

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

Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под давлением, с применением композитных материалов

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

Выпускник С. В. Гайдамакин

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под
давлением, с применением композитных материалов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под давлением, с применением композитных материалов» содержит 75 страниц текстового документа, 33 использованных источника, 6 листов графического материала.

ДЕФЕКТНЫЙ УЧАСТОК, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЯ, ФИТИНГ, НЕПРЕРЫВНЫЙ ПРОЦЕСС, КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.

Объект ВКР: действующий магистральный нефтепровод

Цель ВКР: адаптация существующей технологии горячей врезки в трубопровод под рассматриваемую местность, для сокращения производственных издержек и уменьшения сроков ремонта.

Задачи ВКР:

- изучить эксплуатационные дефекты трубопровода и произвести анализ существующих технологий ремонта по устраниению этих дефектов;
- изучить технологии ремонта по T.D. Williamson и модернизировать её под окружающую местность;
- подобрать необходимое для модернизации оборудование;
- произвести прочностные и экономические расчеты, для обоснования экономичности и безопасности модернизированной технологии.

В результате работы: разработан план производственных работ для врезки и перекрытия действующего нефтепровода DN 820 с описанием технологии и последовательности выполняемых операций по технологии T.D. Williamson; проведены технологические расчеты; предложен альтернативный вариант проведения работ на заболоченной местности для сокращения производственных издержек;

Эффективность модернизации подтвердилась рядом расчетов, показавших как снижение затрат денежных средств на более чем 3,5 млн. рублей, так и сокращение времени работ с четырех до трех месяцев.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
Основная часть	9
1 Общие сведения.....	9
1.1 Дефекты трубопровода.....	9
2 Ремонт магистральных трубопроводов	13
2.1 Капитальный ремонт.....	13
2.2 Текущий ремонт	15
2.3 Аварийный ремонт	17
2.4 Непредвиденный ремонт	17
3 Особенности района проведения ремонтных работ	17
4 Основные решения по организации ремонтных работ	18
4.1 Строительные машины, механизмы и оборудование для производства работ по врезке и перекрытию участка трубопровода	19
4.2 Оборудование и материалы, необходимые для ремонта трубопровода по технологии T.D. Williamson	19
4.2.1 Split Tee фитинги.....	20
4.2.2 Устройство STOPPLE®-TRAIN	21
4.2.3 Фитинг THREAD-O-RING	22
4.2.4 Задвижки SANDWICH.....	23
4.2.5 Пробки и фланцы LOCK-O-RING	23
4.2.6 Машина TM1200 для вырезания отверстий	24
4.3 Технология разделенных композитных тройников Grouted Tee.....	25
4.4 Производственные кадры	28
5 Производство работ	29
5.1 Подготовительные работы	29
5.1.1 Работы по определению положения трубопровода.....	29
5.1.2 Организация подъездных дорог	30
5.1.3 Обустройство монтажной площадки	30

5.1.4 Обеспечение бытовых условий	30
5.1.5 Энергоснабжение	31
5.1.6 Организация связи.....	31
5.1.7 Получение разрешения на огневые работы.....	31
5.1.8 Производство земляных работ.....	32
5.2 Процесс подготовки трубопровода и оборудования к врезке	33
5.2.1 Подготовка поверхности трубопровода	33
5.2.2 Обследование поверхности трубопровода	34
5.3 Монтаж разделенного тройника Grouted Tee.....	35
5.4 Сварочно-монтажные работы	36
5.4.2 Монтаж «SANDWICH» задвижек	37
5.5 Врезка в нефтепровод с применением машин ТМ1200 и Т101б.....	37
5.6 Установка байпасной линии	39
5.7 Перекрытие секции трубопровода	41
5.8 Демонтаж дефектного участка.....	41
6 Расчетная часть.....	43
6.1 Расчет допустимого давления в трубопроводе при проведении ремонтных работ	43
6.2 Расчет конструктивных элементов на прочность	44
6.2.1 Расчет фитинга «Grouted Tee Double branch»	44
7 Экономическая часть	50
7.1 Структура затрат на ремонт	51
7.2 Расчет затрат на проведение работ по технологии T.D. Williamson со сварными фитингами	52
7.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов со сварными фитингами T.D.W	53
7.2 Расчет затрат на проведение работ по технологии T.D. Williamson с разрезными композитными фитингами	55
7.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов по технологии с разрезными композитными фитингами.....	55

7.4 Расчет затрат на монтажные работы	57
7.4.1 Амортизационные отчисления	57
7.4.2. Расчет фонда оплаты труда	59
7.6 Экономические показатели сравнения затрат при проведении ремонта по обеим технологиям.....	61
8 Безопасность и экологичность.....	63
8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	63
8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	64
8.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	65
8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	66
8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	67
8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	68
8.7 Экологичность проекта.....	69
Заключение	70
Список сокращений	71
Список использованных источников	72

ВВЕДЕНИЕ

При нынешнем спросе и огромных объемах добычи нефти и нефтепродуктов формируется необходимость создания большой сети магистральных трубопроводов, по которым производится транспортировка данных продуктов от места их добычи, пунктов переработки и хранения к конечным потребителям.

Важнейшей функцией магистральных нефтепроводов является бесперебойная непрерывная поставка нефти и нефтепродуктов. Но отключение участка трубопровода и остановка транспортировки нередкое явление, к которому прибегают эксплуатирующие организации при ремонте или реконструкции трубопроводных сетей. В ходе работ по ремонту и реконструкции происходит отключение потребителей, понижение давления транспортируемой среды, а также ее сброс, продувка трубопровода и повторное подключение потребителей. Такой простой ведет как к серьезным времененным, так и колоссальным денежным затратам, выражющимся в сотнях миллионов рублей. Альтернативой такого традиционного способа является метод горячей врезки в трубопровод без остановки перекачки транспортируемого продукта.

Метод горячей врезки используется в двух вариантах: при ремонте опасного дефекта на участке трубопровода или при его реконструкции. Врезку можно проводить при любых климатических условиях и на любой местности.

В выпускной квалификационной работе бакалавра разработан процесс врезки и перекрытия полости условного действующего нефтепровода DN 820x12 мм., расположенного на севере Красноярского края в заболоченной местности.

Цель выпускной квалификационной работы – модернизация существующей технологии горячей врезки в трубопровод для сокращения производственных издержек и уменьшения сроков ремонта.

Поставленная цель достигается выполнением следующего ряда задач:

- изучить эксплуатационные дефекты трубопровода и произвести анализ существующих видов ремонта по устранению этих дефектов;
- изучить технологию ремонта по T.D. Williamson и провести ее модернизацию;
- изучить и подобрать необходимое для модернизации оборудование и материалы;
- произвести прочностные и экономические расчеты, для обоснования экономичности и безопасности модернизированной технологии.

Актуальность данной работы заключается в нахождении наиболее современного, энергоемкого, безопасного и экономичного метода ремонта действующего трубопровода без остановки перекачки в тяжелых природно-климатических условиях.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общие сведения

Настоящая сеть магистральных трубопроводов России (более 170 тыс. км газопроводов и 55 тыс. км нефтепроводов) определена существенной протяженностью, большими диаметрами, высоким сроком службы. Со стороны эксплуатационной надежности и промышленной безопасности к трубопроводным магистралям предъявляют строгие требования, связанные с тем, что линии нефтепроводов и газопроводов пересекают железнодорожные пути и автодороги, проходят через населенные пункты, а также через реки, болота и т.п.

Одной из самых главных причин, влияющей на эксплуатационную надежность трубопроводы, является процесс старения этих трубопроводов. На процесс устаревания магистральных нефтепроводов могут влиять всевозможные факторы: степень проектных работ, коррозия металла труб (внешняя и внутренняя), несоблюдение правил технической эксплуатации, климатический фактор и другое. И последствием влияния всех ранее указанных факторов почти всегда является возникновение аварийных ситуаций, которые в последующем приводят к колоссальным финансовым тратам. По этой причине необходимо уделять немалое внимание своевременному ремонту нефтепроводов. В свою очередь ремонт трубопроводов подразделяется на текущий, капитальный и аварийный.

1.1 Дефекты трубопровода

Классификация дефектов труб. Существующие дефекты труб МН можно разделить на следующие классы:

1. Отклонение оси трубы от проектного положения.
2. Нарушение формы поперечных сечений труб.

3. Дефекты стенки трубы и сварных соединений.

К первому классу относятся:

- всплывшие участки трубопровода;
- выпучины или арочные выбросы;
- провисы, просадки.

К всплывшим участкам трубопровода причисляются такие участки магистрального нефтепровода, которые потеряли проектное положение оси в обводненном грунте с выходом на поверхность воды.

К арочным выбросам относятся такие участки магистрального нефтепровода, потерявшие в процессе эксплуатации проектное положение оси с выходом на поверхность.

К выпучинам относят такие участки магистрального нефтепровода, выпучившиеся в результате морозного пучения грунтов, обычно при промерзании талых грунтов, вмещающих трубопровод.

Для анализа и оценки работоспособности таких участков необходимо использовать существующие инструкции.

К провисам относятся открытые участки трубы без опирания на грунт, возникающие, в частности, в результате растворения горных пород и образованию в них пустот или оттаивания вечномерзлых грунтов.

К просадкам относятся участки трубопроводов на глиняных и лесных грунтах, ось которых при подъеме влажности выше установленного значения опускается ниже проектного уровня.

Ко второму классу относятся:

- овальность сечения;
- вмятины;
- гофры.

Овальность сечений образуется при действии существенных внешних поперечных (радиальных) нагрузок на трубопровод. Овальность сечения выражается в переходе геометрии сечения из кольцевого в эллиптическое.

Вмятина характеризуется изменением поверхности трубы, но не сопровождается утонением стенки. Вмятина образуется в результате контакта трубы с твердым телом, не имеющим острых частей.

Вмятина имеет, как правило, плавный переход к остальной поверхности трубы и поэтому не вызывает пиковой концентрации напряжений. В радиусе вмятины всегда располагаются остаточные изгибные (направленные по толщине стенки) пластические деформации. Пластичные деформации могут возникать как в поперечных, так и в продольных сечениях вмятины. Как правило наибольшие значения этих напряжений имеют место в поперечном (кольцевом) направлении.

Главные параметры, характеризующие вмятину – поверхностные величинами (кольцевые и продольные) и глубина.

Гофр – чередующиеся выпуклости и вогнутости поперечной стенки трубы, ведущие к искривлению оси и уменьшению поперечного сечения нефтепровода.

Гофры могут образовываться при изоляционно-укладочных работах, при перемещениях криволинейного участка МН на углах его поворота из-за влияния внутреннего давления, давящего на стенки трубы изнутри, и перепадов температуры окружающей среды, вызывающей продольные сжимающие напряжения.

К третьему классу относятся дефекты стенок труб, которые образовались при в следствие металлургического воздействия при транспортировке, сооружении и эксплуатации МН.

Дефекты стенок труб metallurgического происхождения:

- расколы;
- расслоения;
- закаты;
- плены;
- рванины;
- ликвация;

- риски.

Расслоение – представляет собой разрыв металла в виде дорожки, ориентированной параллельно поверхности проката трубы.

Закат – образуется на поверхности прокатанного металла и выглядит как две продольные диаметрально-расположенные складки.

Плена – дефект в виде расслоения, обычно языкообразной формы, вытянутый в направлении прокатки и соединенный с основным металлом одной стороной.

Рванина – дефект, представляющий собой нарушение сплошности металла с рваными краями, образовавшийся из-за низкой пластичности металла.

Ликвация – различность сплава по химическому составу, структуре, повышенному содержанию неметаллических включений. Образуется в результате того, что сплавы кристаллизуются в разном интервале температур.

Риска – дефект трубы, похожий на продольную канавку, образовавшийся при взаимодействии трубы с острыми выступами при прокатке труб.

При транспортировке, сооружении или эксплуатации МН могут образоваться следующие виды дефектов:

- уменьшение толщины стенки трубы на некотором участке;
- местные повреждения стенки трубы;
- линейно-протяженные дефекты.

Уменьшение толщины стенки трубы на высокой площади как правило появляется из-за сплошной коррозии трубопровода.

Главным критерием именно коррозионного утонения трубы является то, что максимальные напряжения в поврежденной зоне зависят только от минимальной толщины стенки в зоне коррозии, а площадь коррозионного поражения никакой роли не играет.

Местный (локальный) дефект стенки трубы – это дефект стенки такой величины, не превышающий толщину стенки этой трубы более чем в 5 раз. К

таким повреждениям можно отнести питтинговую коррозию, различные каверны, забоины.

Линейно-протяженные дефекты – относительно протяженные поверхностные повреждения стенок труб, длина которых во много раз превышает два других параметра – глубину и толщину.

К таким видам дефектов относят:

- царапины;
- задиры.

Царапины – дефект поверхности, выраженный углублением произвольной формы и произвольного направления, сформировавшийся в результате каких-либо механических повреждений, включающих себя складирование, транспортирование и укладку труб.

Задир – дефект поверхности, выраженный продольными широкими углублениями, образовавшийся из-за резкого столкновения с последующим трением проката о детали прокатного, подъемного, транспортного и любого другого оборудования.

Происхождение всех этих дефектов имеет механический характер.

Линейно-протяженные дефекты помимо вышеперечисленного характеризуются углом между направлением дефекта и стрелкой трубопровода. Дефект наименее опасен тогда, когда этот угол максимальен.

2 Ремонт магистральных трубопроводов

2.1 Капитальный ремонт

Капитальный ремонт – самый большой по объему и трудоемкости вид планового ремонта, который проводят согласно графику при достижении максимальных значений износа в линейных сооружениях. При этом виде ремонта происходит полная разработка, восстановление или замена

изношенных и пришедших в негодность частей, составляющих сооружение. К капитальному ремонту линейной части относят:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, осмотр подземных трубопроводов и полную или частичную смену изоляции;
- ремонт или полная замену изношенных участков трубопровода и запорной арматуры, их проверка и подведение электричества к арматуре;
- замена изношенных деталей фланцев и арматуры, сальниковых прокладок в компенсаторах, различного типа опор;
- проверка сварных швов;
- восстановление антакоррозионного покрытия и термоизоляции;
- реставрация колодцев и ограждений;
- работы по укреплению берегов и упрочнению дна на переходах трубопровода через реки и прочие водные преграды;
- установка защитных кожухов на арматуру и трубопровод на пересечениях с железными и автомобильными дорогами;
- установка защитных противопожарных сооружений.

Набор технологических работ, проводимых при капитальном ремонте трубопроводов приближенно равен тем работам, которые проводят при их сооружении. Тем не менее капитальный ремонт значительнее сложнее сооружения трубопровода, поскольку в технологии, управлении и организации он имеет свои специфические особенности.

В организации работ можно выделить следующую особенность:

- Такие операции, как вскрытие, подъем, снятие старой изоляции, сварочные, восстановительные, изоляционно-укладочные работы и другие подобные работы не могут быть поставлены на специализированный поток, как при сооружении трубопровода, но все равно должны быть выполнены в жесткой технологической последовательности.

В технике и технологии проведения работ выделяют следующие особенности:

- подготовительные работы имеют такую особенность, как предварительное определение положения трубопровода;
- перед тем, как выполнять все ремонтно-строительные мероприятия, сначала необходимо произвести комплекс демонтажных работ;
- подъемно-укладочные мероприятия имеют больший вес, чем монтажные работы;
- присутствие специфических операций при ремонтных работах на трубопроводе или отдельных его участках;
- поскольку при вскрышных работах может произойти повреждение стенки труб ковшом экскаватора, то к работам допускаются только высококвалифицированные машинисты, а там, где риск слишком велик, используют ручной труд и лопаты;
- предварительная очистка трубопровода от изношенной изоляции и коррозии весьма сложный и трудоемкий процесс, а специальные ремонтно-строительные машины, используемые при ремонте, существенно отличаются от таких же машин, применяемых при строительстве трубопровода.

Капитальный ремонт состоит из следующих видов технологических работ: подготовительные работы, транспортные, погрузочно-разгрузочные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные

2.2 Текущий ремонт

Текущий ремонт – плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации. Он гораздо меньше по объему и содержанию, чем капитальный ремонт. Заключается в регулярно и согласно графику проводимых работах по предупреждению раннего износа линейных сооружений, а также по устранению легких повреждений [2].

Текущий ремонт бывает следующих видов:

- профилактический;

- количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный, который выявили в процессе эксплуатации и выполняют в срочном порядке.

К текущему ремонту относят:

- работы, проводимые при техническом обслуживании;
- восстановление слоя земли над трубопроводом;
- вырубка кустарников вдоль трассы трубопровода и очистка водоотводов;
- зачистку внутренней полости трубопроводов от парафиновых отложений, водяных эмульсий и грязи;
- оценивание изоляции с последующим ремонтом (при необходимости) методом шурфования;
- осмотр и ремонт запорной арматуры, выраженный в замене сальниковых уплотнителей и смазки;
- ремонт ограждений и колодцев, укрепление берегов, и водных переходов трубопровода через водные преграды;
- осмотр компенсаторов и проверка фланцевых соединений;
- сравнение толщины стенки труб с исходными значениями с помощью УЗ толщиномера;
- подготовку линейных сооружений трубопровода к использованию в осенне-весенний период, когда происходят паводки и размывы грунтов;
- нанесение свежей краски на надземные трубопроводы, арматуру, ограждающие конструкции.

Как правило при текущем ремонте трубопровода перекачку нефтепродукта не останавливают. Восстановление повреждений защитных покрытий, обнаруженных после УЗ толщинометрии, проводят с использованием аналогичных ремонтных изоляционных материалов, которые использовались при нанесении основного изоляционного покрытия при сооружении трубопровода.

2.3 Аварийный ремонт

К аварийному ремонту относят работы, связанные с срочной ликвидацией аварий или ее предотвращением, возникающих на трубопроводе в результате разрывов в сварных стыках труб, разливов нефтепродукта, подземной коррозии, закупорки трубопровода, неисправностей в кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и другим.

После завершения аварийных работ на линейной части трубопроводов необходимо выполнить ремонт повреждений защитных покрытий, повторную изоляцию зон сварных стыков с использованием терм усаживающихся лент и манжет из композитных материалов (эпоксидная смола, полиуретан и т.д.), и лакокрасочных материалов [2].

2.4 Непредвиденный ремонт

Ремонт без остановки перекачки с применением технологии Т.Д. Williamson относится к непредвиденным текущим видам ремонта, когда дефект не мог быть заранее обнаружен и устранен при профилактическом ремонте, а любые задержки с исправлением дефекты могут привести к серьезной аварии, разливу нефтепродукта и экологической катастрофой.

3 Особенности района проведения ремонтных работ

Условный участок нефтепровода проложен через болотистую местность в Эвенкийском районе Красноярского края. Длина болотного участка – 1650 метров.

Болоту присвоена II категория, т.е. допускается работа и передвижение строительной техники только по щитам, сланям и временным дорогам, обеспечивающим снижение давления на поверхность залежи до 0,01 МПа.

Из-за низкой несущей способности торфяного слоя ремонтные работы проводятся в осенне-зимний период. С ноября средняя температура в районе

составляет -20 °С, что обеспечит достаточную толщину льда (50...70 см) для прохождения техники.

Любой ремонт трубопровода в болотах имеет свою специфику и существенное увеличение времени проведения ремонтных работ, связанных со следующими характеристиками: увлажнение почв поверхностными и подземными водами; длительность подготовительного периода.

Большое количество подземных вод даже в зимнее время приводит к обрушению стенок ремонтных котлованов. Поэтому особенностью разработки земляных площадок на заболоченной территории является необходимость укрепления стенок котлована. Укрепление стен ремонтной ямы и создание герметичности — это самая длительная и трудоемкая задача. Производят их укрепление деревянными (или металлическими) сваями в соответствии с СНиП 3.05.05 – 84 [30].

4 Основные решения по организации ремонтных работ

Настоящий план производственных работ разработан на двухстороннее перекрытие подземного участка условного трубопровода Ø820x12 мм проложенного в заболоченной местности с последующим вырезанием дефектной катушки Ø820x12 мм безогневым методом резки труб. Работы производятся на условном нефтепроводе Ø820x12 мм, глубина заложения которого 2 метра, из стали 09Г2С, давление во время проведения работ не более 6,4 МПа. Для производства ремонтных работ по врезке в действующий трубопровод и перекрытию полости трубопровода применяется оборудование производства фирмы T.D. Williamson и композитные разделенные тройники Grouted Tee. По окончанию процесса врезки произвести изоляцию деталей T.D. Williamson и Grouted Tee для защиты от коррозии защиты (разрезных тройников, глухих фланцев, патрубков) и прилегающей поверхности трубопроводов напыляемым покрытием.

4.1 Строительные машины, механизмы и оборудование для производства работ по врезке и перекрытию участка трубопровода

Строительные машины, механизмы и оборудование, необходимое для производства работ по врезке и перекрытию участка трубопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Строительные машины, механизмы и оборудование

№	Наименование	Марка	Кол-во
1	Экскаватор	ЭО-4225	1
2	Бульдозер	ДЗ-42	1
3	Автокран	«Ивановец-25т»	1
4	Трубоукладчик	Komatsu D155C-1	1
5	Автосамосвал	КАМАЗ-65111	1
6	Сварочный агрегат	АДД-305У1	1
7	Передвижная дизельная электростанция	ДЭС-120	1
8	Специальное оборудование для врезки и перекрытия полости трубопровода под давлением	«T.D.W»	1
9	Автомобиль грузовой	КАМАЗ 5551	1
10	Вахтовый автомобиль	КАМАЗ 43118	1
11	Вагон-бытовка		1
12	Радиостанция		1
13	Водоотливной насос	НОБ-220/8	2

4.2 Оборудование и материалы, необходимые для ремонта трубопровода по технологии T.D. Williamson

Оборудование и материалы, необходимые для врезки и двустороннего перекрытия по технологии T.D. Williamson нефтепровода DN 820 перечислены в таблице 2.

Таблица 2 – Оборудование и материалы, необходимые для ремонта

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
1	Фитинг «GROUTED TEE double branch Connection» 32"x28"/32" с фланцем L-O-R™	Шт.	2
2	Устройство STOPPLE®-TRAIN 32" для перекрытия полости трубопровода	Шт.	2

Окончание таблицы 2

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
3	Фитинг THREAD-O-RING (TOR) 2" в комплекте с пробкой и глухим колпаком	Шт.	2
4	Задвижка SANDWICH 32"	Шт.	2
5	Задвижка SANDWICH 28 "	Шт.	2
6	Пробка Lock-O-Ring 32"	Шт.	2
7	Пробка Lock-O-Ring 28"	Шт.	2
8	Глухой фланец 32" с крепежом и прокладкой	Шт.	2
9	Глухой фланец 28" с крепежом и прокладкой	Шт.	2
10	Машина TM1200 для вырезок отверстий Ду 300...1070 мм	Шт.	1
11	Ручной сверлильный станок Т101b в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки TOR	Шт.	1
12	Комплект инструмента и принадлежностей 32" -фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR	комплект	1
13	Комплект инструмента и принадлежностей 28" -фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOR	комплект	1
14	Шаровой кран 2" Newman	Шт.	2
15	Гибкий шланг линии выравнивания давления 2"	Шт.	2
16	Гайковерт гидравлический	Шт.	1

4.2.1 Split Tee фитинги

Всего существует 4 основных вида разрезных тройников, применяемых при горячей врезке в трубопровод:

- разрезной тройник, привариваемый к трубе;
- GROUTED TEE Connection фитинг, который крепится к трубе с использованием композитных растворов;
- «Set on» фитинг, применяемый для более мелких соединений;
- разрезной тройник, соединяемый с трубой болтовым креплением.

Все фитинги с разрезным тройником изготавливаются с фланцевым или сварным отверстием.

4.2.2 Устройство STOPPLE®-TRAIN

STOPPLE®-TRAIN – механизм, предназначенный для временной изоляции участка трубопровода в отсутствии запорного клапана при проведении ремонтных работ или реконструкции без остановки перекачки транспортируемого продукта. Процесс изоляции секции трубопровода происходит путём введения двух независимых расширяющихся упругих голов в отверстие трубы, которые позволяют контролировать все возможные утечки. После завершения ремонта пробка снимается, и клапан, установленный на фланце, закрывается.

Данная система конструктивно рассчитана на перекрытие полости действующих трубопроводов с рабочим давлением до 10,2 Мпа, что позволяет применить ее на нашем нефтепроводе.

Механизм для перекрытия STOPPLE®-TRAIN состоит из трех основных частей: гидравлического цилиндра (или винтового домкрата), корпусного адаптера для закупорочных головок и закупорочных головок.

На рисунке 1 представлена система STOPPLE®-TRAIN, а на рисунке 2 – механизм перекрытия секции трубопровода STOPPLE®-TRAIN системой.



Рисунок 1 – Запорное устройство STOPPLE®-TRAIN

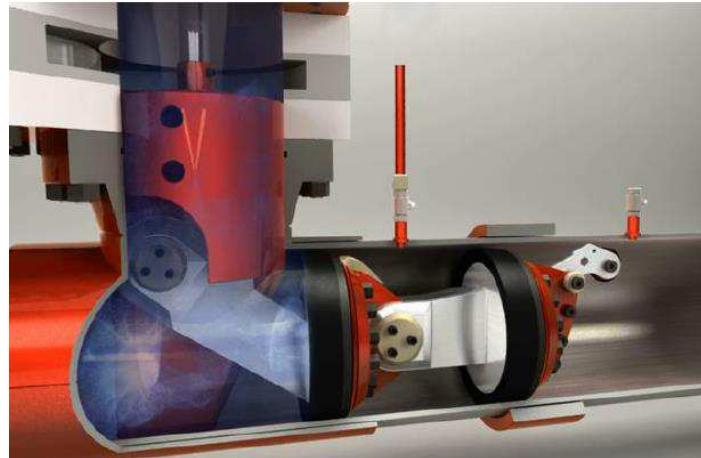


Рисунок 2 – STOPPLE-головка

4.2.3 Фитинг THREAD-O-RING

Фитинги TDW THREAD-O-RING™ могут использоваться в качестве фитингов для продувки или выравнивания давления в различных областях применения. Они доступны в двух размерах: 2-дюймовом и 3-дюймовом, и в основном используются с бурильной машиной Т-101б. На рисунке 3 представлено расположение фитингов TOR при горячей врезке.

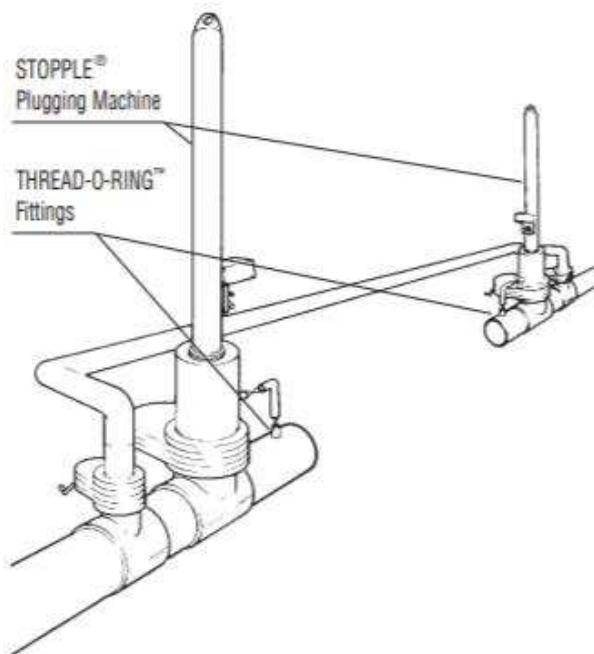


Рисунок 3 – Расположение THREAD-O-RING фитингов

4.2.4 Задвижки SANDWICH

Задвижки SANDWICH спроектированы таким образом, чтобы их можно было использовать совместно с другим оборудованием для врезок и остановки потока. Задвижки SANDWICH в среднем на 75% меньше по сравнению со стандартными задвижками, поэтому их установка занимает меньше времени, а простота управления и функционирования позволяет использовать их в самых труднодоступных местах.

Данные задвижки являются полнопроходными и временными, подлежащими демонтажу после произведенных работ.

На рисунке 4 представлены SANDWICH задвижки в ручном и гидравлическом исполнении привода.



Рисунок 4 – Ручной и гидравлический привод SANDWICH задвижек

4.2.5 Пробки и фланцы LOCK-O-RING

Фланцы и пробки LOR нужны для демонтажа временных задвижек, применяемых при врезке в трубу и использования механизмов STOPPLE®-TRAIN для остановки потока в трубопроводе. В случае надобности, пробки LOCK-O-RING можно достать из фитинга и далее снова установить механизмы для остановки потока жидкости в трубопроводе. На рисунке 5 представлены фланец и пробка LOCK-O-RING.



Рисунок 5 – Пробка и фланец LOR

4.2.6 Машина TM1200 для вырезания отверстий

Машины для врезок используются для создания новых соединений с трубопроводами, для врезок в резервуары, во внутриводские трубопроводы без остановки перекачки, а также для производства горячих врезок при подготовке к применению механизмов для перекрытия потока в трубопроводе.

Компания T.D. Williamson предоставляет широкую линейку машин для врезки, выбирающихся по рабочему давлению и диаметру врезок. Перечень машин для врезок представлена на рисунке 6.

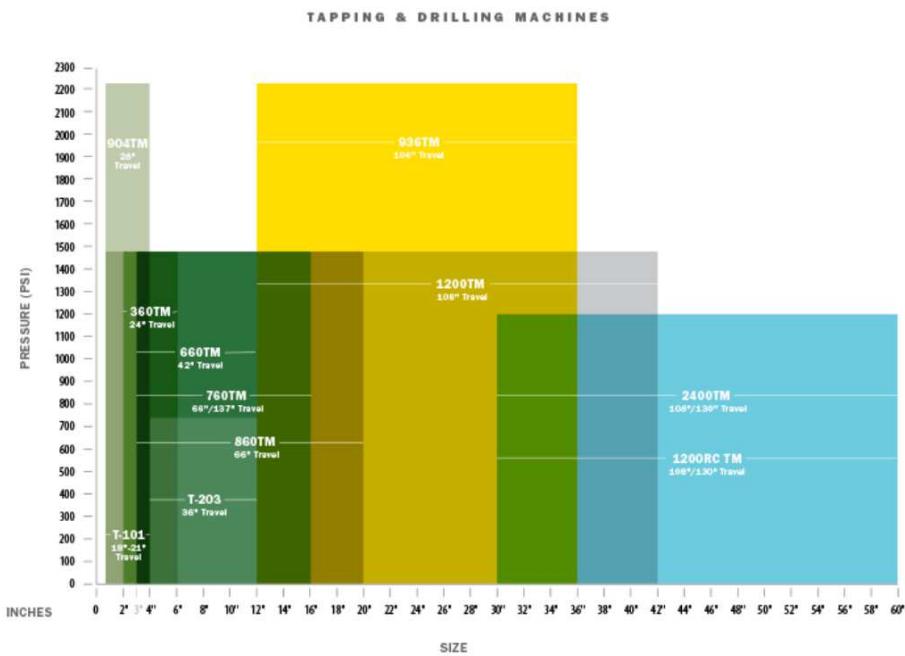


Рисунок 6 – Перечень машин для врезок T.D.Williamson

Для рассматриваемого трубопровода выбираем модель ТМ1200, предназначенную для вырезания отверстий от 12 до 42 дюймов (305-1067 мм) и работающую на давлении до 10 МПа. Изображение ТМ1200 представлено на рисунке 7.



Рисунок 7 – Машина для врезок ТМ1200

4.3 Технология разделенных композитных тройников Grouted Tee

GROUTED TEE Connection – это высококачественная альтернатива традиционным приварным или болтовым фитингам. Сварка традиционных фитингов опасна и в некоторых случаях невозможна из-за сильного потока нефтепродуктов. Grouted tee фитинги не требуют каких-либо сварочных работ на месте, поэтому во время установки и работ по горячей врезке в трубопроводе может поддерживаться полный поток нефтепродукта. Конструкция Grouted Tee проще, чем у других фитингов, и может разместиться на гораздо больших овальностях трубопровода. В отличие от приварных фитингов, Grouted Tee не диктует требований к металлургическому составу трубы и соединения. Установка фитинга осуществляется с минимальной подготовкой труб.

Grouted tee фитинги бывают двух исполнений:

- Grouted tee one branch connection;
- Grouted tee double branch connection.

На рисунке 8 представлен фитинг Grouted tee в первом исполнении.



Рисунок 8 – Grouted tee one branch connection

Во втором исполнении имеется дополнительный патрубок, который используется для установки на нем устройства STOPPLE®-TRAIN, предназначенного для остановки потока в трубопроводе. На рисунке 9 представлен фитинг Grouted tee во втором исполнении.



Рисунок 9 – Grouted tee double branch connection

По технологии Grouted Tee от американской компании «British Gas» для герметизации кольцевых зазоров по краям тройника используется затвердевающая шпаклевка, а для заполнения объема между трубой и тройником используют композитный раствор на основе эпоксидной смолы. Состав шпаклевки и раствора является тайной компании и доставляется в комплекте с разрезным тройником. Для работы примем их аналоги: герметизирующая мастика «ДЭМАСТ» и эпоксидный компаунд «СМЭЛ».

В нефтяной промышленности эпоксидный компаунд «СМЭЛ» используется, в качестве заливочного материала, при ремонте магистральных трубопроводов по композитно – муфтовой технологии.

Эпоксидный компаунд – это сложный раствор, состоящий из 6 составляющих: эпоксидная смола, разбавитель, пластификатор, наполнитель, ускоритель отверждения, отвердитель.

Готовность компаунда наступает не менее, чем через 60 минут, но рекомендуемое время отверждения составляет 8-24 часа. Срок службы компаунд составляет не менее 20 лет, что подтверждено испытаниями натурных образцов на испытательном стенде.

Основными преимуществами данного компаунда при ремонте врезками в заболоченной местности стало то, что отверждение может происходить при высокой влажности (до 100%) и при низких температурах (до -50°C), а также компаунд имеет высокую влагостойкость и высокую адгезию к поверхности трубы.

По физико-химическим и механическим показателям компаунд должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 3.

Таблица 3 – Свойства отверженного компаунда «СМЭЛ»

Наименование показателя	Норма	Метод испытания
Прочность при растяжении, МПа	10,0	ГОСТ 11262 – 80
Относительное удлинение при разрыве	0,7	ГОСТ 11262 – 80
Модуль упругости при растяжении, ГПа	1,7	ГОСТ 950 – 81
Максимальное напряжение при сжатии, через сутки, МПа; через 7 суток, МПа	70.0 90.0	ГОСТ 4651 – 82
Относительная деформация при максимальном напряжении сжатия, %	5.0	ГОСТ 4651 – 82
Модуль упругости при растяжении, ГПа	1,9	ГОСТ 950 – 81
Предел прочности при отрыве, МПа	15,0	ГОСТ 14760 – 69
Предел прочности при сдвиге, МПа	3,0	ГОСТ 14759 – 69

На рисунке 10 представлен процесс заполнения Grouted tee тройника.

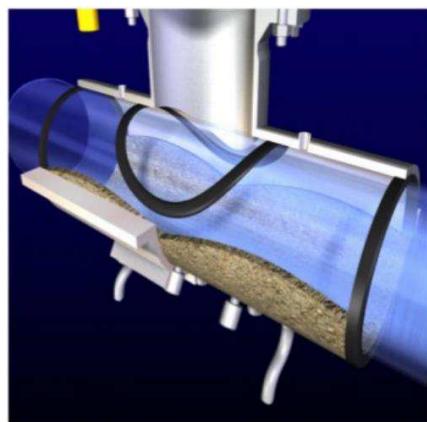


Рисунок 10 – Grouted tee технология заполнения

В связи с экономической необходимостью поддерживать производство и снижать риски, которые становятся все более распространенными в нефтегазовой отрасли, использование композитов на основе эпоксидных технологий будет приобретать все большее значение в будущем.

4.4 Производственные кадры

Приблизительный состав бригады, необходимый для проведения ремонтных работ по врезке в действующий трубопровод, приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Состав бригады

№	Наименование	Количество
1	Старший мастер	1
2	Инженер-механик	1
3	Инженер ПИЛ	1
4	Инженер ПТО	1
5	Электросварщик	2
6	Оператор (специалист) по врезке в трубопровод	2
7	Машинист экскаватора	1
8	Машинист бульдозера	1
9	Машинист автокрана (трубоукладчика)	1
10	Водитель	2
11	Слесарь-монтажник	2
12	Стропальщик	1

5 Производство работ

Поскольку в своей выпускной квалификационной работе я рассматриваю проведение аварийного ремонта магистрального нефтепровода на болотистой местности, поперечная форма сечения которого была нарушена и образовалась гофра, то целесообразно будет использовать технологию ремонта трубопровода без остановки перекачки продукта. Лидирующей компанией, поставляющей все необходимое оборудование для данного вида работ, является T.D. Williamson.

Работы по ремонту трубопровода происходят с заменой участка трубы и сооружением байпасной линии, через которой направляется нефтепродукт.

Данная технология одинаково эффективно применяется при ремонте нефтепроводов, газопроводов, трубопроводов промышленного и бытового назначения, транспортирующих любую другую жидкую среду, например воду.

5.1 Подготовительные работы

5.1.1 Работы по определению положения трубопровода

Ось трубопровода должна быть размечена колышками, забитыми на расстоянии 25м друг от друга, а на самих колышках должна быть указана глубина заложения трубопровода в зоне производства работ.

Перед тем как начинать работы, и чтобы обезопасить трубопровод от повреждения, производят шурфовку грунта. По результатам шурфовки определяют положение трубопровода, то есть определяют его боковые образующие и глубину заложения трубы (от верхней стенки трубы до поверхности земли). Чтобы определить периметр, в котором будет проводиться разработка грунта, от боковых образующих забивают колышки на расстоянии 2 метра.

5.1.2 Организация подъездных дорог

Если трубопровод находится в зоне доступности эксплуатирующих организаций, то используются уже существующие дороги для подъезда к месту работ. Если же подъездные дороги отсутствуют, то необходимо обустроить подъездные дороги.

Обустройство подъездных дорог до трубопровода, проложенного в условиях болот требует высоких трудозатрат и большого количества стройматериалов для настилов на поверхности болота.

5.1.3 Обустройство монтажной площадки

На месте производства работ необходимо обустроить монтажную площадку, на которой будут размещаться машины, материалы, оборудование. Обустроенная монтажная площадка должна быть отгорожена от других действующих объектов оградительной лентой или флагжками согласно правилам безопасности.

5.1.4 Обеспечение бытовых условий

В районе работ инфраструктура не позволяет организовать проживание и питание рабочих и ИТР, поэтому требуется разместить жилой вагон-городок. Вагон-городок необходимо размещать согласно существующих норм, требований охраны труда и не ближе, чем на 100м до зоны производства работ.

Помимо жилых вагонов следует также разместить офисные и хозяйствственно-бытовые вагоны.

Организовать освещение жилой и рабочей зоны.

Произвести доставку и расселение во временный жилой городок инженерно-технических и ремонтно-строительных работников, механизаторов и обслуживающего персонала.

Обеспечить персоналу трехразовое питание и отдых.

5.1.5 Энергоснабжение

Для обеспечения жилого городка электричеством, для работы источников сварочного тока, силовых установок и тому подобного требуется установка временных дизель-электростанций, которые должны быть расположены на монтажной площадке. Дизельное топливо завозится на монтажные площадки автомобильным транспортом по мере необходимости. Освещение района работ производится прожекторами, размещенными на специальных мачтах, на контейнерах и на передвижных устройствах на рабочих местах. Все светильники должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Перед тем, как начинать производство работ все вагоны, электрооборудование, включая электростанции, необходимо заземлить.

5.1.6 Организация связи

Во время проведения работ на ремонтной площадке необходимо иметь двустороннюю устойчивую радиосвязь с диспетчером.

Связь между ремонтной площадкой и основными линейными постами связи в основной период ремонтных работ производится с применением УКВ-радиостанций. Любая другая оперативная связь с администрацией, необходимая для управления процессом ремонта осуществляется с помощью мобильной связи или спутниковых радиотелефонов.

5.1.7 Получение разрешения на огневые работы

На каждую операцию основных и подготовительных работ должны быть оформлены наряды-допуски, представить которые необходимо не позднее чем за 24 часа, исходя из плана-графика.

Наряд-допуск на проведение работ обязательно имеет рабочий экземпляр и его копию. Технический руководитель организации, ответственный за работы, оформляет и подписывает каждую из двух копий экземпляров.

В наряд-допуске указывают следующие данные по бригаде:

- фамилии и квалификации лиц, участвующих в работах;
- ответственных за проведение работ и исправное состояние техники и механизмов;
- ответственных по постам.

5.1.8 Производство земляных работ

Вскрытие трубопровода и планировка котлована происходит согласно РД 39-00147105-015 - 98. Перед разработкой грунта траншеи требуется оформить наряд-допуск на земляные работы. Отталкиваясь от документации, наряд-допуск должен включать в себя план по расположению всех коммуникаций на месте проведения работ. Поскольку эксплуатирующая организация несет полную ответственность за проводимые работы, то в границах всей зоны ремонтных работ должно быть определено техническое состояние и местоположение трубопровода, расположенного под землей.

Грунт разрабатывается экскаватором в местах врезки до глубины укладки нефтепровода. Вырытый грунт необходимо размещать на расстоянии не менее полуметра от откоса траншеи. Отвал грунта на трубопровод запрещен.

Земляные работы состоят из:

- разработки траншеи одноковшовым экскаватором с последующим вскрытием трубопровода. При этом должно выполняться условие приближения режущий кромок ковша к стенкам трубопровода не ближе, чем на 2 метра. Движение экскаватора непосредственно над трубопроводом запрещено;
- доработка оставшегося грунта производится вручную лопатами. При этом нельзя допускать ударов лопат о трубопровод.

Работы проводятся в водонасыщенных грунтах, поэтому вскрытие трубопровода следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды. Откачка воды осуществляется водоотливными насосами НОБ-220/8 с суммарной производительностью 440 м³/час.

Также требуется принять меры по укреплению стенок траншеи или ремонтного котлована шпунтовыми креплениями, сваями или другими средствами.

Работы по вскрытию трубопровода являются особо сложными и требуют предельной осторожности.

5.2 Процесс подготовки трубопровода и оборудования к врезке

5.2.1 Подготовка поверхности трубопровода

Перед выполнением работ по горячей врезке сначала необходимо рассчитать максимально допустимое давление на участке трубопровода, затем сравнить его с рабочим давлением, определить химический состав трубопровода для соответствия разрезному тройнику для качественной сварки.

При врезке с приваркой тройника также важно не превысить допустимый зазор между трубопроводом и соединением тройника. Для этого измеряют отклонения наружных диаметров и овальность труб от номинальных значений.

При врезке с применением технологий, основанных на композитных растворах, овальность трубы и отклонение наружных диаметров влияния на процесс не оказывают поскольку диаметр сечения Grouted Tee тройника больше, чем наружный диаметр трубопровода, а весь зазор и все неровности заполняются композитным составом. Также при данной технологии нет необходимости в определении химического состава металла трубопровода, что существенно ускоряет процесс ремонта.

Участок трубопровода, на котором будут проводиться работы, очищают от остатков грунта. От изоляции трубу зачищают на месте установки тройника

и не менее чем за полметра от места установки. Работы производятся металлическими щетками, скребками и другим безударными инструментами. В месте рассчитываемого монтажа фитингов Grouted Tee не должно быть сварных стыков на трубопроводе, в ином случае тройник требуется сместить от сварного шва на расстояние, равное диаметру поперечного сечения трубопровода.

При наличии сварного стыка существующего нефтепровода в месте планируемой установки разрезного тройника, фитинг сместить на расстояние не менее одного диаметра от существующего шва. Место установки и врезки отмечается мелом или любым другим средством.

5.2.2 Обследование поверхности трубопровода

Работы по контролю поверхности трубопровода для установки оборудования Т.D.W. находятся под секретом. Поэтому примем похожие документы ГОСТ 14782 – 86 за основу. Согласно ГОСТ 14782 – 86 в местах проведения работ и за 200 мм от них необходимо произвести ВИК и дефектоскопический контроль неразрушающими методами с применением ультразвуковых импульсных дефектоскопов с пьезоэлектрическими преобразователями, как минимум принадлежащими ко второй группе.

Если в зоне контроля выявили недопустимые поверхностные или внутренние дефекты (см. главу 1), то место установки тройника требуется переместить на расстояние не менее одного диаметра трубопровода.

Если же поверхностные дефекты, такие как царапины или задиры, имеют глубину не более 0,2 мм или их глубина составляет не более 5 % от толщины стенки, то такие дефекты убирают методом шлифовки до значений шероховатости $R_z 20 - R_z 30$ по ГОСТ 2789 – 73.

Для того, чтобы выявить и своевременно устраниТЬ утечку взрывоопасных веществ и легко воспламеняющихся жидкостей, трубопровод обследуют в границах опасной зоны. Данная граница определяется

руководящими документами. Поскольку документы T.D. Williamson засекречены, то используем документ СНиП 2.05.06-85, согласно которого опасная зона для нефтепровода диаметром DN 820 равна 150 метров.

5.3 Монтаж разделенного тройника Grouted Tee

При установке тройников от T.D. Williamson требуется проводить сварочные работы, что в условиях заболоченности потребует дополнительных временных и денежных затрат на сооружение кессонной камеры. Поэтому рассмотрим работы с установкой композитных фитингов Grouted Tee.

Сперва требуется выполнить зачистку секции трубопровода.

Выполнить зачистку половинок тройника изнутри.

Отметить места установки тройника мелом.

Поскольку используется тройник в double branch исполнении, то есть с наличием двух отводов под байпасную линию и под изоляционное устройство, то отпадает необходимость установки раздельных тройников под байпасную линию и под систему изоляции трубопровода STOPPLE®-TRAIN.

При монтаже половинок тройника в нижнюю часть вставляют уплотнительную пластину с измерительными болтами, чтобы обеспечить уплотнение до значения в 30 %.

Когда обе половины тройника смонтированы на трубопроводе и стянуты роторными болтами, которые отрегулированы на заводе-изготовители таким образом, чтобы прекратить прокручиваться при заданном значении нагрузки, производят измерение угла установки с помощь строительного уровня.

Когда все болты затянуты, две половинки корпуса плотно прилегают друг к другу, а внутреннее уплотнение сжимается до заданного значения в 30%, то закрывают фланец глухой заглушкой и начинают проводить первые испытания.

Испытание уплотнения между трубой и фитингом проводится до 10% от давления в трубопроводе и выдерживается в течение 15 минут для подтверждения работоспособности этого уплотнения.

Затем герметизирующая мастика «ДЭМАСТ», состоящая из трех частей, используется для герметизации концов тройника и оставляется для застывания, что обычно занимает от 30 минут до одного часа.

После этого специальный эпоксидный компаунд «СМЭЛ» смешивается и заливается в бункер насоса, и медленно закачивается в оба конца, одновременно допуская выход воздуха из тройника.

Операция заполнения по равномерному распространению раствора и полному исчезновению любого воздушного раствора продолжается до тех пор, пока раствор не поступит в шланг, расположенный в верхней части фитинга, после чего операции по закачке будут остановлены.

Шланг для впрыска раствора затем зажимают и перед тем, как разрезать шланг и очистить насосную систему. Перед тем, как отрезать шланг закачки, его зажимают и чистят насосную систему.

Раствор оставляют для отверждения на 8-24 часа, а затем проводят второе испытание под давлением при 100 % давления в трубопроводе в течение как минимум 30 минут.

После завершения установки тройника, на патрубке устанавливается клапан, а затем станок для врезок.

5.4 Сварочно-монтажные работы

Обычно, для защиты рабочего места сварщика от осадков в виде дождя, снега или ветра сооружают брезентовое укрытие шириной не менее 3,5 метров от трубопровода и с отверстиями для вентиляции.

Сварочно-монтажные работы для перекрытия и ремонта участка трубопровода будут состоять из:

- монтажа и сварки фитингов TDW «T-O-R» для обеспечения линии выравнивания давления в количестве 2 шт;

- монтажа задвижек «SANDWICH» в количестве 4 штук на разрезной тройник Grouted tee 28" и 32 "на болтовое соединение и шаровых кранов 2 дюйма TDW;

- монтажа шаровых кранов на фитинги «T-O-R»;

На момент установки фитингов и работ по врезке давление в трубопроводе не должно превышать давление допустимое $P_{\text{доп}}$, расчёт которого произведен в расчетной части работы.

Кольцевые швы трубопровода должны быть на расстоянии не менее 1,5 диаметров от разрезного тройника.

5.4.2 Монтаж «SANDWICH» задвижек

Требуется смонтировать 2 «SANDWICH» задвижки диаметром 28 дюймов и 2 «SANDWICH» задвижки диаметром 32 дюйма.

Монтаж «SANDWICH» задвижек диаметром 28 дюймов производится на патрубки Grouted tee фитинга диаметром 28 дюймов посредством болтового соединения с использованием уплотнительных прокладок. Данная линия используется для подключения байпаса.

Монтаж «SANDWICH» задвижек диаметром 32 дюйма производится на патрубки Grouted tee фитинга диаметром 32 дюйма посредством болтового соединения с использованием уплотнительных прокладок. Данная линия используется для установки системы STOPPLE®-TRAIN и перекрытия полости трубопровода.

5.5 Врезка в нефтепровод с применением машин ТМ1200 и Т101b

Ниже будет описан процесс врезки в трубопровод и технологический порядок операций.

Для проведения врезок крупного диаметра используется машина ТМ1200.

Для врезок малого диаметра, используемых для линий выравнивания давления, применяем ручной сверлильный станок Т101б.

Осмотреть запорную арматуру и убедиться, что она исправна.

Подключить к узлу врезки баллон с инертным газом.

Перед каждой из 6 врезок (2 врезки по 32 дюйма, 2 по 28 дюймов и 2 по 2 дюйма) провести испытания:

- проверить соединения на герметичность инертным газом (аргоном) – $P_{ucn} = 1,0 \text{ MPa}$, продолжительность – 30 мин;
- проверить соединения на прочность инертным газом (аргоном) – $P_{ucn} = 1,1 * P_{rab}$ (проходного), продолжительность – 120 минут.

При проведении врезки на 2" порядок работ следующий:

- установить ручной сверлильный станок Т101б на кран «Т-О-Р»;
- подключить баллон с аргоном и произвести испытания по технологии, описанной выше;

- открыть кран 2";

- вырезать отверстие 2" и закрыть кран;

- стравить продукт из станка и удалить станок от места врезки;

- на патрубке второго фитинга произвести аналогичные работы.

При проведении работ на 28" и 32" порядок следующий:

- с помощью автокрана установить установку ТМ1200 на задвижку «SANDWICH» соответствующего диаметра и закрепить это посредством болтового соединения;

- соединить патрубок линии выравнивания давления с корпусом машины ТМ1200 с помощью гибкого шланга;

- произвести испытания по технологии, описанной выше;

- открыть шаровой кран DN 2" и удалить инертный газ;

- сравнять показания давления в машине ТМ1200 с показаниями давления в трубопроводе, еще раз проверить герметичность всех соединений;

- произвести врезку направляющим сверлом и раскрыть лепестки сверла;

- произвести врезку фрезой нужного диаметра (28" и 32"), при этом вырезанный кусок удерживается на лепестках направляющего сверла;
- фрезу поднять в корпус машины, закрыть задвижку «SANDWICH»;
- через кран выравнивания давления сбросить давление в сверлильной установке и закрыть кран;
- отсоединить шланг выравнивания давления, вырезанный кусок извлечь;
- автокраном демонтировать машину ТМ1200;
- аналогичные работы произвести на всех четырех задвижках типа «SANDWICH».

5.6 Установка байпасной линии

Порядок установки байпасной линии выглядит следующим образом:

- отсыпать песком или грунтом линейный участок основания под опоры для байпаса;
- для установки опор уложить на песчаное основание плиты с помощью автокрана;
- установить временные опоры в соответствии с ОСТ 36-146 – 88;
- сварить трубные секции и отводы 720 мм в единый байпас необходимой длины, при этом контролируя состояние сварных стыков радиографическим методом;
- установить вантузный и дыхательный патрубки, установить на них шаровые краны;
- установить инвентарные заглушки конусного типа на концах байпаса и провести гидроиспытания байпаса;
- продуть испытуемый участок воздухом для очистки внутренней полости;
- удалить инвентарные заглушки;
- приварить фланцы на оба конца байпаса для соединения с основной ниткой трубопровода;

- установить байпас на временные опоры, зафиксировать его, и соединить байпасную линию с действующим трубопроводом путем фланцевого соединения на «SANDWICH» задвижках А и D. Схема установленного оборудования, включая байпас, представлена на рисунке 11.

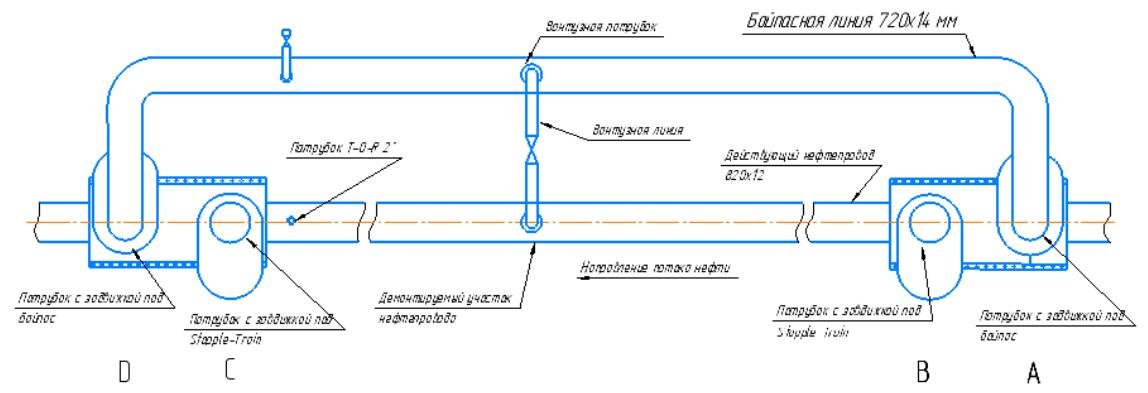


Рисунок 11 – Схема установленного оборудования

Все условия, схемы испытаний и параметры, на которых они должны быть проведены, разрабатываются технологами эксплуатирующей организации.

После того, как все работы по подключению байпасной линии были закончены, требуется выполнить перевод потока нефти с магистрального трубопровода на байпас. Порядок перевода следующий:

- подключить шаровый кран диаметром 2 дюйма на действующем нефтепроводе к патрубку задвижки «SANDWICH» диаметром 28 дюймов;
- заполнить байпас нефтепровода нефтью, воздух удалить через шаровые краны дыхательного патрубка по краям байпаса;
- продолжить медленное заполнение байпасной линии нефтью до полного удаления воздуха и появления нефти в дыхательном патрубке;
- не допускать разлива нефти, предусмотреть действия по ликвидации нефтяного разлива из дыхательных патрубков;
- закрыть вантузную задвижку и дыхательный кран.
- сравнять давление в байпасе и действующем нефтепроводе, открыть задвижки «SANDWICH»;

- выждать 12 часов на рабочем давлении с целью выявления негерметичных узлов [16];

5.7 Перекрытие секции трубопровода

На «SANDWICH» задвижки диаметром 32 дюйма установить с помощью автокрана механизмы STOPPLE®-TRAIN через уплотняющие прокладки.

Стравливание избыточного давления при монтаже и извлечении механизма STOPPLE®-TRAIN происходит через линию выравнивания давления диаметром 2 дюйма и гибкий шланг.

Первоначально должно происходить перекрытие на выходном потоке байпаса, на рисунке элемент С. Частично установить носовую головку входного потока в нижней части трубы. Эта частичная установка заглушки замедляет и перенаправляет поток продукта в байпасный трубопровод, что позволяет установить заглушку выходного потока.

Полностью установить заглушку выходного потока. При установке второго уплотнительного элемента, рассчитанного на полное давление в трубе, заглушка входного потока переходит к полностью нейтральной среде.

Полностью установить заглушку входного потока, элемент В. После установки уплотнительный элемент входного потока полностью перекрывается поток по изолированной части.

Произвести перекачку нефти из изолируемого участка в байпасную линию через переходной патрубок.

Произвести сброс давления через шаровые краны линии выравнивания давления.

5.8 Демонтаж дефектного участка

Работы по демонтажу дефектного участка и замене катушки проводятся следующим образом:

- проводится опорожнение, вырезка безогневым методом, демонтаж участка и пропарку;
- произвести герметизацию действующего нефтепровода сразу после демонтажа катушки;
- произвести монтаж труб с помощью трубоукладчиков с бровки траншеи на место удаленной катушки и произвести сварку;
- произвести неразрушающий контроль кольцевых сварных соединений и по его результатам составить акты по гарантийным срокам на монтажные работы;
- выровнять давление по обе стороны каждого запорного устройства;
- постепенно поднимая запорные устройства STOPPLE®-TRAIN заполнить отремонтированный участок нефтепродуктом и выровнять давление с помощью линии выравнивания;
- закрыть задвижку «SANDWICH» 32” и кран линии выравнивания давления;
- демонтировать механизмы STOPPLE®-TRAIN;
- демонтировать задвижки «SANDWICH» 32”;
- установить пробки «LOCK-O-RING» 32” во фланец тройника Grouted tee с помощью машины TM1200;
- демонтировать задвижки «SANDWICH» 32”;
- установить глухие фланцы на фланцы 32”;
- закрыть «SANDWICH» задвижки на байпасной линии и произвести перекачку нефти в отремонтированный трубопровод;
- произвести демонтаж байпасной линии;
- Установить пробки «LOCK-O-RING» с глухим колпаком на патрубки «T-O-R» с помощью ручного сверлильного станка T101b;
- установить пробки «LOCK-O-RING» 28” во фланец тройника Grouted tee с помощью машины TM1200;
- демонтировать задвижки «SANDWICH» 28”;
- установить глухие фланцы на фланцы 28”;

Все работы, проводимые с оборудованием фирмы T.D. Williamson должны выполняться по инструктирующим документам, которые идут в комплекте с поставляемым оборудованием.

После завершения ремонтных работ и работ по демонтажу выполняют изоляцию свежих элементов трубопровода путем напыления антакоррозионного покрытия и специальной термоусаживающейся пленкой.

По окончанию работ должна быть составлена исполнительная документация.

6 Расчетная часть

6.1 Расчет допустимого давления в трубопроводе при проведении ремонтных работ

Величина рабочего давления в месте установки фитингов не должна превышать максимально допустимого ($P_{\text{доп}}$):

$$P_{\text{доп}} = \frac{2St}{D} \cdot F \cdot L \cdot T, \quad (1)$$

где $P_{\text{доп}}$ – допустимое давление;

S – предел текучести металла, для марки стали 09Г2С $S = 325$ МПа;

t – толщина стенки, для нашей трубы это 12 мм;

D_h – наружный диаметр трубы в месте установки тройника, $D_h=820$ мм.

F, L, T – факторы, зависящие от конструкции трубопровода, местоположения и температуры соответственно.

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 325 \cdot 12}{820} \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 1 = 7,6 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление в трубопроводе 6,4 МПа.

6,4 МПа < 7,6 МПа

6.2 Расчет конструктивных элементов на прочность

Так как самыми нагруженными элементами являются фитинги «Grouted Tee», то именно они должны пройти проверку на прочность.

Поскольку фитинг Grouted Tee Double Branch спроектирован таким образом, чтобы все нагрузки переносились без какой-либо поддержки от композитного раствора, то он должен быть проверен на соответствие нормативам толщины стенки усиливающей муфты и патрубков, также на устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода.

Расчетные формулы композитного тройника находятся в коммерческой тайне компаний, поэтому к расчету примем формулы из справочного пособия А.Б. Айнбандера, А.Г. Комерштейна «Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость». Для определения безопасной нагрузки будем использовать коэффициент запаса $n=2$, поскольку теоретическая расчетная нагрузка может немного отличаться от действительной.

6.2.1 Расчет фитинга «Grouted Tee Double branch»

Фитинг «Grouted Tee Double Branch» является муфтовым разрезным тройником с двумя патрубками диаметрами 32 и 28 дюймов соответственно. Проведем проверочный расчет толщины стенки усиливающей муфты фитинга «Grouted Tee Double Branch» 32".

Минимальная толщина стенки усиливающей муфты разрезного тройника по условию (2) не должна быть меньше:

$$\delta_y = k_{PT} \cdot \frac{R_{mp}^H}{R_y^H} \cdot \delta_{mp}, \quad (2)$$

где δ_{mp} – толщина стенки трубы в месте ремонта, мм;
 δ_y – толщина стенки усиливающей муфты фитинга, мм;
 R_{mp}^H – нормативное временное сопротивление трубы, МПа;
 R_y^H – нормативное временное сопротивление металла усиливающей муфты, МПа;
 k_{PT} – коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления между усиливающей муфтой и основной трубой:

$$k_{PT} = 1,5, \text{ при } \frac{D_{namp}^H}{D_{mp}^H} \leq 0,475, \quad (3)$$

$$k_{PT} = 2, \text{ при } \frac{D_{namp}^H}{D_{mp}^H} > 0,475, \quad (4)$$

где D_{mp}^H – наружный диаметр основной трубы, мм;

D_{namp}^H – наружный диаметр патрубка, мм.

Материалы фитинга должны соответствовать стандарту PD5500, поэтому в соответствии со стандартом выбираем марку стали Р335NL1 с нормативным времененным сопротивлением 550 МПа.

Труба нефтепровода изготовлена из стали 09Г2С с нормативным времененным сопротивлением для трубных изделий 490 МПа.

Исходные данные: $\delta_{mp} = 12$ мм, $R_{mp}^H = 490$ МПа; $R_y^H = 550$ МПа; $D_{mp}^H = 820$ мм; $D^H = 890$ мм.

Определим по (3) и (4) коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления:

$$\frac{D_{namp}^H}{D_{namp}^H} = \frac{890}{820} = 1,09, \text{ следовательно, } kPT = 2.$$

Тогда, по формуле (2):

$$\delta_y = 2 \cdot \frac{490}{550} \cdot 12 \geq 21,4 \text{ мм.}$$

С применением коэффициента запаса толщина стенки усиливающей муфты фитинга равна 42 мм, таким образом, фитинг удовлетворяет условию безопасной прочности по толщине стенки усиливающей муфты.

Проведем расчет минимальной толщины стенки патрубка 32" разрезного тройника.

Минимальная толщина стенки патрубка разрезного тройника должна быть не меньше:

$$\frac{\delta_{namp}}{\delta_{mp}} \geq \frac{R_{mp}^H}{R_{namp}^H} \cdot \left(A + B \cdot \frac{D_{namp}^H}{D_{mp}^H} \right), \quad (5)$$

где δ_{mp} – тот же что и в формуле (2);

δ_{namp} – толщина стенки патрубка фитинга, мм;

R_{mp}^H – тот же что и в формуле (2);

R_{namp}^H – нормативное временное сопротивление металла патрубка, МПа;

A, B – коэффициенты, учитывающие наличие внутреннего давления;

D_{mp}^H – то же что и в формуле (3);

D_{namp}^H – то же что и в формуле (3).

$$\begin{cases} A = 0,4; B = 1,273, \text{ при } \frac{D_{namp}^h}{D_{mp}^h} \leq 0,475; \\ A = -0,215; B = 2,612, \text{ при } \frac{D_{namp}^h}{D_{mp}^h} > 0,475. \end{cases}$$

(6)

По (6) определим значения коэффициентов A и B :

$$\frac{D_{namp}^h}{D_{mp}^h} = \frac{890}{820} = 1,09 > 0,475, \text{ следовательно } A = -0,215, B = 2,612.$$

Минимальную толщину стенки патрубка определим по формуле (5):

$$\frac{\delta_{namp}}{12} \geq \frac{490}{550} \cdot \left(-0,214 + 2,612 \cdot \frac{890}{820} \right);$$

$$\frac{\delta_{namp}}{12} \geq 2,34;$$

$$\delta_{namp} \geq 28,1.$$

С применением коэффициента запаса толщина стенки патрубка 32" фитинга «Grouted Tee» равна 58 мм, что удовлетворяет условиям безопасной эксплуатации.

Произведем тем же расчеты по формулам 5 и 6 для патрубка 28".

По (6) определим значения коэффициентов A и B :

$$\frac{D_{namp}^h}{D_{mp}^h} = \frac{780}{820} = 0,95 > 0,475, \text{ следовательно } A = -0,215, B = 2,612.$$

Минимальную толщину стенки патрубка определим по формуле (5):

$$\frac{\delta_{namp}}{12} \geq \frac{490}{550} \cdot \left(-0,214 + 2,612 \cdot \frac{780}{820} \right);$$

$$\frac{\delta_{namp}}{12} \geq 2,02;$$

$$\delta_{namp} \geq 24,2.$$

С применением коэффициента запаса толщина стенки патрубка 28" фитинга «Grouted Tee» равна 48 мм, что удовлетворяет условиям безопасной эксплуатации.

Таким образом, разрезной тройник «Grouted Tee Double Branch» удовлетворяет условиям прочности по толщине стенки усиливающей муфты и по толщине стенки патрубков.

Устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода определяется из условия:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (7)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение, МПа;

σ_2 – кольцевое напряжение, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы стенки патрубка;

γ_n – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;

R_y – расчетное сопротивление материала, МПа.

Коэффициент условий работы и коэффициент уровня ответственности выбираем согласно ГОСТ 27751 – 2014.

Определим расчетное сопротивление материала:

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (8)$$

где R_{yn} – нормативный предел текучести, МПа; $R_{yn}=325 \text{ MPa}$;
 γ_t – коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации;
 γ_n – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;
 γ_m – коэффициент надежности по материалу;
 γ_c – то же, что и в формуле (7).

Коэффициенты выбираем согласно СНиП 2.04.12-86.

$$R_y = \frac{325 \cdot 1,2 \cdot 1}{1,1 \cdot 1,05} = 337,7 \text{ MPa}.$$

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot g \cdot (m_m + m_a)}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot \delta_{namp}}, \quad (9)$$

где m_m – масса машины для врезок, кг;
 m_a – масса фланцевого адаптера, кг;
 r – внешний радиус патрубка, м;
 δ_{namp} – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot 9,81 \cdot (1360 + 449)}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,418 \cdot 0,028} = 0,254 \text{ MPa}.$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{don} \cdot D_{namp}^h}{2 \cdot \delta_{namp}}, \quad (10)$$

где P_{don} – то же что и в формуле (1);

D_{namp}^h – то же что и формуле (4);

δ_{namp} – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_2 = \frac{7,6 \cdot 0,835}{2 \cdot 0,029} = 109,4 \text{ MPa.}$$

Проверим патрубок на соответствие условию (7):

$$\sqrt{0,254^2 - 0,254 \cdot 109,4 + 109,4^2} \leq \frac{337,7 \cdot 1,2}{1,05};$$

$$109,53 \text{ MPa} \leq 409,6 \text{ MPa.}$$

Все условия выполняются, следовательно, фитинг удовлетворяет условиям прочности и пригоден к использованию.

7 Экономическая часть

В данном разделе произведен расчёт экономической эффективности проведения ремонтных работ без остановки перекачки с применением композитных материалов и технологии фирмы T.D. Williamson для замены дефектного участка условного рабочего нефтепровода диаметром D_N 820 на заболоченной местности.

Работы по замене дефектного участка могут проводиться как традиционными методами ремонта, при который останавливают перекачку нефтепродукта и несут большие экономические потери, так и альтернативными. К альтернативным методам можно отнести технологию

ремонта без остановки перекачки от компании Т.D.W. При этом методе ремонта действующий поток нефтепродукта перенаправляется в обходные линии, а полость с дефектной секцией перекрывается специальным оборудованием. В данной работе альтернативная технология ремонта была модернизирована на более эффективную для данных условий.

Помимо основных работ по ремонту трубопровода, также проводят работы по планировке монтажной и рабочей площадки, обустройство бытовых условий для работников, работы на машинах типа бульдозер и экскаватор, подготовительные работы на трубе, и т.д.

В данной работе в качестве альтернативы сварных фитингов, на которые будет устанавливаться все оборудование для проведения ремонта, применяются разрезные композитные фитинги Grouted Tee.

Применение альтернативных фитингов позволит:

- сократить финансовые затраты на проведение ремонта, поскольку уменьшится штаб высококвалифицированных работников и количество оборудования;
- сократить временные затраты, поскольку в несколько раз уменьшится время установки оборудования.

7.1 Структура затрат на ремонт

Чтобы подтвердить экономическую эффективность технологии на основе композитных материалов, проведем расчеты затрат на ремонт и экономических показателей эффективности по существующей альтернативной технологии и по предлагаемому модернизированному варианту.

Затраты на проведение ремонтных мероприятий состоят из затрат на приобретение оборудования и из затрат на строительно-монтажные работы.

Итоговая сумма ремонтных расходов определится по формуле

$$K = K_p + K_{ob} \quad (11)$$

где K – общие затраты, руб.;

K_p – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

K_{ob} – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

7.2 Расчет затрат на проведение работ по технологии T.D. Williamson со сварными фитингами

Так как организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод, является крупным игроком, то она имеет в наличии свою собственную материально-техническую базу. Поэтому все работы, включая подготовительные, производятся персоналом и техникой компании, что уменьшает некоторые затраты.

Затраты на проведение строительно-монтажных работ при замене дефектного участка сведем в таблицу 5.

Для проведения работ вырывается траншея размером 10x4x2 м, объем выработки составит 80 м³. Ремонтные работы проводятся по длине вырытого котлована, из них 2 метра закладывается на демонтируемый участок трубопровода, зачистка проводится по ширине устанавливаемого оборудования + 500мм запаса. Транспортировка оборудования производится от цеха эксплуатирующей организации до места ремонтных работ грузовыми автомобилями. Расстояние транспортировки ~74 км.

Стоимость земляных работ:

https://www.remontnik.ru/krasnoyarsk/zemljanye_raboty/

Источники по остальным строительно-монтажным работам:

<https://rusprompack.ru/>

<https://steel-pro.ru/>

<https://inbitek.ru>

<http://rostender.info/category/tendery-na-stroitelstvo-i-remont-nefteprovodov>

Таблица 5 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ со сварными фитингами

№	Наименование объектов, работ и затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	
1.1	Земляные работы, 80 м ³	28,0
1.2	Транспортировка оборудования	40,2
1.3	Зачистка изоляции	27
1.4	Дробеструйная обработка поверхности трубопровода	18,9
1.5	Предварительный подогрев	10,2
Итого по п.1		119,4
2	Работы по ремонту нефтепровода	
2.1	Сварочные работы	303,5
2.2	Монтажные работы	231,7
2.3	Изоляционные работы	260
Итого по п.2		795,2
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	60,8
3.2	Земляные работы (засыпка траншеи и т.д.)	33
Итого по п.3		93,8
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	145,5
Итого:		1128,8

7.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов со сварными фитингами Т.D.W.

Так как в обоих видах ремонта применяется машина для врезки ТМ-1200, то считать будем по затратам на расходные материалы и принадлежности.

В таблице 6 представлена смета на материалы для проведения ремонтных работ на дефектном участке в заболоченной местности с приваркой четырех фитингов. Необходимые материалы и оборудование представлены в таблице 5.

Источники цен:

<http://zakupki.rosneft.ru/zakupki>

Таблица 6 – Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов при ремонте со сварными фитингами

Наименование	Ед. изм.	Кол-во, шт	Стоимость, тыс. руб.
Фитинг «STOPPLE PLUS» 32×28 с фланцем «LOCK-O-RING»	шт.	2	1435,9
Фитинг «STOPPLE PLUS» 32x32 с фланцем «LOCK-O-RING»	шт.	2	1546,4
Фитинг «THREAD-O-RING»2" в комплекте с резьбовой пробкой и глухим колпаком	шт.	2	3,5
Устройство «STOPPLE-TRAIN» 32" для перекрытия полости трубопровода	шт.	2	2872
Машина для вырезания отверстий T1200	шт.	1	994,1
Адаптер машины для врезки T1200	шт.	1	165,7
Ручной сверлильный станок T101b в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки «THREAD-O-RING» диаметром 2 дюйма	шт.	1	863,7
Комплект инструмента и принадлежностей диаметром 32 дюймов (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOCK-O-RING)	компл	1	894,7
Комплект инструмента и принадлежностей диаметром 28 дюймов (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOCK-O-RING)	компл	1	861,6
Задвижка типа «SANDWICH» Ø 32"	шт.	2	2335,6
Задвижка типа «SANDWICH» Ø 28"	шт.	2	2281
Шаровой кран «Newman» Ø 2"	шт.	2	37,3
Пробка «LOCK-O-RING» диаметром 32 дюймов	шт.	2	253,7
Пробка «LOCK-O-RING» диаметром 28 дюймов	шт.	2	243
Глухой фланец в комплекте с крепежом и прокладкой 32 дюйма	шт.	2	165,7
Глухой фланец в комплекте с крепежом и прокладкой 28 дюймов	шт.	2	155,8
Гибкий шланг линии выравнивания давления 2 дюйма	шт.	2	82,1
Гайковерт гидравлический	шт.	1	111,6
Кессон разводной 6000x2500x4000	шт.	1	350
Дренажный насос Gardena Inox	шт.	1	20,8
Итого			15679,2

7.2 Расчет затрат на проведение работ по технологии T.D. Williamson с разрезными композитными фитингами

В таблицах 7 и 8 приведены затраты на проведение врезки и перекрытия участка нефтепровода с применением разрезного композитного фитинга Grouted Tee

Таблица 7 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ с композитными фитингами.

№	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Подготовительные работы	
1.1	Земляные работы, 80 м ³	28,0
1.2	Транспортировка оборудования	44
1.3	Зачистка изоляции	23,8
1.4	Дробеструйная обработка поверхности трубопровода	21,3
1.5	Предварительный подогрев	0
Итого по п.1		112,2
2	Работы по ремонту нефтепровода	
2.1	Сварочные работы	120,8
2.2	Монтажные работы	250,7
2.3	Изоляционные работы	249,1
Итого по п.2		620,6
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	42,5
3.2	Земляные работы (засыпка траншеи и т.д.)	21,3
Итого по п.3		63,8
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	156,7
Итого:		936,9

7.3 Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов по технологии с разрезными композитными фитингами

Источник:

Таблица 8 – Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов при ремонте с композитными фитингами

Наименование	Ед. изм.	Кол-во, шт	Стоимость, тыс. руб.
Фитинг «GROUTED TEE Double branch» 32×28\32 с фланцами «LOCK-O-RING», комплектом болтов, уплотнений, насосом и композитным раствором	шт.	2	2500,6
Фитинг «THREAD-O-RING» 2" в комплекте с резьбовой пробкой и глухим колпаком	шт.	2	3,5
Устройство «STOPPLE-TRAIN» 32" для перекрытия полости трубопровода	шт.	2	2872
Машина для вырезания отверстий Т1200	шт.	1	994,1
Адаптер машины для врезки Т1200	шт.	1	165,7
Ручной сверлильный станок Т101b в комплекте со спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки «THREAD-O-RING» диаметром 2 дюйма	шт.	1	863,7
Комплект инструмента и принадлежностей диаметром 32 дюймов (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOCK-O-RING)	компл	1	894,7
Комплект инструмента и принадлежностей диаметром 28 дюймов (фреза, держатель фрезы, направляющее сверло, держатель заглушки LOCK-O-RING)	компл	1	861,6
Задвижка типа «SANDWICH» Ø 32"	шт.	2	2335,6
Задвижка типа «SANDWICH» Ø 28"	шт.	2	2281
Шаровой кран «Newman» Ø 2"	шт.	2	37,3
Пробка «LOCK-O-RING» диаметром 32 дюймов	шт.	2	253,7
Пробка «LOCK-O-RING» диаметром 28 дюймов	шт.	2	243
Глухой фланец в комплекте с крепежом и прокладкой 32 дюйма	шт.	2	165,7
Глухой фланец в комплекте с крепежом и прокладкой 28 дюймов	шт.	2	155,8
Гибкий шланг линии выравнивания давления 2 дюйма	шт.	2	82,1
Гайковерт гидравлический	шт.	1	111,6
Итого			14821,7

7.4 Расчет затрат на монтажные работы

Прогнозируемое время проведения ремонтных работ по технологии со сварными тройниками 4 месяца, а по технологии с разрезными композитными фитингами 3 месяца. Срок эксплуатации оборудования составляет 10 лет.

7.4.1 Амортизационные отчисления

Оборудование фирмы T.D. Williamson относится к основным средствам компании. Средний срок эксплуатации оборудования – 10 лет. Стоимость оборудования T.D.W. без НДС составляет 55,3 млн. руб.

Источники:

https://findtenders.ru/tendery-po-postavshikam/513439-ooo_tdv_evrazija

<https://client.findtenders.ru/#tdetail:49689051:files>

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле (12)

$$AO = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100}, \quad (12)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основных средств, руб.;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Расчет годовой нормы амортизационных отчислений проведем по формуле (13):

$$H_a = \frac{100}{\text{срок службы}}. \quad (13)$$

Амортизационные отчисления за время работ вычислим по формуле (14):

$$AO = \frac{\left(\frac{C_{oc} \cdot H_a}{100} \right)}{366} \cdot время_работы, \quad (14)$$

где C_{oc} – то же, что и в формуле (12);

H_a – то же, что и в формуле (13);

366 – количество дней в текущем году.

В таблицы 9 и 10 выводятся результаты амортизационных отчислений.

Источники:

<https://www.mascus.ru/stroitelnaya-tehnika,1,relevance,search.html>

<https://exkavator.ru/trade/podemnayatehnika/truboukladchiki/komatsu/komatsu-d155c-1/>

https://www.farpost.ru/auto/spectech/?utm_medium=breadcrumb-filter

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте со сварными фитингами

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма АО за 4 месяца, руб.
Оборудование Т.Д.В.	1	55321700	10	10	60461
Автосамосвал КАМАЗ-65111	1	4015000	10	10	4388
Авто크ран «Ивановец»	1	6108333,3	10	10	6675,8
Экскаватор ЭО-4225	1	4666666,7	12	8,3	4233,2
Бульдозер ДЗ-42	1	1244166,7	12	8,3	1128,6
Трубоукладчик Komatsu D155C-1	1	8825000	10	10	9644,8
Грузовик КАМАЗ 5551	1	450000	10	10	491,8
Вахтовый автомобиль КАМАЗ 43118	1	3758333,3	10	10	4107,5
Дизельная электростанция ДЭС-120	1	1041666,7	6	16,7	1901,2
Сварочный агрегат АДД-305У1	1	45000	8	12,5	61,5
Кессон разводной	1	291667	10	10	318,8
Итого:					93412,2

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений при ремонте с композитными фитингами

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма АО за 3 месяца, руб.
Оборудование Т.D.W.	1	55321700	10	10	45345,6
Автосамосвал КАМАЗ-65111	1	4015000	10	10	3291
Автокран «Ивановец»	1	6108333,3	10	10	5006,8
Экскаватор ЭО-4225	1	4666666,7	12	8,3	3174,9
Бульдозер ДЗ-42	1	1244166,7	12	8,3	846,4
Трубоукладчик Komatsu D155C-1	1	8825000	10	10	7233,6
Грузовик КАМАЗ 5551	1	450000	10	10	368,9
Вахтовый автомобиль КАМАЗ 43118	1	3758333,3	10	10	3090,6
Дизельная электростанция ДЭС-120	1	1041666,7	6	16,7	1425,9
Сварочный агрегат АДД-305У1	1	45000	8	12,5	46,1
Итого:					69819,8

7.4.2. Расчет фонда оплаты труда

Фонд оплаты труда рассчитывается на персонал, участвующий в ремонтных мероприятиях. Состав ремонтной бригады в рассматриваемых видах ремонта различен, поэтому потребуется определиться с фондом для двух методов. Ремонт с применением композитных тройников займет 3 месяца, а по стандартной технологии T.D. Williamson срок ремонта составит до 4 месяцев.

Расчет месячного фонда оплаты труда производится по формуле (15)

$$\Phi_{OT} = O + CH + PK \quad (15)$$

где O – оклад, руб;

CH – северные надбавки, руб;

PK – районный коэффициент, руб.

Ремонтные работы производятся в районах Крайнего Севера, поэтому районный коэффициент составит 60 % от оклада, а так как за работу в условиях севера предназначены добавки, то они составят 30 % от оклада.

Результаты расчета фонда оплаты труда при работе с композитными фитингами представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Затраты на оплату труда при ремонте с композитными материалами.

Категория персонала	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэф. 60 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Итого за 3 месяца, руб.
Старший мастер	1	70000	42000	21000	399000
Инженер-механик	1	50000	30000	15000	285000
Инженер ПИЛ	1	55000	33000	16500	313500
Инженер ПТО	1	60000	36000	18000	342000
Электросварщик	2	40000	24000	12000	456000
Оператор (специалист) по врезке в трубопровод	2	50000	30000	15000	570000
Стропальщик	1	30000	18000	9000	171000
Машинист экскаватора	1	37000	22200	11100	210900
Машинист бульдозера	1	35000	21000	10500	199500
Машинист автокрана (трубоукладчика)	1	35000	21000	10500	199500
Водитель	2	25000	15000	7500	285000
Слесарь-монтажник	2	33000	19800	9900	376200
Стропальщик	1	29000	17400	8700	165300
Итого:	17				3972900

Источник уровня зарплат: <https://krasnoyarsk.hh.ru/>

В таблицу 12 сведены значения страховых взносов.

Таблица 12 – Страховые взносы за работы при ремонте с композитными материалами.

Основной фонд оплаты труда	Страховые взносы (30 % от ФОТ)	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,2 % от фонда оплаты труда)
3972900	1191870	7945,8

Результаты расчета фонда оплаты труда при традиционных работах с оборудованием Т.Д.В представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты на оплату труда при традиционных работах по врезке.

Категория персонала	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэф. 60% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада, руб.	Итого за 4 месяца, руб.
Старший мастер	1	70000	42000	21000	532000
Инженер-механик	1	50000	30000	15000	380000
Инженер ПИЛ	1	55000	33000	16500	418000
Инженер ПТО	1	60000	36000	18000	456000
Электросварщик	4	40000	24000	12000	1216000
Оператор (специалист) по врезке в трубопровод	2	50000	30000	15000	760000
Стропальщик	1	30000	18000	9000	228000
Машинист экскаватора	1	37000	22200	11100	281200
Машинист бульдозера	1	35000	21000	10500	266000
Машинист автокрана (трубоукладчика)	1	35000	21000	10500	266000
Водитель	2	25000	15000	7500	380000
Слесарь-монтажник	2	33000	19800	9900	501600
Стропальщик	1	29000	17400	8700	220400
Итого:	19				5905200

В таблицу 14 сведены значения страховых взносов.

Таблица 14 – Страховые взносы за работы при врезке.

Основной фонд оплаты труда	Страховые взносы (30 % от ФОТ)	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,2 % от фонда оплаты труда)
5905200	1771560	11810,4

7.6 Экономические показатели сравнения затрат при проведении ремонта по обеим технологиям

Таблица 15 – Экономические показатели сравнения затрат на проведение работ по замене дефектного участка

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ремонт с фитингами T.D.Williamson	Ремонт с фитингами Grouted Tee
1	Расходы на строительно-монтажные работы, тыс. руб.		
1.1	Подготовительные работы	124,3	117,1
1.2	Работы по ремонту трубопровода	795,2	620,6
1.3	Заключительные работы	63,8	93,8
1.4	Прочие работы и затраты	145,5	156,7
2	Расходы на амортизационные отчисления, тыс. руб.		

Окончание таблицы 15

№ п/п	Наименование работ и затрат	Ремонт с фитингами T.D.Williamson	Ремонт с фитингами Grouted Tee
2	Расходы на амортизационные отчисления, тыс. руб.		
2.1	Амортизация основного оборудования	93,4	69,8
3	Расходы на оплату труда и страховые взносы, тыс. руб.		
3.1	Фонд оплаты труда	5905,2	3972,9
3.2	Страховые взносы	1771,6	1191,9
4	Расходы на закупку оборудования и материалов, тыс. руб.		
4.1	Приобретение оборудования и расходных материалов	15679,2	14821,7
Итого:		24573,3	21039,6
5	Численность, человек	19	17
6	Срок работ, мес.	4	3

Уменьшение фонды оплаты труда достигается как благодаря сокращению срока ремонта с четырех до трех месяцев, так и из-за сокращения численности рабочего персонала с 19 до 17 человек.

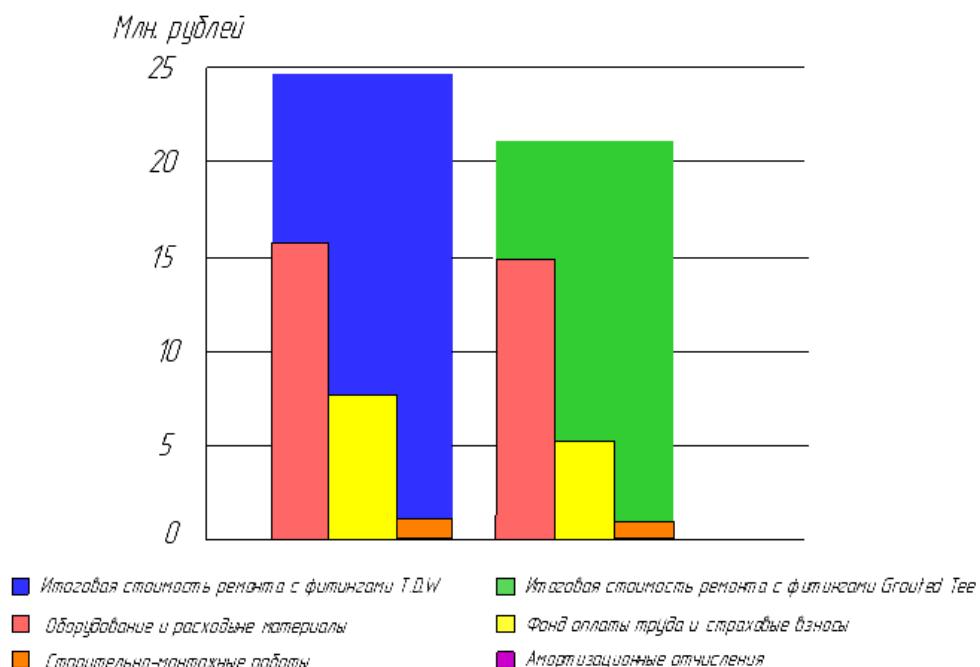


Рисунок 12 – Сравнение затрат на проведение работ по замене участка трубопровода по двум технологиям

Из сравнения затрат по двух технологиям следует, что проведение ремонта на заболоченной местности с применением фитингов Grouted Tee

вместо стандартных фитингов «STOPPLE-PLUS» гораздо эффективнее как в экономическом, так и во временном плане. Время ремонта сокращается за счет, во-первых, отсутствия необходимости в сооружении и доставке кессонной камеры, а во-вторых, объем сварочных работ становится во много раз меньше, поскольку применяемые фитинги устанавливаются на теле трубопровода с помощью композитного раствора. Учитывая вышеперечисленные достоинства, применение технологии на основе композитных самоотверждаемых материалов «Grouted Tee» в районах с заболоченной местностью является эффективным способом ремонта трубопроводов без остановки перекачки продукта

8 Безопасность и экологичность

Трубопроводный транспорт нефти и газа относится к опасным производственным объектам, где постоянно существует угроза воспламенения, взрывов, разливов горючих жидкостей и другие подобные опасности, которые уносят за собой жизни работников, оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

Поэтому для минимизации аварийных ситуаций, повышения экологической безопасности и безопасности своих работников необходимо соблюдение определенных норм и правил, которые предполагают обустройство безопасной работы.

8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При ремонте трубопровода по технологии Т.Д. Williamson работы производятся на открытом воздухе с применением специализированных машин и оборудования, поэтому на рабочих оказывают влияние неблагоприятные производственные факторы.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003 [11] неблагоприятные производственные факторы подразделяют на вредные, которые приводят к заболеваниям или усугубляют уже имеющиеся, и опасные, приводящие к травме или смерти.

Таблица 16 – вредные и опасные производственные факторы при горячих врезках

Вредные	Опасные
- повышенный уровень шума и вибраций при монтаже; - повышенная запыленность и загазованность; - недостаток освещения; - отклонение показателей климата в рабочей зоне.	- движущиеся машины и механизмы; - обрушение стенок траншеи; - поражение электрическим током.

Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов относится к наименьшему I классу профессионального риска. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний при первом классе профессионального риска составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [33].

Возможные аварии при проведении слесарно-монтажных работ:

- разлив нефтепродукта;
- воспламенение или взрыв нефтепродукта.

Любая аварийная ситуация, возникающая на трубопроводе, приводит к колоссальному ущербу окружающей среде.

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рассматриваемый участок магистрального нефтепровода расположен подземно в Туруханском районе Красноярского края.

Туруханский район принадлежит к Эвенкии. Климатический пояс Iб (IV). Климат района резко континентальный, характеризующийся суровой

продолжительной зимой, жарким коротким летом и значительными колебаниями температур. Среднегодовая температура воздуха составляет -6,3 °С, средняя температура в осенний период -15 °С, относительная влажность воздуха порядка 73 %, средняя скорость ветра 3,2 м/с.

Работы, связанные с заменой дефектного участка нефтепровода, относятся к физическим работам средней тяжести категории IIб с энергозатратами от 201 до 250 ккал/ч [16].

Ремонтные работы проводятся на открытой территории и только в светлое время суток.

Для безопасности работников и повышения эффективности работ располагают жилые мобильные помещения для отдыха и обогрева персонала в холодное время года. В трассовых условиях источниками тепла являются масляные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении мощностью до 2 кВт, питаемые от дизельного генератора. Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды в жилых помещениях применяют как естественную вентиляцию, так и кондиционеры с вентиляторами. Температура помещения, где происходит обогрев работников в холодное время, поддерживается в диапазоне 22-25°С [12].

8.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Все работы по врезке в трубопровод проводятся на открытых площадках.

Поскольку ремонтные работы на трубопроводе относятся к труду средней тяжести, то предельное допустимый уровень звука составляет 70 дБ [25].

При работах в зоне повышенного шума и вибраций от применяемых при монтаже и проведении врезок в нефтепровод техники и оборудования, который превышает норму предельно допустимых значений 70 дБА [25], при работах использовать противошумные наушники «Optime III» и виброзащищенные перчатки «VIBRO», поглощающие до 60% вибраций.

При работах по врезке, в котловане образуется повышенная запыленность и загазованность из-за очистки трубы от шлака и в результате выхлопов спецтехники. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны варьируется в пределах от 0,5 до 10 мг/м³ [12]. Перед проведением работ используется газоанализатор «Testo 310». При превышении нормы ПДК использовать СИЗ (респиратор, противогаз).

Работы проводятся в светлое время суток при дневном освещении.

В темное время суток освещение территории составляет 40 лк, что соответствует требованиям [28]. Данный показатель достигается четырьмя прожекторами «Helex SFDDE» с газоразрядными лампами высокого давления, установленными на прожекторных матчах.

Рабочий персонал, проводящий работы при низких температурах в климатическом поясе IV, обеспечивается спецодеждой с теплозащитными свойствами в соответствии с ГОСТ 29335 – 92 [29].

При работе с машинами и механизмами необходимо исключить нахождение рабочего вблизи движущихся частей техники.

Для защиты работников от обрушения стенок траншеи, на стадии земляных работ определяют значение наклона стенок котлована, а также производят их укрепление деревянными (или металлическими) сваями в соответствии с СНиП 3.05.05 – 84 [30].

При работах с электрическим оборудованием используется заземление.

8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Поверхности рабочего инструмента и трубопровода поддерживаются в чистоте, защищены от шлака и металлических включений.

При работах подготовительных, монтажных и работах по врезке использовать искробезопасные инструменты [26].

Для питания машины для врезок ТМ1200 применять дизельную электростанцию, работающую на токе промышленной частоты 50 Гц, с напряжением 220 В.

Машины для врезки, источники питания и устанавливаемое оборудование находится под заземлением. Заземление выполнено в виде стержневого проводника диаметром 1 см, углубленного в землю на 2 м [31].

Для измерения сопротивления применяем измеритель сопротивления ИС-10.

Во время производства работ использовать СИЗ согласно [32].

8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Источником возникновения пожара при проведении слесарно-монтажных работ является человеческий фактор.

Запрещается использовать оборудование, при работе с которым возможно образование искр. Оборудование исполнено во взрывозащищенном исполнении [26].

Запрещается курить и производить любые другие действия, способные привести к воспламенению [26].

Нефть является легковоспламеняющейся жидкостью 3 класса опасности [17]. Пары нефти относятся к группе взрывоопасной смеси Т2 и к категории взрывоопасности смеси IIА с температурой воспламенения 35...120°C [18, 19]. Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м³.

Ремонтируемый участок относится к категории БН (взрывопожароопасность) [20]. Зона рядом с МН относится к 0 классу по взрывоопасности [21].

Все применяемое электрооборудование имеет уровень взрывозащиты Ga, II группы электрооборудования с очень высокой степенью обеспечиваемой взрывозащиты [22].

Автоматическая сигнализация о пожаре не предусмотрена. На ремонтной площадке имеются следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые или углекислотные (2 шт. на каждую единицу техники и оборудования);
- лопаты и ведра.

8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

процессе врезки возможна утечка нефтепродукта и его паров через фланцевое соединение фитинга. Перед проведением работ по врезкам все оборудование проверяется на герметичность путем гидроиспытаний.

К основным поражающим факторам относится воспламенение утекшей нефти и ее паров в следствие не соблюдения правил [26]. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу.

Если при работе на оборудования появилась течь нефтепродукта, то работы останавливаются, полнопроходные задвижки закрываются, устраняется причина течи.

В случае аварии незамедлительно вызвать пожарную команду и приступить к ликвидации аварии имеющимися средствами.

Участок магистрального нефтепровода после ввода в эксплуатацию имеет категорию по ГО – не категорированный [23].

Транспортировка нефти по МН является непрерывным технологическим процессом. На таких участках наличие сооружений не предусматривается. Каждый член бригады укомплектован индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

8.7 Экологичность проекта

Работы по прокладке дорог, разработке котлована, зачистке поверхности нефтепровода и ремонту действующего трубопровода горячей врезкой напрямую связаны с экологической безопасностью.

Источники загрязнения почвы, воды и воздуха и решения по их устранению представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Источники загрязнения почвы, воды и воздуха и решения по их устранению

Источники загрязнения	Решения по устранению и предотвращению загрязнений
Утечка транспортируемого нефтепродукта	Локальная герметизация используемого оборудования и проведение испытаний перед работами
Вырубка деревьев и кустарников при обустройстве места проведения аварийных работ	Произвести посадку деревьев и кустарников, приспособленных к почвенно-климатическим условиям данного региона
Разрушение почвы при разработке котлованов	Провести рекультивацию поврежденных земель
Изоляционные материалы, негативно влияющие на почву	Применять изоляционные материалы, не влияющие химический состав почв
Мусор, оставшийся после ремонтных работ	Вывоз отходов на места постоянного складирования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе:

- 1) разработан проект по ремонту действующего нефтепровода DN 820 по технологии компании T.D.Williamson, а именно подготовительные, монтажные, сварочно-монтажные, заключительные работы по проведению врезки и перекрытию полости участка конденсатопровода с последующей его заменой;
- 2) определены основные этапы процесса врезки и перекрытия полости действующего нефтепровода, от начала организации работ до контроля качества выполненных работ;
- 3) проведены технологические расчеты по определению максимально допустимого рабочего давления на участке трубопровода при проведении работ по врезке прочности и расчеты конструктивных элементов, таких как композитные фитинги и их патрубки;
- 4) произведена модернизация существующей технологии ремонта магистрального нефтепровода, проложенного на заболоченной местности, путем замены сварных фитингов на композитные разрезные фитинги «Grouted Tee».
- 5) проведены экономические расчёты для обоснования эффективности предлагаемого варианта проведения работ, а именно сокращение сметной стоимости производства работ на 3533,7 тыс.руб. и сокращение срока ремонта с 4 до 3 месяцев.

На основании вышеперечисленных данных, следует сделать вывод, что цель, поставленная в моей ВКР достигнута, все задачи выполнены, предлагаемая модернизация являются целесообразной и экономически эффективной.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВКР – выпускная квалификационная работа;
ГО – гражданская оборона;
ГСМ – горюче-смазочные материалы;
МН – магистральный нефтепровод;
ПДК – предельно допустимая концентрация;
РД – руководящий документ;
СИЗ – средство индивидуальной защиты;
ФОТ – фонд оплаты труда;
ЧС – чрезвычайные ситуации;
L-O-R – LOCK-O-RINGTM;
TDW – T.D. WilliamsonTM;
TOR – THREAD-O-RINGTM;
TM – Tapping machineTM.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ОСТ 23.040.00-КТН-574 – 06. Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – Введ. 12.05.2006. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 52 с.
- 2 Виды ремонта магистральных трубопроводов [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения. – Москва. – Режим доступа: https://studopedia.su/19_833_vidi-remonta-magistralnih-truboprovodov-i-ih-spetsifikasi.html
- 3 РД 39-0147014-535 – 87 Инструкция по сварке при монтаже и ремонте трубопроводов и ответственных металлоконструкций в организациях и на предприятиях Миннефтепрома
- 4 Evolution of epoxy pipeline technology [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения. – Испания. – Режим доступа: <https://www.slideshare.net/LTDH2013/sesin-tcnica-sala-km-19-epoxy-pipeline-technology>
- 5 Schlumberger Terms [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения. – Хьюстон. – Режим доступа: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms>
- 6 Grouted hot tap fittings – an alternative to welded fittings [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения. – Режим доступа: https://www.apga.org.au/sites/default/files/uploaded_content/field_f_content_file
- 7 ГОСТ 14782 – 86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – Введ. 01.01.1988. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1986. – 39 с.
- 8 ГОСТ 2789 – 73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики. – Введ. 01.01.1975. – Москва : Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1973. – 14 с.
- 9 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.10 SPE-124676-MS. The Development of Subsea Grouted Tee (SSGT) for Subsea Pipeline Live Intervention. – Введ. 08.11.2009. – Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers, 2009. – 26 с.

11 ГОСТ 12.0.003 – 2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 03.01.2017. – Москва : Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2015. – 16 с.

12 ГОСТ 12.1.005 – 88 Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды. – Введ. 1.01.1989. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1989. – 49 с.

13 СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2.08.1995. – Москва : Госстрой СССР, 1995. – 48 с.

14 ГОСТ 12.1.046 – 85 Системы стандартов безопасности труда. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 25.04.1985. – Москва : ВЦНИИОТ, 1985. – 14 с.

15 ОСТ 36-146 – 88. Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия. – Введ. 01.01.89. – Москва : Госстрой СССР, 1988 – 101 с.

16 СНиП Ш-42 – 80. Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.01.1981. – Москва : Миннефтегазстрой, 1981. – 94 с.

17 ГОСТ 19433 – 88 Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Взамен ГОСТ 19433 – 81 ; введ. 01.01.90. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с.

18 ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 23 с.

19 ГОСТ 30852.11 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 16 с.

20 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

21 ГОСТ 31610.10 – 2012 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 51 с.

22 ГОСТ 30852.0 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 56 с.

23 Постановление 1149 О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне // Российская газета. – 2015. – 21 мая

24 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федер. закон Российской Федерации от 22.07.2008 №123-ФЗ // КонсультантПлюс. – 2016. – 20 апр.

25 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы. – Введ. 31.10.1996. – Москва, 1996.

26. ВППБ 01-01 – 94 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения. – Введ. 01.01.2002. – Москва, 2002

27 СТО Газпром 2-3.5-051 – 2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – Введ. 30.12.2006. – Москва, 2006

28 СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 01.01.1996. – Москва, 2003

29 ГОСТ 29335 – 92. Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru>

30 СНиП 3.05.05 – 84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru>

31 ГОСТ Р 50571.10 – 96. Заземляющие устройства и защитные проводники. – Введ. 14.01.1997. – Москва : Стандартинформ, 1996. – 12 с.

32 Инструкция по охране труда для слесаря по эксплуатации и ремонту газового оборудования (утв. Минтрудом РФ 13 мая 2004 г.)

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

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

Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под
давлением, с применением композитных материалов

Руководитель  19.06.20 канд. техн. наук, доцент А.Н. Сокольников

Выпускник  18.06.20 С. В. Гайдамакин

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под
давлением, с применением композитных материалов»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Использование метода горячей врезки в трубопроводы, находящиеся под давлением, с применением композитных материалов» содержит 75 страниц текстового документа, 33 использованных источника, 6 листов графического материала.

ДЕФЕКТНЫЙ УЧАСТОК, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЯ, ФИТИНГ, НЕПРЕРЫВНЫЙ ПРОЦЕСС, КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.

Объект ВКР: действующий магистральный нефтепровод

Цель ВКР: адаптация существующей технологии горячей врезки в трубопровод под рассматриваемую местность, для сокращения производственных издержек и уменьшения сроков ремонта.

Задачи ВКР:

- изучить эксплуатационные дефекты трубопровода и произвести анализ существующих технологий ремонта по устраниению этих дефектов;
- изучить технологии ремонта по T.D. Williamson и модернизировать её под окружающую местность;
- подобрать необходимое для модернизации оборудование;
- произвести прочностные и экономические расчеты, для обоснования экономичности и безопасности модернизированной технологии.

В результате работы: разработан план производственных работ для врезки и перекрытия действующего нефтепровода DN 820 с описанием технологии и последовательности выполняемых операций по технологии T.D. Williamson; проведены технологические расчеты; предложен альтернативный вариант проведения работ на заболоченной местности для сокращения производственных издержек;

Эффективность модернизации подтвердилась рядом расчетов, показавших как снижение затрат денежных средств на более чем 3,5 млн. рублей, так и сокращение времени работ с четырех до трех месяцев.