварных соединений на расстоянии 50мм	100	100	100	-
3	Угловые сварные соединения трубопроводов при монтаже колонок отбора давления, датчиков СКР, выводов КИК	100	100	100	-

Результаты оформляются в виде заключений по каждому шву.

2.8 Изоляция сварных стыков трубопровода

Изоляционные работы должны осуществляться с оформлением наряда-допуска на ведение огневых работ.

Защита трубопровода от коррозии воплощается путем:

- эксплуатации труб покрытых заводской изоляцией;
- изоляцией стыков термоусаживающимися манжетами
- подключением к существующей ЭХЗ [13].

Изоляция сварных стыков будет производиться установкой термоусаживающихся изоляционных манжет 1 типа, шириной 450 мм, толщиной не менее

2,4 мм. Термоусаживающиеся манжеты будут монтироваться на трубопровод по эпоксидному праймеру.

В комплект манжеты входят:

- эпоксидный праймер на основе модифицированной эпоксидной смолы отвердителя;
- термоусаживающаяся полимерная лента;
- замковая пластина, предназначенная для замыкания в кольцо (вокруг зоны сварного стыка трубопровода) отрезка термоусаживающейся ленты.

Технология изоляции наружных сварных стыков труб включает в себя следующие действия:

- подогрев зоны изоляции(в целях сушки);
- чистка зоны изоляции;
- нагревание зоны изоляции труб;
- нанесение эпоксидного праймера;
- образование муфты из термоусадочной манжеты;
- термоусадка муфты;
- нагрев покрытия в стыке.

В итоге необходимо получить следующий результат:

- манжета должна плотно охватывать изолируемый металл и заводское покрытие трубы;
- поверхность должна быть без пузырей, гофр и складок;
- профиль сварного стыка должен проступать через изоляцию;
- на заводском покрытии с обеих сторон от стыка должен выделяться адгезив.

2.9 Патентный поиск утяжелителей нефтепровода

2.9.1 Полимерконтейнер текстильный бескаркасный

Предлагаемые технические решения относятся к области строительства трубопроводов, предпочтительно, магистральных и представляют собой конструкции контейнеров, используемых совместно с загруженным в них балластом для пригружения от всплытия трубопроводов, располагаемых в траншеях, в обводненных грунтах, в том числе подверженных эрозии.

ПТБК для балластирования трубопровода диаметром более 500 мм содержит параллельно ориентированную вдоль трубопровода емкость призматическую, имеющую четырехугольник у основания, предпочтительно ромбовидную в поперечном сечении, боковая поверхность которой образована панелями, в поперечном сечении имеющими форму петли, перекрывающими пары свободных концов, предпочтительно с их послынным чередованием, и образующими перемычку, накладываемую при балластировании на трубопровод, причем, в верхней части каждого из контейнеров вдоль краев паза расположен грузочная горловина, торцевые части емкостей, вшитый по периметрам торцов соответствующей боковой поверхности каждого контейнера призматической формы, причем контейнер имеет пару взаимно параллельных силовых поясов, вшитых средними отрезками в перемычку и силовые полосы, диагональные, но расположенные в плане образования их пересечения над перемычкой с фиксацией на стороне контейнера, противоположной перемычке, и грузовые петли, вшитые в каждую из торцевых частей конденсатора соответственно высоте других диагоналей, причем длина полимерного контейнера, измеренная в направлении, параллельном оси трубопровода, меньше его ширины, измеренной между наиболее удаленными друг от друга кромками. Силовые ремни могут быть пришиты изнутри контейнера к его торцевым частям, которые разрушаются при загрузке или установке контейнера с помощью стяжек. Силовые

ремни могут быть пришиты, предпочтительно дискретно, изнутри контейнера к его концевым частям[14].

На рисунке 2 представлен общий вид полимерконтейнера текстильного бескаркасного.

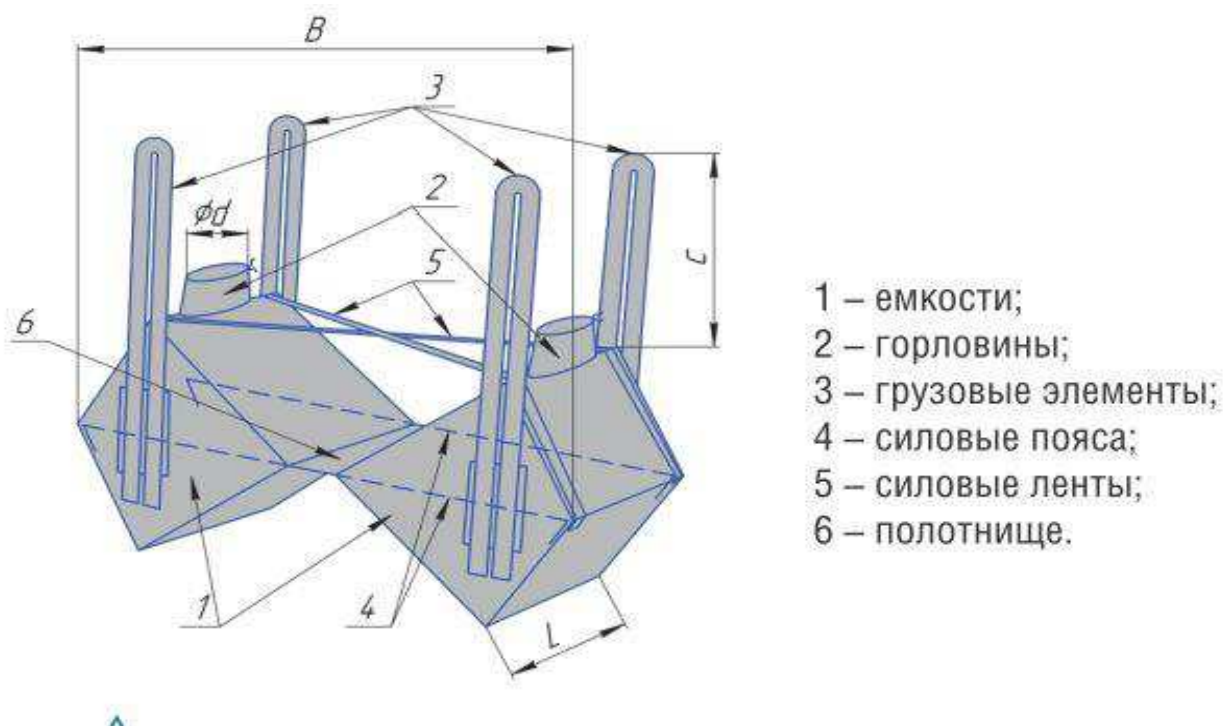


Рисунок 2 – ПТБК

Загрузка емкостей производится сыпучим материалом из бункера. В процессе загрузки контейнер удерживают в подвешенном, за грузовые петли состоянии. Во время загрузки силовые пояса, уменьшают или предотвращают нежелательную деформацию поверхности емкостей, в целях избегания образования складок, препятствующие полному заполнению емкостей. По мере заполнения емкостей за счет давления сыпучего материала на их стенки, связи силовых поясов с торцевыми частями могут быть разрушены, в результате чего силовые пояса, выполнив функцию по оптимизации заполнения емкостей, работают на растяжение, сохраняя близкую к призматической форму загруженных балластом емкостей контейнера. Ромбообразная форма емкостей обеспечи-

вает оптимальное заполнение емкостей и их расположение на трубопроводе без излишнего трения [14].

2.9.2 Выбор рабочего патента

Вне данной работы было обнаружено 67 патентов, опубликованных за последние десять лет назад. Из всего разнообразия был выбран самый удачный, по мнению автора.

Рассмотрим преимущества данной полезной модели:

- возможность заполнения емкостей грунтом без ручной доработки благодаря конструкции утяжелителя и бункера;
- вымывание и высыпание грунта не происходит, поскольку положение горловин в верхней части контейнеров после монтажа постоянное;
- не требуются специальные грузоподъемные устройства;
- отсутствие в конструкции, подверженных коррозии элементов;
- отсутствует необходимость в футеровке;
- небольшая масса незагруженного устройства [14].

Таким образом, ПТБК является наиболее перспективным для использования в реконструкции МН по сравнению со стандартными балластирующими устройствами.

2.9.3 Балластировка трубопровода

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода необходимо использовать балластирующие устройства с соблюдением требований нормативных документов (СНиП 12-03 – 2001 и СНиП 12-04 – 2002).

Балластировка предусмотрена ПТБК грузами произведенными по ТУ 4834-004-89632342 – 2010 (патент № 101691 от 2010.09.30)

Полимер контейнеры текстильные бескаркасные типа ПТБК представляют собой две емкости, соединенные между собой мягкой связью в виде полот-

нища. Емкости ПТБК-700, ПТБК-800, ПТБК-1000, ПТБК-1200, ПТБК-1400, ПТБК-1600 дополнительно соединены между собой двумя внутренними силовыми поясами, двумя верхними силовыми лентами, расположенными крестообразно. В верхней части каждая емкость оснащена вшитой в нее горловиной с тесьмой, предназначенной для заполнения емкости грунтом, и снабжена симметрично расположенными грузовыми элементами, вшитыми в боковины емкости, необходимыми для монтажа ПТБК на трубопровод. ПТБК заполняются при помощи передвижного бункерного устройства (минеральным грунтом размером фракции не более 50мм) и устанавливаются на трубопровод при помощи крана или трубоукладчика.

ПТБК предназначены для баллаستировки трубопроводов диаметром от 219 до 1420 мм, проложенных в условиях мерзлых грунтов, обводненной местности и на переходах через болота различных категорий.

Режим эксплуатации ПТБК – при температуре окружающего воздуха от +40°С до -60°С. Климатическое исполнение и категория – УХЛ1 по ГОСТ 15150 – 69 [15].

Места, шаг установки и количество комплектов установки утяжелителей представлены расчетной части пункта 3.4.

2.10 Ликвидация технологических разрывов

В зависимости от условий выполнения работ сварку захлестов при ликвидации технологических разрывов допускается производить по трем схемам:

- схема 1 – оба конца трубопровода свободны (не засыпаны землей на длине не менее 100 диаметров), находятся в траншее (или на ее бровке) и имеют свободу перемещения, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях;

- схема 2 – конец одного из стыкуемых участков трубопровода не засыпан землей на длине не менее 100 диаметров, а другой заземлен (подходит к крановому узлу, засыпан и т. п.);

- схема 3 – оба конца соединяемых участков трубопровода засыпаны (защемлены).

В соответствии с первыми двумя схемами соединение участков трубопровода допускается осуществлять сварку одним кольцевым захлесточным стыком или вваркой катушки с выполнением двух кольцевых стыков. В соответствии с третьей схемой ликвидацию технологического разрыва допускается производить исключительно путем вварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков при соблюдении соосности [8].

При выполнении захлесточного стыка требуется изготовить катушку из труб того же диаметра, той же толщины и марки стали, что и соединяемые участки трубопровода, и уложить ее на монтажные опоры (лежки) рядом с траншеей. Длина катушки должна быть не менее одного диаметра трубы.

При ликвидации технологических разрывов запрещается сваривание труб разной толщины.

Сборку следует производить тремя трубоукладчиками с применением наружного центратора главным образом гидравлического типа.

После завершения работ по ликвидации технологических разрывов необходимо изолировать сварные стыки.

Перед изоляцией зон сварных стыков необходимо выполнить данные подготовительные виды работы:

- котлован должен быть очищен от всех посторонних предметов;
- установлено соответствие изоляционных материалов техническим условиям;
- произведена подготовка всего необходимого оборудования и средств механизации работ.

2.11 Очистка полости и гидравлическое испытание

После завершения строительно-монтажных работ, необходимо очистить полость трубопровода, осуществить прогон скребка-калибра, провести гидрав-

лическое испытание, опорожнение трубопровода от опресовочной жидкости [17].

Очистка нефтепровода, прочностные испытания и испытания на герметичность должны проводиться в соответствии со специальными инструкциями, отражающими местные условия труда.

Работы необходимо проводить в следующем порядке:

- гидравлические испытания МН на прочность и проверка на герметичность;

- доставка и монтаж временных КППСОД с проектным участком нефтепровода, установка и обвязка камер пуска и приема очистных устройств, монтаж наполнительного и опрессовочного агрегатов;

- очистка внутренней полости МН;

- прогон скребка-калибра;

- ликвидация дефектов обнаруженных во время диагностики;

- опорожнение нефтепровода от опресовочной жидкости;

- демонтаж временных КППСОД, а так же трубопровода для подачи и слива воды.

Эта последовательность действий должна быть отражена в ППР и специальных инструкциях.

В течение испытательного периода должна быть обеспечена бесперебойная связь, создана зона безопасности и созданы наблюдательные посты.

Перед началом испытаний трубопровода необходимо провести следующие мероприятия:

- провести предварительный инструктаж по ТБ и ПБ;

- установить границы охранной зоны;

- вывести за пределы охранной зоны, людей строительные машины, и прочее оборудование;

- произвести монтаж и обвязать НОА;

- произвести монтаж манометров вне пределов охранной зоны;

- произвести монтаж самописцев давления;

- расположить аварийные бригады и наблюдательные посты;
- установить надежную систему связи.

Очистку полости подземных нефтепроводов следует производиться после укладки и засыпки.

Очистка внутренней полости нефтепровода при промывке осуществляется последовательным прохождением скребков ПРВ-1, оснащенных трансмиттером.

Очистка считается завершенной при выполнении следующих условий:

- все запасованные очистные устройства пришли в камеру приема;
- последнее СО пришло неразрешенным (без повреждений);
- скорость движения средств отчистки составляла не менее 0,72 км/ч;
- после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа)

[18].

Если любое из указанных условий не выполнено, очистка считается незавершенной и должна быть проведена снова

Перед запуском первого очистного устройства участок заполняется водой в объеме 0,1...0,15 от объема трубы данного участка. При очистке скорость движения СО должна составлять не менее 0,72 км/ч. Перед каждым запуском новые элементы питания (никогда не бывавшие в эксплуатации) должны быть установлены в передатчик очистного устройства (проверку работоспособности проводят так же непосредственно перед пуском)[18].

Второй скребок следует запускать только после извлечения первого[12].

После завершения строительно-монтажных работ для контроля геометрических параметров трубопроводов осуществляется пропуск профилемера. Контроль над геометрическими параметрами участков протяженностью менее 1 км производится органом строительного контроля после укладки трубопроводов в траншею и перед его засыпкой [18].

Контроль за прогон скребка-калибра осуществляется подвижными бригадами.

Осуществление гидравлических испытаний разрешается только после ликвидации всех обнаруженных при и диагностике дефектов. Реконструируемый участок трубопровода испытывается в один этап.

Испытания участка трубопровода проводятся только по его полной готовности, а именно:

- после полной засыпки, обвалования;
- после монтажа арматуры и приборов, катодных выводов;
- после обеспечения связи.

Трубопроводы которыми осуществляется подключение ОА и НА к испытываемому участку монтируются из изделий заводского исполнения и должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию в течение 6 часов на давление $1,25 \cdot P_{\text{исп}}$.

После завершения гидроиспытаний места подключений к нефтепроводу подлежат вырезке.

Испытания нефтепроводов разрешено проводить только водой (воздухом запрещено).

Заполнение нефтепровода опресовочной жидкостью для осуществляют при отглушенных КППСОД. Участок МН, подвергаемый испытаниям, ограничивается сферическими заглушками (линейная арматура как ограничительный элемент не используется) [17].

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не было утечек.

При обнаружении утечек визуально, по звуку или с помощью приборов участок подлежит ремонту и повторному испытанию.

Таблица 4 – Параметры гидравлических испытаний

Длина, м	Объем воды для гидравлического испытания, м ³	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Р _{исп.} =Р _{зав} , МПа	Р _{герм} , МПа
73	57	1020	13	K56	7,71*	5,98*

2.13 Освобождение нефтепровода от воды

После завершения испытаний из МН необходимо удалить опрессовочную жидкость.

Объем вытесняемой воды 60 м³ на длине участка трубопровода – 73 м.

Воспрещается подключать вновь построенные участки трубопроводов к действующему нефтепроводу и при наличии в этих участках воды.

Участки длиной до 500 м включительно опорожняются 2-мя поршнями-разделителями ПРВ-1 в один этап.

Скорость перемещения поршней-разделителей ПРВ-1 при вытеснении должна быть не менее 1,5 км/ч [18].

При опорожнении нефтепровода на поршнях-разделителях ПРВ-1 необходимо применять полиуретановые манжеты, без следов износа.

Удаление опрессовочной жидкости самотеком запрещается (во избежание неполного вытеснения воды).

Если контрольный поршень-разделитель ПРВ-1 пришел неразрешенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды, то опорожнение вновь построенного участка считается выполненным [18].

При невыполнении этого условия необходимо повторить пропуск контрольного поршня-разделителя ПРВ-1.

Запуски должны производиться, до прекращения выхода воды и прибытия поршня ПРВ-1 в исправном состоянии.

3 Расчетная часть

3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Для сооружения нефтепровода диаметром 1020 мм примем трубы из стали Трубной Металлургической Компании, изготавливаемые по ГОСТ 31447 – 2012

марки 09Г2ФБ (временное сопротивление на разрыв стали $\sigma_{вр} = 550$ МПа[11], коэффициент надёжности по материалу $K_1 = 1,34$ [19]).

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют следующим образом:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (1)$$

где p – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

n_1 – коэффициент надёжности по нагрузке ($n_1 = 1,1$).

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

Находим расчетное сопротивление металла по формуле:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0 = 0,825$ для трубопроводов I и II категорий);

k_1 – коэффициент надёжности по материалу;

k_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_H \leq 1020$ мм $k_H = 1,1$, для $D_H = 1220$ мм $k_H = 1,155$).

Подставив значения в формулу (2), получим:

$$R_1 = 550 \cdot \frac{0,825}{1,34 \cdot 1,1} = 307,8 \text{ МПа}.$$

Подставив значения в формулу (1), получим:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 1020}{2 \cdot (1,1 \cdot 6,4 + 307,8)} = 11,4 \text{ мм}.$$

Полученное значение δ округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 13 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр нефтепровода вычислим по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta. \quad (3)$$

Получим следующее:

$$D_{\text{вн}} = 1020 - 2 \cdot 13 = 994 \text{ мм}.$$

3.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Абсолютные значения максимальных положительного и отрицательного температурных перепадов, определяются следующим образом:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \quad (4)$$

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

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

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

E – модуль упругости металла ($E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$).

Подставив значения в формулы (4) и (5) соответственно, получим:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 307,8}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 37,4^\circ;$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{(1-0,3) \cdot 307,8}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 87,2^\circ.$$

К дальнейшему расчету принимаем наибольшую из величин ($\Delta T=87,2$).

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений, по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \frac{n_1 \cdot P \cdot D_{ВН}}{\delta}. \quad (6)$$

Подставив значения в формулу (6), получаем следующие значения:

$$\sigma_{пр.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,2 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,34 \cdot 994}{13} = -53,998 \text{ МПа}.$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}. \quad (7)$$

Подставив значения в формулу (7), получим следующее:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-53,998|}{307,8} \right)^2} - 0,5 \frac{|-53,998|}{307,8} = 0,901.$$

Уточним толщину стенки:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot P + \psi_1 \cdot R_1)}. \quad (8)$$

Подставив значения в формулу (8), получим следующие значения:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,4 \cdot 1020}{2 \cdot (1,1 \cdot 6,4 + 0,901 \cdot 307,8)} = 12,629 \text{ мм}.$$

Таким образом, ранее принятая толщина стенки равная $\delta = 13$ мм для трубопровода диаметром 1020 мм может быть принята как окончательный результат.

3.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

$$|\sigma_{ПР.Н}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (9)$$

где $\sigma_{ПР.Н}$ – 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:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}, \quad (10)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}} = n_1 \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}, \quad (11)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа, определяемые следующим образом:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}. \quad (12)$$

Подставив значения в формулу (12), получим следующие значения:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{6,4 \cdot 10^6 \cdot 0,994}{2 \cdot 0,013} = 244,7 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (11), получим следующее:

$$\sigma_{\text{кц}} = 1,1 \cdot 244,7 = 269,2 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (10), получим следующие значения:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{269,2}{307,8}\right)^2} - 0,5 \cdot \left(\frac{269,2}{307,8}\right) = 0,216.$$

Произведем проверку трубопровода на прочность по условию (9):

$$|-54,0| \leq 0,16 \cdot 273,2;$$

$$|-54,0| \leq 66,5.$$

Условия выполняются.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям (13) и (14):

$$|\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}; \quad (13)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}, \quad (14)$$

где $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые по формуле (15):

$$\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{MIN}}}, \quad (15)$$

где R_{MIN} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода, м, определяется по формуле:

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_{\text{H}}}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} - |\mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (16)$$

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (17)$$

где R_2^{H} – нормативное сопротивление, равное пределу текучести σ_{T} (для стали 09Г2ФБ $R_2^{\text{H}} = 410$ МПа [11]).

Подставив значения в формулу (17), получим следующие значения:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{244,7}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410} \right)^2} - 0,5 \cdot \left(\frac{244,7}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410} \right) = 0,426.$$

Используя формулу (16) получим:

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{0,426 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410 - |0,3 \cdot 244,7 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,2|} = 29770 \text{ м.}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе:

$$\sigma_{\text{ИР}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 244,7 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,2 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 29770} = -145,7 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям (13) и (14) соответственно:

$$|-145,7| \leq 0,426 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410;$$

$$|-145,7| \leq 145,7;$$

$$|-160,1| \leq \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410;$$

$$244,7 \leq 341,7.$$

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

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}, \quad (18)$$

где $N_{кр}$ – продольное критическое усилие для прямых участков, Н.

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции по формулам:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2); \quad (19)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{ВН}^4). \quad (20)$$

Подставив значения в формулы (19) и (20), получим следующие значения:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 0,994^2) = 0,041 \text{ м}^2;$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (1,02^4 - 0,994^4) = 2,57 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4;$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (21)$$

где n_{CB} – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса (при расчете на продольную устойчивость, $n_{CB} = 0,95$);

γ_M – удельный вес металла трубы ($\gamma_M = 78500 \text{ кг/м}^3$).

Подставим значения в формулу (21), получим следующее:

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 0,994^2) = 3067 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции принимаем равной 10% от q_M т.е. $q_{И} = 306,7 \text{ Н/м.}$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубопроводе единичной длины, вычисляется по формуле:

$$q_H = \rho_T \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{BH}^2}{4}. \quad (22)$$

Подставив значения в формулу (22), получим следующие:

$$q_H = 857,6 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 0,994^2}{4} = 6529 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой нефтью рассчитывается по формуле:

$$q_{TP} = q_M + q_{И} + q_H. \quad (23)$$

Подставив значения в формулу (23), получим:

$$q_{\text{ГР}} = 3067 + 306,7 + 6529 = 9902 \text{ Н/м.}$$

Из пункта 1.4 известно, что трубопровод уложен в суглинистый грунт, причем с 0,3м до 4,7м. Для суглинков принимаем коэффициент сцепления грунта $C_{\text{ГР}}=13\text{кПа}$, угол внутреннего трения грунта $\varphi_{\text{ГР}}= 20\text{град}$, удельный вес грунта $\gamma_{\text{ГР}}=19\text{кН/м}^3$ [20].

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом определяется по формуле:

$$P_{\text{ГР}} = \frac{2 \cdot n_{\text{ГР}} \cdot \gamma_{\text{ГР}} \cdot D_{\text{Н}} \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{Н}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{Н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ГР}}}{2} \right) \right] + q_{\text{ГР}}}{\pi \cdot D_{\text{Н}}}, \quad (24)$$

где $n_{\text{ГР}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта ($n_{\text{ГР}} = 0,8$);

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубы до поверхности грунта ($h_0 = 1 \text{ м}$).

Подставив значения в формулу (25), получим следующие значения для обоих диаметров трубопровода:

$$P_{\text{ГР}} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,02}{8} \right) + \left(1 + \frac{1,02}{8} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) \right] + 9902}{3,14 \cdot 1,02} = 15085 \text{ Па.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{Н}} \cdot (C_{\text{ГР}} + P_{\text{ГР}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ГР}}), \quad (25)$$

где D_H – наружный диаметр, м.

Получим следующие:

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (13000 + 15085 \cdot \operatorname{tg} 20^\circ) = 59221 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины вычисляется по формуле:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{\text{гр}}. \quad (26)$$

Получим следующие значения:

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 1,02 \cdot \left(1 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 9902 = 27103 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом находим по формуле:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}. \quad (27)$$

Подставив значения в формулу (24), получим следующее:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{59221^2 \cdot 27103^4 \cdot 0,041^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (2,57 \cdot 10^{-3})^3} = 1,887 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

Следовательно:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{кр}}^{(1)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 1,887 \cdot 10^7 = 1,42 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом вычисляется по следующей формуле:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot I}, \quad (28)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта ($k_0 = 5 \text{ МН/м}^3$).

Подставив значения в формулу (36), получим следующие значения:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{3 \cdot 10^6 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}} = 8,051 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

Следовательно:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(2)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 8,051 \cdot 10^7 = 6,04 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

Фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы вычисляется по формуле:

$$S = F \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц}^H + \alpha \cdot E \cdot \Delta T]. \quad (29)$$

Подставив значения в формулу (29), получим следующие значения:

$$S = 0,041 \cdot [(0,5 - 0,3) \cdot 244,7 \cdot 10^6 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 87,2] = 1,09 \cdot 10^7 \text{ Н.}$$

Так как по условию (29):

$$1,09 \cdot 10^7 \leq 1,42 \cdot 10^7;$$

$$1,09 \cdot 10^7 \leq 6,04 \cdot 10^7.$$

Общая устойчивость линейных участков обеспечена.

Теперь проверим общую устойчивость криволинейных участков, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры θ_β и z_β по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{MIN} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}, \quad (30)$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}. \quad (31)$$

Подставив значения в формулы, получим следующие значения:

$$\theta_\beta = \frac{1}{29770 \cdot \sqrt[3]{\frac{27103}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}}}} = 0,009;$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{59221 \cdot 0,041}{27103 \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{27103}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}}}} = 159,3.$$

По графику, приведенному в методических указаниях, находим, что $\beta_n = 18$. Вычисляем критическое усилие для криволинейных участков трубопровода по формулам:

$$N_{КР}^{(3)} = \beta_n \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot I}; \quad (32)$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_p. \quad (33)$$

Подставив значения в формулы (32) и (33), получим следующие значения:

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = 25 \cdot \sqrt[3]{27103^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}} = 1,83 \cdot 10^7 \text{ Н};$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot 27103 \cdot 29770 = 3,03 \cdot 10^8 \text{ Н}.$$

Из двух найденных значений выбираем наименьшее:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{кр}}^{(3)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 1,83 \cdot 10^7 = 1,37 \cdot 10^7 \text{ Н}.$$

Так как по условию (26):

$$1,09 \cdot 10^7 \leq 1,37 \cdot 10^7.$$

Общая устойчивость криволинейных участков трубопровода обеспечена.

3.4 Определение параметров и режимов ручной электродуговой сварки

Исходя из толщины стенки и временного сопротивления на разрыв данной стали ($\sigma_{\text{вр}} = 550$ МПа) подберем подходящие электроды.

Для сварки корневого слоя шва и подварки изнутри трубы выбираем электрод типа Э50А, марки ЛБ-52У (по ГОСТ 9467 – 75). Диаметр электрода принимаем равным 3 мм.

Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва (после сварки корневого слоя электродами с основным покрытием) выбираем электрод типа Э55 (по ГОСТ 9467 – 75) марки ОК 48.04. Диаметр электрода принимаем равным 4 мм.

Определим эквивалент углерода металла по формуле:

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15} \leq 0,46\% \quad (34)$$

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

Примерное содержание химических элементов в стали 09Г2ФБ представлены в таблице 5 ниже.

Таблица 5 – Массовая доля элементов [21]

Марка стали	Класс прочности	Массовая доля химических элементов, %				
		углерод	марганец	кремний	ванадий	титан
09Г2ФБ	K56	< 0,13	< 1,7	< 0,35	< 0,09	0,01-0,035

Для стали 09Г2ФБ эквивалент углерода равен:


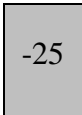

$$C_3 = 0,13 + \frac{1,7}{6} + \frac{0,09}{5} = 0,43 \leq 0,46 \%$$

В зависимости от эквивалента углерода и толщины стенки стыкуемых труб определим температуру предварительного подогрева по таблице 6:

Таблица 6 – Температура предварительного подогрева

Эквивалент углерода металла трубы, %	Температура предварительного подогрева, °С, при толщине стенки трубы, мм
---	---

	от 0,12	от 12,1 до 14	от 14,1 до 16	от 16,1 до 18	от 18,1 до 20	более 20
Менее 0,41включ			-25	-25		
От 0,42 до 0,46		0				

- 1  - подогрев до 50°C при температуре воздуха ниже 0°C и/или наличии влаги на кромках трубы.
- 2  - подогрев от 100°C до 130°C при температуре воздуха ниже указанной и до 50°C при температуре выше указанной.
- 3  - подогрев от 100°C до 130°C независимо от температуры воздуха.

В нашем случае требуется подогрев до 100°C, если температура окружающей среды ниже 0°C.

Далее определим общую площадь заполнения разделки кромки представленной на рисунке ниже.

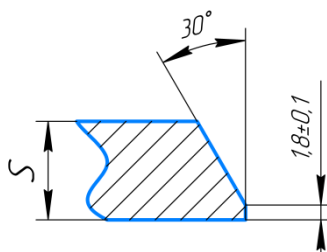


Рисунок 3 – Разделка кромок для труб диаметром стенки до 16 мм

Исходя из рисунка 3 формула для определения, общей площади заполнения разделки будет иметь следующий вид:

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = b \cdot S + (S - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^\circ + \frac{2}{3} \cdot q \cdot (2 \cdot (S - 1,8) \cdot \text{tg}30^\circ + b + 7), \quad (35)$$

где S – толщина стенки, мм;
 b – величина зазора, мм;
 q – высота облицовочного слоя, мм.

Величину зазора выбираем по таблице ниже.

Таблица 7 – Величины зазора в стыке при сборке

Способ сварки	Диаметр электрода мм	Величина зазора при толщине стенки трубы, мм		
		до 8	8-10	10 и более
Ручная дуговая сварка электродами с основным покрытием	2,0...2,5	1,5...2,5	-	-
	3,0...3,25	2,0...3,0	2,5...3,5	3,0...3,5
Ручная дуговая сварка электродами с целлюлозным покрытием	3,0...3,25	1,5...2,0	-	-
	4,0	-	1,5...2,5	1,5...2,5

Принимаем $b=3,5$ мм, $q = 1,8$. Тогда общая площадь равна:

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = 3,5 \cdot 13 + (13 - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^\circ + \frac{2}{3} \cdot 1,8 \cdot (2 \cdot (13 - 1,8) \cdot \text{tg}30^\circ + 3,5 + 7) = 146 \text{ мм}^2.$$

Площадь первого корневого слоя найдем по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = (6 \div 8) \cdot d_{\text{эл}}; \quad (36)$$

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2.$$

Площадь заполняющих слоев найдем по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{зап}} = (8 \div 12) \cdot d_{\text{эл}}; \quad (37)$$

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

Общее количество слоев найдем по формуле:

$$n = \frac{A_{\text{н}}^{\text{общ}} - A_{\text{н}}^{\text{к}}}{A_{\text{н}}^{\text{зап}}}; \quad (38)$$

$$n = \frac{146 - 18}{32} = 4.$$

Определим силу сварочного тока для корневого слоя по формуле:

$$I_{\text{св.к}} = k \cdot d_{\text{эл}}^{1,5}, \quad (39)$$

где k – коэффициент, зависящий от диаметра стержня электрода;

$d_{\text{эл}}$ – диаметр электродного стержня, мм.

Коэффициент выбирается исходя из диаметра электрода (таблица 8).

Таблица 8 – Коэффициент k

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

Принимаем k равным 30 как для корневого, так и для заполняющих слоев.

После подстановки получаем:

$$I_{\text{св.к}} = 30 \cdot 3^{1,5} = 155,9 \text{ А}.$$

$$I_{\text{св.зап}} = 30 \cdot 4 = 120 \text{ А}.$$

Определим напряжение дуги по формуле:

$$U_{\text{д}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св}} \pm 1; \quad (40)$$

$$U_{\text{д}}^{\text{к}} = 20 + \frac{0,05}{3^{0,5}} \cdot 155,8 \pm 1 = 24,5 \text{ В};$$

$$U_{\text{д}}^{\text{зап}} = 20 + \frac{0,05}{4^{0,5}} \cdot 90 \pm 1 = 23 \text{ В};$$

Далее определим скорость сварки по формуле:

$$V_{\text{св}} = \frac{\alpha_{\text{н}} \cdot I_{\text{св}}}{A_{\text{н}} \cdot \gamma}, \quad (41)$$

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

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

$$V_{\text{св}}^{\text{к}} = \frac{8 \cdot 155,9}{18 \cdot 7,8} = 8,9 \text{ м/ч} = 0,247 \text{ см/с};$$

$$V_{\text{св}}^{\text{зап}} = \frac{8 \cdot 120}{32 \cdot 7,8} = 3,8 \text{ м/ч} = 0,107 \text{ см/с};$$

Определим погонную энергию по формуле:

$$g_{\text{п}} = \frac{I_{\text{св}} \cdot U_{\text{д}} \cdot \eta}{V_{\text{св}}}, \quad (42)$$

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

Подставив числовые данные, получим следующее:

$$g_{\text{п}}^{\text{к}} = \frac{155,9 \cdot 24,5 \cdot 0,67}{0,247} = 10361 \text{ Дж/см};$$

$$g_n^{\text{зап}} = \frac{120 \cdot 23 \cdot 0,67}{0,107} = 17282 \text{ Дж/см};$$

Радиус изотермы для корневого слоя определяется по формуле:

$$r = 0,0056 \cdot \sqrt{g_n}; \quad (43)$$

$$r = 0,0056 \cdot \sqrt{10361} = 0,57 \text{ см}.$$

Определим глубину проплавления для корневого слоя, чтобы убедиться, что притупление проплавлено, по формуле:

$$h = (0,3 \div 0,5) \cdot r; \quad (44)$$

$$h = 0,4 \cdot 0,57 = 0,228 \text{ см}.$$

Так как полученное значение больше высоты торца раздела кромок, но не превышает 3,5мм, считаем, что расчет выполнен, верно.

3.5 Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия

Устойчивость нефтепроводов, против всплытия обеспечивается применением балластирующих устройств.

Нормативный вес трубопровода в воде определяется следующим образом:

$$q_{\text{БАЛ.В}}^H = \frac{1}{n_\delta} \cdot (k_{\text{НВ}} \cdot q_B + q_{\text{ИЗГ}} - q_{\text{ТР}}), \quad (45)$$

где n_δ – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным: для железобетонных грузов – 0,9, для чугунных – 1;

$k_{НВ}$ – коэффициент надежности устойчивости против всплытия, принимаемый по таблице 8;

q_B – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода;

$q_{ИЗГ}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода;

$q_{ТР}$ – расчетная нагрузка от 1 ПМ трубы, заполненной продуктом, если в процессе эксплуатации невозможно ее опорожнение и замещение продукта воздухом.

Таблица 9 – Значения коэффициента [20]

Характеристика участка	$k_{НВ}$
1. Нефтепродуктопроводы, для которых возможно опорожнение и замещение продукта воздухом	1,03
2. Через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1%-ной обеспеченности	1,05
3. Русловые, через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10
Через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15

Параметры, входящие в формулу (42), рассчитываются по формулам:

$$q_B = \rho_B \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_\Phi^2}{4}; \quad (46)$$

$$q_{ИЗГ} = k_q \cdot \frac{E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot R^3}; \quad (47)$$

$$q_{ТР} = q_M + q_{И}, \quad (48)$$

где ρ_B – плотность воды, с учетом содержания солей и мех.примесей, ($\rho_B = 1100 \dots 1150 \text{ кг/м}^3$);

D_ϕ – наружный диаметр зафутерованного трубопровода;

k_q – постоянный коэффициент (для вогнутых кривых $k_q = 32$);

I – то же что и в формуле (20);

E – то же что и в формуле (1);

β – угол поворота оси трубопровода, рад;

R – радиус кривизны рельефа дна траншеи (численно равен R_{min});

q_M – то же что и в формуле (21);

$q_{И}$ – равен 10% от q_M ;

Наружной диаметр футеровки определяется по формуле:

$$D_\phi = D_H + 2 \cdot (\delta_{И} + \delta_\phi). \quad (49)$$

Расстояние между центрами одиночных грузов, вычисляется по следующей формуле:

$$l_\Gamma = \frac{m_\Gamma \cdot g}{q_{Б.А.Л.В.}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_B}{\rho_\Gamma} \right), \quad (50)$$

где m_Γ – масса одного груза, (таблица 10).

Общее необходимое число грузов по формуле:

$$N_\Gamma = \frac{l_\Gamma}{l_\Gamma}. \quad (51)$$

По формуле (46) найдем наружный диаметр футеровки:

$$D_\phi = 1,02 + 2 \cdot (0,006 + 0,004) = 1,04 \text{ м.}$$

Таблица 10 – Технические характеристики ПТБК[15]

Марка	Диаметр тру-	Габариты устройства, мм	Объем	Вес загруженного
-------	--------------	-------------------------	-------	------------------

ПТБК	бoпровода, мм	L	B	C	d	емкостей ПТБК, м ³	ПТБК в воздухе, (при $\rho_B = 1,4 \text{ т/м}^3$)
ПТБК-1400	1420	1500	3960	1770	600	5,10	7,14
ПТБК-1200	1220	1500	3540	1270	600	3,80	5,32
ПТБК-1000	1020	1500	3160	1270	600	3,60	5,04
ПТБК-800	820	1500	2550	1270	600	2,70	3,78
ПТБК-700	720	1500	2550	1270	600	2,50	3,50
ПТБК-500	426–530	1500	1850	800	500	1,00	1,40
ПТБК-300	325–377	1500	1150	550	300	0,40	0,56
ПТБК-200	<273	1500	820	460	220	0,25	0,35

Расчетная выталкивающая сила воды по формуле:

$$q_B = 1100 \cdot 9,82 \cdot \frac{\pi \cdot 1,04^2}{4} = 9176 \text{ Н/м.}$$

Пересчитываем величину угла поворота оси в радианы:

$$\beta = \frac{10 \cdot 3,14}{180} = 0,175 \text{ рад.}$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при вогнутом изгибе по формуле:

$$q_{\text{изг}} = 32 \cdot \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0,175^2 \cdot 29770^3} = 3,75 \cdot 10^{-4} \text{ Н/м.}$$

Расчетная нагрузка от 1 ПМ трубы:

$$q_{\text{тр}} = 3067 + 306,7 = 3373,7 \text{ Н/м.}$$

Нормативный вес балластировки в воде по формуле:

$$q_{\text{БАЛ.В}}^H = \frac{1}{0,9} \cdot (1,05 \cdot 9176 + 3,75 \cdot 10^{-4} - 3373,7) = 6957 \text{ Н/м}.$$

По формуле (50) вычисляем расстояние между отдельными грузами:

$$l_{\Gamma} = \frac{5040 \cdot 9,82}{6597} \cdot \left(1 - \frac{1100}{1400}\right) = 1,524 \text{ м}.$$

Необходимое число грузов:

$$N_{\Gamma}^I = \frac{6223}{1,524} = 4083,3 \approx 4084 \text{ шт};$$

$$N_{\Gamma}^{II} = \frac{2261}{1,524} = 1483,6 \approx 1484 \text{ шт};$$

$$N_{\Gamma}^{III} = \frac{13562}{1,524} = 8898,9 \approx 8899 \text{ шт};$$

$$N_{\Gamma}^{IV} = \frac{6450}{1,524} = 4232,3 \approx 4233 \text{ шт}.$$

Таблица 11 – Перечень устанавливаемых утяжелителей

№ участка	Участок	Длина участка, м	Шаг установки, м	Количество, шт
I	499,9 - 506,123	6223	1,524	4084
II	506,232 - 508,493	2261	1,524	1484
III	508,658 - 522,220	13562	1,524	8899
IV	527,45 - 533,9	6450	1,524	4233
Всего	499,9 - 533,9	28496	-	18700

4Безопасность и экологичность

Магистральные трубопроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и эксплуатируемые от Крайнего Севера, Западной Сибири до средней полосы и пустынных южных районов.

Трубопроводный транспорт является одним из самых экономически целесообразных и экологических видов транспорта, однако при нарушении техники безопасности он может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, разрушениям, пожарам и значительным материальным потерям.

Спецификой отрасли является работа с легковоспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, которые при нарушении правил техники безопасности подвержены взрывам, пожарам, воспламенению.

Высокий риск взрывопожароопасности связан с высокой аварийностью, которая может быть вызвана разгерметизацией трубопроводов, износом оборудования, несоблюдением правил и техники безопасности.

Одной из актуальных проблем при транспортировании нефти и газа является своевременное, достоверное прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий ЧС.

4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

В основной период производства работ при замене участков нефтепровода выполняются следующие работы:

- погрузо-разгрузочные и транспортные работы;
- земляные работы;
- сварка труб на трассе;
- изоляционно-укладочные работы;
- балластировка трубопровода;
- ликвидация технологических разрывов;

- очисткаииспытание нефтепровода.

При выполнении указанных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 11[22].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [23].

Таблица 12– Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования);
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные) вдоль ЛЧ МН
II По источнику своего происхождения	
Психо-физиологические	Физические перегрузки: -статические; -динамические.
	Нервно – психические перегрузки: -монотонность труда; -эмоциональные перегрузки.

Основными опасностями для проектируемого участка МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» являются возможность разгерметизации участка трубопровода с последующей утечкой нефти и попаданием в окружающую природную среду, а также возможное воспламенение пролитой нефти с образова-

нием пожаров и загрязнением окружающей природной среды продуктами горения.

Наиболее вероятные сценарии возникновения и развития аварий, связанных с разрушением нефтепровода, а также утечкой нефти, могут быть представлены в виде следующей последовательности событий:

- разлив нефти по поверхности земли или воды, без воспламенения нефти;
- разлив нефти по поверхности земли или воды сопровождающийся пожаром на поверхности разлива;
- разлив нефти по поверхности земли или воды сопровождающийся образованием паровоздушной смеси и возникновением пожара-вспышки.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Участок нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» расположен в Манском районе Красноярского края, район проведения работ относится ко II (III) климатическому региону.

Объект находится в 47,4 км на юго-восток от восточной окраины г. Красноярск.

Климат района строительства - резко континентальный, характеризуется суровой зимой и непродолжительно теплым летом.

Среднегодовая температура воздуха -1,2°C. Самый холодный месяц - январь со среднемесячной температурой -23°C. Среднемесячная температура самого теплого месяца (июля), составляет +25,1°C. Абсолютный минимум температур можно наблюдать в январе и декабре (-53°C), а абсолютный максимум – в июне и июле (+38°C). Продолжительность и теплого, и холодного периодов составляет 6 месяцев [1]. Средняя температура в зимний период -18°C, а средняя скорость ветра 3,6 м/с [23].

Работы, выполняемые на объекте, относятся к II (III) категории энергозатрат. К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201...250ккал/ч (233...290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

К категории III относят работы с интенсивностью энергозатрат свыше 250ккал/ч (290Вт) связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [24].

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [24].

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Участок производства работ расположен в районе с хорошо развитой транспортной сетью, представленной асфальтированными дорогами и федеральной трассой М-53. Проезд к участку работ возможен от ЖД станции «Северная» через г.Красноярск по хорошо асфальтовым дорогам и трассе.

Территория заменяемого участка имеет вдольтрассовую дорогу, проезды и выезды на дороги общего пользования. Это необходимо для быстрого и беспрепятственного доступа в случае ЧС к месту ремонта. Все дороги и проезды необходимо содержать в исправности и своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию необходимо содержать в чистоте и порядке.

Параметры микроклимата представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

Производственный фактор	ПДК, ПДУ	Фактический уровень
Тяжесть трудового процесса	-	-
Напряженность трудового процесса	-	-
Шум, дБА	85	80
Температура, Со	-39...+33	25,1
Влажность, %	15-75	69
Скорость движения воздуха, м/с	10	3,6
Освещенность, лк	150	70

Зоны с уровнем звука свыше 80дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования СИЗ слуха не допускается. Не допускается пребывание рабочих в зоне с уровнем звука выше 135дБА [25].

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на

Для безопасности погрузочно-разгрузочных и такелажных работ наименьшая освещенность рабочих зон должна составлять 10 лк. При производстве земляных работ не менее 20лк. При сварочных работах не менее 30лк. При изоляционных работах не менее 50лкПредпочтительно прожекторное освещение, создающее более равномерную освещенность по всему фронту работ[26].

Для проживания рабочих, занятых работами по замене участка трубопровода арендуется существующий жилой фонд, расположенный в п. Тингино и п. Балай.

Работающие обеспечиваются санитарно-бытовыми помещениями и устройствами в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ для обеспечения режима труда и отдыха. К вспомогательным бытовым помещениям относятся: туалет, помещение для обогрева, помещение для приема пищи.

Работники, обслуживающие нефтепровод, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой;

- головной убор;

- сапоги резиновые или болотные с жестким подноском;

- перчатки с полимерным покрытием;

- перчатки резиновые или из полимерных материалов;

- очки защитные;

- костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей[23].

Для контроля воздуха рабочей зоны каждый работник обеспечивается индивидуальным газоанализатором.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На участке трубопровода перекачивается нефть. В воздух рабочей зоны могут попадать ее пары, которые пагубно влияют на здоровье человека, вызывая головные боли и головокружения, общую слабость, приступы кашля и потерю сознания.

Пары нефти относятся к 4 классу опасности [27].

Воздушная среда рабочей зоны содержит в своем составе разнообразные УВ, наиболее опасными из которых являются:

- бензол;

- сероводород;

- сераорганические соединения;

- серный и сернистый ангидриды;

- окись углерода.

Комбинированное воздействие на организм рабочего комплекса различных УВ и сероводорода оказывает содействие усилению токсического эффекта.

Характеристики вредных веществ представлены в таблице 13 [24].

Воздействие НП на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, и поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление.

Таблица 14– ПДК вредных веществ

Вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Действие на организм
Нефть	10	III	фиброгенное действие
Бензол	15/5	II	канцерогенное действие
Сероводород	10	II	потеря сознания, смерть
Серный ангидрид	1	II	аллергические заболевания
Сернистый ангидрид	10	III	аллергические заболевания
Оксид углерода	20	IV	удушение
Диоксид серы	6	IV	фиброгенное действие
Диоксид азота	2	III	удушение, раздражение
Пары нефти	300	IV	удушение, наркотическое

Для контроля ПДК используют газоанализаторы, производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение [28].

При повышенной загазованности воздуха в рабочей зоне следует использовать соответствующие противогазы. Перед выполнением работ следует осуществить проверку противогаза и шлангов на исправность.

Используемое электрооборудование должно иметь уровень взрывозащиты не ниже II группы [29]. Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению.

Для исключения возможности образования электрической цепи через тело человека, выполняются требования электробезопасности [30].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Проектируемый объект предназначен для транспортировки нефти, которая находится в жидком состоянии под давлением. Нефть обладает взрывопожароопасностью, при испарении нефти выделяются легкие фракции.

С взрывопожароопасными свойствами нефти связана одна из наиболее распространенных причин пожаров – нарушение герметичности оборудования и арматуры с последующим возгоранием нефти от постороннего источника зажигания.

Возможными причинами возникновения пожаров могут быть:

- возгорание нефти и нефтяных паров от нагретых до высокой температуры поверхностей;
- молнии;
- скопившееся статическое электричество;
- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- открытые огневые работы (сварка, резка, шлифовка);
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение ТБ и т.п.).

В районе проектируемого объекта присутствуют наружные установки: узлы задвижек и технологические колодцы. В соответствии с требованиями правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности установки имеют:

- категорию по пожарной опасности – Ан;
- класс взрывопожароопасных зон – В-1г;
- категория и группа взрывопожароопасной смеси – ПА-ТЗ [31].

Пожарная опасность веществ и материалов, обращающихся в производстве приведены в таблице 14.

Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса [25].

По группе горючести нефть является горючим веществом, имеет 0-й класс взрывоопасной зоны, группа технологической среды – взрывопожароопасная [8]

Уровень взрывозащиты используемого оборудования должен соответствовать ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей [25].

На ЛЧ МН автоматическая пожарная сигнализация не предусмотрена.

Таблица 15 – Пожарная опасность веществ и материалов

Наименование показателей	Значение
Плотность нефти	846,2 кг/м ³
Температура начала кипения нефти	обычно ≈ 20°C
Температура нефти при перекачке	+1°C ... +12°C
Температура вспышки нефти	170°C
Температура самовоспламенения нефти	≈ 222-375°C
Температура кипения нефти	от +40°C
Температура застывания нефти	-15°C
Температура прогретого слоя нефти	+110°C ... +150°C
Температура пламени	+1200°C
Теплота сгорания	46000 кДж/кг

Ремонтный участок должен быть обеспечен первичными средствами пожаротушения: пенные, порошковые, углекислотные огнетушители, а так же лопаты, топоры и ломы пожарные.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Основным источником опасности объектов трубопроводного транспорта нефти для населения и природной среды являются аварийные ситуации, сопро-

вождающиеся поступлением нефти в окружающую среду. В процессе ремонта трубопровода возможно возникновение ЧС техногенного характера: возгорание нефти, возникновение взрывоопасной среды, аварийный разлив нефти. Одним из наиболее опасных по своим последствиям видов ЧС при ремонте трубопроводов является разлив нефти или нефтепродукта.

К основным поражающим факторам относятся пожары. При возникновении пожара в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, вследствие чего работники могут получить острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. Также большие выбросы продуктов горения негативно сказываются на экологии.

Меры по предупреждению аварийных разливов нефти:

- постоянный контроль персонала за состоянием МН и его оборудования;
- диагностический контроль трубопровода на всех стадиях его эксплуатации;
- проведение работ, технологических операций в соответствии со всеми нормами и правилами, предписанными для данных видов работ.

Участок ремонта магистрального трубопровода относится к IV группе объектов по ГО [32]; непрерывные технологические процессы отсутствуют.

Общая численность персонала 40 человек, работающих в одну смену по 12 часов. Весь персонал обеспечен медицинскими средствами защиты.

Внутренние и внешние источники образования вторичных поражающих факторов отсутствуют, так как на территории объекта нет складов ГСМ, взрывоопасных материалов, ядовитых сильнодействующих веществ.

Электроснабжение объекта строительства трубопровода обеспечивается от ЛЭП или ДЭС(220В, 380В).

Для оперативного управления производством предусматриваются следующие виды связи:

- городская телефонная автоматическая связь;
- диспетчерская связь.

В рабочем проекте потребители тепло- и газоснабжения не проектировались. Поэтому независимые источники тепло- и газоснабжения не разрабатываются.

В случае повреждения нефтепровода или при обнаружении выхода нефти при выполнении работ, руководитель работ должен:

- обеспечить отключение механизмов электроустановок;
- вывести персонал на безопасное расстояние;
- при возможности вывести технические средства на безопасное расстояние;
- известить оператора или диспетчера ближайшей нефтеперекачивающей станции;
- вызвать аварийную бригаду.

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

4.7 Экологичность проекта

Загрязнение атмосферного воздуха при замене участка нефтепровода происходит от работающей техники и транспортных средств.

Основными мероприятиями, направленными на предупреждение и снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха в зоне производства работ, являются:

- поддержание технического состояния строительных машин, механизмов и транспортных средств согласно нормативным требованиям по выбросам вредных веществ;
- тщательная регулировка топливной аппаратуры в процессе работы;
- сокращение продолжительности работы двигателей машин на холостом ходу;
- применение малосернистого и неэтилированного видов топлива, обеспечивающих снижение выбросов вредных веществ;

- укрытие кузова машин тентами при перевозке сильнопылящих грузов по территории населенных пунктов;

- осуществление заправки машин, механизмов и автотранспорта в специально отведённых местах, при оснащении топливозаправщиков раздаточными пистолетами по «герметичным» схемам, исключающим попадание летучих компонентов в окружающую среду.

5 Экономическая часть

В экономической части будут рассчитаны затраты на замену дефектного участка 499,99 – 533,90 нефтепровода Анджеро-Сунджерск–Красноярск.

Затраты на реконструкцию включают:

- 1) Затраты на аренду техники и оборудования;
- 2) Затраты на материалы для монтажа;
- 3) Расчет стоимости ГСМ;
- 4) Заработная плата рабочих и страховые взносы.

5.1 Затраты на аренду техники и оборудования

Стоимость аренды техники определяется на основе количества, цены и продолжительности срока аренды. Продолжительность реконструкции будет составлять 30 дней (300 часов).

Таблица 16 – Расчет стоимости аренды техники

Наименование	Кол-во	Цена за час, руб.	Полная ст-ть аренды, руб.	Источник цен
Экскаватор одноковшовый на гусеничном ходу	1	1900	570000	https://sv-stall.ru/arenda-ekscavatorov-v-krasnoyarske

Окончание таблицы 16

Наименование	Кол-во	Цена за час, руб.	Полная ст-ть аренды, руб.	Источник цен
Трубоукладчик	4	2200	2640000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/uslugi_truboukladchika_20_t_na_baze_traktora_t_130_126040541
Бульдозер	1	1500	450000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_buldozera_chtz_uraltrak_t_170_156823745
Трактор	1		480000	https://nsk.pulscen.ru/products/arenda_traktora_38939460
Автокран	1	1500	450000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/kran_25tonn_na_baze_urala_55894819
Автомобиль бортовой	1	900	270000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_vakhtovogo_avtobusa_20m
Прицеп-ропуск трубоплетевозный	1	1200	360000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_trubovoza_scania_156018052
Прицеп-тяжеловес	1	1200	360000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_polupritsepa_25tonn_12metrov_volvo_fh_55894862
Автосамосвал	3	1250	1125000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_samosvala_8_t_6_m3_kamaz
Автомобиль для геодезической службы	1	250	75000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/uslugi_arendy_burilnoy_mashiny_5216_5684
Сварочный инвертор	2	1000	600000	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda_svarochnogo_agregata_sak_add_4004_140478665
ДЭС	1	600	180000	https://nsk.pulscen.ru/products/arenda_dizelnogo_generatora_uslugi_des_55965_513
Мотопомпа	1	70	21000	https://krasnoyarsk.tiu.ru/p341564519-arenda-prokat-nasosa.html
Итого:	х	х	7581000	х

5.2 Затраты на материалы для монтажа

Стоимость 1т трубы Ø1020x13мм произведенные по ГОСТ 31447 – 2012 из стали 09Г2ФБ с изоляцией составляет 95000 рублей[33].

Погонная масса 1м трубы равняется 322,83кг[11].Следовательно, для участка (28496м без учета водных переходов) потребуется 873905000 рублей (2375 труб по 12м).

Для сварки в пункте 4.3 были приняты следующие марки электродов:

- ЛБ-52У для сварки корневого слоя;
- ОК 48.04 для сварки заполняющих и облицовочного слоев.

Норма расхода электродов на один сварной шов рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{э}} = G_{\text{э}} \cdot l_{\text{ш}}, \quad (52)$$

где $G_{\text{э}}$ – удельная норма расхода электродов, кг/м;

$l_{\text{ш}}$ – длина шва, м.

Удельная норма расхода электродов вычисляется по следующей формуле:

$$G_{\text{э}} = k_{\text{р}} \cdot m_{\text{н}}, \quad (53)$$

где $k_{\text{р}}$ – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов($k_{\text{р}} = 1,4$);

$m_{\text{н}}$ – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

Масса наплавленного металла определяется по формуле:

$$m_{\text{н}} = A \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (54)$$

где ρ – плотность стали ($\rho = 7,86$ г/см³);

A – площадь заполнения шва, мм².

Площадь заполнения:

- корневого слоя $A_K = 18 \text{ мм}^2$;

- облицовочного и заполняющих слоев $A_3 = 128 \text{ мм}^2$.

Длина шва одного шва:

$$l_{\text{ш}} = \pi \cdot D_H ; \quad (55)$$

$$l_{\text{ш}} = \pi \cdot 1020 = 3204,4 \text{ мм} .$$

Пользуясь формулами (52) ... (54) определим норму расхода электродов на один шов корневого и заполняющих слоев соответственно:

$$m_n^k = 18 \cdot 7,86 \cdot 10^{-3} = 0,14 \text{ кг/м} ;$$

$$m_n^3 = 128 \cdot 7,86 \cdot 10^{-3} = 1,01 \text{ кг/м} ;$$

$$G_9^k = 1,4 \cdot 0,14 = 0,196 \text{ кг/м} ;$$

$$G_9^3 = 1,4 \cdot 1,01 = 1,414 \text{ кг/м} ;$$

$$N_9^k = 0,196 \cdot 3204,4 = 628,06 \text{ кг} ;$$

$$N_9^3 = 1,414 \cdot 3204,4 = 4531,02 \text{ кг} .$$

Норма израсходования электродов на весь реконструируемый участок определяется следующим образом:

$$N_n = N_{\text{э}} \cdot n_{\text{ш}}, \quad (56)$$

где $n_{\text{ш}}$ – количество швов, шт.

Всего планируется сваривать 1188 швов. Определим норму расхода:

$$N_n^{\text{к}} = 628,06 \cdot 1188 = 746135,28 \text{ кг};$$

$$N_n^{\text{з}} = 4531,02 \cdot 1188 = 5382851,76 \text{ кг}.$$

Количество коробок с электродами определяется по формуле:

$$n_{\text{к}} = \frac{N_n}{m_{\text{к}}}, \quad (57)$$

где $m_{\text{к}}$ – масса коробки с электродами, кг.

Стоимость одной коробки весом 5 кг электродов ЛБ-52У, составляет 750 рублей[34], стоимость электродов ОК 48.04 составляет 168рублей[35].

Для сварки, потребуется коробок с электродами:

$$n_{\text{к}}^{\text{к}} = \frac{746135,28}{5} = 149228 \text{ шт}.$$

$$n_{\text{к}}^{\text{з}} = \frac{5382851,76}{1} = 5382852 \text{ шт}.$$

Затраты на приобретение расходных материалов для реконструкции МН представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Затраты на приобретение расходных материалов

Наименование	Кол-во, шт.	Цена, руб.	Ст-ть, руб.
Сварочные материалы:			
ЛБ-52У	149228	750	111921000
ОК 48.04	5382852	168	904319136
Комплект труб	2375	367960	873905000
ПТБК[36]	18700	1890	35343000
Итого:	х	х	1925488136

В итоге на материалы для монтажа необходимо 1925488136 рублей.

5.3 Расчет стоимости ГСМ

При определении потребности в ГСМ были использованы нормативы ВСН 417 – 81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов». При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы удельного нормы потребления топлива на 100 км пробега.

Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе.

Общий расход ГСМ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование показателя	Вид ГСМ	
	Дизтопливо	Масла для дизельных ДВС
Расчетная потребность в ГСМ, т	59	13(72 бочки)
Цена за тонну с НДС	50000[37]	32182[38]
Стоимость	2950000	2317104
Итого:	5267104	

5.4 Заработная плата рабочих и страховые взносы

Определим затраты на оплату труда в период строительства. Продолжительность реконструкции будет составлять 30 дней (300 часов). Фонд оплаты труда сведен в таблицу 18.

Таблица 19 – Затраты на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная ЗП одного работник	Фонд оплаты, труда руб.	Источник ЗП
Машинист экскаватора	3	40000	120000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36998915?query=машинист%20экскаватора
Водитель	4	35000	140000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37381117?query=Водитель%20категории%20с
Машинист трубоукладчика	5	70000	350000	https://www.trud.com/search/item/item_id/18838954521
Машинист бульдозера	3	32000	96000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37525422?query=машинист%20бульдозера
Машинист трактора	4	65000	260000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36744606?query=тракторист
Стропальщик	6	35000	210000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37018097?query=стропальщик
ИТР	4	80000	320000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36918219
Техник	2	32000	64000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36912083?query=техник
Сварщик	4	120000	480000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37534990?query=сварщик
Сторож	1	25000	25000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37161589?query=сторож

Окончание таблицы 19

Должность	Кол-во	Месячная ЗП одного работник	Фонд оплаты, труда руб.	Источник ЗП
Дефектоскопист	2	75000	150000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37401591?query=дефектоскопис Т
Лаборант	2	40000	80000	https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37401777?query=лаборант
Итого:	40	х	2295000	х

Затраты на страховые взносы вычисляются как 30 % от фонда заработной платы. Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 0,4% от фонда заработной платы.

Затраты на страховые взносы определены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на страховые взносы

Показатель	Сумма затрат, руб.
Основной фонд оплаты труда	2295000
Страховые взносы	688500
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	9180
Итого	2992680

В итоге на заработную плату рабочих и страховые взносы необходимо 2992680 рублей.

5.5 Смета затрат

Смета затрат на реконструкцию участка МН представлена в следующей таблице.

Таблица 21 – Смета затрат на ремонт без остановки перекачки

Показатели	Ст-ть, руб.
1. Затраты на аренду техники и оборудования	7581000
2. Материалы для монтажа	1925488136
3. ГСМ	5267104
4. Оплата труда и страховые взносы	2992680
Итого:	1941328920

Согласно рассчитанным затратам на реконструкцию участка нефтепровода необходимо 1,94млрд. рублей. Структуры затрат представлены на рисунке 5 [приложение 6].

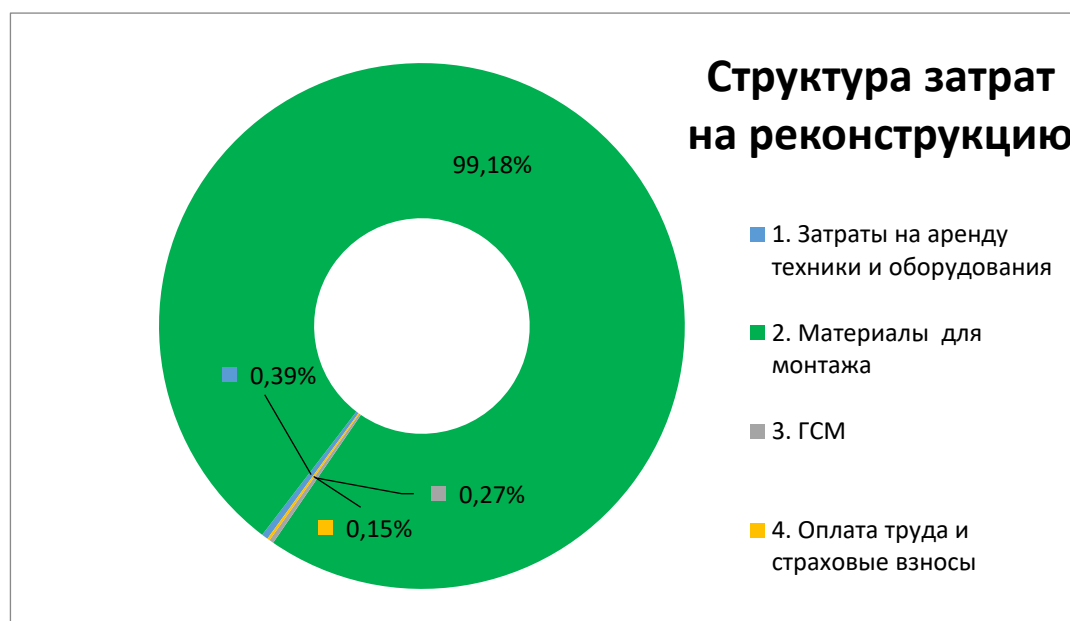


Рисунок 4 – Структура затрат

Исходя из рисунка 5 можно понять, что самой большой долей в затратах (99,18%) является затраты на приобретение материалов и оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассмотрена реконструкция участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» протяженностью 34 км, которая заключается в строительстве нового трубопровода диаметром 1020 мм.

Были детально рассмотрены следующие виды работ:

- разработка траншеи;
- гидравлическое испытание смонтированного трубопровода;
- изоляция сварочных стыков трубопровода;
- укладка трубопровода в траншею;
- разработка траншеи;
- изоляция сварочных стыков трубопровода;
- балластировка;
- укладка трубопровода в траншею;

В расчетной части было сделано следующее:

- подобран оптимальный типоразмер реконструируемого МН.
- проведена проверка по условиям прочности, деформации и общей устойчивости (новый участок соответствует всем требованиям).
- рассчитана устойчивость нефтепровода против всплытия и подобрано оптимальное количество ПТБК, и шаг их установки.

Так же, помимо вышеперечисленных в процессе написания БР были решены следующие задачи:

- обеспечена промышленная безопасности и экологичность проекта;
- составлена смета затрат на реконструкцию данного участка.

На основе вышеизложенных данных, следует заключить о том, что цель, поставленная в данной ВКР достигнута, поскольку все задачи выполнены.

Проведение реконструкции магистрального нефтепровода позволяет обеспечить надежную эксплуатацию трубопровода и продлевает срок его службы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БР – бакалаврская работа;
- ВИК – визуальный и измерительный контроль;
- ВИК – визуальный и измерительный контроль;
- ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- КППСОД – камеры пуска приёма средств очистки и диагностики;
- КРНУ – Красноярское районное нефтепроводное управление;
- МН – магистральный нефтепровод;
- НА – наполнительный агрегат;
- НК – неразрушающий контроль;
- НОА – наполнительно-опресовочный агрегат;
- НП – нефтепродукт;
- ОТ – охрана труда;
- ПБ – пожарная безопасность;
- ПБ – пожарная безопасность;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПДС – передатчик для скребка;
- ПОС – проект организации строительства;
- ПТБК – полимерконтейнер текстильный бескаркасный;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СКР – скребок калибратор;
- СО – средство отчистки;
- ТБ – техника безопасности;
- ТБ – техника безопасности;
- УЗК – ультразвуковой контроль;
- ЧС – чрезвычайные ситуации;
- ЭХЗ – электрохимическая защита.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СНиП 23-01 – 99* Строительная климатология. введ. 01.01.2000. М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 78 с.

2 ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 93 с.

3 СНиП 3.02.01 – 87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Взамен СНиП 3.02.01 – 83*, СНиП III-8 – 76 и СН 536 – 81; дата введ. 01.07.1988. М.: ОАО ЦПП, 1990. – 140 с.

4 СП 36.13330.2010 Магистральные трубопроводы. Введ 01.07.2013 взамен СНиП 2.05.06 – 85* (с Изменениями N 1, 2). – Москва : Госстрой ФАУ «ФСЦ», 2013. – 97 с.

5 РД-24.040.00-КТН-062 – 14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – Введ. 01.07.2014. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 162 с.

6 ГОСТ Р 54984 – 2012. Освещение наружное объектов ЖД транспорта. Нормы и методы контроля. – Введ. 13.09.2012. – Москва : Стандартиформ, 2013. – 19 с.

7 РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. Введ. 01.09.1998. – Уфа : ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», 1992.

8 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42 – 80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)). – Введ. 01.06.2014. – Москва : Минстрой России, 2014. – 182 с.

9 РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1 – 05 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов, 1992 г; дата введ. 01.01.2006.

10 РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Взамен «Правил капитального ремонта подземных тру-

бопроводов», 1992 г. ; введ. 01.09.1998. – Москва : Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1998. – 197 с.

11 ГОСТ 31448 – 2012 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.– Введ. 01.01.2014.– Москва : Стандартиформ, 2013. – 19 с.

12 РД 08.00-60.30.00-КТН-046-1 – 05 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. введ. 08.01.2005.М.: ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», 2005. – 79с.

13 ВСН 008 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1989 г.

14 Пат. № 101691 Российская Федерация, МПК В65D 30/10. Полимерконтейнер текстильный бескаркасный «ПТБК» для балластировки трубопровода диаметром более 500мм / С. В. Охотников; заявитель и патентообладатель– № 2010140120/12 ; заявл. 30.09.2010 ; опубл. 27.01.2011, Бюл. № 25. – 10 с.

15 Средства балластировки и закрепления трубопроводов [Электронный ресурс] : ТУ 4834-004-89632342 – 2010 // АО «Газпром СтройТЭК Салават»». – Режим доступа: http://www.gazpromss.ru/production/ballast_unit/15/.

17 ВСН 011 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. Взамен ВСН 157-83; дата введ. 01.02.1989. М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 112с.

18 ОР-19.000.00-КТН-009 – 10 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ. Введ. 31.08.2010.

19 Р 51-31323949-58 – 2000 Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. Введ. 01.01.2001.– Москва : ОАО «Газпром», 2000. – 131 с.

20 Сокольников, А. Н. Сооружение и ремонт газонефтепроводов : учебно-методические указания к курсовому проектированию / А. Н. Сокольников. – Красноярск : СФУ, 2017. – 40 с.

21 Класс прочности стали. Трубы для магистральных газо- и нефтепроводов [Электронный ресурс] : Классы прочности и система их обозначения. Класс прочности стали // Техмашхолдинг. – Режим доступа: <https://pellete.ru/stal/klass-prochnosti-stali.html>.

22 ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. введ. 01.03.2017. М.: Стандартинформ, 2019. – 9 с.

23 Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.

24 ГОСТ 12.1.005 – 88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. введ. 01.01.1989. М.: Стандартинформ, 2008. – 78 с.

25 СанПиН 2.2.3.1384 – 03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. введ. 30.06.2003. М.: Стройиздат, 2006. – 109 с.

26 ГОСТ 12.1.046 – 2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Взамен ГОСТ 12.1.046 – 85 ; введ. 01.07.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 23 с.

27 СНиП 3.02.01 – 87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. введ. 01.07.1988. М.: ОАО ЦПП, 1990. – 140с.

28 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. введ. 12.03.2013. М.: ОАО ЦПП, 2013. – 134с.

29 СНиП III-42 – 80* Магистральные трубопроводы. введ. 01.01.1981. М.: ГУПЦ ПП, 1997. – 127с.

30 СНиП 23-05 – 95* Естественное и искусственное освещение. введ. 01.01.1996. М.: Госстрой России , ГУП ЦПП, 2010. – 76с.

31 ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. 01.01.2001. М. : Стандартинформ, 2000. – 191с.

32 ВСН 31 – 81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. Введ. 01.11.1981. М.: ЦБНТИ, 1983. – 63с.

33 Труба магистральная сварная Ø1020x13 мм ГОСТ 31447-2012 сталь 09Г2ФБ (К56) для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов [Электронный ресурс] : Единая трубная компания. – Режим доступа: <https://pipe-etk.ru/product/truba-magistralnaya-svarnaya-1020kh13-mm/>.

34 Electroды ПЭ LB-52U упаковка 5кг 3мм [Электронный ресурс] Пульс цен: – Режим доступа: https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/elektrody_pe_lb_52u_upakovka_5kg_3mm_160675973.

35 Electroды ОК-48.04 Ø 4 [Электронный ресурс] Пульс цен: – Режим доступа: https://ekb.pulscen.ru/products/elektrody_ok_48_04_f_4_21767107.

36 Полимерконтейнер текстильный ПТБК-ГС ТУ 4834-021-89632342-2013 [Электронный ресурс] : Allbiz. – Режим доступа: <https://ru.all.biz/polimerkontejner-tekstilnyj-ptbk-gs-tu-4834-021-g6094784>.


37 Дизельное топливо (Ачинский НПЗ) ЕВРО 5 в Красноярске [Электронный ресурс] : Весь город Красноярск. – Режим доступа: <http://krasnoyarsk.all-gorod.ru/product/6685693-dizelnoe-toplivo-achinskiy-npz-evro-5>.

38 Моторное масло премиум класса STRUB Partsynt HC UltraLow SAPS SAE 10W40 в Красноярске [Электронный ресурс] : Весь город Красноярск. – Режим доступа: <http://krasnoyarsk.all-gorod.ru/product/4221974-motornoe-maslo-premium-klassa-strub-partsynt-hc-ul>.

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция участка магистрального нефтепровода

Руководитель

 19.06.20

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

Выпускник

 18.06.20

А. В. Щербина

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Реконструкция участка магистрального нефтепровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента А. В. Щербина на тему «Реконструкция участка магистрального нефтепровода» состоит из 85 страниц расчетно-пояснительной записки, 38 использованных источников, 6 листов графического материала.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Работа состоит в разработке плана мероприятий по реконструкции магистрального нефтепровода Анджеро-Сунджерск – Красноярск.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, сведения о трубопроводе, а также план мероприятий по его реконструкции.

В разделе «Безопасность и экологичность» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на участников выполнения работ, а также указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части был произведен расчет капитальных вложений на реконструкцию.