

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

« \_\_\_ » июня 2021 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов  
«Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через  
естественные препятствия»

Руководитель

канд. техн. наук, доцент О.Н. Петров

Выпускник

М.А. Гроз

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через естественные препятствия»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусяченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через естественные препятствия» содержит 69 страниц текстового документа, 8 иллюстраций, 6 таблиц, 4 формулы, 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

ПРОМЫСЛОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ЗАЩИТНЫЙ ФУТЛЯР, ЗАЩИТНЫЙ КОЖУХ, УЗЕЛ ГЕРМЕТИЗАЦИИ, ГЕРМЕТИЗАЦИЯ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА, ГЕРМЕТИЗИРУЮЩАЯ МАНЖЕТА.

Цель ВКР: провести сравнительный анализ технологических решений по герметизации межтрубного пространства трубопроводов.

Задачи ВКР:

- дать определение понятиям «переход трубопровода через естественные препятствия», «защитный футляр трубопровода», «герметизация межтрубного пространства»;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства проектируемых трубопроводов;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства существующих трубопроводов;

- предложить технологию герметизации межтрубного пространства трубопровода на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической и экономической возможности ее применения.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть .....	8
1 Переходы через естественные препятствия .....	8
1.1 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги ...	8
2 Футляры трубопроводов .....	11
3 Герметизация межтрубного пространства трубопроводов .....	12
4 Способы герметизации межтрубного пространства .....	15
4.1 Проектируемые трубопроводы.....	17
4.1.1 Фланцевое соединение .....	17
4.1.2 Комбинированный способ герметизации.....	19
4.2 Существующие трубопроводы .....	24
4.2.1 Способ герметизации с использованием эластичных рукавов....	24
4.2.2 Уплотнитель межтрубного пространства марки АР .....	27
4.2.3 Опорно-направляющие кольца.....	29
4.2.4 Герметизирующая манжета АР Тип 2 .....	30
5 Техническое предложение .....	32
5.1 Опорно-направляющие кольца ОНК размер L .....	32
5.2 Герметизирующая манжета АР Тип 2 .....	33
6 Технологический расчет.....	34
7 Технология монтажа и обслуживание .....	39
8 Безопасность и экологичность.....	42
8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	42
8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	44
8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	45
8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	47

8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	48
8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	50
8.7 Экологичность проекта .....	51
9 Экономическая часть .....	53
9.1 Расчет затрат на капитальный ремонт поврежденного участка .....	54
9.1.1 Расчет единовременных капитальных вложений.....	54
9.1.2 Расчет эксплуатационных затрат .....	57
9.2 Расчет затрат на монтаж узла герметизации.....	58
9.2.1 Расчет единовременных капитальных вложений.....	58
9.3 Сравнительный анализ затрат на капитальный ремонт участка трубопровода и монтаж узла герметизации .....	60
Заключение .....	63
Список сокращений .....	64
Список использованных источников .....	65
Приложение А .....	69

## ВВЕДЕНИЕ

При прокладке трубопровода через стены, фундамент, перекрытия зданий, стены колодцев, при переходах через естественные и искусственные препятствия и во множестве других аналогичных случаев неизбежны зазоры: — между рабочей трубой и отверстием в строительной конструкции; — в случае прокладки рабочей трубы через гильзу (защитный футляр) — между внутренней поверхностью гильзы и рабочей трубой.

В первую очередь вода проникает в межтрубное пространство из-за отсутствия герметизации зазора (пространства) между рабочей трубой и внутренней поверхностью гильзы.

Затем, вода, попавшая в межтрубное пространство помимо вызывания коррозионных процессов на незащищенных наружных участках трубопровода, при отрицательных температурах окружающей среды, замерзает, чем вызывает крайне нежелательные механические напряжения в теле трубы, что, в свою очередь, может привести к деформации трубопровода (сдавливанию, гофра) и нарушению целостности его конструкции.

Цель данной работы: провести сравнительный анализ технологических решений по герметизации межтрубного пространства трубопроводов.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- дать определение понятиям «переход трубопровода через естественные препятствия», «защитный футляр трубопровода», «герметизация межтрубного пространства»;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства проектируемых трубопроводов;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства существующих трубопроводов;

- предложить технологию герметизации межтрубного пространства трубопровода на основе современных достижений науки и техники и

наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической и экономической возможности ее применения.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Переходы через естественные препятствия

Согласно определению из «СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы» к препятствиям при прокладке трубопроводов причисляют следующие объекты (как естественного, так и техногенного происхождения): реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

Способ укладки трубопровода при его переходе через естественные и искусственные препятствия должен выполняться двумя видами: траншейным или бестраншейным. Данные способы прокладки трубопровода можно реализовать следующими технологическими операциями: методы ННБ, микротоннелирование, тоннелирование с использованием щитовой проходки, «труба в трубе», надземная прокладка.

Выбор соответствующего типа технологической операции прокладки трубопровода обязательно должен быть обоснован и аргументирован расчетными данными технико-экономического анализа [1].

#### 1.1 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

Участки трубопроводов при прокладке на переходах через железные дороги общей сети, подъездные железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги должны прокладываться следующими способами:

- открытым (траншейным);
- методом продавливания;
- методом горизонтального бурения;
- микротоннелированием;



– методом ГНБ.

Первые три из указанных способов переходов через дороги железнодорожного и автомобильного пользования всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, обязательно должны быть исполнены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых будет определяться в зависимости от условий производства работ.

При методе прокладки открытым типом (траншейным) защитный футляр укладывается в траншею с временным перекрытием движения с устройством объезда. Рабочая трубная плеть протаскивается через футляр или укладка футляра может производиться совместно с трубной плетью.

При исполнении перехода методом продавливания разрабатываются и обустраиваются рабочий и приемный котлованы на расстоянии не менее 5 м от подошвы насыпи дорог железнодорожного и автомобильного пользования. Используется гидродомкратная установка для продавливания кожуха и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину не менее 0,5 м от низа защитного кожуха.

При укладке трубопровода в переход, разрабатываемый методом горизонтального бурения, разрабатываются и обустраиваются рабочий и приемный котлованы на расстоянии не менее 5 м от подошвы насыпи дорог железнодорожного и автомобильного пользования. Используется установка горизонтального бурения и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину не менее 0,5 м от защитного кожуха, обязательно предусматривается установка защитного кожуха (футляра) [2].

Концы стального защитного кожуха (футляра) должны выводиться на следующие расстояния.

1 При прокладке трубопровода через дороги железнодорожного пользования:

– от осей крайних путей – 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м – от бровки откоса выемки;

– от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) – 3 м.

2 При прокладке трубопровода через дороги автомобильного пользования: от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м – от подошвы насыпи.

Концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна.

Линии коммуникации или питания трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги так же прокладывают в непосредственно самом теле защитного футляра или в отдельных трубах, при отсутствии технологической или технической возможности реализации альтернативного метода.

## 2 Футляры трубопроводов

Согласно определению из «ГОСТ Р 55990 – 2014» защитным футляром (или кожухом) называют конструкцию из трубы диаметра большего, чем основной диаметр трубопровода, предназначенную для восприятия внешних нагрузок и предохраняющую от выброса транспортируемого вещества на пересечениях искусственных и естественных препятствиях.

Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров (кожухов) из стальных труб или прокладываемых методом микротоннелирования, внутренний диаметр защитного футляра (кожуха) или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода, транспортирующего рабочую среду, не менее чем на 200 мм.

Требования к материалам, из которых изготавливаются стальные трубы для защитных футляров (кожухов), должны соответствовать своду правил, утвержденному Минрегионом России, как к стальным конструкциям общего назначения [3].

Толщину стенки стальной трубы защитного футляра (кожуха) следует принимать не менее  $1/70 DN$ , но не менее 10 мм.

### **3 Герметизация межтрубного пространства трубопроводов**

При прокладке трубопровода через стены, фундамент, перекрытия зданий, стены колодцев, при переходах через естественные и искусственные препятствия и во множестве других аналогичных случаев неизбежны зазоры: — между рабочей трубой и отверстием в строительной конструкции; — в случае прокладки рабочей трубы через гильзу (защитный футляр) — между внутренней поверхностью гильзы и рабочей трубой.

В первую очередь вода проникает в межтрубное пространство из-за отсутствия герметизации зазора (пространства) между рабочей трубой и внутренней поверхностью гильзы.

Затем, вода, попавшая в межтрубное пространство помимо вызывания коррозионных процессов на незащищенных наружных участках трубопровода, при отрицательных температурах окружающей среды, замерзает, чем вызывает крайне нежелательные механические напряжения в теле трубы, что, в свою очередь, может привести к деформации трубопровода (сдавливанию, гофра) и нарушению целостности его конструкции.

Полная замена труб при ремонте трубопровода требует больших материальных и трудовых ресурсов, чем при строительстве нового. Существует множество технологических решений по замене трубопровода, однако самым оптимальным решением является использование метода «труба в трубе», который позволяет обеспечить проектную надежность трубопровода с минимальными затратами, исключая проведение земляных работ.

Наиболее эффективное распределение и использование временных и материальных ресурсов достигается при проведении ремонтных работ подводных переходов. При этом ремонтируемый трубопровод отсекается по границам заменяемого участка и во внутреннее пространство выводимого из эксплуатации трубопровода вводится труба меньшего диаметра. С целью центрации и уменьшения сил трения, возникающих при протаскивании нового

трубопровода через внутреннюю полость защитного кожуха, на протаскиваемый трубопровод устанавливают центрирующие кольца. Для снижения коррозионных процессов после ремонта межтрубное пространство заполняют ингибитором коррозии, а выходные концы трубопровода герметизируют уплотняющими манжетами.

Вследствие разности температур перекачиваемого флюида, температуры окружающего воздуха в период проведения ремонтных работ и прочих термических воздействий на стенку, трубопровод получает некоторое значение прироста своей длины за счет температурного расширения металла стенки трубы.

Возникающие при этом напряжения растяжения или сжатия приводят к проскальзыванию герметизирующих манжет относительно кожуха. Как правило, удлинение манжет составляет от 100 до 250 % от разности диаметров защитного кожуха и рабочего трубопровода. Этого достаточно для компенсации удлинения небольших участков, выполненных конструкцией «труба в трубе», (например, защитный кожух под дорогой автомобильного или железнодорожного пользования). Но длина трубопроводов, отремонтированных методом «труба в трубе», зачастую превышает 1000 м, что в совокупности с изменением температурных показателей на 25 °С приводит к увеличению длины рабочей трубы на 0,5 м – величине, превышающей способность манжеты эластично компенсировать перемещение трубопровода.

Результатом чрезмерного удлинения рабочего трубопровода внутри кожуха является нарушение герметичности конструкции «труба в трубе» и разуплотнение межтрубного пространства, что влечет за собой попадание воды внутрь пространства между защитным кожухом и рабочим трубопроводом, что в последствии может привести к возникновению опасных механических напряжений в теле трубы, деформаций типа «сдавливание» или «гофра» и как следствие, утечки на данном участке.

Для обеспечения безотказного, исправного режима работы трубопровода, выполненного способом «труба в трубе», необходимо, чтобы линейные перемещения внутреннего трубопровода относительно внешнего защитного кожуха не превышали максимально возможного удлинения манжет, устанавливаемых на концах кожуха.

Необходимо обеспечить герметизацию межтрубного пространства таким образом, чтобы в случае аварии герметизирующее устройство было способно выдержать давление, равное давлению перекачиваемого продукта. Сама же конструкция должна быть оснащена датчиком давления в межтрубном пространстве, срабатывающим при повышении давления до критического значения. Сигнал от датчика, поступающий на пульт диспетчера, будет указывать на то, что необходимо перекрыть участок и вызвать на место происшествия аварийную бригаду. При этом необходимо учитывать способность трубопровода к изменению длины и обеспечить возможность его движения на конечных участках кожуха.

Для осуществления поставленной задачи предлагается устанавливать герметизирующие узлы, монтируемые на конечных участках защитного кожуха.

#### 4 Способы герметизации межтрубного пространства

Традиционные методы для герметизации пространства между рабочей трубой и защитным кожухом включают в себя следующие технологические решения:

- каболка, которая представляет собой сплетенный канат, жгут из органического или синтетического материала, который может быть пропитан нефтесодержащим раствором для улучшения герметизирующих свойств волокна;

- герметики;

- строительная пена;

- цементные смеси [4];

- комбинации материалов (каболка и цементная смесь).

Общие недостатки применения традиционных материалов для уплотнения и герметизации (каболка, пены и герметики, цементная смесь) следующие:

- недолговечность, так как материалы из вышеуказанных технологических способов герметизации межтрубного пространства со временем слеживаются, теряют первоначальный объем и упругость. Каждый весенне-осенний период, как правило, возникает необходимость работ по предотвращению течей;

- не выдерживают давления более 2 бар или 0,2 МПа, выдавливаются из отверстия, протекают;

- впитывают влагу;

- плохо компенсируют вибрационные (гидроудары) и другие эксплуатационные нагрузки (изменения температуры) на рабочие трубы, из-за чего в уплотнении появляются зазоры, трещины, через которые просачивается влага;

– в случае появления течи неремонтопригодны, требуется очистка межтрубного пространства и их полная замена.

Учитывая тот факт, что при эксплуатации трубопровода изменяются его размеры (диаметр, длина) из-за суточных колебаний температуры окружающей среды, то и конструкция устройства для герметизации зазоров должна упруго компенсировать такие деформации.

При этом важно, чтобы уплотнение сохраняло свою способность к компенсации вибраций и деформаций достаточно длительное время, как минимум на срок стандартной гарантии при устройстве инженерных сетей.

Важна также стойкость к кислотной-щелочной среде почв и сточных и грунтовых вод.

Необходимо также отметить тот факт, что некоторые способы герметизации межтрубного пространства между рабочим трубопроводом и защитным кожухом (футляром) не имеют возможности к их реализации на уже сооруженных и введенных в эксплуатацию трубопроводах, ввиду определенных технологических аспектов их монтажа (например, фланцевый способ герметизации межтрубного пространства).

В связи с этим, в пунктах 4.1 и 4.2, помимо традиционных методов, будет произведена классификация технологических решений по герметизации межтрубного пространства для существующих и для проектируемых трубопроводов.

Также важно отметить, что технологические решения по герметизации межтрубного пространства, которые могут быть применены для существующих трубопроводов, реализуемы при герметизации межтрубного пространства проектируемых трубопроводов при переходе через естественные и искусственные препятствия.



## 4.1 Проектируемые трубопроводы

### 4.1.1 Фланцевое соединение

Герметизирующие устройства межтрубного пространства представляет собой фланцевое соединение (рис. 1) (допускается использование композитных и металлических фланцев), между которыми установлены мягкие уплотнительные резиновые кольца, которые при установке на трубопровод и затяжки болтов обеспечивают жесткую фиксацию и герметизацию межтрубного пространства между основным трубопроводом и футляром.

Герметизирующие устройства межтрубного пространства предназначены для использования на нефте- и газопроводах, а так же трубопроводах любого иного назначения из металлических и неметаллических материалов.



Рисунок 1 – Пример герметизации межтрубного пространства трубопровода с помощью фланцевого соединения

Герметизирующие устройства межтрубного пространства (рис. 2), рассчитаны на давление  $P_{РАБ} = 0,2$  МПа и предназначены для герметизации межтрубного пространства и защиты от проникновения грунтовых вод, осадков, грунта, защиты от механических нагрузок между защитным футляром (кожухом, защитной трубой) и магистральными трубопроводами диаметрами от 25 до 1420 мм включительно, на переходах трубопроводов под автомобильными и железными дорогами, а так же другими инженерными сооружениями, во всех климатических зонах при температуре от  $-50$  °С до  $+120$  °С.



Рисунок 2 – Внешний вид фланцевого герметизирующего устройства межтрубного пространства

Преимущества фланцевых герметизирующих устройств межтрубного пространства:

– герметизация межтрубного пространства трубопровода с глубиной заложения от 0,5 до 40 м;

– стойкость к высокому уровню вибрации до 0,45 мм/сек – подходят для всех диаметров футляров из труб стальных электросварных прямошовных, полимерных труб, нержавеющей труб [5, 6];

– максимальный диаметр защитного кожуха и рабочего трубопровода – 1400 мм, минимальный – до 25 мм;

– материалы, из которых изготавливаются изделия, устойчивы к воздействию кислот, щелочей, сточных вод и горючесмазочных материалов (ГСМ);

– фланцы изготавливаются из стеклопластика, стали, нержавеющей стали;

– герметизирующие устройства проходят опрессовку давлением на порядок превышающее рабочее;

– для проведения работ по установке не требуется дополнительных механизмов или высококвалифицированного персонала;

– бригада из двух человек может быть обучена операции установки герметизирующих устройств в течение всего нескольких часов.

#### **4.1.2 Комбинированный способ герметизации**

Наиболее известные подводные трубопроводы представляют собой стальную трубу, проложенную в траншее по дну водоема и засыпанную грунтом. Такой трубопровод недостаточно надежен, так как он может быть поврежден якорями судов и другими техническими средствами и требует достаточно долгосрочного ремонта. Поэтому, как правило, прокладываются две нитки трубопровода, одна из которых является резервной [7].

Известен подводный трубопровод типа «труба в трубе», в котором внутренняя труба предназначена для пропуска по ней нефти или других продуктов (в т.ч. газа), а наружная труба является защитным кожухом. При этом пространство между кожухом и рабочим трубопроводом (межтрубное

пространство), как правило, не герметизируется или герметизируется с использованием сальниковых уплотнителей, которые позволяют трубе деформироваться (удлиниться и укорачиваться) под действием температурных напряжений [8].

Недостатком такого трубопровода является то, что заглубленный в дно водоема кожух вследствие трения его о грунт защемлен в нем (неподвижен), а внутренняя труба при изменении ее температуры удлиняется или укорачивается, при этом величина деформаций может достигать нескольких метров. В случае жесткого защемления рабочего трубопровода с кожухом, например, посредством бетонирования концевых участков кожуха (устройство пробок из бетона) в рабочем трубопроводе могут возникнуть напряжения, превышающие предельные, что может повлечь за собой аварийную ситуацию. Для предотвращения защемления трубопровода используются сальниковые уплотнители, которые позволяют трубопроводу деформироваться. В этом случае для предотвращения выпучивания примыкающих к подводному переходу береговых участков необходимо устанавливать громоздкие и трудоемкие «П-образные» компенсаторы.

Наиболее близким аналогом заявляемому изобретению, т.е. прототипом, является «Герметичная проходка трубопровода через защитные оболочки» (патент RU 2304738, F16L 5/00 (2006.01), опубликован 2007.08.20), в котором трубопровод коаксиально установлен в обечайках переходного фланца, связывающего обечайку внутренней защитной оболочки с трубопроводом и герметично закрывающего зазор между ними. Защитная труба установлена снаружи трубопровода коаксиально ему и закрывает участок трубопровода в межоболочном пространстве. Сильфонный компенсатор установлен снаружи защитной трубы коаксиально ей. Защитная труба выполнена съемной за счет ее разъемных фланцевых соединений с обечайкой внутренней оболочки и сильфонным компенсатором, соединяющим ее с обечайкой внешней оболочки. Конструкция герметичной проходки трубопровода через двойные защитные

оболочки обеспечивает необходимое снижение температуры, передаваемой на бетонную оболочку, уменьшает габариты проходки и упрощает ее конструкцию. Съёмная защитная труба обеспечивает защиту межтрубного пространства от попадания транспортируемой среды при разрыве трубопровода.

Недостатком указанной технологии является невозможность ее применения для эксплуатации в грунтовой среде и наличие сварного шва между переходным фланцем и трубопроводом. В связи с тем, что данное соединение будет являться неподвижной опорой для трубопровода, в месте сварного шва будет возникать наибольшая концентрация напряжений.

Учитывая вышеизложенные недостатки технологий герметизации, рассмотрим следующее технологическое решение для герметизации межтрубного пространства трубопровода и компенсации его линейных перемещений, вызываемых температурными изменениями среды.

В соответствии с содержанием патента «Герметичная проходка трубопровода (варианты)» (RU 2 391 595 C1, F16L 5/00 (2006.01), опубликован 10.06.2010) предлагается следующее технологическое решение:

В герметичной проходке трубопровода, содержащей трубопровод, состоящий из коаксиально установленных одна внутри другой рабочей и защитной труб, образуя межтрубное пространство, по меньшей мере, один сильфонный компенсатор, узел герметизации, сильфонный компенсатор расположен продольно в составе внутренней трубы, а узел герметизации расположен между защитной трубой и рабочей трубой в межтрубном пространстве, заполненном ингибитором [9].

Кроме того, поверхности обеих труб покрыты антикоррозийным материалом.

На рис. 3 схематически изображен общий вид герметичной проходки трубопровода (вертикальный продольный разрез).

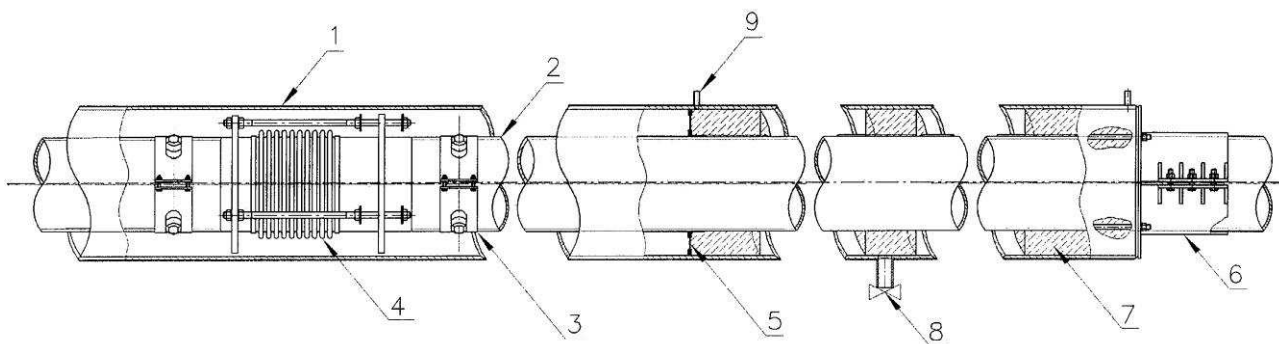


Рисунок 3 – Общий вид герметичной проходки трубопровода: 1 – защитный кожух; 2 – рабочая труба; 3 – опорно-центрирующие кольца; 4 – сильфонный компенсатор; 5 и 6 – фланцы; 7 – межтрубные бетонные пробки; 8 – раструб; 9 – раструб для закачки ингибитора коррозии

Герметичная проходка трубопровода (рис. 3) содержит трубопровод, состоящий из коаксиально установленных одна внутри другой защитной 1 и рабочей 2 труб, образуя межтрубное пространство. Рабочая труба 2 центрируется в защитной трубе 1 (кожухе) посредством опорно-центрирующих колец 3. Рабочая труба может быть выполнена из стали. В составе внутренней рабочей трубы 2 расположен продольно, по меньшей мере, один сильфонный компенсатор 4. Компенсаторы 4 выполнены в виде коротких гофрированных труб – сильфонов. Необходимое количество компенсаторов определяется при проектировании трубопровода, исходя из прогнозируемой величины температурных деформаций. Рабочая труба 2 сопряжена с концами кожуха 1 межтрубными бетонными пробками 7, созданными при помощи нагнетания расширяющегося бетона по раструбу 8 в межтрубное пространство. Длина пробок 7 ограничена задвинутыми в межтрубное пространство фланцами 5 и 6. Для закачки ингибитора предусмотрен раструб 9. Конструкция, включающая элементы 5...9, образует узел герметизации [9].

Наружные поверхности обеих труб покрыты антикоррозийным материалом, а межтрубное пространство заполнено ингибитором коррозии, то есть веществом, препятствующим коррозии металла, например инертным

газом. Устойчивость трубопровода против его всплытия обеспечивается его собственным весом, а при его недостаточности на кожух 1 надеваются чугунные или железобетонные грузы (на рис. 3 не показаны). Трубопровод проложен по дну водоема в предварительно вырытой траншее с последующей засыпкой грунтом. Возможно также его протаскивание под дном водоема в скважине, пробуренной специальным буровым оборудованием [9].

Трубопровод работает следующим образом:

По рабочей трубе 2 пропускается вода, газ, нефть или нефтепродукт, температура которого может изменяться. Изменяется также и температура окружающей грунтовой среды. При этом изменяется и температура труб. При повышении температуры длина рабочей трубы 2 увеличивается, сжимая сильфонные компенсаторы 4, а при уменьшении температуры ее длина уменьшается, растягивая сильфонные компенсаторы 4. В результате общая длина рабочей трубы 2, заключенной в кожухе 1, не меняется. Кожух 1 при изменении ее температуры также стремится изменить свою длину, но этому препятствуют силы трения о грунт. В рабочей трубе 2 не возникают температурные напряжения вследствие установки сильфонных компенсаторов, расположенных продольно в составе внутренней рабочей трубы 2. В случае разгерметизации рабочей трубы 2 (порыва) давление воспринимается кожухом 1 и узлом герметизации, ввиду чего предотвращается аварийный выброс нефти или других продуктов, транспортируемых трубопроводом [9].

Таким образом, данным изобретением достигается упрощение конструкции герметичной проходки трубопровода и привязка конструкции к работе в условиях засыпки грунтом, исключение необходимости применения сварного соединения между рабочим трубопроводом и кожухом с помощью устройства узла герметизации.

## **4.2 Существующие трубопроводы**

Конструкция системы герметизации межтрубного пространства, в случае ее монтажа на тело существующего трубопровода, должна удовлетворять следующим условиям:

- при монтаже данной системы трубопровод должен оставаться в рабочем состоянии, то есть, исключена остановка перекачки флюида;

- система герметизации должна исключать все возможные виды врезок в тело трубы (холодная и горячая врезка), так как данные технологические операции требуют строительство байпасной линии, либо вторичного трубопровода (врезка через фитинг тройник). В итоге, данные технологические операции по холодной или горячей врезке существенно увеличат финансовые, временные и материальные затраты по операции герметизации межтрубного пространства трубопровода.

### **4.2.1 Способ герметизации с использованием эластичных рукавов**

Данная технология герметизации межтрубного пространства трубопровода относится к строительству трубопроводов, преимущественно подводных переходов, и предназначено для устранения температурных напряжений в трубопроводах с исполнением «труба в трубе» в рабочем состоянии без монтажа в тело рабочего трубопровода специальных компенсаторов и предотвращения попадания перекачиваемых в рабочем трубопроводе флюидов (сырая нефть, товарная нефть, нефтепродукт) в окружающую среду в случае возникновения аварийной ситуации, которая повлечет разгерметизацию рабочего трубопровода с последующим розливом перекачиваемого флюида (сырая нефть, товарная нефть, нефтепродукт).

Ближайшим по существу техническим решением является герметизация полости трубопроводов, при которой уплотнители выполняют в виде плотно



навитых по спирали рукавов, заполняют рукава несжимаемыми наполнителями [10].

В этом случае не обеспечивается полная герметизация пространства при достаточно большом избыточном давлении перед уплотнителем. Такое давление может быть перед рукавным уплотнителем, если его установить в межтрубном пространстве. При повреждении (нарушении герметичности) внутреннего трубопровода системы «труба в трубе» загрязняющая жидкость может просочиться по спиральным зазорам между плотно навитыми недеформируемыми под давлением круглыми в поперечном сечении рукавами с несжимаемым наполнителем и попасть в окружающую среду. Такая герметизация полости трубопровода имеет ограниченную область применения и может быть использована только при давлении перед рукавным уплотнителем близком к атмосферному, т.е. только при проведении ремонтных работ по устранению (вырезке) поврежденных участков обычных (не «труба в трубе») трубопроводов.

Технологическое решение, описываемое в данном разделе, позволяет обеспечить надежную защиту окружающей среды при аварийных разливах перекачиваемого флюида (сырая нефть, товарная нефть, нефтепродукт) вызванных нарушением герметизации внутреннего трубопровода системы «труба в трубе», также обеспечить компенсацию температурных напряжений во внутреннем трубопроводе в рабочем состоянии (без нарушения его герметичности) за счет свободного осевого перемещения внутреннего трубопровода относительно наружного в исправном состоянии системы «труба в трубе».

Надежная защита окружающей среды достигается за счет того, что герметизацию межтрубного пространства выполняют путем установки в межтрубное пространство плотно навитых в виде спирали рукавов из эластичного непроницаемого для воздуха материала, которые заполняют сжимаемым наполнителем (воздухом). При нарушении герметичности

внутреннего трубопровода избыточное давление в межтрубном пространстве повышается, сдавливает и плотно прижимает спирально навитые рукава с воздухом к стенкам наружного и внутреннего трубопроводов, обеспечивая, таким образом, полную герметичность межтрубного пространства.

Обеспечение компенсации температурных напряжений внутреннего трубопровода в рабочем состоянии (при отсутствии избыточного давления в межтрубном пространстве) достигается за счет того, что воздух в спирально навитые рукава подается под низким давлением, близким к атмосферному, при котором практически отсутствуют силы трения между рукавами и стенками внутреннего трубопровода, препятствующие относительному продольному перемещению наружного и внутреннего трубопроводов в исправном состоянии.

Способ реализуется следующим образом: рукава выполняются из эластичного непроницаемого для воздуха материала, наматывают их с небольшим зазором по концам трубопровода «труба в трубе» на внутренний трубопровод в виде двух спиралей каждая длиной не менее внутреннего диаметра трубопровода, заводят спирали в межтрубное пространство, заполняют рукава воздухом, концы межтрубного пространства закрывают кольцевыми жестко связанными с наружным трубопроводом заглушками, обеспечивающими свободное перемещение наружного и внутреннего трубопроводов друг относительно друга при отсутствии избыточного давления в межтрубном пространстве.

Для исключения температурных напряжений в трубопроводе типа «труба в трубе» непроницаемые рукава, намотанные в виде плотной спирали на внутренний трубопровод, заполняют воздухом при давлении, обеспечивающем свободное перемещение трубопроводов друг относительно друга при отсутствии избыточного давления в межтрубном пространстве.

Для исключения самопроизвольного разматывания спиралей при заведении их в межтрубное пространство концы спиралей соединяют гибкой связью или ограничивают их концы кольцевыми втулками.

#### 4.2.2 Уплотнитель межтрубного пространства марки АР

Уплотнитель АктивРинг состоит из набора элементов из специального материала, соединенных болтом с гайкой через прижимные пластины (рис. 4).



Рисунок 4 – Внешний вид уплотнителя межтрубного пространства марки АР

При последовательном и контролируемом (по моменту затяжки) затягивании болтов прижимные пластины давят на торцы элементов, толщина элементов увеличивается, межтрубное пространство заполняется, зазор уплотняется и проход трубы становится герметичным.

Уплотнитель состоит из набора упругих элементов (звеньев), соединенных болтом с гайкой через две прижимные пластины. Упругие элементы выполнены из специально подобранной полимерной композиции с добавлением каучука.

Основные свойства материала упругого элемента:

- долговременная упругость (способность длительное время поддерживать постоянное давление на поверхности труб, прижимные пластины);
- минимальная остаточная деформация после снятия деформирующей нагрузки.

Материал допускает использование его в воде, кислотах и щелочах, масле, топливе, растворителях, других нефтепродуктах [11].

При последовательном и контролируемом (по моменту затяжки) или визуальном по мере выдавливания материала упругих элементов в области между прижимными пластинами затягивании болтов, прижимные пластины давят на торцы упругих элементов, толщина упругих элементов увеличивается, межтрубное пространство заполняется материалом упругих элементов, зазор уплотняется, и проход трубы становится герметичным.

Основные характеристики:

- обеспечение герметичности – при давлении до 2 бар (0,2 МПа), при установке стопора от выдавливания – до 6 бар (0,6 МПа);

- термостойкость материала – температура металла рабочего трубопровода от  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$ , кратковременно до  $+110\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Термостойкость уплотнителя из силиконовой композиции  $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+240\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

- электрическая изоляция рабочей трубы (катодная защита): электрическая пробивная прочность не менее 500 В/мм.

Преимущества:

- надежная и долговечная гидроизоляция места прохождения трубы через препятствие;

- простой, быстрый и чистый монтаж;

- устанавливается как при новом монтаже коммуникаций (строительстве), так и на уже смонтированные трубопроводы;

- конструкция уплотнителя допускает его установку на все виды труб из металла, полимеров (включая гофрированные), комбинированных материалов и труб любых конструкций, а также на одиночные кабели диаметром от 25 мм;

- возможно применение в узлах без гильзы (защитного футляра) при условии правильной геометрии и гладкости внутренней поверхности отверстия (достигаемых, например, алмазным бурением).

- устройство герметизации марки AP способно обеспечить герметизацию межтрубного пространства с давлением более 2 бар (0,2 МПа);
- исключено выдавливание устройства из межтрубного пространства;
- материал, из которого изготовлено устройство, не впитывает влагу;
- высокая коррозионная стойкость крепежных элементов, изготавливаемых в двух вариантах: оцинкованные (с желтым хромированием) и из нержавеющей стали.

Срок службы уплотнителя – 20 лет.

Уплотнитель допускает многократное использование: снятие, установку, подтяжку упругих элементов. После снятия уплотнителя межтрубное пространство остается чистым.

Уплотнитель обеспечивает поглощение вибраций, шумов, компенсирование небольших механических нагрузок. Электрически изолирует рабочую трубу от гильзы.

Установка уплотнителя кольцевого пространства требует фиксации рабочей трубы в гильзе по центру отверстия. Кроме этого, уплотнитель межтрубного пространства не предназначен для использования его в качестве опоры для рабочей трубы.

### **4.2.3 Опорно-направляющие кольца**

Центрацию и фиксацию рабочей трубы относительно гильзы необходимо производить с помощью опорно-направляющих колец марки AP (ОНК) (рис. 5), устанавливаемых непосредственно в гильзу позади уплотнителя, т. е. первым этапом процесса герметизации межтрубного пространства трубопровода является установка ОНК, вторым этапом является установка уплотнителя марки AP. Для защиты торца гильзы со стороны грунта рекомендуется устанавливать герметизирующую манжету для защиты торцов футляров (рис. 6).



Рисунок 5 – Внешний вид опорно-направляющих колец марки AP



Рисунок 6 – Внешний вид установленной герметизирующей манжеты AP конус Тип 2 для защиты торцов защитного футляра

#### **4.2.4 Герметизирующая манжета AP Тип 2**

Манжета AP конус Тип 2 представляет собой развертку усеченного конуса из листовой резины с обработанными кромками для формирования безступочного шва и склейки.

В комплекте поставляются:

- быстросохнущий водостойкий клей для резины;
- хомуты из нержавеющей стали – 2 шт.

Герметизация перехода «труба в трубе» происходит за счет затягивания хомутами из нержавеющей стали одного конца манжеты на футляре, а другого на рабочей трубе.

Манжета изготовлена из высококачественной масло-бензостойкой резины, физико-механические свойства которой позволяют без потери герметичности перехода компенсировать овальность и несоосность футляра и рабочей трубы, динамические смещения рабочей трубы относительно футляра. Стойкость к старению позволяет выдержать непосредственный контакт с грунтом.

## 5 Техническое предложение

Главным критерием для составления технического предложения служит возможность реализации одного или нескольких из предложенных вариантов по герметизации межтрубного пространства как для случая, если трубопровод находится на стадии проектирования, так и для случая, когда трубопровод уже эксплуатируется.

Данному условию удовлетворяют следующие технологические решения:

- опорно-направляющие кольца ОНК размер «L» [12];
- герметизирующая манжета АР Тип 2 [13].

### 5.1 Опорно-направляющие кольца ОНК размер L

Опорно-направляющие кольца (ОНК) марки АР предназначены для универсального применения при прокладке трубопроводов в обсадных трубах (футлярах) в подземных зонах под инженерными сооружениями (железные дороги, автомобильные трассы и т.п.), а также через естественные преграды.

Функции ОНК, установленных на рабочей трубе:

– защищают рабочую трубу и футляр от взаимных повреждений при прокладке трубы в футляре, который имеет выступающие внутрь футляра сварные швы, повороты, изгибы и прогибы, а также от трения рабочей трубы о футляр;

– за счет различной высоты опорных элементов (ребер) обеспечивают заданное положение рабочей трубы при ее проходе в определенных зонах футляра.

Применение ОНК облегчает прокладку рабочей трубы в футляре, так как полипропилен обладает низким коэффициентом трения скольжения по стали – около 0,2, в сравнении с коэффициентом трения скольжения «сталь по стали» – 0,5 (в случае применения колец со стальными ребрами). Также, при



использовании ОНК из полипропилена значительно уменьшается вес рабочей трубы в сборе с кольцами.

Технические характеристики ОНК размер «L»:

- нагрузка на кольцо: до 2000 кг;
- диапазон рабочих труб:  $d_{\min} = 400$  мм,  $d_{\max} = 1800$  мм;
- температурный диапазон: от  $-30$  °С до  $+100$  °С;
- ширина: 175 мм;
- количество сегментов: 6 шт;
- высота ребра: 75 мм.

Рекомендуемое расстояние между кольцами:

- $d \leq 300$  мм – 2,5 м;
- $d = 301-600$  мм – 2 м;
- $d > 600$  мм – 1,5 м.

где  $d$  — диаметр рабочей трубы.

## **5.2 Герметизирующая манжета АР Тип 2**

Манжета АР конус Тип 2 представляет собой развертку усеченного конуса из листовой резины с обработанными кромками для формирования безступочного шва и склейки.

В комплекте поставляются:

- быстросохнущий водостойкий клей для резины;
- хомуты из нержавеющей стали – 2 шт.

## 6 Технологический расчет

Технологический расчет линейного теплового расширения металла трубы будем производить для участка трассы промышленного нефтесборного трубопровода вр.к.12-УПН1 (уз.17А-уз.19), геометрия которого представлена на рис. 7:

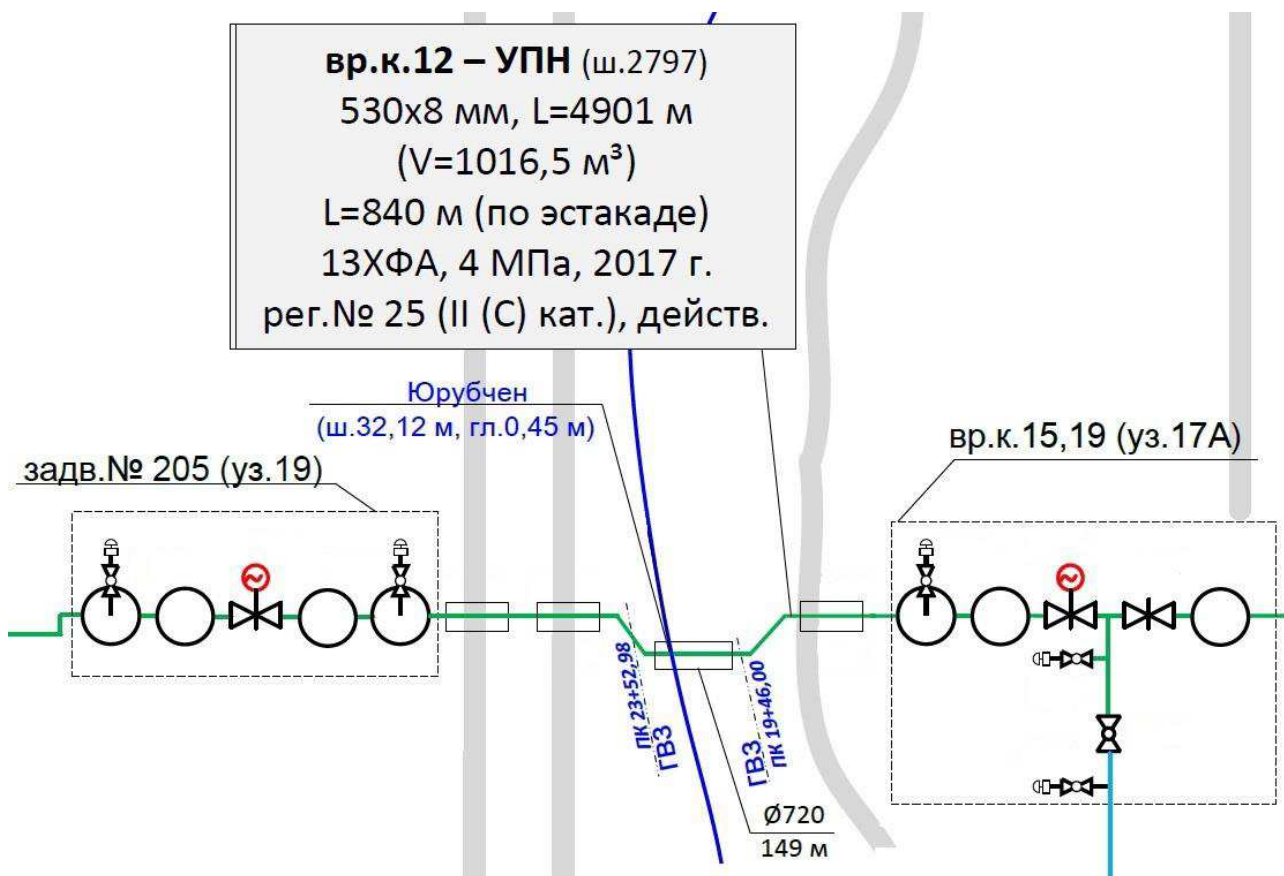


Рисунок 7 – Схема промышленных коммуникаций и пересечений промышленного трубопровода уз.17А-уз.19 Юрубчено-Тохомского месторождения

Основным параметром для подтверждения правильности выбора типа манжеты герметизирующей служит ее способность скомпенсировать линейное расширение, как тела самого нефтепровода, так и тела защитного футляра (кожуха).

Изменение длины линейной части трубопровода (увеличение или уменьшение) является следствием колебаний температуры металла трубы.

Данное физическое явление необходимо учитывать при проектировании и прокладке трубопроводов, особенно при монтаже линейных участков большой протяженности.

Деформации линейной части трубопроводов, а именно изменение их длины, нивелируют монтажом специальных технологических устройств – компенсаторов.

Компенсатор – устройство, позволяющее воспринимать и компенсировать перемещения, температурные деформации, вибрации и смещения.

В зависимости от параметров рабочей среды и условий залегания и эксплуатации трубопровода компенсаторы разделяют на следующие виды:

- компенсатор сильфонный;
- компенсатор резиновый;
- компенсатор тканевый;
- компенсатор фторопластовый;
- компенсатор линзовый;
- компенсатор сальниковый.

Основными параметрами для выбора компенсатора являются:

- температура среды;
- давление;
- агрегатное состояние транспортируемой среды.

Также в роли компенсаторов выступают повороты трубопровода (изменение геометрического профиля трубопровода).

В нашем случае необходимо обеспечить дополнительную компенсацию линейного расширения трубопровода и защитного футляра в виде установки подвижного соединения, а именно – манжеты герметизирующей. Это повысит надежность и обеспечит дополнительную защиту от проникновения грунтовых

вод в межтрубное пространство перехода типа «труба в трубе», так как компенсаторы, которые находятся на обеих сторонах береговых линий (повороты, изменение геометрии трубопровода), воспринимают температурные деформации лишь тела самого трубопровода и не компенсируют изменение длины защитного футляра (кожуха).

Расчет величины линейного теплового расширения тела трубы выполним по следующей формуле:

$$\Delta l_{(i)} = \alpha \cdot l_{(i)} \cdot (t_{(\max)} - t_{(\min)}), \quad (1)$$

где  $\Delta l_{(i)}$  – величина линейного теплового расширения тела трубопровода и защитного футляра (кожуха), мм;

$\alpha$  – коэффициент линейного теплового расширения,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ . Значение этого параметра зависит от физических свойств материала, из которого изготовлено изделие. В нашем случае, трубопровод и защитный футляр (кожух) изготовлены из одинакового материала – сталь 13ХФА, значит, значения коэффициента линейного теплового расширения будут одинаковыми;

$l_{(i)}$  – длина участка трубопровода и защитного футляра (кожуха), м;

$t_{(\max)}$  – максимальная температура теплоносителя (транспортируемой среды) в трубе,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{(\min)}$  – минимальная температура окружающей среды,  $^{\circ}\text{C}$ .

Согласно справочным данным, коэффициент линейного теплового расширения принимаем равным  $\alpha = 0,012, ^{\circ}\text{C}^{-1}$  [14].

Значение длины защитного футляра составляет  $l_{(з.ф.)} = 149, \text{ м}$ .

Значение длины линейной части трубопровода уз.17А-уз.19 составляет  $l_{(тр-л)} = 548, \text{ м}$ .

Значение максимальной температуры теплоносителя (транспортируемой среды) в трубе составляет  $t_{(\max)} = 25, \text{ }^\circ\text{C}$ .

Согласно значениям климатических параметров холодного периода года, абсолютная минимальная величина температуры воздуха  $t_{(\min)} = -54, \text{ }^\circ\text{C}$  [15].

Вычислим значение линейного теплового расширения трубопровода по формуле 1:

$$\Delta l_{(\text{тр-д})} = 0,012 \cdot 548 \cdot (25 - (-54)) \approx 520, \text{ мм.}$$

Вычислим значение линейного теплового расширения защитного футляра (кожуха) по формуле 1:

$$\Delta l_{(\text{з.ф.})} = 0,012 \cdot 149 \cdot (25 - (-54)) = 141, \text{ мм.}$$

Рассчитаем разницу  $\Delta L$  между линейными перемещениями трубопровода  $\Delta l_{(\text{тр-д})}$  и защитного футляра (кожуха)  $\Delta l_{(\text{з.ф.})}$ .

Полученное значение не должно превышать значение высоты конуса (длины) манжеты герметизирующей  $H_{\text{манжеты}}$ , т.е.:

$$\Delta L \leq H_{\text{манжеты}}. \quad (2)$$

Определим разницу между линейным перемещением трубопровода и защитного футляра (кожуха):

$$\Delta L = \Delta l_{(\text{тр-д})} - \Delta l_{(\text{з.ф.})}. \quad (3)$$

По формуле 3 получим следующее значение:

$$\Delta L = 520 - 141 = 379, \text{ мм.}$$

Учитывая полученное значение, в соответствии с приложением А выбираем манжету герметизирующую АР Тип 2 500x700.

Данная манжета также удовлетворяет следующим условиям:

- меньший наружный диаметр рабочей трубы – 490, мм;
- больший наружный диаметр защитного футляра (кожуха) – 730, мм.

Данные параметры манжеты подходят под технические характеристики действующего нефтесборного трубопровода и защитного футляра (кожуха).

## 7 Технология монтажа и обслуживание

Для существующего нефте- и газопровода используется технология монтажа разрезного защитного кожуха-футляра, который сваривается непосредственно на трубе. Для того, чтобы не останавливать перекачку нефти, применяется специальная защитная обертка для трубопровода.

Другой менее распространенный вариант монтажа кожуха-футляра – полная замена участка трубопровода и установка цельной конструкции кожуха. Однако такой способ монтажа подходит только в случае полной остановки транспортировки, что в современных реалиях практически невозможно.

Защитный кожух-футляр подвергается агрессивному воздействию влажного грунта и подземных вод, поэтому он нуждается в усиленной антикоррозийной защите. На кожух наносится специальное адгезирующее покрытие, а затем изолирующий материал.

На подготовительном этапе монтажных работ составляется перечень документации, в которой описываются требования к выполнению работ.

Согласно техническим условиям на разработку рабочей документации, устранение дефектов и повреждений объектов основных средств Цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов необходимо:

1 разработать рабочую и сметную документацию на капитальный ремонт/замену участка трубопровода на основании:

– акта осмотра технического состояния объекта основных средств от 26.04.2019 г.;

– дефектной ведомости от 26.04.2019 г.;

2 при разработке документации использовать проектную, рабочую и исполнительную документацию по строительству трубопровода;

3 разработанную документацию согласовать с Заказчиком в части применения методов и объемов выполнения ремонтных работ, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов;

4 в разработанной документации учесть:

- сезонный характер проведения работ, в связи с заболоченностью прилегающих участков (предусмотреть в зимний период);
- границы заменяемого участка, ранее определенные при осмотре объекта ремонта и необходимые для проведения работ по капитальному ремонту;
- мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на период проведения капитального ремонта трубопровода (разработать план мероприятий);
- необходимый уровень конструктивной надежности (оценить все действующие на трубопровод нагрузки и необходимость увеличения толщины стенки рабочего трубопровода на подводном переходе);
- безостановочное подключение вновь смонтированного участка (сооружение временного байпаса и использование перекрывающих устройств типа Furmanite, Stopple или аналогов) с привлечением специализированных сторонних организаций;
- вырезку катушек с обеих сторон подводного перехода безогневым способом;
- балластировку проектируемого подводного перехода с помощью железобетонных кольцевых грузов;
- врезку вантузов для откачки нефти из ремонтируемого участка, врезку вантузов для впуска- выпуска воздуха;
- герметизацию внутренней полости дефектного участка трубопровода;
- контроль качества сварных соединений труб неразрушающими методами;
- устройство ледовой переправы;
- монтаж противозэрозионных полотенец;
- монтаж скального листа;
- испытания монтируемого участка трубопровода на прочность;
- антикоррозийную изоляцию сварных стыков рабочего трубопровода;



- антикоррозийную изоляцию кожуха;
- проведение работ по уборке прилегающей территории трубопровода после ремонта;
- вывоз образовавшихся отходов для последующей утилизации.

## **8 Безопасность и экологичность**

Каждая компания, ведущая деятельность в сфере топливно-энергетического комплекса, должна осознавать характер и масштабы производства, понимать ответственность и ставить перед собой стратегическую цель по достижению лидерских позиций в мире в области обеспечения безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда, а также минимизации вредного воздействия на окружающую среду [16].

### **8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Реконструкция участка защитного кожуха и трубопровода происходит открытым (траншейным) способом и состоит из следующих этапов: подготовительные работы, земляные работы по раскопке трубопровода, проведение РВР, работы по укладке трубопровода в траншею, засыпке его грунтом и рекультивации почвы.

В процессе выполнения вышеперечисленных работ работники могут быть подвержены воздействию производственных факторов, приведенных в табл. 1 [17].

По основному виду экономической деятельности установлен VIII класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,9 % [18].

Таблица 1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов на объекте реконструкции участка трубопровода и защитного футляра и герметизации межтрубного пространства

Источник опасности	Средства защиты, предотвращающие ОПФ и ВПФ
Рабочие места и проходы к ним	Ограждающие, страховочные и сигнальные устройства
Неогражденный перепад по высоте 1,3 м и более	Ограждения, настилы, улавливающие сетки, предохранительные пояса и страховочные устройства
Движущиеся машины, транспортные средства	Дорожные знаки, разметка, габариты проездов, ограничение скорости, тормозные и сигнальные устройства
Движущиеся части машин и оборудования	Дорожные знаки, разметка, габариты проездов, ограничение скорости, тормозные и сигнальные устройства
Шум и вибрация	Глушители, шумозащитные кожухи, виброизоляция
Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	Герметизация оборудования, пылеподавление, вентиляция общая и местная
Повышенная, пониженная температура	Ограждения, изоляция
Повышенное напряжение электротока на токоведущих частях электроустановки	Защитные ограждения, изоляция токоведущих частей

В ходе выполнения работ по реконструкции участка трубопровода и защитного футляра могут возникнуть следующие аварийные ситуации:

- нарушение целостности трубопровода при раскопке траншеи;
- розлив нефти с последующим ее попаданием в водоем или реку;
- воспламенение, пожар и последующий взрыв нефти/транспортируемой среды;
- затопление траншеи;
- падение трубоукладчиков из-за неправильного расчета нагрузки при укладке трубопровода.

## **8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Участок трубопровода и защитного футляра находится на территории Юрубчено-Тохомского месторождения на территории Красноярского края Эвенкийского автономного округа, которое расположено в 240 км северо-западнее пос. Богучаны. Климат месторождения приурочен к IV климатическому региону, средняя температура зимних месяцев равна  $-41\text{ }^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра  $1,3\text{ м/с}$  [19].

Работы, производимые на объекте, относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности [20].

Среднегодовая температура воздуха — от  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  (в административном центре —  $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Район расположен в области резко континентального климата. Зима длится примерно 8 месяцев в году, и с декабря по февраль температуры могут опускаться ниже  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Переходные сезоны выражены слабо: весна начинается в первой половине мая и заканчивается во второй половине июня, характеризуясь быстрым таянием снежного покрова; осень — со второй половины августа до второй половины сентября, когда образуется устойчивый снежный покров.

Лето в Эвенкийском районе короткое — с конца июня до середины августа, в течение лета погода может варьироваться от заморозков до жары: в

отдельных случаях температура может превышать отметку в +40 °С. На территории района широко распространена многолетняя мерзлота, за исключением левобережья Подкаменной Тунгуски [21].

Учитывая климатические характеристики района исполнения работ и то, что реконструкция участка трубопровода будет проводиться открытым (траншейным) способом, РВР должны проводиться только в дневное время суток при естественном освещении и температуре воздуха не ниже -30 °С.

Вблизи с местом проведения работ (сварка, резание труб, врезка, нанесение изоляции и т.д.) должны быть оборудованы отапливаемые помещения для обогрева рабочего персонала в зимние и холодные периоды или во время ливней, града и т.д.

### **8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

На этапе подготовительных работ к участку, подлежащему реконструкции, строят подъездные (технологические) автодороги и площадки временного хранения строительного инвентаря, техники и необходимых материалов.

Строительная площадка ограждается, освобождается от растительности.

Доставка материалов, строительной техники и рабочего персонала по пересеченным участкам местности (заболоченные, обводненные участки грунта) осуществляются с использованием сооружаемых переездов.

Работы проводятся на открытой местности, близ реки Юрубчен, среднемесячная влажность воздуха в Эвенкийском АО составляет 77 % [22].

В процессе выполнения сварочных работ в воздушное пространство близ сварщика выделяются испарения металла, твердые частицы, продукты расплавления тела трубы и электродов, а так же на сварщика воздействует

яркое световое излучение, поступающее от дугового разряда сварочного аппарата.

Все работы производятся на открытых площадках при естественном освещении. При недостаточном освещении используются электрические типовые стационарные и передвижные инвентарные осветительные установки, дающие освещенность не менее 10 лк [23].

При осуществлении работ в местах повышенного шума и общей вибрации свыше 50 дБ, используются противошумные наушники.

Каждый работник оснащается комплектом СИЗ, в комплект которых входят:

- защитная каска;
- защитные очки (для сварщиков – защитная щитовая маска с затемняющей вставкой);
- спецодежда из негорючих и невоспламеняющихся материалов;
- защитные перчатки;
- защитные ботинки;
- наушники;
- респиратор.

Вблизи места выполнения работ, на безопасном расстоянии, должно быть оборудовано крытое, утепленное, не продуваемое помещение для бытовых нужд, а также отдельный утепленный санузел.

Обязательно применение следующих СИЗ на территории взрывопожароопасных производственных объектов и площадок строительства: защитная каска, защитные очки, спецодежда, специальная обувь. Все применяемые СИЗ должны быть с действующим сроком носки и подобраны под размеры работника.

## 8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Для обеспечения непрерывного производства работ устанавливаются электрогенераторы для работы осветительных приборов, бытового инвентаря, сварочных аппаратов и т.д. В качестве топлива используется дизельное топливо, постоянный контакт с которым оказывает негативное влияние на организм человека.

Насыщенные пары дизельного топлива вызывают тошноту, позывы к рвоте, головные боли даже при небольшой длительности контакта человека. В жидком виде нефтепродукт при длительном и регулярном контакте с кожей вызывает появление различных кожных заболеваний.

Так же большое влияние на организм человека оказывают и отработавшие газы, которые образуются при сгорании топлива. К ним относятся:

- угарный газ;
- оксиды азота.

Угарный газ вытесняет кислород из крови, что приводит к кислородному голоданию организма. Даже при малых концентрациях монооксида углерода в воздухе (до 0,01 %) при длительном его воздействии он вызывает головную боль и значительное снижение трудоспособности. Более высокая концентрация приводит к развитию атеросклероза (накопление холестерина в на стенках сердечных артерий) и хронических заболеваний.

Оксиды азота оказывают непосредственное влияние на слизистые оболочки глаз и носа, сердечно-сосудистую и нервную системы человека, а также костный мозг и печень вызывая многочисленные хронические заболевания.

Ввиду опасности вышеописанных газов при низких концентрациях, устанавливаются значения ПДК этих веществ в воздухе рабочей зоны:

- оксиды азота – 5 мг/м<sup>3</sup>, III класс опасности;

- угарный газ – 20 мг/м<sup>3</sup>, IV класс опасности;
- пары дизельного топлива – 300 мг/м<sup>3</sup>, IV класс опасности [24].

До начала и во время проведения работ необходимо использовать газоанализатор, при превышении норм предельно допустимой концентрации опасных веществ производить работы запрещается.

Заземление при использовании ГПМТ не применяется в связи с тем, что полимерная оболочка трубопровода не проводит электрический ток. Заземление осуществляется для металлических конструкций с помощью стержневого проводника диаметром 10...12 мм и длиной 1,5...2,5 м, с погружением под землю на глубину от 1,2 до 2,2 м.

Для защиты лицевой части от твердых частиц, пыли, брызг рабочие оснащаются специальными защитными очками и респираторами.

Контролирование правильности выдачи, хранения и использования СИЗ осуществляется инженерами по охране труда и руководителями работников.

## **8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В ходе выполнения работ причинами возникновения пожара могут быть:

- нарушение технологии врезки в трубопровод;
- нарушение технологии сварочных работ;
- аварийный розлив нефти с последующим ее возгоранием из-за искры;
- короткое замыкание в электроаппаратуре;
- нарушение в эксплуатации газовых баллонов.

В таблице 2 приведены характеристики горючих, взрывоопасных и токсичных веществ и жидкостей.

Категория взрывопожарной опасности – АН (повышенная взрывопожароопасность) [24].

Уровень взрывозащиты сварочного аппарата – 0 (взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или в течение длительных периодов времени).



Особо взрывобезопасное электрооборудование, отличающееся от взрывобезопасного наличием дополнительных средств взрывозащиты).

Таблица 2 – Характеристики горючих, взрывоопасных и токсичных веществ и жидкостей

Газ или пары веществ	Величина ПДК		Нижний концентрационный предел распространения пламени НКПР		Верхний концентрационный предел распространения пламени ВКПР	
	мг/м <sup>3</sup>	ppm	%, об	мг/м <sup>3</sup>	%, об	мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20	28,2	15	107000	33,6	240000
Ацетилен (этин)	х	х	2,3	24000	100	1092000
Водород	х	х	4	3400	77	63000
Бутан	900/300	372,6/124,2	1,4	33000	9,3	225000
Бутанол	30/10	9,75/3,25	1,7	52000	12	372000
Гексан (смесь изомеров)	900/300	251,1/83,7	1	35000	8,4	290000
Гептан	300	72	1,1	46000	6,7	281000
Дизельное топливо	300	х	х	х	х	х
Метан	7000	10500	4,4	29000	17	113000
Нефть	-/10	х	1,2	х	8	х
Сероводород	10	7,1	4	57000	45,5	650000

С целью обеспечения пожарной безопасности установлен перечень первичных средств пожаротушения:

- пожарный инвентарь (ломы, лопаты, совки, ящики с песком);
- бочки для хранения воды, объемом не менее 0,2 м<sup>3</sup>, укомплектованные ведрами;
- огнетушители переносные пенные или порошковые.

### **8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

В результате анализа вредных и опасных производственных факторов возможны следующие ситуации:

- нанесение вреда здоровью рабочему;
- розлив нефти, в результате нарушения технологии холодной резки;
- причинение материального ущерба рабочей технике.

Участок промышленного трубопровода Вр. к. 15, 19 – задв. № 205 предназначен для транспортирования нефтегазоводяной эмульсии с кустовых площадок 19, 35, 18, 33, 15 и с узла резки к. 12 до пункта подготовки нефти УПН-1.

Численность рабочих в смену – 4 (водитель, два трубопроводчика линейных, мастер), общая численность рабочих – 8 (две смены по 4 человека).

Данный объект принадлежит к 1 категории по гражданской обороне [23].

На территории производства работ из-за сложных гидрогеологических условий предусмотрено отдельно стоящее заглубленное убежище, защищающее от действия порывов ветра, ливня, града, снега и отравляющих веществ.

В случаях чрезвычайных ситуаций все сотрудники снабжены СИЗ.

На территории производства работ имеется запас горюче-смазочных материалов для обслуживания машин, работы места для обогрева персонала и

работы электрогенераторов, который может стать вторичным фактором поражения при природных или техногенных чрезвычайных ситуаций.

На объекте предусмотрены 2 электрогенератора, радиостанция для связи с цехом и административно-бытовым корпусом.

Отсутствуют сети водо-, газо- и теплоснабжения

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо немедленно вывести людей из зоны производства работ, в дальнейшем действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

### **8.7 Экологичность проекта**

В ходе выполнения работ по реконструкции участка трубопровода возможны следующие негативные воздействия на окружающую среду:

– выброс отработавших газов и продуктов сгорания топлива при работе ДВС (строительная техника, автомобильные машины, дизель-генераторы);

– стравливание попутного газа через продувочную свечу в процессе сброса давления в реконструируемом участке трубопровода;

– попадание в атмосферу сероводорода, содержащегося в ПНГ, при его стравливании через продувочную свечу при сбросе давления трубопровода;

– попадание капель нефти, газового конденсата, пластовой воды в реку или водоём в результате некачественного опорожнения полости трубы;

– попадание нефти в почву;

– вырубка лесной полосы, молодых деревьев, кустарников;

– организация несанкционированных свалок;

– нарушение плодородного слоя почвы, сплошности травяного и мхового покрытия в результате проезда крупногабаритной строительной техники.

Для выполнения норм и требований по охране окружающей среды необходимо:

- снижать время холостой работы спецтехники для экономии топлива и снижения выбросов;
- производить дренаж трубопровода в вакуумные установки;
- восстанавливать поврежденную флору и плодородный слой почвы после завершения работ;
- следить за чистотой рабочего места (складывать огарки электродов после сварки в специальные технологические емкости, изоляцию, упаковку труб, трубных изделий, бытовой мусор помещать в специальный надежный накопитель) производить уборку по окончании работ.

## 9 Экономическая часть

Для определения экономической целесообразности монтажа узла герметизации межтрубного пространства, состоящего из резиновой манжеты герметизирующей и опорно-направляющих колец, сравним затраты на монтаж узла герметизации межтрубного пространства с затратами на капитальный ремонт перехода уз.17А – уз.19 участка трубопровода Вр.к.12-УПН1 через водную преграду на Юрубчено-Тохомском месторождении.

В таблице 3 представлены технические характеристики трубопровода и защитного футляра трубопровода на участке уз.17А – уз.19:

Таблица 3 – Технические характеристики труб, подлежащих ремонту.

Показатель	Трубопровод	Защитный футляр
Наружный диаметр $D_n$ , мм	530	720
Внутренний диаметр $D_b$ , мм	522	710
Длина линейного участка	548	149
Вес 1 погонного метра, кг	103	175
Завод-изготовитель	«РА ГРУПП»	«РА ГРУПП»

Для того, чтобы экономически обосновать необходимость проведения монтажа узла герметизации межтрубного пространства, требуется сравнить затраты на проведение монтажа узла герметизации с затратами на капитальный ремонт поврежденного участка трубопровода.

Единовременные затраты включают в себя:

- приобретение манжеты герметизирующей и ОНК;
- транспортировка манжеты герметизирующей и ОНК к месту проведения работ.

Эксплуатационные затраты включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- материальные затраты;
- затраты на обеспечение заработной платы рабочего персонала и выплаты страховых взносов.

## **9.1 Расчет затрат на капитальный ремонт поврежденного участка**

### **9.1.1 Расчет единовременных капитальных вложений**

Работы по капитальному ремонту поврежденного участка будут проводиться силами компании «ВСНК» (рабочий персонал ЦЭРТ) и подрядной организации.

Перечень работ со стороны ЦЭРТ компании «ВСНК»:

- земляные работы;
- монтаж и демонтаж байпасной линии.

Перечень работ со стороны подрядной организации:

– производство комплекса работ, по врезке в существующий трубопровод под давлением  $D_n$  530 мм – 4 шт., перекрытию существующего трубопровода под давлением  $D_n$  530 мм – 2 шт.;

- выполнение сварочных работ по монтажу фиттингов.

Единовременные капитальные вложения включают в себя:

- стоимость труб;
- стоимость расходных материалов (сварочные электроды, изоляционное покрытие и т.д.);
- стоимость проведения земельных работ.

В таблице 4 приведены затраты на единовременные капитальные вложения:

Таблица 4 – Единовременные капитальные вложения на капитальный ремонт дефектного участка трубопровода.

п/п.	Вид работ/затрат	Цена с НДС	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
1	Подготовка проектной документации				
1.1	Проектная документация	670000	х	670	Данные предоставлены компанией «ВСНК»
Итого:				670	х
1	Приобретение труб и расходного материала				
1.1	Комплект труб «Труба эл/св 530х8»	65000, руб/т	30 т	1950	[1]
1.2	Электроды LB 52U Ø 4мм.	331,38, руб/кг	2, кг	0,663	Данные предоставлены компанией «ВСНК»
1.3	Электроды LB 52U Ø 3.2мм.	347,83, руб/кг	1, кг	0,348	Данные предоставлены компанией «ВСНК»
1.4	Битумно-полимерная лента БИЛАР	62, руб/кг	725 кг	44,95	[2]
Итого:				1995,96	х
2	Земляные работы				

## Окончание таблицы 4

п/п.	Вид работ/затрат	Цена с НДС	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
2.1	Разработка грунта механизированным способом	200, руб/м <sup>3</sup>	800, м <sup>3</sup>	160	[3]
2.2	Обратная засыпка	80, руб/м <sup>3</sup>	800, м <sup>3</sup>	64	[3]
Итого:				224	х
3	Услуги подрядной организации				
3.1	Услуги подрядной организации*	х	х	37000	Данные предоставлены компанией «ВСНК»
ИТОГО:				39889,96	х

\*Стоимость предложения услуг подрядной организации включает в себя:

- предоставление квалифицированного персонала для проведения работ;
- производство комплекса работ, по врезке в существующий трубопровод под давлением  $D_n$  530 мм – 4 шт., перекрытию существующего трубопровода под давлением  $D_n$  530 мм – 2 шт.;

- стоимость расходных материалов (рабочих и вентиляционных фитингов, фрез, уплотнительных резинок и прочих материалов, необходимых для выполнения работ);

- выполнение сварочных работ по монтажу фитингов.

В перечень таблицы 4 не включена стоимость проведения монтажа байпасной линии, демонтажа поврежденного участка трубопровода и монтажа



нового участка, так как данные работы проводятся силами рабочего персонала ЦЕРТ со стороны компании «ВСНК».

### 9.1.2 Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты включают в себя амортизационные отчисления.

Амортизация – денежный эквивалент износа. Она начисляется каждый месяц с месяца следующим за месяцем постановки собственности на учет и прекращает начисляться с месяца следующим за месяцем выбытия.

Амортизационные отчисления производятся только для основных фондов стоимость которых превышает 40000 рублей, т.е. в нашем случае амортизационные отчисления будут производиться для труб и антикоррозионной ленты.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо знать срок службы оборудования, его первоначальную стоимость и определить метод начисления амортизации.

Амортизационные отчисления будем рассчитывать линейным методом.

Так как по нашему трубопроводу перекачиваемым продуктом является флюид (смесь сырой нефти, попутного газа, солей, минеральных примесей и воды), который в большой степени снижает срок службы трубопровода, примем срок службы равным 20 лет.

Амортизация линейный методом рассчитывается по формуле (4)

$$\Sigma_{Am}^{год} = \frac{H_a \cdot C}{100}, \quad (4)$$

где  $H_a$  – годовая норма амортизации, %;

$C$  – первоначальная стоимость оборудования без НДС, тыс. руб.

Годовая норма амортизации рассчитывается по формуле (5):

$$H_a = \frac{100}{t}, \quad (5)$$

где  $t$  – срок службы оборудования, год.

По формуле (5) получаем:

$$H_a = \frac{100}{20} = 5, \%$$

Первоначальная стоимость оборудования без НДС составит:

$$C = \frac{1950}{1,2} + \frac{44,95}{1,2} = 1662,46, \text{ тыс. руб.}$$

Вычислим годовую сумму амортизации по формуле (4):

$$\Sigma_{Am}^{год} = \frac{5 \cdot 1662,46}{100} = 83,12, \text{ тыс. руб.}$$

## **9.2 Расчет затрат на монтаж узла герметизации**

### **9.2.1 Расчет единовременных капитальных вложений**

В данном разделе рассматривается случай монтажа узла герметизации на исправный трубопровод.

Монтаж узла герметизации будет производиться после укладки трубопровода в траншею и сдачи перехода трубопровода типа «труба в трубе»

через водную преграду р. Юрубчен подрядной организацией Заказчику в лице компании «АО Востсибнефтегаз» («ВСНК»).

Работы по монтажу узла герметизации проводятся силами рабочего персонала ЦЭРТ компании «ВСНК».

Перечень работ со стороны ЦЭРТ компании «ВСНК»:

- земляные работы;
- монтаж узла герметизации.

Единовременные капитальные вложения включают в себя:

- стоимость закупки узла герметизации (манжета герметизирующая «АР Тип 2» и опорно-направляющие кольца);
- стоимость земляных работ.

В таблице 5 приведен перечень единовременных капитальных вложений по монтажу узла герметизации:

Таблица 5 – Единовременные капитальные вложения на монтаж узла герметизации

п/п.	Вид работ/затрат	Цена с НДС	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
1	Подготовка проектной документации				
1.1	Проектная документация	200000	х	200	Данные предоставлены компанией «ВСНК»
Итого:				200	х
2	Закупка узла герметизации				
2.1	Манжета герметизирующая	7970, руб/шт	2, шт	15,9	[4]

Окончание таблицы 5

п/п.	Вид работ/затрат	Цена с НДС	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
2.2	Опорно-направляющие кольца	150, руб/комплект	45, шт	6,8	[5]
Итого:				22,7	х
3	Земляные работы				
3.1	Разработка грунта механизированным способом	200, руб/м <sup>3</sup>	800, м <sup>3</sup>	160	[3]
3.2	Обратная засыпка	80, руб/м <sup>3</sup>	800, м <sup>3</sup>	64	[3]
Итого:				224	х
ИТОГО:				446,7	х

В перечень таблицы 5 не включена стоимость проведения монтажа узла герметизации, так как данные работы проводятся силами рабочего персонала ЦЕРТ со стороны компании «ВСНК».

### 9.3 Сравнительный анализ затрат на капитальный ремонт участка трубопровода и монтаж узла герметизации

В таблице 6 представлено сравнение показателей единовременных и эксплуатационных затрат на капитальный ремонт участка трубопровода и монтаж узла герметизации.

Таблица 6 – Сравнение единовременных и эксплуатационных затрат на капитальный ремонт участка трубопровода и монтаж узла герметизации

Вид затрат	Наименование затрат, тыс. руб.	Капитальный ремонт трубопровода уз.17А-уз.19	Монтаж узла герметизации	Разница в затратах, тыс. руб.
Единовременные затраты, тыс. руб.	Подготовка проектной документации	670	200	470
	Приобретение труб и расходного материала	1995,96	х	1995,95
	Закупка узла герметизации	х	22,7	22,7
	Земляные работы	224	224	0
	Услуги подрядной организации	37000	х	37000
Итого:		39889,96	446,7	39443,26
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	Амортизационные отчисления	83,12	0	83,12
Итого:		83,12	0	83,12
ИТОГО:		39973,07	446,7	39526,37

На основании полученных данных из таблицы 6 построим график (рис. 8), где графически отобразим единовременные и эксплуатационные затраты, необходимые для проведения капитального ремонта дефектного участка трубопровода и монтажа герметизирующей манжеты.

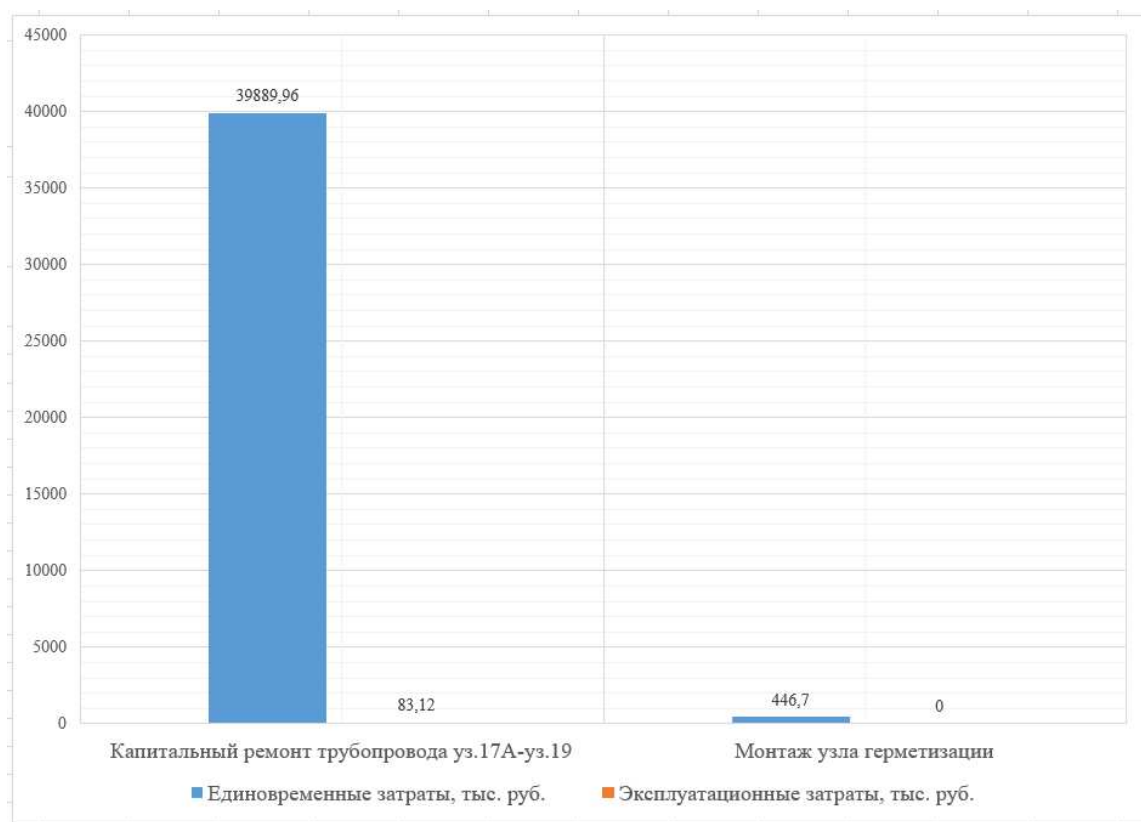


Рисунок 8 – График сравнения затрат на капитальный ремонт участка трубопровода уз.17А-уз.19 и монтаж узла герметизации

Исходя из полученных данных, можем сделать вывод о том, что качественный монтаж узла герметизации межтрубного пространства способен снизить вероятность возникновения повреждения промышленного нефтесборного трубопровода, что, в свою очередь, избавит от огромных капиталоемких вложений в будущем в процессе эксплуатации трубопроводных систем нефтесбора месторождения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что установка узла герметизации межтрубного пространства является крайне выгодным, практичным и надежным способом повышения безопасности и надежности переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Узлы герметизации имеют множество видов и способов реализации, которые могут быть реализованы на практике в зависимости от технических условий прокладки перехода типа «труба в трубе», а также от требований Заказчика.

Узел герметизации, включающий в себя манжету герметизирующую и опорно-направляющие кольца является самым распространенным из применяемых видов герметизации межтрубного пространства на практике.

Качественный монтаж узла герметизации способен значительно снизить риски попадания грунтовых вод в межтрубное пространство, что может вызывать крайне нежелательные последствия, такие как сдавливание трубопровода и гофры.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- СП – свод правил;
- ННБ – наклонно-направленное бурение;
- ГНБ – горизонтально-направленное бурение;
- АР – актив ринг;
- ОНК – опорно-направляющее кольцо;
- РВР – ремонтно-восстановительные работы;
- ОПФ – опасные производственные факторы;
- ВПФ – вредные производственные факторы;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
- ПНГ – попутный нефтяной газ;
- ЦЭРТ – цех эксплуатации и ремонта трубопроводов;
- ВСНК – восточно-сибирская нефтегазовая компания;
- АРОК – агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок;
- АО – акционерное общество.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.07.2013. – Москва : Стандартинформ, 2017. – 208 с.
- 2 ГОСТ Р 55990 – 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Введ. 01.12.2014. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 94 с.
- 3 СП 16.13330.2017 Стальные конструкции. – Введ. 28.08.2017. – Москва : Стандартинформ, 2018. – 198 с.
- 4 ГОСТ 31357 – 2007 Смеси сухие строительные на цементном вяжущем. Общие технические условия. – Введ. 01.01.2009. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 256 с.
- 5 ГОСТ 10705 – 80 Трубы стальные электросварные. Технические условия. – Введ. 01.01.1982. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 219 с.
- 6 ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. – Введ. 01.01.1993. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 198 с.
- 7 Левин, С. И. «Проектирование и строительство подводных трубопроводов» / С. И. Левин. – Москва, 1960, стр.69, рис.18.
- 8 Бородавкин, П. П. «Подводные трубопроводы» / П. П. Бородавкин, В. Л. Березин, О. Б. Шадрин. – Москва, 1989, стр.12, рис.1.5 и рис.1.6.
- 9 Пат. 2391595 Российская Федерация, МПК<sup>51</sup> F16L 5/00 (2006.01). Герметичная проходка трубопровода (варианты) / А. С. Мальцев, П. В. Шевинский ; патентообладатель ОАО «Гипроречтранс» ; дата подачи заявки 29.01.2009 ; опубликовано 10.06.2010, Бил. № 2. – 2 с.
- 10 Пат. 2380605 Российская федерация, МПК<sup>51</sup> F16L 55/12 (2006.01). Способ герметизации межтрубного пространства трубопроводов типа «труба в трубе» / В. В. Миронов, В. В. Якимов ; патентообладатель ГОУ ВПО «ТюмГАСУ» ; дата подачи заявки 10.09.2008 ; опубликовано 27.01.2010 Бил. №3.

11 Сайт компании ПП «Актив Питер Строй» [Электронный ресурс] : Описание проблемы. – Режим доступа : <https://aktivring.ru/stati/covremennoe-innovacionnoe-reshenie-germetizacii-mest-prohodov-trub-cherez-fundamenty-steny-perekrytija-i-prochie-jelementy-stroitelnyh-konstrukcij/>

12 Сайт компании ПП «Актив Питер Строй» [Электронный ресурс] : ОНК Размер М. – Режим доступа : <https://aktivring.ru/product/oporno-napravljajushhie-kolca-ap/razmer-m/>

13 Сайт компании ПП «Актив Питер Строй» [Электронный ресурс] : ОНК Размер М. – Режим доступа : <https://aktivring.ru/product/germetizirujushhie-manzhety-ap/germetizirujushhaja-manzheta-ap-tip-2/>

14 ГОСТ 4543 – 71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия. – Введ. 01.01.1973. – Москва : Стандартинформ, 1989. – 15 с.

15 СП 23-01 – 99 Строительная климатология. – Введ. 01.01.2000. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 10 с.

16 Сайт «StudBooks.net» [Электронный ресурс] : Анализ вредных и опасных факторов при укладке ж/б водопропускной трубы. – Режим доступа : [https://studbooks.net/1416303/bzhd/analiz\\_vrednyh\\_opasnyh\\_faktorov\\_ukladke\\_vodopropusknoy\\_truby](https://studbooks.net/1416303/bzhd/analiz_vrednyh_opasnyh_faktorov_ukladke_vodopropusknoy_truby)

17 Сайт «Все о трубах» [Электронный ресурс] : Земляные работы при строительстве магистральных трубопроводов. – Режим доступа : <https://pipe-s.ru/zemlyanye-raboty-pri-stroitel-stve-magistral-nykh-truboprovodov/>

18 Об утверждении «Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» : приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 30 декабря 2016 г. №851н.

19 Сайт «Википедия» [Электронный ресурс] : Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение. – Режим доступа : [https://ru.wikipedia.org/wiki/Юрубчено-Тохомское\\_нефтегазоконденсатное\\_месторождение](https://ru.wikipedia.org/wiki/Юрубчено-Тохомское_нефтегазоконденсатное_месторождение)

20 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Взамен ГОСТ 12.4.011-87; – введ. – 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 6 с.

21 Сайт «Vik.by» [Электронный ресурс] : Климатические параметры холодного периода года в Ванаваре-Эвенкийском АО. – Режим доступа : <https://vik.by/instruments/climatology/russia/city?name=vanavara-evenkiyskiy-ao#:~:text=Средняя%20месячная%20относительная%20влажность%20воздуха,март%20в%20Ванаваре-Эвенкийском%20АО%2С%20мм>

22 Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» : постановление главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28 января 2021 г. №2 // Москва. – 2021. – 469 с.

23 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Дата введения 01.05.2009.

24 О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне: постановление правительства Российской Федерации от 19 сентября 1998 г. № 1115 // Москва. – 1998. – 29 с.

25 Сайт компании «РА ГРУПП» [Электронный ресурс]: содержит сведения о стоимости бесшовных электросварных труб 530x8. Режим доступа: [https://ragroup.ru/truba\\_elektrovarnaya\\_530\\_8\\_st20\\_gost\\_10705](https://ragroup.ru/truba_elektrovarnaya_530_8_st20_gost_10705)

26 Сайт компании «Строительные технологии Сибири» [Электронный ресурс]: содержит сведения о стоимости битумной полимерной ленты БИТЕП-ГАЗ. Режим доступа: [https://www.sts124.ru/goods/148877036-mastika\\_bitumno\\_polimernaya\\_bitep\\_gaz](https://www.sts124.ru/goods/148877036-mastika_bitumno_polimernaya_bitep_gaz)

27 Сайт компании «СпецАвтоСрой» [Электронный ресурс]: содержит сведения о стоимости подготовительных, земляных и заключительных работ. Режим доступа: <https://specautostroy.ru/arenda-tekniki/zemlyanye-raboty/>

28 Сайт компании «tiu.ru» [Электронный ресурс]: содержит сведения о стоимости манжеты герметизирующей (разъемная) ПМТД-П-Р 530/720. Режим доступа: <https://tiu.ru/p448907078-manzheta-razemnaya-pmtd.html>

29 Сайт компании «tiu.ru» [Электронный ресурс]: содержит сведения о стоимости опорно-направляющих колец ОНК-530. Режим доступа: <https://tiu.ru/p336041648-koltsa-onk-530.html>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Обозначение монтажа для заказа	Минимальный наружный диаметр рабочей трубы, мм	Большой наружный диаметр футара, мм	Высота конуса (длина монтажа), мм
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	30	240	800
<b>350 x 600</b> x 700	37	112	200
<b>400 x 600</b> x 550 x 600 x 650	57	219	770
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	57	273	300
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	57	325	400
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	57	390	450
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	57	428	430
<b>500 x 650</b> x 700 x 750	65	112	200
<b>500 x 650</b> x 600 x 700 x 800 x 900	65	219	270
<b>500 x 650</b> x 600 x 700 x 800 x 900	65	273	300
<b>500 x 650</b> x 600 x 700 x 800 x 900	65	325	400
<b>500 x 650</b> x 600 x 700 x 800 x 900	65	390	450
<b>500 x 650</b> x 600 x 700 x 800 x 900	65	428	430
<b>500 x 200</b> x 250 x 300 x 370 x 400	90	219	270
<b>500 x 200</b> x 250 x 300 x 370 x 400	90	273	300
<b>500 x 200</b> x 250 x 300 x 370 x 400	90	325	400
<b>500 x 200</b> x 250 x 300 x 370 x 400	90	390	450
<b>500 x 200</b> x 250 x 300 x 370 x 400	90	428	430
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	180	270
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	219	270
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	273	300
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	325	400
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	377	430
<b>100 x 160</b> x 200 x 250 x 300 x 350 x 400 x 500	100	428	430
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	530	500
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	219	270
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	325	300
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	377	400
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	428	430
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	530	430
<b>150 x 200</b> x 300 x 350 x 400 x 500 x 650	150	670	600
<b>150 x 200</b> x 300 x 400 x 600	162	219	270
<b>150 x 200</b> x 300 x 400 x 600	162	325	300
<b>150 x 200</b> x 300 x 400 x 600	162	428	430
<b>200 x 300</b> x 350 x 400 x 500	195	325	270
<b>200 x 300</b> x 350 x 400 x 500	195	377	300
<b>200 x 300</b> x 350 x 400 x 500	195	428	400
<b>200 x 300</b> x 350 x 400 x 500	195	530	430
<b>250 x 400</b> x 500 x 700	245	428	300
<b>250 x 400</b> x 500 x 700	245	530	430
<b>250 x 400</b> x 500 x 700	245	730	500
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	325	530	400
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	325	630	430
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	325	730	500
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	325	820	500
<b>300 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	325	930	700
<b>350 x 600</b> x 700	340	630	430
<b>350 x 600</b> x 700	345	730	430
<b>400 x 600</b> x 550 x 600 x 650	390	530	270
<b>400 x 600</b> x 550 x 600 x 650	390	580	300
<b>400 x 600</b> x 550 x 600 x 650	390	630	400
<b>400 x 600</b> x 550 x 600 x 650	390	680	430
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	425	530	270
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	425	630	400
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	425	730	430
<b>430 x 600</b> x 600 x 700 x 800 x 900	425	830	430
<b>500 x 650</b> x 700 x 750	495	680	300
<b>500 x 650</b> x 700 x 750	495	730	400
<b>500 x 650</b> x 700 x 750	495	780	430
<b>550 x 600</b> x 650 x 700 x 800 x 900	540	630	270
<b>550 x 600</b> x 650 x 700 x 800 x 900	540	680	270
<b>550 x 600</b> x 650 x 700 x 800 x 900	540	730	300
<b>550 x 600</b> x 650 x 700 x 800 x 900	540	830	430
<b>550 x 600</b> x 650 x 700 x 800 x 900	540	1020	500
<b>650 x 800</b> x 900 x 1000	650	830	300
<b>650 x 800</b> x 900 x 1000	650	930	430
<b>650 x 800</b> x 900 x 1000	650	1020	430
<b>700 x 900</b> x 1000 x 1200 x 1400	700	930	400
<b>700 x 900</b> x 1000 x 1200 x 1400	700	1020	430
<b>700 x 900</b> x 1000 x 1200 x 1400	700	1220	500
<b>700 x 900</b> x 1000 x 1200 x 1400	700	1420	600
<b>800 x 1000</b> x 1200 x 1400	790	1020	400
<b>800 x 1000</b> x 1200 x 1400	790	1220	500
<b>800 x 1000</b> x 1200 x 1400	790	1420	500
<b>1050 x 1100</b> x 1200 x 1400	1040	1120	270
<b>1050 x 1100</b> x 1200 x 1400	1040	1220	300
<b>1050 x 1100</b> x 1200 x 1400	1040	1420	430
<b>1100 x 1400</b> x 1700	1050	1420	430
<b>1200 x 1400</b> x 1700	1150	1420	400
<b>1200 x 1400</b> x 1700	1150	1720	500
<b>1400 x 1700</b> x 1800	1420	1720	500
<b>1400 x 1700</b> x 1800	1420	1800	500

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

«24» июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов  
«Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через  
естественные препятствия»


Руководитель

 23.06.21

канд. техн. наук, доцент

О.Н. Петров

Выпускник

 21.06.2021

М.А. Гроз

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через естественные препятствия»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Обеспечение герметичности футляров трубопроводов на переходах через естественные препятствия» содержит 69 страниц текстового документа, 8 иллюстраций, 6 таблиц, 4 формулы, 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

ПРОМЫСЛОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ЗАЩИТНЫЙ ФУТЛЯР, ЗАЩИТНЫЙ КОЖУХ, УЗЕЛ ГЕРМЕТИЗАЦИИ, ГЕРМЕТИЗАЦИЯ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА, ГЕРМЕТИЗИРУЮЩАЯ МАНЖЕТА.

Цель ВКР: провести сравнительный анализ технологических решений по герметизации межтрубного пространства трубопроводов.

Задачи ВКР:

- дать определение понятиям «переход трубопровода через естественные препятствия», «защитный футляр трубопровода», «герметизация межтрубного пространства»;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства проектируемых трубопроводов;

- рассмотреть способы герметизации межтрубного пространства существующих трубопроводов;

- предложить технологию герметизации межтрубного пространства трубопровода на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической и экономической возможности ее применения.