


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

План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на
Юрубчено-Тохомском месторождении

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

 18.06.20

Е. А. Побеляев

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении».

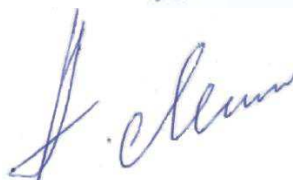
Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А. Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента Е.А. Побеляева на тему «План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении» состоит из 83 страницы расчетно-пояснительной записки, 32 использованных источников, 7 листов графического материала.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД, ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Работа состоит в разработке плана мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о промышленном трубопроводе, причины реконструкции, мероприятия и методы для устранения дефектов трубопровода, а также план мероприятий по реконструкции.

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

В экономической части рассмотрены экономические проблемы промышленного трубопровода. Был произведен расчет капитальных вложений на реконструкцию, приведен расчет экономической эффективности инвестиций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Общие сведения о месторождении.....	8
1.1 Климатическая характеристика района	10
1.2 Инженерно-геологическая характеристика и гидрологические условия района	12
2 Технологическая часть	13
2.1 Состояние нефтегазосборного трубопровода «вр.к.19 – вр.к. 19,15» до реконструкции	13
2.2 Причина реконструкции нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19,15»	15
2.3 Методы устранения дефектных участков трубопровода.....	16
2.3.1 Устранение смещения оси трубопровода от проектной отметки	16
2.3.2 Устранение дефекта «изгиб шпинделя»	19
2.3.3 Устранение дефекта «гофр на стенке трубопровода без дополнительных дефектов»	22
2.4 План мероприятий по реконструкции нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19, 15»	26
2.4.1 Подготовительные работы	27
2.4.2 Производство работ	29
2.4.3 Заключительные работы.....	31
2.4.4 Меры безопасности.....	32
2.4.5 Действия персонала при аварийных ситуациях.....	32
2.5 Гидравлические испытания.....	33
2.6 Контроль сварных стыков	34
3 Расчетная часть.....	35
3.1 Проверка нефтегазосборного трубопровода на прочность	36
3.2 Проверка деформаций нефтегазосборного трубопровода.....	39
3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода	41
3.4 Расчет режимов ручной электродуговой сварки	49
4 Безопасность и экологичность	56

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ	56
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	57
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования	59
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	61
4.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	62
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	63
4.7 Экологичность проекта	65
5 Экономическая часть	66
5.1 Затраты на аренду техники	66
5.2 Затраты на вспомогательное оборудование	67
5.3 Затраты на материалы и оборудование для монтажа.....	69
5.4 Расчет затрат на ГСМ	70
5.5 Заработная плата рабочих	71
5.6 Расчет потерь нефти при проведении работ	74
5.7 Смета затрат на реконструкцию	75
5.8 Окупаемость проекта.....	77
Заключение	79
Список сокращений	80
Список использованных источников	81

ВВЕДЕНИЕ

Промысловый трубопровод – это капитальное инженерное сооружение, рассчитанное на длительный срок эксплуатации, предназначенный для бесперебойной транспортировки нефти, природного газа, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест их добычи (начальная точка трубопровода) до установок комплексной подготовки. После подготовленная нефть или газ поступает в магистральный трубопровод, либо передаться на другой вид транспорта – речной, морской, железнодорожный.

Главная составляющая промыслового трубопровода – это линейная часть. Линейная часть – это непрерывная нить, сваренных между собой труб или секций.

Промысловый трубопровод, является важной частью обустройства нефтяных месторождений, служит для осуществления комплекса технологических и технических мероприятий по извлечению нефти, газа из недр. Он обеспечивает безопасность населения и охрану объектов окружающей среды. Для обеспечения безаварийного и безопасного использования его функционала, необходимо своевременное обслуживание трубопровода, а при необходимости и его реконструкция. В этом состоит актуальность данной работы.

Объектом работы является промысловый трубопровод.

Цель работы состоит в том, чтобы разработать план мероприятий по реконструкции промыслового трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- собрать сведения о районе, о его климатической, инженерно-геологической характеристике, на территории которого находится промысловый трубопровод;
- определить состояние трубопровода до реконструкции;

- разработать план мероприятий по реконструкции;
- произвести экономический расчет затрат на реконструкцию;
- рассмотреть все аспекты безопасности жизнедеятельности на месте проведения работ и вокруг него.

1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Восточной Сибири на юге Эвенкийского муниципального района Красноярского края между реками Ангары и Подкаменной Тунгуски. Принадлежит к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Оно состоит из трех лицензионных участков: Куюмбинского, Юрубченского, Терско-Камовской. Являются частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены.

Нефтегазоконденсатное месторождение – это месторождение содержащее нефть, газ, конденсат [1].

Конденсат (газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей) – это смесь углеводородных C^{5+} и не углеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в растворенном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации [1].

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байкит. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Куюмба и Байкит. Основной транспортной артерией является река Подкаменная Тунгуска, навигация возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба –1551 км. Обзорная карта района представлена на рисунке 1.

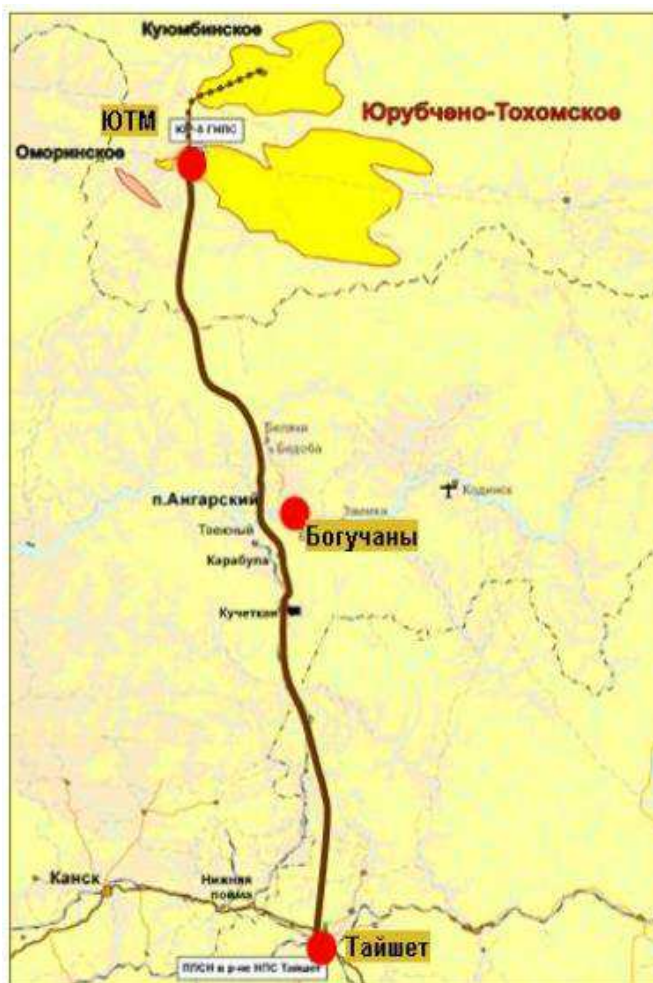


Рисунок 1 – Обзорная карта района

На ЮТМ добыча осуществляется фонтанным способом, данный способ означает что нефть, газ, конденсат высвобождается из нефтегазоконденсатного коллектора давлением вызванным собственным весом пласта.

Фонд скважин ЮТМ представляет из себя набором кустовых площадок, так как на месторождении используется кустовое бурение.

Кустовое бурение – это бурение группы наклонных скважин с общего основания ограниченной площади, на котором размещаются буровая установка и устьевое оборудование при разработке месторождений нефти и газа [1].

Для осуществления учета добычи скважинной продукции на каждый куст устанавливается автоматизированная групповая замерная установка, в которой находится трехфазный сепаратор, для первичного разделения водонефтяной эмульсии и газа, а также расходомеры, для подсчета каждой из фаз.

Скважинная продукция или водонефтяная эмульсия – это трехфазная многокомпонентная система, состоящая из нефти, газа и пластовой воды. В состав нефтей входят различные органические газы (метан, этан, пропан, бутан), а также неорганические (углекислый газ, сероводород, гелий). Пластовая вода представлена в эмульсионном состоянии, содержит разнообразные минеральные соли, хлористый магний $MgCl_2$, хлористый натрий $NaCl$, хлористый кальций $CaCl_2$ и др., а также механические примеси.

Сбора и транспортировку подсчитанной скважинной продукции осуществляется промышленным трубопроводом, который в свою очередь передает продукт на установку подготовки нефти.

Промысловый трубопровод (или нефтегазосборный трубопровод) – трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промышленных сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа [1].

В свою очередь, на УПН происходит дегазация, обезвоживание, обессоливание, стабилизация и удаление механических примесей из скважинной продукции, в результате чего получается товарная нефть.

Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 – 2002.

1.1 Климатическая характеристика района

Территория в целом расположена в средней части Азиатского материка в центральной области России и простирается на юге Эвенкийского муниципального района Красноярского края.

Климат района резко континентальный. Зима холодная, продолжительная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе равна $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, самая низкая достигает $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. В декабре продолжительность темного времени суток составляет 16 часов. В летнее время года умеренно

тепло. Преобладающая температура воздуха в июле днем +20 °С, ночью +12 °С, максимальная достигает +38 °С.

Расчетная зимняя температура наружного воздуха по МС Байкит – Эвенкийский МР:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 50 °С;
- средняя температура наиболее холодных суток – минус 53 °С [2].

Нагрузки для данного района строительства:

- расчетное значение веса снегового покрова:
 - для VI района – 3,0 кПа;
- нормативное значение ветрового давления:
 - для I района – 0,23 кПа [3].

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов для:

- глина или суглинков – 2,6 м;
- супесь, песков пылевых или мелких – 3,16 м.
- песок средней крупности, крупный или гравелистый – 3,38 м;
- крупнообломочные грунты – 3,84 м [2].

По данным МС Байкит годовое количество осадков в среднем равно 510 мм, в теплый период «апрель-октябрь» – 364 мм, в холодный период «ноябрь-март» – 146 мм [2].

Преобладающими ветрами на всей территории являются ветры южного и юго-западного направлений, которые наблюдаются в основном в зимний и переходные периоды года. В теплую часть года преобладает северный ветер. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 1,9 м/с, минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 0 м/с. Средняя годовая скорость ветра – 1,2 м/с. Максимальные скорости ветра достигают 23 м/с. Чаще всего они наблюдаются весной (март – май), реже – зимой [2].

1.2 Инженерно-геологическая характеристика и гидрологические условия района

С географической точки зрения Юрубчено-Тохомское месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья.

По всей территории месторождению господствует светлохвойный таежный ландшафт. Местами здесь встречаются гряды и холмы высотой до 150 м.

Наиболее возвышенные участки местности заняты участками светлохвойной тайги (сосны, лиственница и др.). Широкие пойменные террасы заняты густыми зарослями кустарников высотой 1...1,5 м (иногда до 2,0 м), состоящими из ольхи, багульника, брусники.

По характеру растительности район относится к зоне тайги. Растительность представлена лиственницами, соснами, кедром, кустарниками. Травянистая растительность представлена мхами и лишайниками.

Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10...15°.

Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187...300 метров, глубину до 2,8 метра, скорость течения 0,5...0,8 м/сек. Грунт дна твердый, русло извилистое, берега пологие (около поселка Куюмба – скалистые). Река Юрубчен шириной 15...40 метров, глубиной до 0,9 метра. Заболоченность небольшая – 2,5...3% от всей территории участка, в основном наблюдается по руслам рек. Река Тохомо ширина 10...45 м, глубина до 2,5 метров.

2 Технологическая часть

2.1 Состояние нефтегазосборного трубопровода «вр.к.19 – вр.к. 19,15» до реконструкции

Нефтегазосборный трубопровод «вр.к. 19 – вр.к.19,15» диаметром 325 мм с толщиной стенки 8 мм, изготовленный из марки стали 13ХФА по ТУ1317-006.1-593377520 – 2003, общей протяженностью 7591 м, предназначен для транспорта скважинной продукции от вр.к. 19 до вр.к 19,15, где далее эмульсия попадает в другой нефтегазосборный трубопровод большего диаметра.

Расчетный срок эксплуатации трубопровода 25 лет.

Прокладка основной длины трубопровода выполнена в подземном исполнении, на узлах обслуживания предусмотрен выход трубопровода наружу с использованием наземного и надземного исполнения на свайных опорах.

В соответствии с требованиями СП 34-116 – 97 нефтегазосборный трубопровод классифицируется как промышленный – III класса и II (С) категории. Годовая пропускная способность нефтегазосборного трубопровода соответствует 0,97 млн. тонн в год.

Участок трубопровода на пересечениях через реки Тохомо, прокладываемые способом горизонтального направленного бурения приняты категории С по таблице 4 ГОСТ Р 55990 – 2014, что соответствует II категории по СП 34116 – 97.

Расчетное давление в нефтегазосборном трубопроводе принято – 4,0 МПа (изб.).

В соответствии с технологической схемой нефтесборного трубопровода предусмотрена очистка и диагностика трубопровода с расположением узла запуска СОД на уз.7 (вр.к.19) ПК 0+21,64 и узла приема СОД на уз.10 (КП СОД к.19) ПК 75+56,37.

Технологическая схема узлов КЗ и КП СОД обеспечивает:

- транспортировку водонефтяной эмульсии и газа, минуя камеры СОД;
- запуск и прием СОД;
- дренаж водонефтяной эмульсии, конденсата, газа из камеры приема и запуска, и прилегающих трубопроводов осуществляется в емкость подземную горизонтальную дренажную, объемом 8 м³;
- откачку жидкого осадка в передвижную емкость.

Нефтегазосборный трубопровод «вр.к. 19 – вр.к.19,15» состоит из следующих узлов обслуживания: узел №7 (узел запуска СОД, совмещенный с узлом подключения куста 19) ПК 0+21,64, узел № 8 (узел запорной арматуры) ПК 8+90,89, узел № 9 (узел запорной арматуры, совмещенный с узлом подключения куста № 15) ПК 34+92,42, узел № 10 (узел приема СОД, совмещенный с узлом подключения перемычки) ПК 75+56,37, вр.к.19,15 (узел 17 А) нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 12 – гр.УПН» (конец нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19,15»)

Для опорожнения участков трубопровода при ремонтных и нештатных режимах эксплуатации предусмотрена установка вантузов на узлах.

Для защиты от коррозии нефтегазосборного трубопровода, предусмотрены трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-003-52534308 – 2008. Нефтегазосборный трубопровод «к.19 – вр.к. 19», не оснащенных узлами запуска и приема СОД, предусмотрены трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 1390-003-52534308 – 2008.

Наземные участки трубопровода, соединительные детали и арматура теплоизолированы. Состав тепловой изоляции: маты прошивные, покровный слой поверх изоляции – стальной лист толщиной 0,5 мм. Для запорной арматуры предусмотрены разъемные коробки из оцинкованной стали с теплоизоляцией.

2.2 Причина реконструкции нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19,15»

В результате выполнения работ по пропарке фонтанной арматуры одной из скважины на кусте 19, произошел отрыв газогидратной пробки, что в свою очередь вызвало резкое увеличения дебита скважины, с последующим скачком давления в нефтегазосборном трубопроводе «вр.к.19 – вр.к. 19, 15».

Из-за резкого увеличения давления в трубопроводе возникли недопустимые продольные напряжения, что в свою очередь вызвало вибрацию с последующими обратными поступательными движениями по оси трубопровода, а также потеря устойчивости трубопровода в продольном направлении.

В итоге, на узле № 8 (запорной арматуры) произошло падение задвижки клиновой № 323 с опоры, под собственным весом задвижки и трубопровода, произошло смещение оси нефтегазосборного трубопровода от проектной отметки, а также от удара об грунт арматуры, произошел изгиб шпинделя с его последующим заклиниванием. При повороте трубопровода со стороны куста 19, в районе узла № 8, до задвижки, образовался гофр под действием поперечного изгиба с изломом. По результатам визуального и измерительного контроля дефекты признаны не допустимыми и нуждаются в устранении.

Визуальный и измерительный контроль – это один из методов неразрушающего контроля оптического вида, основан на получении первичной информации о контролируемом объекте при визуальном наблюдении или с помощью оптических приборов и средств измерений [4].

Гофр – это уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода [5].

Перечень дефектов, нуждающихся в устранении: изгиб шпинделя с его последующим заклиниванием задвижки № 323, смещение оси трубопровода от

проектной отметки, гофр на стенке трубопровода без дополнительных дефектов.

В связи с изложенным выше, принимается решение по реконструкции нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19, 15».

2.3 Методы устранения дефектных участков трубопровода

2.3.1 Устранение смещения оси трубопровода от проектной отметки

Для устранения смещений оси трубопровода необходимо, произвести земельные работы по вскрытию трассы прокладке трубопровода, с его последующим возвращением на проектную отметку.

Все работы осуществляются после остановки транспортировки скважиной продукции, путем перекрытия фонтанной арматуры скважин и перекрытия участка производства работ линейными или технологическими задвижками. По завершению работ вернуть трубопровод в необходимый режим работы, после опрессовки и проверки на герметичность.

К началу работ по рытью траншеи должны быть получены наряд – допуск и письменное разрешение на право производства земляных работ в охранных зонах сооружений или подземных коммуникаций, выданное организацией – владельцем этого сооружения или коммуникации.

Разрабатывать грунт в выемках «подкопом» не допускается. Извлеченный из выемки грунт необходимо размещать на расстоянии не менее 1 м от бровки этой выемки [6].

При разработке выемок в грунте одноковшовым экскаватором высота забоя должна определяться с таким расчетом, чтобы в процессе работы не образовывались «kozyрки» из грунта [6].

При работе экскаватора не разрешается производить другие работы со стороны забоя и находиться работникам в радиусе действия экскаватора плюс 5 м [6].

При механическом ударном рыхлении грунта не допускается нахождение работников на расстоянии ближе 5 м от мест рыхления [6].

Запрещается разработка грунта бульдозерами и скреперами при движении на подъем или под уклон, с углом наклона более указанного в паспорте машины.

При обнаружении не отмеченных на планах кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения принадлежности обнаруженных сооружений и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ [6].

Не допускается проведение землеройных работ машинами на расстоянии менее 1 м, а клин-молота и подобных механизмов – менее 5 м от трассы трубопровода, если эти работы не связаны с раскопкой трассы трубопровода [6].

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над трубопроводом допускается производить на глубину, при которой до трубопровода остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами [6].

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания с помощью пара.

Место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено. На ограждении должны быть предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время – сигнальное освещение.

Производство работ в неосвещенных местах не допускается.

Для работающих на открытом воздухе должны быть предусмотрены навесы или укрытия для защиты от атмосферных осадков.

Траншею разрабатывают способом торцевого забоя при движении экскаватора по ее оси. Грунт, извлеченный из траншеи, укладывают в отвал не ближе 1 метра от бровки траншеи [6].

Не допускается приближение режущих кромок землеройного механизма ближе 0,5 метра от образующей трубопровода со всех сторон. Далее выемка грунта производится вручную [6].

Расстояние от крайней образующей трубы до стенки откоса должна быть не менее одного метра. Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины 2 метра [6].

После разработки траншеи предусмотрены работы по восстановлению положения трубопровода, для этого используются краны-манипуляторы. Трубопровод с помощью плетей фиксируются к руке манипулятора и перемещается в траншею на свое проектное положение. После чего производится его засыпка.

При укладке трубопровода в траншею необходимо обеспечивать:

- недопущение в процессе опускания плетей их соприкосновений со стенками траншеи;
- сохранность стенок самого трубопровода (отсутствие на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);
- сохранность изоляционного покрытия;
- образование зазора между стенками траншеи и трубопроводом не менее 100...150 мм;
- полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине [6].

При укладке трубопровода дно траншеи должно быть тщательно выровнено и спланировано. Для защиты трубопровода от механических повреждений в процессе и после укладки трубопровода, а также во время его засыпки на участках, где трасса проходит по скальным, каменистым или мерзлым породам, должны применяться подсыпка и присыпка из мягкого или мелкозернистого грунта толщиной не менее 0,2 м, сплошные защитные покрытия из вспененных синтетических материалов, а также обертки из синтетических композиций [6].

Укладка трубопровода в траншею должна производиться без рывков, резких перегибов. Не допускается сбрасывание плети на дно траншеи и перемещение ее волоком по дну [6].

При подземном проложении, перед засыпкой трубопровода, с целью облегчения его последующего обнаружения с помощью металлоискателя, вдоль трубопровода по его верхней образующей, возможна установка стального элемента (троса, проволоки, шины и т.д.) [6].

Перед началом засыпки трубопровода необходимо:

- проверить положение трубопровода и его плотное прилегание ко дну траншеи;

- проверить состояние изоляционного покрытия и при необходимости отремонтировать;

- провести работы по предохранению изоляционного покрытия от механического повреждения [6].

После присыпки трубопровода производится уплотнение грунта в пазухах траншеи. Трамбовка грунта непосредственно над трубопроводом запрещается. При засыпке над трубопроводом делают грунтовый валик с учетом его последующей осадки до уровня поверхности земли в процессе консолидации грунта, с учетом того чтобы обеспечить высоту засыпки 0,8 м от верхней образующей трубопровода [6].

Обязательно после работ восстановить плодородный слой земли.

2.3.2 Устранение дефекта «изгиб шпинделя»

Дефект, изгиб шпинделя с его последующим заклиниванием задвижки клиновой, невозможно устранить на месте, поэтому необходимо демонтировать запорную арматуру с линейной части трубопровода и передать для дальнейшего ремонта в цех наладочно-пусковых работ.

Данный дефект нуждается в устранении в самые короткие сроки, так как дальнейшая безопасная эксплуатация нефтегазосборного трубопровода

невозможно. Обеспечить герметичное перекрытие потока флюида невозможно. Корректирование технологического процесса невозможно.

При данном дефекте, для предотвращения длительного времени простоя нефтегазосборного трубопровода, применяют метод полной замены узла, в нашем случае демонтаж дефектной запорной арматуры и последующий монтаж новой, исправной.

Монтаж и демонтаж оборудования должен производиться в соответствии с требованиями, указанными в документации на оборудование.

Новая арматура при установке должна соответствовать следующим требованиям:

- наличие паспорта на арматуру от завода – изготовителя;
- наличие маркировки и соответствие ее имеющимся сертификатам (паспортам);
- отсутствие недопустимых вмятин, задигов, механических повреждений, металлургических дефектов и коррозии;
- отсутствие на торцах забоин, вмятин, наличие разделки под сварку;
- состояние и плотность материалов и сварных швов ЗРА;
- плавность перемещения всех подвижных частей ЗРА и электропривода;
- исправность электропривода и электрооборудования;
- наличие комплектующих;
- руководства по эксплуатации;
- протоколов приемо-сдаточных испытаний;
- проведение полного цикла на открытие и закрытие ЗРА [7].

Работы, предусмотренные при демонтаже, монтаже запорной арматуры и деталей выполняют по разработанным правилам производства работ, и осуществляются в следующей последовательности:

- остановка транспортировки скважиной продукции, путем перекрытия фонтанной арматуры скважин и перекрытия участка производства работ линейными или технологическими задвижками, также установка заглушек в местах перекрытия;

- стравливание ремонтируемого участка трубопровода от водонефтяной эмульсии и газа;
- демонтаж с запорной арматуры штурвала, электропривода и имеющегося навесного оборудования;
- разболчивание фланцевых соединений арматуры и трубопровода;
- демонтаж запорной арматуры;
- монтаж новой запорной арматуры на опору,
- проверка плоскости фланцевого соединения трубопровода и арматуры;
- нанесение пластичной смазки на плоскость фланцевого соединения арматуры, установка спиральной прокладки;
- стыковка и приболчивание трубопровода и арматуры;
- удаление заглушек, открытием фонтанной арматуры скважин, с последующим открытием линейных задвижек, выполнение опрессовка трубопровода;
- проверка на герметичность фланцевого соединения и запорной арматуры;
- вывод трубопровода на необходимый режим работы [7].

Задвижка клиновая представлена на рисунке 2.

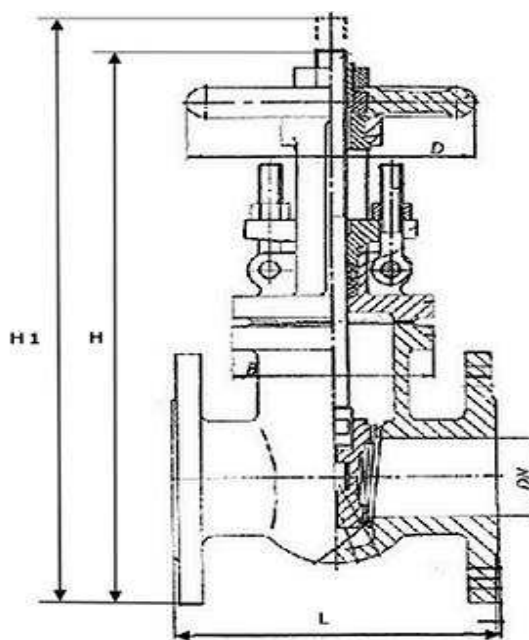


Рисунок 2 – Задвижка клиновая в разрезе

2.3.3 Устранение дефекта «гофр на стенке трубопровода без дополнительных дефектов»

Для устранения данного дефекта необходимо произвести земляные работы, описанные в пункте 2.3.1, так как работы будут заключаться в непосредственном вырезании дефектного участка трубопровода и его извлечении из трассы трубопровода, с последующей заменой.

При этом способе ремонта секция или участок секции с дефектом («катушка») должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления трубопровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией) или при наличии на секции более двух муфт [8].

Перед выполнением работ перекрыть запорную арматуру скважин, перекрыть участок выполнения работ с помощью линейных задвижек, поставить заглушки.

Длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны, но не меньше диаметра трубопровода [9].

Перед началом работ по резке труб необходимо подготовить ремонтный котлован. Трубопровод должен быть вскрыт на расстоянии не менее, чем на 1,5 м от места реза с каждой стороны. Просвет между вырезаемой «катушкой» и дном котлована должен составлять не менее 0,6 м. Минимальное расстояние между боковыми образующими вырезаемой «катушки» и стенкой котлована должно быть не менее 1,5 м [9].

Удалить изоляционное покрытие в местах реза по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм – для труборезных машин. Поверхность трубопровода в местах резки очистить от изоляции, остатков клея, праймера и мастики [9].

При проведении работ по вырезке катушки трубрезными машинками контроль газовой среды в котловане осуществлять каждые 30 мин [9].

При вырезке безогневым методом, трубреззы и применяемое оборудование должны иметь паспорта, формуляры, разрешение Госгортехнадзора России на применение [9].

Вырезка дефектного участка производится трубрезными машинами с приводами во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин, и подачей не более 30 мм/мин. Вырезка участка трубы осуществляться двумя трубрезными машинами одновременно. Трубрезные машины устанавливаются на трубе согласно инструкций по эксплуатации и в соответствии со схемами вырезки «катушек» рисунок 3 [9].

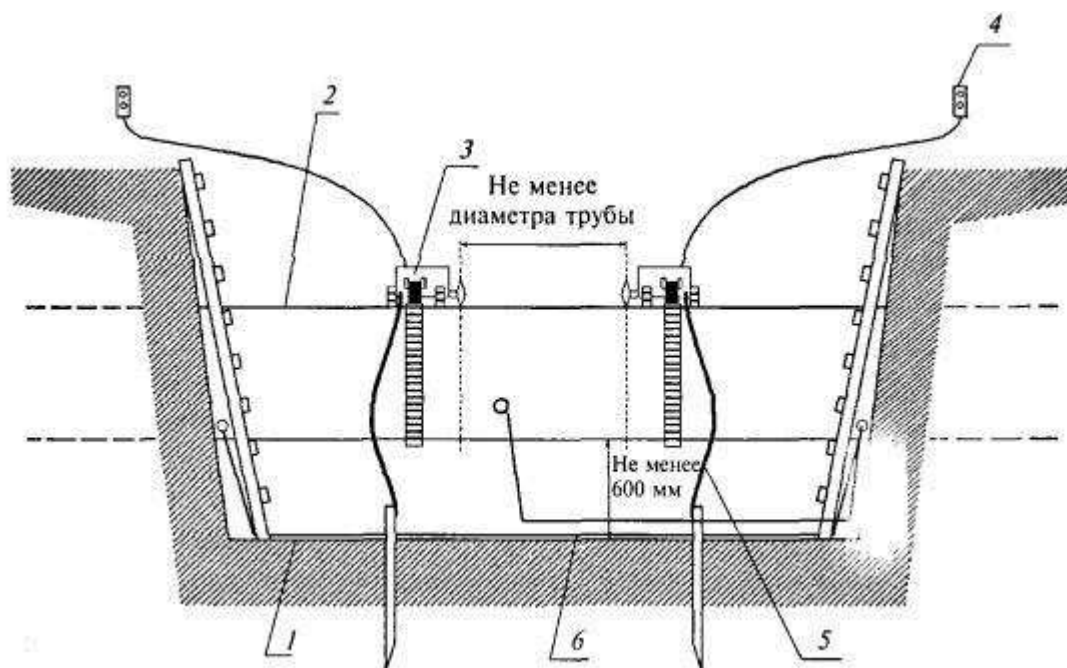


Рисунок 3 – Схема безогневой вырезки участка нефтепровода трубрезными машинками: 1 – рабочий котлован; 2 – нефтепровод; 3 – трубрезные машины; 4 – пульт управления трубрезными машинками; 5 – провода заземления машинок трубрезных с штырями; 6 – шунтирующая перемычка

Работы при резке труб следует проводить с соблюдением следующей последовательности:

- проверить и убедиться в исправности и полной комплектности необходимого оборудования до начала работ;
- разметить место реза и установить труборез на трубопровод, при монтаже удерживать его грузоподъемными машинами до тех пор, пока не будут натянуты цепи;
- установить электрощит управления на расстоянии не менее 30 м от места проведения работ;
- выполнить расключение силовых кабелей, заземлить труборез и пульт управления;
- проверить силовые кабели на отсутствие повреждений изоляции;
- подготовить емкость с охлаждающей жидкостью объемом 50 л для обеспечения постоянного охлаждения фрезы;
- застопорить вырезаемую часть трубы, арматуру грузоподъемным механизмом;
- произвести вырезку части трубы в соответствии с инструкцией по эксплуатации трубореза, при движении трубореза по трубопроводу не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону резки, не допускать натяжку кабеля;
- для избежания защемления режущего диска фрезы при резке, вследствие освобождающихся напряжений, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250...300 мм на расстоянии 50...60 мм от режущего инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала [9].

После удалить вырезанный участок из котлована.

Ввариваемая «катушка» должна быть изготовлена из трубы того же диаметра, толщины стенки и аналогичного класса прочности трубе ремонтируемого участка и иметь сертификат на трубу [9].

После вырезки дефектного участка трубопровода оси соединяемых трубопроводов должны быть выставлены в единую продольную линию на расстоянии не менее половины длины вскрываемого участка. Плоскости

торцовых поверхностей стыкуемых трубопроводов должны быть перпендикулярны осям этих трубопроводов и параллельны друг другу [9].

Подготовка участка трубопровода для монтажа «катушки» производится в следующей последовательности:

- удаление дефектного участка трубопровода;
- герметизация торцов ремонтируемого трубопровода глиняными тампонами или герметизаторами;
- сверление на расстоянии 30 м от тампонов отверстий с обеих сторон ремонтируемого участка трубопровода для отвода избыточного давления газа и контроля за уровнем нефти;
- сверление контрольных отверстий для отбора анализа воздуха перед тампонами или герметизаторами на расстоянии 100...150 мм от их торцов;
- дегазация ремонтного котлована и контроль газовой среды;
- проверить соосности стыкуемых участков трубопроводов. При соосности стыкуемых участков трубопровода производятся работы по подгонке «катушки» [9].

Подгонка «катушки» производится в следующей последовательности:

- производится разметка деталей запорной арматуры с переходными кольцами на трубе, длина которой должна соответствовать длине вырезанного участка с учетом припуска на механическую обработку величиной 2 мм;
- разметка линии реза производится мелом или тальком с применением мягких шаблонов, других специальных приспособлений;
- для определения длины монтируемой «катушки» производится измерение длины заменяемого участка трубопровода в 4-х точках по горизонтальной и вертикальной плоскостям. Разность длин образующих не должна превышать 3 мм [9].

Центровка «катушки» с трубопроводом производится с применением наружных центраторов.

Перед сваркой кромки ремонтируемого трубопровода и «катушки» зачистить до металлического блеска, на ширину не менее 10 мм, с обеих сторон.

Работы по монтажу и сварке трубопроводов выполняются при соблюдении требований СНиП 3.05.05 – 85, ВСН 006 – 89 и СНиП 12-04 – 2002.

Величина зазора в стыках должна быть от 2,5 до 3,5 мм, для электрода диаметром 3мм. Количество прихваток не менее 3, для стыков диаметром 325 мм, с длиной прихваток не менее 40...50 мм. Далее снять центратор и зачистить прихватки. Произвести сварку стыка в соответствии с технологией, накрыть теплоизолирующим поясом до полного остывания. После провести неразрушающий контроль (100% радиографический, ультразвуковой) сварных стыков. Произвести восстановление противокоррозионного покрытия двухслойное полиэтиленовое по ВСН 008 – 88 и ТУ 1390-003-52534308 – 2008.

После выполнения работ удалить заглушки, открыть фонтанную арматуру, открыть линейные задвижки, постепенно опрессовывая трубопровод. После произвести контроль герметичности и вывести трубопровод на необходимые режим работы. Произвести засыпку котлована, последовательность выполнения работ описано в пункте 2.3.1.

2.4 План мероприятий по реконструкции нефтегазосборного трубопровода «вр.к. 19 – вр.к. 19, 15»

План мероприятий по реконструкции нефтегазосборного трубопровода является техническим предложением по устранению дефектных участков и механических напряжений трубопровода.

Он направлен на восстановление исходных параметров трубопровода, а также обеспечение его безаварийной и надежной эксплуатации. Данный план содержит подробный список работ и действий, которые должны быть проведены на трубопроводе. В нем перечислен список всех необходимых

запасных частей, оборудования, механизированных машин, транспортных средств для выполнения работ.

Ответственные лица при выполнении работ: начальник ЦТОиРТ, мастер ЦТОиРТ, механик ЦТОиРТ, технолог ЦТОиРТ.

Общее время проведения работ 14 часов.

Потери нефти 246 тонн, из них косвенных потерь нефти на заполнение трубопровода составляет 170 тонн.

2.4.1 Подготовительные работы

Скомплектовать необходимые материалы. Произвести ревизию оборудования и материалов. Проверить документацию на используемые материалы (паспорта, акты и т.д.).

Оформить наряд – допуск:

- на проведение земляных работ по вскрытию трубопровода;
- на проведение газоопасных работ по выполнению реза трубопровода механическим роликовым;
- на проведение газоопасных работ по выполнению работ по установке и снятию заглушек стальных межфланцевых;
- на проведение огневых работ по демонтажу/монтажу задвижки.

Провести инструктаж исполнителям работ о возможных опасностях, мерах безопасности, правилах оказания доврачебной помощи и действиях в аварийных ситуациях. Проверить умение исполнителей работ пользоваться средствами индивидуальной защиты.

Произвести замер ГВС. При содержании вредных и взрывоопасных газов и паров углеводородов меньше 300 мг/м^3 , что соответствует $< 1,0 \%$ НКПР по показанию прибора Drager X-am 2500 разрешить проведение работ. Замер ГВС в месте производства работ производить в постоянном режиме на всем протяжении работ, согласно наряд-допускам.

Место работ оградить сигнальной лентой. Выставить предупреждающие аншлаги «Ведутся газоопасные работы», «Стой опасная зона». В случае выявления загазованности производство работ прекратить и вывесить предупредительный знак «Газоопасно».

В радиусе 8 м очистить место проведения работ от горючих материалов.

Обозначить на территории маршрут для движения и места расстановки спец. техники задействованной в мероприятиях.

Все работы выполнять согласно схеме, представленной на рисунке 4.

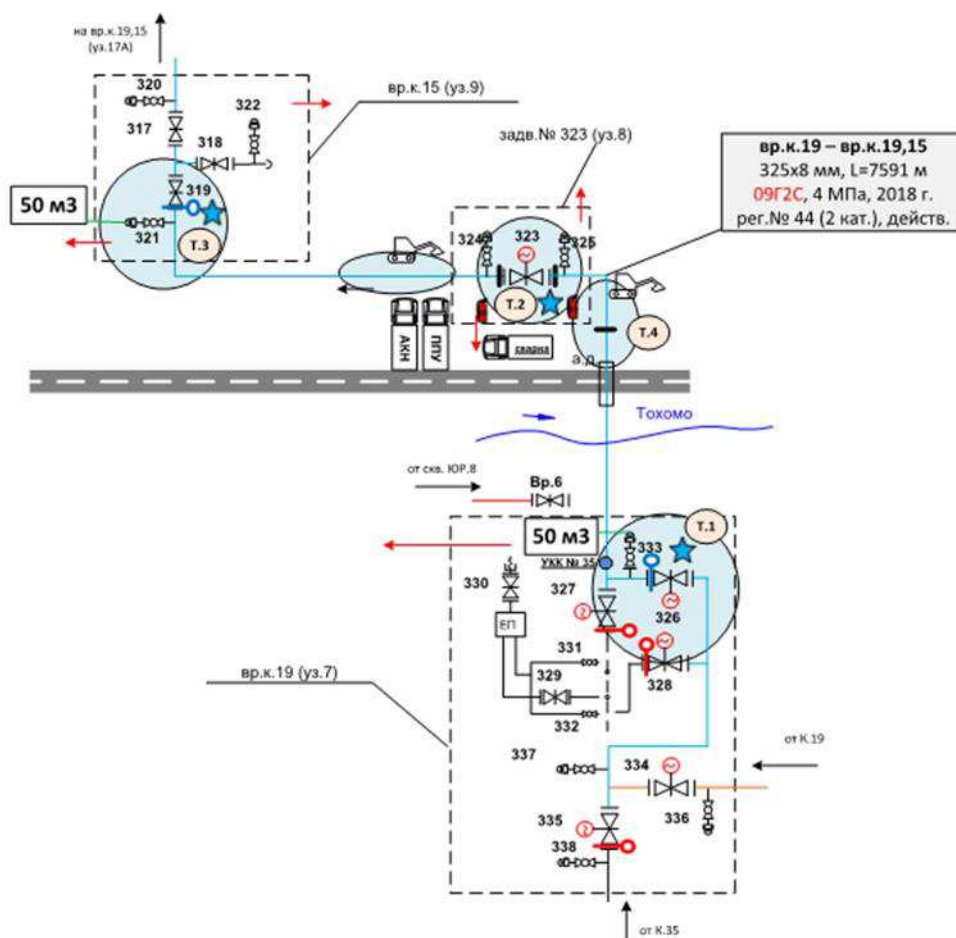


Рисунок 4 – Схема выполнения работ на нефтесборном трубопроводе «вр.к. 19 – вр.к. 19, 15»

Произвести вскрытие трубопровода в 20 метрах от уз. «задв. № 323» по направлению вр.к.19, в месте заранее определенным для врезки катушки Ø 325.

Произвести вскрытие трубопровода на протяжении 80 метров от уз. «задв. № 323» по направлению вр.к.15. для изменения оси трубопровода после снятия мех. напряжения с трубопровода вследствие демонтажа дефектной задвижки №323.

Обеспечить наличие техники на время выполнения мероприятий.

Завезти и установить на КЗ СОД вр.к.19 к задвижке №333 и на вр.к.15 к задвижке №321 по одной емкости $V=50 \text{ м}^3$ для сброса давления и слива нефтесодержащей жидкости из полости нефтесбора «вр.к.19 – вр.к.19,15» (от задвижек №327, №326, №333 до задвижки №319). Установить на узле «задв. №323» полубочку для удаления остатков НСЖ в месте проведения огневых работ.

Оповестить ЦИТС, ЦДНГ о начале проведения мероприятий.

Необходимое оборудование, материалы, техника (характеристика): задвижка DN 325 с ответными фланцами, труборез ручной роликовый DN 325 – 3 шт., комплект запасных роликов для труборезов, комплект искробезопасных ключей – 2шт., разводчик фланцев гидравлический – 2 шт., шлиф машина – 2 шт., заглушка стальная $\text{Ø} 325$ – 5 шт., труба $\text{Ø} 325$ из стали 13ХФА – 10 м, центратор DN 325 – 3 шт., полубочки – 2 шт., аншлаги (лента сигнальная), глина тампонажная, емкость передвижная 50 м^3 – 3 шт., АКН-10 – 1 шт., ППУ – 1 шт., КамАЗ АНРВ (сварка) – 1шт., экскаватор – 1 шт., КМУ – 1шт., стропы СТП-10 – 4 шт.

2.4.2 Производство работ

При проведении работ производить доклад о ходе выполнения мероприятий в ЦИТС каждый час. При непредвиденных обстоятельствах докладывать немедленно. При возникновении аварийной ситуации немедленно оповестить руководство ЦИТС, ЦДНГ, принять необходимые меры безопасности.

Произвести остановку скважин на кусте 19.

Закрывать задвижку №319 на вр.к.15. Установить таблички (не открывать, работают люди).

Закрывать задвижку №326, №327 на вр.к.19. Установить таблички (не открывать, работают люди).

Произвести стравливание давления и НСЖ на вр.к.19 и вр.к.15 с участка трубопровода от задвижек №327, №326, №333 до задвижки №319 в емкости 50 м³.

Произвести разболчивание фланцев задвижек № 326 (вр.к.19) и №319 (вр.к.15). Стравить остатки НСЖ в подготовленную переносную емкость (полубочку).

Произвести установку сертифицированной заглушки (Ø 325 мм) между фланцем задвижки №326 и ответным фланцем (вр.к.19).

Произвести установку сертифицированной заглушки (Ø 325 мм) между фланцем задвижки № 319 и ответным фланцем (вр.к.15).

Произвести разболчивание фланцев дефектной задвижек № 323 по направлению вр.к.19 для снятия мех. напряжения с трубопровода, далее произвести разболчивание фланцев по направлению вр.к.15 и окончательный демонтаж дефектной задвижки.

Выровнять ось трубопровода по направлению на вр.к.15 согласно проектным отметкам.

Установить ручной роликовый труборез DN 325 на месте вскрытия трубы (со стороны вр.к.19). Выполнить рез.

Выровнять ось трубопровода по направлению на вр.к.19 согласно проектным отметкам.

Произвести подготовку кромок отрезанных участков трубопровода Ø 325 мм под сварку. Произвести подгонку и врезку катушки требуемой длины на вскрытой трубе (со стороны вр.к.19).

Установить ручные роликовые труборезы DN 325 после ответных фланцев задвижки по направлению вр.к.19 и вр.к.15. Выполнитьрезы.

Выполнить приболчивание ответных фланцев к новой задвижке. Произвести подготовку кромок отрезанных труб. Произвести восстановления целостности трубопровода приваркой фланцев, установленных на задвижке, к трубам по направлениям вр.к.19 и вр.к.15.

Произвести восстановление противокоррозионного покрытия по ВСН 008 – 88.

Произвести обратную засыпку трубопровода по направлениям вр.к. 19 и вр.к.15.

После окончания демонтажа, убрать вылившуюся НСЖ. Оборудование, трубопровод пропарить острым паром при помощи ППУ. Убрать (засыпать) горючие остатки в радиусе 8 метров.

После монтажа задвижки, убрать установленные заглушки на задвижках № 319, № 326 и произвести обратную протяжку фланцевых соединений. Открыть задвижки (кроме №327).

2.4.3 Заключительные работы

Произвести запуск скважин на кусте 19.

Провести очистку места работ от мусора, металлолома, нефтезаягрязненной почвы.

Произвести раскочку полубочки. Емкости 50 м³ вывезти на амбар для слива НСЖ и далее на место хранения.

Обеспечить контроль за местом проведения огневых работ в течение 3-х часов после их окончания.

Производить контроль за трассой и работой трубопровода (герметичность фланцевых соединений, сварных швов) в течение 24 часов.

2.4.4 Меры безопасности

Проверить наличие и исправность на спецтехнике сертифицированных искрогасителей и ПСПТ (огнетушители ОП-5 – 5 шт., ОУ-5 – 5 шт.).

Ознакомить обслуживающий персонал объекта и персонал структурных подразделений с данными мероприятиями. Проверить умение исполнителей работ пользоваться средствами индивидуальной защиты, знание безопасных приемов работы и методов оказания первой помощи пострадавшим.

При возникновении ситуаций, не рассмотренных в данных мероприятиях и любых других отклонениях от данного плана мероприятий, незамедлительно докладывать руководству цеха.

Вывести из зоны проведения работ лиц, не задействованных в проведении данных мероприятий.

Технику, не задействованную при работах, располагать с наветренной стороны по отношению к месту производства работ, не ближе 30 м.

Машинистам и водителям запрещается оставлять машины с работающим двигателем, если он не имеет возможность наблюдения за ней.

2.4.5 Действия персонала при аварийных ситуациях

Работник цеха, в случае если произошла авария, загорание или пожар обязан немедленно сообщить о произошедшем непосредственному руководителю работ (мастеру), нач. цеха, ЦИТС и действовать согласно плану ликвидации аварий.

Сообщить о случившемся в пожарную. Принять меры по выводу людей из опасной зоны и из зоны ликвидации аварии или загорания. Немедленно оказать помощь пострадавшему. Принять меры к доставке пострадавшего в медицинское учреждение.

Сохранить обстановку на рабочем месте и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия, если обстановка после

несчастного случая не предоставляет угрозу для здоровья и жизни других работников, а также не может вызвать аварию или нарушение производственного процесса.

Приступить к тушению пожара при помощи ПСПТ (при необходимости).

2.5 Гидравлические испытания

Надежность работы трубопроводов проверяется путем гидравлических испытаний на прочность и плотность [10].

При испытании трубопровода на прочность и его проверке на плотность места утечек необходимо определять следующими методами:

- визуальным методом, предполагающим определение места выхода из трубопровода непосредственно испытательной среды и учитывающим основные признаки появления утечек;

- акустическим методом, предполагающим определение места утечек по звуку вытекающего из трубопровода газа без помощи или с помощью приборов;

- методом определения утечек по падению давления на испытываемом участке [10].

Согласно проекту, расчетное рабочее давление трубопроводов $P_{\text{раб.}} = 4$ МПа. Давление гидравлических испытаний трубопроводов на прочность, в районе запорной арматуры, принимать $P_{\text{исп}} = 1,3 \times P_{\text{раб.}} = 5,2$ МПа [10].

Время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 часа. Проверка трубопровода на плотность проводится после снижения давления в трубопроводе до рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 24 часов [10].

При невозможности длительных остановок трубопровода для испытания из-за наличия только одной «нитки» продолжительность испытаний может быть изменена по решению руководства предприятия [10].

При всех способах испытания на прочность и герметичность должны применяться манометры класса точности не ниже 1,0 и с предельной шкалой на давление около $4/3$ от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны [10].

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопровода после испытаний должны быть установлены и обозначены на местности знаками безопасности опасные зоны, с учетом об увеличении охранной зоны в 1,5 раза для надземных и наземных трубопроводов [10].

Испытания проводятся под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию, и оформляются актом. На основании акта делается запись о результатах испытания и назначается срок следующего испытания в паспорте трубопровода или в эксплуатационном журнале [10].

2.6 Контроль сварных стыков

Контроль сварных соединений нефтегазосборного трубопровода выполняется согласно СП 34-116 – 97, РД 39-132 – 94, ВСН 006 – 89, ВСН 012 – 88.

Качества сварных соединений проводится 100 % радиографическим методом. Сварные соединения захлестав и швы приварки ответных фланцев для арматуры подвергнуть дублирующему контролю ультразвуковым в 100 % объеме [11].

Контроль осуществляется персоналом при помощи передвижной лаборатории, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на выполнения неразрушающего контроля. Результаты контроля оформляются актом в соответствии с ВСН 012 – 88.

3 Расчетная часть

Исходные данные для расчета на прочность, деформацию и общую устойчивость, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Массовая производительность	G , млн.т/год	0,97
Длина нефтепровода	L , км	7,6
Разность геодезических отметок	Δz , м	10
Плотность НСЖ при 20°С	ρ_{293} , кг/м ³	790
Кинематическая вязкость НСЖ при 20°С	ν_{293} , мм ² /с	19
Кинематическая вязкость НСЖ при 0°С	ν_{273} , мм ² /с	37
Расчетная температура НСЖ	$t_{расч}$, К	272
Наружный диаметр	мм	325
Толщина стенки	мм	8
Марка стали		13ХФА
Категория трубопровода		II
Расчетное рабочее давление	P , МПа	4
Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, деформацию и устойчивость	m	0,75
Коэффициент надежности по материалу	K_1	1,47
Коэффициент надежности по нагрузке	n	1,2
Коэффициент Пуассона	μ	0,3
Модуль упругости материала трубы	E , МПа	206000
Коэффициент линейного расширения	α , град ⁻¹	0,000012

3.1 Проверка нефтегазосборного трубопровода на прочность

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам:

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

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (2)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

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

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

R_1 – расчетное сопротивление металла определяется по формуле, МПа:

$$R_1 = R_{н1} \cdot \frac{m_0}{K_1 \cdot K_n}, \quad (3)$$

где $R_{н1}$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$, для стали марки 13ХФА, $R_{н1} = 510 \text{ МПа}$;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода определяется в соответствии с категорией трубопроводов, $m_0 = 0,75$;

K_n – коэффициент надежности по материалу для $D_n \leq 1000 \text{ мм}$, $K_n = 1,0$;

K_1 – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, $K_1 = 1,47$.

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,75}{1,47 \cdot 1} = 260,2 \text{ МПа} .$$

Для трубы диаметром 325 мм:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 260,2}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{260,2 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 73,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 73,7 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле:

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{\delta}, \quad (4)$$

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 73,7 + 0,3 \cdot \frac{1,2 \cdot 4 \cdot 309}{8} = -126,6 \text{ МПа}.$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

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

$$|\sigma_{\text{ПР.Н}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (5)$$

где $\sigma_{\text{ПР.Н}}$ – продольное осевое напряжение, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{ПР.Н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{ПР.Н}} < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}, \quad (6)$$

где $\sigma_{КЦ}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, *МПа*.

$$\sigma_{КЦ} = n_1 \cdot \sigma_{КЦ}^H, \quad (7)$$

где n_1 – коэффициент надежности по нагрузке;

$\sigma_{КЦ}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, *МПа*.

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{p \cdot D_H}{2 \cdot \delta}, \quad (8)$$

где p – рабочее давление, *МПа*;

D_H – наружный диаметр трубопровода, *м*;

δ – толщина стенки, *м*.

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{4 \cdot 0,325}{2 \cdot 0,008} = 81,25 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{КЦ} = 1,2 \cdot 81,25 = 97,5 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{97,5}{260,2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{97,5}{260,2} = 0,763.$$

Произведем проверку трубопровода на прочность:

$$|-126,6| \leq 0,763 \cdot 260,2 \leq 198,53. \text{ Условие выполняется.}$$

3.2 Проверка деформаций нефтегазосборного трубопровода

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций трубопроводов производят по условию:

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

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, $m_0 = 0,75$;

R_2^H – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести σ_T , для нашей марки стали 13ХФА, принимаем $R_2^H = 370$ МПа;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$\sigma_{КЦ} \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 \leq 308 \text{ МПа.}$$

$$|\sigma_{ПП}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (10)$$

где $\sigma_{ПП}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

$$\sigma_{ПП}^H = \mu \cdot \sigma_{КЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{\min}}, \quad (11)$$

где R_{\min} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода определяется их условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле, м:

$$R_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{KЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (12)$$

где ψ_3 – то же, что и в формуле 6.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (13)$$

где R_2^H – то же, что и в формуле 9;

m_0 – то же, что и в формуле 9;

k_H – то же, что и в формуле 9;

$\sigma_{KЦ}^H$ – то же, что и в формуле 8.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{81,25}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{81,25}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370} = 0,842,$$

$$R_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,325}{0,842 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 - |0,3 \cdot 81,25 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 73,7|} = 329,1 \text{ м},$$

$$\sigma_{\text{ИР}}^H = 0,3 \cdot 81,25 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 73,7 + 0,3 \cdot \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,325}{2 \cdot 329,1} = -127,3 \text{ МПа}.$$

Произведем проверку трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям 9 и 10:

$$|97,5| \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 \leq 308 \text{ МПа},$$

$$|-127,3| \leq 0,842 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 370 \leq 259,62 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, можно сделать вывод, что недопустимые пластические деформации трубопровода отсутствуют.

3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода

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

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{KP}, \quad (14)$$

где m_0 – то же, что и в формуле 9.

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (15)$$

где D_H – то же, что и в формуле 8;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, м.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (16)$$

где D_H – то же, что и в формуле 8;

D_{BH} – то же, что и в формуле 15.

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (0,325^2 - 0,309^2) = 0,008 \text{ м}^2,$$

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (0,325^4 - 0,309^4) = 0,0001 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (17)$$

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

γ_M – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали, $\gamma_M = 78500 \text{ Н / м}^3$;

D_H – то же, что и в формуле 8;

D_{BH} – то же, что и в формуле 15.

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,325^2 - 0,309^2) = 593,8 \text{ Н / м}.$$

Нагрузку от собственного веса изоляции равна 10 % от q_M , т.е.

$$q_H = 59,4 \text{ Н / м}.$$

Нагрузка от веса НСЖ, находящегося в трубопроводе единичной длины:

$$q_H = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{BH}^2}{4}, \quad (18)$$

где D_{BH} – то же, что и в формуле 15.

$$q_H = 790 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,309^2}{4} = 580,88 \text{ Н / м.}$$

Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с транспортируемой НСЖ:

$$q_{TP} = q_M + q_H + q_H, \quad (19)$$

где q_M – то же, что и в формуле 17;

q_H – нагрузка от собственного веса изоляции;

q_H – то же, что и в формуле 18.

$$q_{TP} = 593,8 + 59,4 + 580,88 = 1234,08 \text{ Н / м.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$q_{верт} = n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{TP}, \quad (20)$$

где n_{zp} – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта $n_{zp} = 0,8$;

γ_{zp} – удельный вес грунта, Н/м^3 ;

D_H – то же, что и в формуле 8;

q_{TP} – то же, что и в формуле 19;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, м.

Трубопровод уложен в суглинистый грунт. Для суглинков коэффициент сцепления грунта $C_{zp} = 16 \text{ кПа}$, угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр} = 20 \text{ град}$, удельный вес грунта $\gamma_{zp} = 19 \text{ кН / м}^3$ [12].

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,325 \cdot \left(0,8 + \frac{0,325}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,325}{8} \right) + 1234,08 = 5356,5 \text{ Н / м.}$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{\text{сп}} = \frac{2 \cdot n_{\text{сп}} \cdot \gamma_{\text{сп}} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{сп}}}{2} \right) \right] + q_{\text{мп}}}{\pi \cdot D_H}, \quad (21)$$

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

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, $h_0 = 0,8 \text{ м}$.

$$P_{\text{сп}} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,325 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,325}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,325}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) \right] + 1234,08}{3,14 \cdot 0,325} =$$

= 13921 Па.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{\text{сп}} + P_{\text{сп}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сп}}), \quad (22)$$

где D_H – наружный диаметр, м;

$C_{\text{сп}}$ – коэффициент сцепление грунта, Па;

$P_{\text{сп}}$ – то же, что и в формуле 21, Па;

$\varphi_{\text{сп}}$ – угол внутреннего трения грунта, град.

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,325 \cdot (16000 + 13921 \cdot 0,364) = 21500 \text{ Па.}$$

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

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}, \quad (23)$$

где P_0 – то же, что и в формуле 22;

$q_{верт}$ – то же, что и в формуле 20;

F – то же, что и в формуле 15;

E – то же, что и в формуле 2;

I – то же, что и в формуле 16.

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{21500^2 \cdot 5356,5^4 \cdot 0,008^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0001^3} = 2,67 \text{ МН.}$$

Следовательно,

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(1)} = \frac{0,75}{1,1} \cdot 2,67 = 1,82 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot I}, \quad (24)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели при сжатии, $k_0 = 5 \text{ МН} / \text{м}^3$;

D_H – то же, что и в формуле 8 [12].

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^6 \cdot 0,325 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0001} = 11,6 \text{ МН} ,$$

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(2)} = \frac{0,75}{1,1} \cdot 11,6 = 7,91 \text{ МН}.$$

Фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы:

$$S = F \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц}^H + \alpha \cdot E \cdot \Delta t], \quad (25)$$

где $\sigma_{кц}^H$ – то же, что и в формуле 8;

D_H – то же, что и в формуле 8.

$$S = 0,008 \cdot [(0,5 - 0,3) \cdot 81,25 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 73,7] = 1,59 \text{ МН}.$$

По условию:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(1)} \rightarrow 1,59 \leq 1,82 \quad \text{и} \quad S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(2)} \rightarrow 1,59 \leq 7,91$$

Можно сделать вывод, что общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

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

Определим параметры θ_β и z_β по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{MIN} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}, \quad (26)$$

где R_{MIN} – то же, что и в формуле 12;

$q_{\text{верт}}$ – то же, что и в формуле 20;

I – то же, что и в формуле 16.

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot I}}}, \quad (27)$$

где F – то же, что и в формуле 15;

$q_{\text{верт}}$ – то же, что и в формуле 20;

I – то же, что и в формуле 16.

Рассчитываем:

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{329,1 \cdot \sqrt[3]{\frac{5356,5}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0001}}} = 0,048,$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{21500 \cdot 0,008}{5356,5 \cdot 0,0001}}}{\sqrt[3]{\frac{5356,5}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0001}}} = 280,75,$$

По рисунку 4 находим, что $\beta_N = 19$.

Вычислим критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{\text{кр}}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot I}, \quad (28)$$

где $q_{\text{верт}}$ – то же, что и в формуле 20;

I – то же, что и в формуле 16.

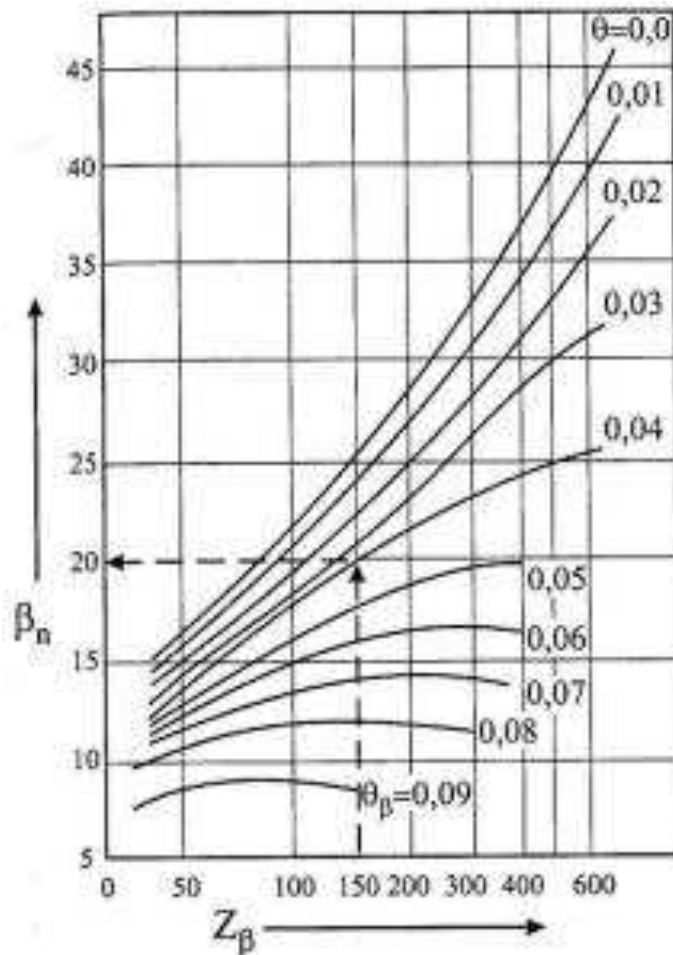


Рисунок 5 – Номограмма для определения коэффициента β_N

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_{MIN}, \quad (29)$$

где $q_{верт}$ – то же, что и в формуле 20;

R_{MIN} – то же, что и в формуле 12.

$$N_{кр}^{(3)} = 19 \cdot \sqrt[3]{5356,5^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0001} = 1,6 \cdot 10^6 \text{ Н},$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 5356,5 \cdot 329,1 = 0,66 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Из двух найденных значений выбираем меньшее. Соответственно:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(4)} = \frac{0,75}{1,1} \cdot 0,66 \cdot 10^6 = 0,45 \text{ МН.}$$

Так как, $\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(4)} = 0,45 \leq S = 1,59$, условие устойчивости криволинейных участков не выполняется.

Увеличим устойчивость криволинейных участков, увеличив минимальный радиус изгиба трубопровода (R_{MIN}) до 1200 метров.

3.4 Расчет режимов ручной электродуговой сварки

По временному сопротивлению разрыву σ_s в и по толщине стенки S для сварки корневого шва выбираем электроды с основным видом покрытия: тип – Э 50А; марка – ОК 48.04; $d_{эл} = 3$ мм, для сварки заполняющих слоев выбираем электроды с основным видом покрытия: тип – Э 60; марка – ЛБ – 62Д; $d_{эл} = 4$ мм. [13]

Тип разделки кромок труб для ручной электродуговой сварки для труб диаметром 57 – 1420 мм с толщиной стенки до 30 мм, представлено на рисунок 6 [13].

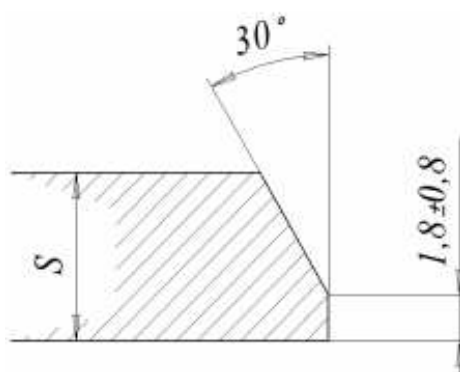


Рисунок 6 – Тип разделки кромок труб

Величина зазор стыка при сборке: $b = 3$ мм [13].

Определим эквивалент углерода для стали 13ХФА с учетом толщины стенки:

b – величина зазора, мм;

q – высота облицовочного слоя, мм [13].

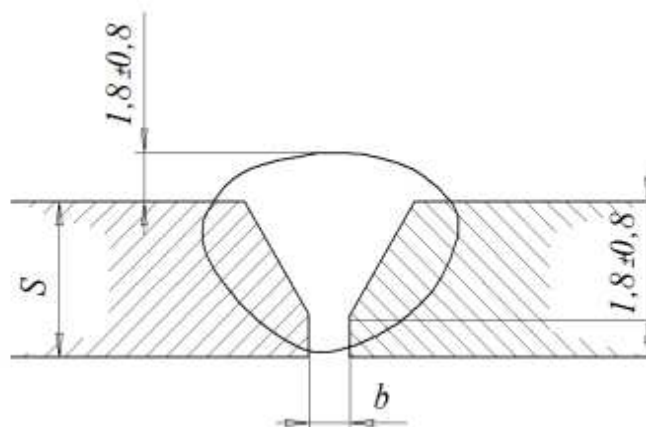


Рисунок 8 – Геометрические размеры сварного стыка

$$A_n^{общ} = 3 \cdot 8 + (8 - 1,8)^2 \cdot \operatorname{tg}30^\circ + \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot (2 \cdot (8 - 1,8) \cdot \operatorname{tg}30^\circ + 3 + 7) = 80,5 \text{ мм}^2.$$

Площадь корневого слоя определяется по формуле:

$$A_n^k = (6 \div 8) \cdot d_{эл}, \quad (32)$$

где $d_{эл.к}$ – диаметр электрода для корневого шва.

$$A_n^k = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2.$$

Площадь заполняющих слоев определяется по формуле:

$$A_n^{зан} = (8 \div 12) \cdot d_{эл}, \quad (33)$$

где $d_{эл.к}$ – диаметр электрода для заполняющих слоев.

$$A_n^{зан} = 8 \cdot 4 = 32 \text{ мм}^2.$$

Общее количество слоев определяется по формуле:

$$n = \frac{A_n^{общ} - A_n^к}{A_n^{зан}}, \quad (34)$$

где $A_n^{общ}$ – то же, что и в формуле 31;

$A_n^к$ – то же, что и в формуле 32;

$A_n^{зан}$ – то же, что и в формуле 33 [13].

$$n = \frac{80,5 - 18}{32} = 2.$$

В итоге 2 заполняющих слоя + 1 корневой слой = 3 слоя.

Теперь определим силу сварочного тока для корневого слоя по формуле:

$$I_{св.к} = k \cdot d_{эл}^{1,5}, \quad (35)$$

где k – коэффициент, зависящий от диаметра электрода, $k = 30 \text{ А/мм}$ – для $d_{эл} = 3 \text{ мм}$;

$d_{эл}$ – то же, что и в формуле 32 [13].

$$I_{св.к} = k \cdot d_{эл}^{1,5} = 30 \cdot 3^{1,5} = 156 \text{ А, при } d_{эл} = 3 \text{ мм}.$$

Определим силу сварочного тока для заполняющего слоя по формуле:

$$I_{св.з} = k \cdot d_{эл}, \quad (36)$$

где k – коэффициент, зависящий от диаметра электрода, $k = 45 \text{ A/мм}$ – для $d_{эл} = 4 \text{ мм}$;

$d_{эл}$ – то же, что и в формуле 32 [13].

$$I_{св.з} = k \cdot d_{эл} = 45 \cdot 4 = 180 \text{ A, при } d_{эл} = 4 \text{ мм.}$$

Определим напряжение дуги для корневого шва по формуле:

$$U_{д.к} = 20 + \frac{0,05}{d_{эл.к}^{0,5}} \cdot I_{св.к} \pm 1, \quad (37)$$

где $d_{эл.к}$ – то же, что и в формуле 32;

$I_{св.к}$ – то же, что и в формуле 35.

$$U_{д.к} = 20 + \frac{0,05}{3^{0,5}} \cdot 156 \pm 1 = 24,5 \text{ В.}$$

Определим напряжение дуги для заполняющих швов по формуле:

$$U_{д.зан} = 20 + \frac{0,05}{d_{эл.зан}^{0,5}} \cdot I_{св.зан} \pm 1, \quad (38)$$

где $d_{эл.зан}$ – то же, что и в формуле 33;

$I_{св.зан}$ – то же, что и в формуле 36.

$$U_{д.зан} = 20 + \frac{0,05}{4^{0,5}} \cdot 180 \pm 1 = 25,5 \text{ В.}$$

Далее определим скорость сварки по формуле:

$$V_{св} = \frac{\alpha_n \cdot I_{св}}{A_n \cdot \gamma}, \quad (39)$$

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

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

A_n^k – то же, что и в формуле 32;

$I_{св.к}$ – то же, что и в формуле 35 [13].

$$V_{св}^k = \frac{8 \cdot 156}{18 \cdot 7,8} = 8,8 \text{ м/ч} = 0,244 \text{ см/с},$$

$$V_{св}^{зан} = \frac{8 \cdot 180}{32 \cdot 7,8} = 5,8 \text{ м/ч} = 0,161 \text{ см/с}.$$

Определим погонную энергию по формуле:

$$g_n = \frac{I_{св} \cdot U_{д} \cdot \eta}{V_{св}}, \quad (40)$$

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

$I_{св}$ – то же, что и в формуле 35, 36;

$U_{д}$ – то же, что и в формуле 37, 38;

$V_{св}$ – то же, что и в формуле 39 [13].

$$g_n^k = \frac{156 \cdot 24,5 \cdot 0,67}{0,244} = 10486,76 \text{ Дж/см},$$

$$g_n^{зан} = \frac{180 \cdot 25,5 \cdot 0,67}{0,161} = 19101,24 \text{ Дж/см.}$$

Радиус изотермы определяем для корневого слоя по формуле:

$$r_k = 0,0056 \sqrt{g_{n.k}}, \quad (41)$$

где $g_{n.k}$ – то же, что и в формуле 40.

$$r_k = 0,0056 \cdot \sqrt{10486,76} = 0,57 \text{ см.}$$

Радиус изотермы определяем для заполняющих швов по формуле:

$$r_{зан} = 0,0056 \sqrt{g_{n.зан}}, \quad (42)$$

где $g_{n.зан}$ – то же, что и в формуле 40.

$$r_{зан} = 0,0056 \sqrt{19101,24} = 0,774 \text{ см.}$$

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

$$h = (0,3 \div 0,5) \cdot r, \quad (43)$$

где r – то же, что и в формуле 41

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

4 Безопасность и экологичность

Реконструкция нефтегазосборного трубопровода сопровождается такими операциями как, выполнение сварочных работ, демонтаж и монтаж запорной арматуры, подъем трубопровода и т.д. Данные работы требуют соблюдения правил промышленной безопасности и охраны окружающей среды, так как при их нарушении возможно возникновение аварий, пожаров, получение травм работника и его гибель, нанесение вреда окружающей среде.

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при выполнении работ

Место выполнение работ находится на севере Красноярского края на территории Эвенкийского муниципальном районе.

На производственной площадке выполняются следующие виды работ: подготовительные (расчистка трассы для вскрытия трубопровода); земляные, транспортные и погрузочно-разгрузочные работы; сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов; зачистка и изоляция трубопровода; укладка трубопроводов, гидравлические и пневматические испытания.

При проведении работ трубопроводчик линейный, слесарь-ремонтный подвержены воздействию опасных и вредных производственных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения;
- повышенный уровень давления в трубопроводе;
- взрывопожароопасность;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы)

[14].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4 % к начисленной оплате труда [14].

К аварийным и чрезвычайным ситуациям являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также нарушение герметичности трубопровода и запорной арматуры, неисправность технологического оборудования.

Причинами аварийных ситуаций являются: наружная и внутренняя коррозия, механические повреждения, дефекты труб при их производстве, дефекты сварки.

В результате аварий на нефтегазосборном трубопроводе окружающей среде наносится серьезный экологический ущерб. При нарушении герметичности трубопровода наблюдаться механические повреждения природного ландшафта, нарушение целостности почвенного покрова.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эвенкийский район Красноярского края относится к климатическому региону Ib (IV) [15]. Годовое количество осадков – около 400 мм. Лето умеренно теплое (+17...+26°C), а зима холодная (-15...-45°C) с устойчивым многомесячным снежным покровом. Ветры относительно слабы 2...5 м/с. Средние месячные температуры января составляют минус 34...40 °С. Морозы длительные. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 70 %. Значительная часть территории района относится к районам распространения вечной мерзлоты [2]. Территория района входит в абсолютно дискомфортную и экстремально дискомфортную зоны [15].

Запрещены работы при силе ветра более 12 м/с, при тумане и в темное время суток.

Работы выполняются на открытом пространстве.

Для работающих на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях предусмотреть регламентированные перерывы для обогрева. Продолжительность регламентированных перерывов устанавливается в зависимости от температуры воздуха и скорости ветра согласно климатическому региону. В таких помещениях поддерживается температура 15...20 °С [16].

Для повышения уровня тепловой защиты зданий, оборудования и трубопроводов предусмотреть использование теплоизоляционные материалы: маты из минеральных ват, пенополиэтиленовые плиты – межстенное пространство зданий и сооружений, футляры технологического оборудования [17].

Для обеспечения нормального теплового баланса организма рабочим выдавать спец. одежду, соответствующую времени года [18].

Проживание персонала предусмотрено в жилищно – бытовых модулях.

Параметры микроклимата: оптимальная температура воздуха 20...22 °С, оптимальная относительная влажность 30...45 %, оптимальная скорость движения воздуха не более 0,15 м/с. Освещенность жилых комнат составляет 150...200 Лк [19].

Жилищно – бытовых модулях обеспечить: спорткомплексы, столовые, общежития, бытовые комнаты, где предусмотрена общеобменная приточная вентиляция для нормализации воздушной среды, с центробежным вентилятором низкого давления (100 кг/м³) Ц 4-70, с производительностью 5000 м³/ч [19].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Все участки линейной части нефтесборного трубопровода обеспечить вдольтрассовым проездом к любой точке трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Объект выполнения работ оборудовать ограждениями, исключающие доступ посторонних лиц, также имеют информационные и предупреждающие знаки. Предупредительными знаками обозначить линейные задвижки, краны, вантузы и другие элементы трубопровода, находящиеся в колодцах и над поверхностью земли [6].

В случае появления продольных трещин в стенках траншеи (котлована) работник во избежание травм должен покинуть ее. При спуске (подъеме) в котлован, использовать стремянки, лестницы шириной 0,6 м с перилами, а при переходе через котлован – мостками шириной не менее 0,6 м с перильным ограждением высотой не менее 1,0 м.

Ремонт нефтепровода следует проводить в светлое время суток.

Оценка параметров световой среды не проводить, так как работы на трубопроводе проводится в светлое время суток.

В процессе реконструкции трубопровода работники подвергаются воздействию шума и вибрации от работающего технологического оборудования. Допустимый уровень звукового давления на постоянном рабочем месте не должен превышать 65 Дб. Применять противозумные наушники «Peltor OptimeMT» для уменьшения шума. Для снижения вредного воздействия шума и вибраций предусмотрены следующие мероприятия:

- допуск к эксплуатации оборудования и механизмов с наименьшими характеристиками шума;
- применить звукопоглощающие материалы в виде заполнения внутреннего пространства перегородок матами из минеральной ваты [20].

Предусматриваемые в проекте звукоизоляционные, звукопоглощающие, вибродемпфирующие материалы имеют соответствующие пожарные и гигиенические сертификаты.

По тяжести перемещения груза, условия труда характеризуются 3 классом 1 степенью (вредный), по напряженности трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 3 класс 1 степень условий труда (вредный); по сменности работы и наличию регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный). По результатам выше изложенного, можно сделать вывод, что условия труда характеризуются 3 классом 1 степенью (вредные) [21].

К работникам предъявляются следующие санитарно-гигиенические требования:

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

- иметь средства связи;

- иметь наушники, как средство защиты от шума;

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

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

- костюм, плащ брезентовый;

- ботинки кожаные, сапоги кирзовые или сапоги резиновые;

- рукавицы брезентовые.

Зимой дополнительно:

- куртка и брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке (в I, II, III поясах);

- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой (в IV и особом поясах);

- валенки [18].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

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

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

В таблице 2 представлены ПДК и классы опасности веществ, транспортируемых в нефтегазосборном трубопроводе (сырая нефть, попутный нефтяной газ) [22].

Таблица 2 – Свойства веществ, транспортируемых по нефтегазосборному трубопроводу и характер воздействия их на организм

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК, мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005 – 88*
Нефть	Общетоксичный, сенсibiliзирующий. Возможно отравление парами нефти в замкнутом пространстве	10 (по аэрозолю)	III
Нефтяной газ, пары нефти	Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение	300	IV
Сероводород	Газ, попадая в организм вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отеку легких, летальному исходу. При высокой концентрации однократное выдыхание может вызвать мгновенную смерть	10	III

Для контроля воздушной среды на содержание вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью

переносного универсального газоанализатора «Drager X-am 2500» [22]. В случаи превышения норм покинуть место проведения работ.

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

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

Для обеспечения безопасности людей все электрооборудование устройств связи обеспечить надежное заземление, в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок. Монтаж заземляющих устройств выполнить в соответствии с нормативными требованиями. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, не более 4 Ом [23].

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

4.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Источниками возникновения пожаров и взрывов являются:

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

Нефть относится к легковоспламеняющейся жидкости 3 класса опасности [24]. Нефтяной газ является взрывоопасной смесью, входящей в группу Т2 с

категорией ПА взрывоопасности [24]. Температура вспышки нефти соответствует 170 °С [25]. Концентрационные пределы распространения пламени: 2 % (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м³ [26].

Нефтегазосборный трубопровод относится к категории БН (взрывопожароопасность) [27]. Зона рядом с нефтегазосборным трубопроводом относится к 0 классу по взрывоопасности [28].

Применяемое электрооборудование соответствует уровню взрывозащиты Ga, II группы электрооборудования с очень высокой степенью обеспечения взрывозащиты [29].

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

На месте работ по реконструкции иметь следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые (10 шт.) или углекислотные (10 шт.);
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м (2 шт.);
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве работ, обеспечить не менее чем двумя порошковыми или углекислотными огнетушителями на каждую единицу техники [22].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В ходе выполнения работ по реконструкции трубопровода возможны аварийные ситуации, такие как:

- разлив нефти при стравливании участка трубопровода;
- возгорание нефти, нефтяных паров;

- разрыв трубопровода во время проведения гидравлических, пневматических испытаний;

- вандализм, террористические акты.

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

Планы ликвидации аварий должен находиться на рабочих местах, обслуживающий персонал должен ознакомиться с ними под роспись.

Знание плана ликвидации аварий проверять во время учебно-тренировочных занятий с персоналом, проводимых по графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Нефтегазосборный трубопровод относится ко 2 группе объектов по ГО [30].

На участке выполнения работ общая численность работников составляет 15 человек (4 сотрудников из числа инженерно-технических работников, 11 обслуживающих работника). Число работников в смене составляет 15 человек.

Для обеспечения защиты персонала на случай ЧС всех работников обеспечить индивидуальными средствами защиты.

Работники, занятые ремонтом участка трубопровода, проходят противопожарный инструктаж и сдают зачет по пожарно-техническому минимуму, имеют навыки пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Стоянку машин и механизмов, площадку для оборудования, склад горюче-смазочных материалов разместить за пределами охранной зоны нефтепровода.

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

С целью предотвращения вандализма и террористических актов, трасса нефтегазосборного трубопровода патрулируется персоналом ЦТОиРТ и

охраной, периодичность осмотра трассы будет осуществляться объездом трубопровода не менее 1 раз в 3 дня.

Производственно-технологическая сеть связи нефтегазосборного трубопровода состоит из линейных сооружений.

К линейным сооружениям относятся: зоновые и местные кабельные, воздушные линии связи.

4.7 Экологичность проекта

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

- высокая температура при сварке, где часть сварочного покрытия переходит в парообразное состояние;
- выхлопные газы работающих машин;
- вырубка деревьев при подготовке аварийных работ и временных проездов для строительной техники к месту аварии;
- разрушение почвы при разработке котлованов;
- изоляционные материалы, негативно воздействующие на почву;
- мусор, образовавшийся после проведения аварийных работ.

Для выполнения требований по охране окружающей среды предусматривается:

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

5 Экономическая часть

В экономической части будут рассчитаны затраты на реконструкцию дефектных участков нефтегазосборного трубопровода, по результатам проводимых работ: замена дефектной запорной арматуры, дефектного участка трубы, а также возвращение трубопровода к проектной отметки. Работы будут проводиться на Юрубчено-Тохомском месторождении, на линейной части нефтегазосборного трубопровода. Данные работы вызваны падением запорной арматуры с опоры, что вызвало в свою очередь необратимые дефекты на трубопроводе, такие как: гофр на стенке трубы, изгиб шпинделя задвижки с его заклиниванием, смещение трубопровода с его проектной отметки.

Затраты на реконструкцию включают:

- затраты на материалы и оборудование;
- затраты на ГСМ;
- затраты на аренду техники;
- затраты на оплату труда работникам;
- затраты на страховые взносы.

Так же, произведем расчёт потерь нефти при проведении работ. Решение по реконструкции без остановки перекачки не целесообразно, так как обеспечение временной ниткой трубопровод и осуществление холодной врезки в трубу, по времени проведения работ значительно больше, чем сама реконструкция. Расчетное время реконструкции 14 часов.

5.1 Затраты на аренду техники

Для выполнения работ по реконструкции понадобится специализированная техника, для сокращения затрат технику берем в аренду.

Стоимость аренды техники определяется на основе количества, цен и продолжительности аренды (14 часов). Расчет аренды техники представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет стоимости аренды техники

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Цена аренды за час, руб.	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
1	Емкость передвижная 50 м ³	Шт	3	1800	75600
2	Кран-манипулятор (КМУ) Kanglim KS1256G-II	Шт	1	1729	24206
3	АКН-10 вакуумник	Шт	1	1236	17304
4	Паровая передвижная установка	Шт	1	2340	32760
5	АНРВ на базе Урал	Шт	1	1206	16884
6	Экскаватор-планировщик (УДС-114)	Шт	1	1608	22512
	Итого:	х	х	х	189266

5.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Затраты на вспомогательное оборудование определяются на основе их количества и их цен. Расчет представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет затрат на вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
1	Шлифовальная машинка	Шт	2	9000	18000
2	Прочее оборудование			15000	15000

Продолжение таблицы 4.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Цена с НДС, руб	Стоимость с НДС, руб.
3	Прибор Drager X-am 2500	Шт	2	122200	244400
4	Центратор наружный DN 325 мм	шт	3	9480	28440
5	Стропы СТП-10	шт	4	6386	25544
6	РФГ - 14М Разгонщик фланцев гидравлический Полидэк	шт	2	195000	390000
7	Ручные роторные труборезы REED Rotary для стальных и чугунных труб диаметром 219...356 мм	шт	3	152150	456450
8	Заглушки фланцевые DN 325	шт	5	350	1750
9	Глина для тампонажа	шт	1	360	360
	Итого:	х	х	х	1179944

5.3 Затраты на материалы и оборудование для монтажа

Для непосредственного монтажа секции трубопровода и замены неисправной запорной арматуры нам понадобятся следующие материалы и оборудование: сварочные электроды, секция трубы 13ХФА 325x8 10 м, задвижка клиновая DN 300.

Рассчитаем затраты на электроды:

$$C_{\text{э}} = C_{\text{э}} \cdot N_{\text{э}}, \quad (44)$$

где $N_{\text{э}}$ – норма расхода покрытых электродов, кг;

$C_{\text{э}}$ – цена 1 кг электродов, 70 руб./кг.

$$C_{\text{э}} = 2,98 \cdot 75 = 223,5 \text{ руб.}$$

$$N_{\text{э}} = G_{\text{э}} \cdot l_{\text{ш}}, \quad (45)$$

где $l_{\text{ш}}$ – длина шва, 4,082 м;

$G_{\text{э}}$ – удельная норма расхода, кг/м.

$$N_{\text{э}} = 4,082 \cdot 0,73 = 2,98 \text{ кг.}$$

$$G_{\text{э}} = \kappa_p \cdot m_n, \quad (46)$$

где κ_p – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;

m_n – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

$$G_{\text{э}} = 1,15 \cdot 0,63 = 0,73 \text{ кг/м.}$$

$$m_n = \rho \cdot \frac{A_H}{1000}, \quad (47)$$

где A_H – то же, что в формуле 31;

ρ – плотность наплавляемого металла, г/см³.

$$m_n = 7,8 \cdot \frac{80,5}{1000} = 0,63 \text{ кг/м.}$$

Так как упаковка продается по 5 кг стоимость равна 465 руб.

Расчет затрат на материалы и оборудования для монтажа представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет затрат на материалы и оборудование для монтажа

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
1	Сварочные электроды	Шт	1	465	465
2	Секцию трубы 13ХФА 325х8 мм	Шт	1	52901	52901
3	Задвижка клиновая Ду 300, Ру40 МПа, 30с915нж	Шт	1	81250	81250
	Итого:	х	х	х	134616

5.4 Расчет затрат на ГСМ

При расчете затрат на ГСМ был использован нормативный документ ВСН 417 – 81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива,

бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов». При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы нормы потребления топлива, смазочных материалов на 100 км пробега. Вся используемая техника работает на дизельном топливе. Общий расход и стоимость ГСМ представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование	Расчетная потребность в ГСМ, т	Цена за тонну с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
Дизтопливо	0,81	47000	38070
Моторные масла	0,02	49900	998
Трансмиссионные масла	0,002	54000	108
Пластичные смазки	0,002	105000	210
Итого:			39386

5.5 Заработная плата рабочих

При выполнении работ по реконструкции понадобится квалифицированный рабочий состав. Перечень необходимых работников, их количество представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Численность рабочих

№ п/п	Наименование специальности рабочего	Количество
1	Машинист экскаватора	1
2	Водитель АНРВ	1
3	Машинист ППУ	1

Продолжение таблицы 7

№ п/п	Наименование специальности рабочего	Количество
4	Водитель АКН	1
5	Машинист КМУ (кран-манипулятор)	1
6	Служащие (ИТР)	4
7	Трубопроводчик линейный	2
8	Слесарь-ремонтник	2
9	Электрогазосварщик	2
	Всего:	15

Оплату труда будут определяться исходя из размера часовой тарифной ставки, разряда рабочего, районного коэффициента, а также северной надбавки. Продолжительность работ по реконструкции 14 часов. Расчет затрат на оплату труда представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол.	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 50% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада, руб.	Итого на одного работника (14 часов), руб.	Фонд заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный	2	167	2338	1169	701	4208	8416
Электрогазосварщик	2	119	1666	833	500	2999	5998

Продолжение таблицы 8

Должность	Кол.	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 50% от оклада , руб.	Северная надбавка 30% от оклада, руб.	Итого на одного работника (14 часов), руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист ППУ	1	139	1946	973	584	3503	3503
Машинист экскаватора	1	88	1232	616	370	2218	2218
Водитель АКН	1	118	1652	826	496	2974	2974
Водитель АНРВ	1	91	1274	637	382	2293	2293
Машинист КМУ	1	139	1946	973	584	3503	3503
Слесарь-ремонтник	2	139	1946	973	584	3503	7006
Служащие (ИТР)	4	194	2716	1358	815	4889	19556
Всего:	15	х	х	х	х	х	55467

Затраты на страховые взносы будут составлять 30 % от общего фонда заработной платы, а затраты на травматизм для данного типа работ составляют 0,4 %. Расчет страховых взносов и взносов от несчастных случаев на производстве и проф. заболеваний представлен в таблице 9 [32].

Таблица 9 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	16640,1
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	221,87
Итого:	16861,97

5.6 Расчет потерь нефти при проведении работ

Произведем расчет потери нефти при выполнении работ. Исходные данные: трубопровод 325x8 мм; длина участка трубопровода 7591 м; обводненность транспортируемой НСЖ – 0,286; средняя цена за 1 тонну нефти, s – 13583,16 руб., время проведения работ, t – 14 часа; плотность подготовленной нефти, ρ – 0,760 т/м³, заполнение трубы составляет 0,795.

Рассчитаем объем потери НСЖ:

$$Q = 0,795 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot l, \quad (48)$$

где R – радиус трубопровода, м;

l – длина участка трубопровода, м.

$$Q = 0,795 \cdot 3,14 \cdot 0,1545^2 \cdot 7591 = 453 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем массовую потерю нефти:

$$m_0 = Q \cdot \rho \cdot (1 - \beta), \quad (49)$$

где Q – объем потери НСЖ, м³;
 ρ – плотность подготовленной нефти, т/м³;
 β – обводненность.

$$m_0 = 453,34 \cdot 0,760 \cdot (1 - 0,286) = 246 \text{ т.}$$

Рассчитываем потери нефти при реконструкции в денежном выражении:

$$S_3 = m_0 \cdot S, \quad (50)$$

где m_0 – массовая потеря нефти, т;
 S – стоимость 1 т нефти, руб.

$$S_3 = 246 \cdot 13583,16 = 3341457 \text{ руб.}$$

5.7 Смета затрат на реконструкцию

Для определение окончательной суммы вложений в реконструкцию необходимо подсчитать смету затрат. Смета затрат на реконструкцию представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Смета затрат на реконструкцию

Показатели	Стоимость, руб.
1. Аренда техники	189266
2. Приобретение вспомогательное оборудование	1179944

Продолжение таблицы 10

Показатели	Стоимость, руб.
3. Затраты на материалы и оборудование для монтажа	134616
4. Затраты на ГСМ	39386
5. Заработная плата	55467
6. Страховые взносы и травматизм	16861,97
7. Потери нефти при реконструкции	3341457
Итого:	4956998

Структура затрат на проведение реконструкции представлена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Структура затрат на проведение реконструкции

Из диаграммы следует, что наибольшую долю затрат (67 %) составляют потери нефти в результате проведения работ по реконструкции.

5.8 Окупаемость проекта

Окупаемость работ по реконструкции достигается в непосредственном использовании нефтегазосборного трубопровода для транспортирования нефтесодержащей жидкости от места добычи к месту подготовки.

Расчетная массовая производительность трубопровода по жидкости в год составляет $G = 0,97$ млн. тонн/год.

Рассчитаем годовой доход от добычи:

$$S_d = G \cdot (1 - \beta) \cdot S, \quad (51)$$

где G – расчетная массовая производительность по жидкости, тонн/год;

S – стоимость 1 т нефти, руб;

β – обводненность.

$$S_d = 970000 \cdot (1 - 0,286) \cdot 13583,16 = 9407424953 \text{ руб.}$$

Рассчитаем время окупаемости реконструкции:

$$O = \frac{Z}{S_d} \cdot 365 \cdot 24, \quad (52)$$

где Z – итого затрат по смете на реконструкцию, руб;

S_d – доход от добычи, руб.

$$O = \frac{4956998}{9407424953} \cdot 365 \cdot 24 = 4,62 \text{ часа.}$$

Можно сделать вывод, что затраты на реконструкцию будут окуплены через 4 часа 38 минут, если трубопровод будет работать без перерыва и на расчетной массовой производительности. Вложение финансовых средств экономически целесообразно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан план мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на Юрубчено – Тохомском месторождении, с соблюдением всех строительных норм и правил, климатических условий.

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- МР – муниципальный район
- ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение
- МС – метеорологическая станция
- УПН – установка подготовки нефти
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка
- ПК – пикет
- КЗ – камера запуска
- КП – камера приема
- СОД – средства очистки и диагностики
- ЗРА – запорная арматура
- НСЖ – нефтесодержащая жидкость
- ЦТОиРТ – цех технического обслуживания и ремонта трубопроводов
- ЦИТС – центрально инженерно – технологическая служба
- ЦДНГ – цех добычи нефти и газа
- ПСПТ – первичные средства пожаротушения
- НКПР – нижний концентрационный предел
- ГВС – газовоздушная смесь
- ППУ – передвижная паровая установка
- КМУ – кран-манипулятор
- АНРВ – агрегат наземного ремонта водоводов
- ПДК – предельно допустимые концентрации
- ГО – гражданская оборона
- НДС – налог на добавленную стоимость
- СМР – строительно-монтажные работы
- СНСП – страхование от несчастных случаев на производстве
- ВСН – ведомственные строительные нормы
- СП – свод правил
- СТО – стандарт организации
- ЧС – чрезвычайная ситуация

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 58367 – 2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 15.04.2019. – Москва, 2019.
- 2 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99*. – Введ. 01.01.2013. – Москва, 2013.
- 3 СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07 – 85* (с Изменениями № 1, 2). – Введ. 04.06.2017. – Москва, 2017.
- 4 РД 03-606 – 03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю. – Введ. 17.07.03. – Москва, 2004.
- 5 РД 23.040.00-КНТ-090 – 07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – Введ. 14.04.2007. – Москва, 2007.
- 6 ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.12.1988. – Москва, 1988.
- 7 ГОСТ 5762 – 2002 Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия (с Поправкой). – Введ. 01.07.2003. – Москва, 2003.
- 8 РД 23.040.00-КТН-090 – 07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. – Введ. 14.04.2007. – Москва, 2007.
- 9 РД 153-39.4-130 – 2002 Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. – Введ. 08.10.2002. – Москва, 2003.
- 10 РД 39-132 – 94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – Введ. 01.07.1994. – Москва, 1994.

11 ГОСТ Р 56542 – 2019 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. Введ. 11.01.2020. – Москва, 2020.

12 ГОСТ 5180 – 2015 Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик. Введ. 01.04.2016. – Москва, 2016.

13 ГОСТ 9467 – 75 Electroды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы (с Изменением № 1). Введ. 01.01.1977. – Москва, 1977.

14 О промышленной безопасности опасных производственных объектов : федер. Закон Российской Федерации от 21 июля 1997г. №116-ФЗ. – 1997. – 24 с.

15 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.

16 СП 12-135 – 2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. – Введ. 01.07.2003. – Москва, 2003. – 171 с.

17 СНиП 41-03 – 2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – Введ 01.11.2003. – Москва, 2003.

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

19 СНиП 2.08.01 – 89* Жилые здания. – Введ. 20.11.2000. – Москва, 2000.

20 СП 51.13330.2011, СНиП 23-03-2003 Актуализированная редакция. Защита от шума. - Введ. 20.05.2001. – Москва, 2001. – 46 с.

21 Р 2.2.2006 – 05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Введ. 01.10.2005. – Москва, 2005.

22 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.

23 СП 2.2.2.1327 – 03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. – Введ. 25.06.2003. – Москва, 2003. – 21 с.

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

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

26 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.

27 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.

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

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

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

31 Об охране окружающей среды : федер. Закон Российской Федерации от 10 янв. 2002 г. № 7-ФЗ. – 2002. – 10 янв.

32 Экономическая теория/ Серия «Учебники, учебные пособия». – Ростов н/Д: «Феникс», 2002. – 704 с.


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

План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на
Юрубчено-Тохомском месторождении

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

 18.06.20

Е. А. Побеляев

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении».

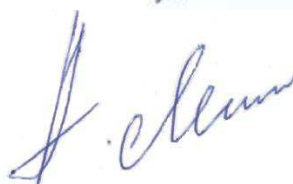
Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А. Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента Е.А. Побеляева на тему «План мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении» состоит из 83 страницы расчетно-пояснительной записки, 32 использованных источников, 7 листов графического материала.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД, ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Работа состоит в разработке плана мероприятий по реконструкции промышленного трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о промышленном трубопроводе, причины реконструкции, мероприятия и методы для устранения дефектов трубопровода, а также план мероприятий по реконструкции.

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

В экономической части рассмотрены экономические проблемы промышленного трубопровода. Был произведен расчет капитальных вложений на реконструкцию, приведен расчет экономической эффективности инвестиций.