

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Технология капитального ремонта магистрального нефтепровода [REDACTED] с заменой участка трубы на [REDACTED] км

УДК 622.692.4.07(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зубрицкий И. А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А. А.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М. В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128с., 3 рис., 8 табл., 27 источников,
3 прил.

«Технология капитального ремонта нефтепровода

с заменой участка трубы на км».

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, УЧАСТОК ТРУБОПРОВОДА, СВАРКА, СВАРНОЕ СОЕДИНЕНИЕ, КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Сургут-Горький-Полоцк» диаметром 1220 мм на участке 34-43 км.

Целью работы является разработка проекта по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик трубопровода путем демонтажа существующего и укладки заменяемого нефтепровода на участке 34-43 км строительного генерального плана «Сургут-Горький-Полоцк».

В процессе исследования – проводился анализ технического состояния участка магистрального нефтепровода; проводился анализ изоляционного покрытия; разработана совокупность методов восстановления работоспособности участка трубопровода; описаны меры безопасности и охраны окружающей среды.

В результате исследования было установлено, что магистральный трубопровод в процессе эксплуатации претерпел физический износ, который выражается в неудовлетворительном состоянии материала трубы, что требует полную замену участка с последующим контролем работ и защитой от коррозии грунта.

Степень внедрения – технология работы может применяться при ремонте трубопроводов со схожими условиями.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

Термины, определения и сокращения

В настоящей работе использованы следующие термины и определения:

Магистральный нефтепровод – комплекс сооружений для транспортировки нефти от пункта добычи до потребителя.

Магистральный нефтепровод сооружается из стальных труб диаметром до 1220 мм на рабочее давление от 5,5 до 6,4МПа;

Участок трубопровода – часть технологического трубопровода из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре;

Линейная часть магистрального трубопровода – составная часть магистрального трубопровода, состоящего из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), системы электрохимической защиты от коррозии, сооружений технологической связи, иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортирования нефти, природного газа и продуктов их переработки.

Сварка – процесс получения неразъёмных соединений посредством установления межатомных связей между свариваемыми частями при их местном или общем нагреве, пластическом деформировании или совместном действии того и другого;

Сварное соединение – неразъёмное соединение, выполненное сваркой.

Сварное соединение включает три характерные зоны, образующиеся во время сварки: зону сварного шва, зону сплавления и зону термического влияния, а также часть металла, прилегающую к зоне термического влияния;

Контроль качества строительных работ - соответствие качества построенных зданий проектным решениям и нормативам;

Электрохимическая защита — защита металла от коррозии, основанная на зависимости скорости образования коррозии от электродного потенциала металла;

Охрана окружающей среды – это комплекс мероприятий, предназначенных для ограничения отрицательного действия человеческой деятельности на природу;

Правила безопасности – совокупность мероприятий, которые субъект должен соблюдать, чтобы исключить или свести к минимуму отрицательный фактор, причиняемый источником повышенной опасности, либо предотвратить причинение ущерба объекту повышенной охраны любым источником опасности.

В данной работе применены следующие сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

ИГС – инертно-газовая смесь;

ППР – Проект производства работ;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

КИП – контрольно-измерительный прибор;

СГП – строительный генеральный план;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ДДК – дефектоскопический контроль;

Камера СОД - камера запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	16
Обзор литературы	17
1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
1.1 Сведения о климатической и географической характеристике района строительства. Характеристика линейного объекта строительства.....	18
1.2 Обоснование капитального ремонта участка нефтепровода.....	19
1.3 Демонтаж трубопровода.....	19
1.3.1 Земляные работы.....	20
1.3.2 Вытеснение и откачка остатков нефти из демонтируемого нефтепровода.....	23
1.3.3 Очистка трубопровода от изоляции.....	24
1.3.4 Вырезка участка трубопровода.....	25
1.3.5 Демонтаж вырезанных секций и газопламенная резка трубопровода.....	26
1.4 Организационно-технологическая схема реконструкции трубопровода.....	28
1.4.1 Подготовительный период.....	28
1.4.1.1 Отвод земель.....	29
1.4.1.2 Расчистка площадок и трассы от леса.....	30
1.4.1.3 Устройство вдольтрассового строительного проезда.....	32
1.4.1.4 Планировка строительной полосы.....	33
1.4.1.5 Погрузочно-разгрузочные работы.....	34
1.4.1.6 Доставка труб на площадки складирования и на трассу.....	35
1.4.1.7 Раскладка труб на трассе.....	37
1.4.2 Основной период работ.....	37
1.4.2.1 Земляные работы.....	38
1.4.2.2 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений.....	43
1.4.2.3 Контроль качества сварных соединений.....	48

1.4.2.4	Изоляционные и антикоррозионные работы.....	48
1.4.2.5	Укладка и балластировка трубопровода.....	51
1.4.2.6	Балластировка трубопровода пригрузами типа УБО.....	53
1.4.2.7	Строительство узла запорной арматуры.....	54
1.4.2.8	Монтаж сборных конструкций.....	56
1.4.2.9	Устройство электрохимической защиты от коррозии.....	57
1.4.2.10	Испытание, очистка полости и диагностика трубопровода.....	58
1.4.2.11	Испытание на прочность и проверка на герметичность.....	63
1.4.2.12	Подключение вновь построенного участка к действующему МН.....	68
1.4.2.13	Рекультивация территории.....	72
1.5	Контроль качества.....	73
1.5.1	Входной контроль.....	76
1.5.2	Операционный контроль.....	77
1.5.3	Приемочный контроль.....	78
2.	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	81
2.1	Общие данные.....	81
2.2	Расчетные сопротивления растяжению (сжатию).....	81
2.3	Расчетная толщина стенки трубопровода.....	82
2.4	Проверка прочности и деформаций.....	83
2.5	Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы.....	84
2.6	Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.....	87
2.7	Определение параметров балластировки.....	89
3.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91
3.1.	Производственная безопасность.....	91
3.1.1.	Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последо- вательности.....	91

3.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	95
3.2 Экологическая безопасность.....	102
3.2.1 Оценка воздействия объекта.....	102
3.2.2 Перечень мероприятий по снижению и предотвращению возможного негативного воздействия на окружающую среду.....	106
3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
3.3.1 Сведения об объектах производственного назначения, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте.....	110
3.3.2 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте.....	111
3.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	113
3.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	113
3.4.2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасности.....	114
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	116
4.1 Расчет затрат на сварочные работы участка нефтепровода [REDACTED].....	116
4.2 Затраты на материалы.....	116
4.3 Затраты на оборудование.....	117
4.4 Затраты на амортизацию оборудования.....	118
4.5 Затраты на оплату труда.....	119
4.6 Суммарные затраты на проведение ремонта.....	121
Заключение.....	122
Список используемой литературы.....	123
Приложение А.....	126
Приложение Б Схема организации работ по рытью траншеи одноковшовым гидравлическим экскаватором.....	127

Приложение В Схема сборки полуавтоматической сварки корневого слоя шва методом STT	128
--	-----

ВВЕДЕНИЕ

Министерство природных ресурсов и экологии РФ и Росприроднадзор не раз утверждали, что большинство российских нефтепроводов не соответствуют современным техническим требованиям. В связи с этим происходят частые аварии с разливом нефти, что приводит к опасным экологическим последствиям. Одной из главных причин аварий – износ трубы.

Как правило, ликвидировать последствия аварии значительно сложнее, чем предотвратить ее. Изношенность российских трубопроводов приближается к критической отметке. Обнадешивает одно – многие компании начинают осознавать ответственность перед потребителями и природой, которые могут пострадать в результате таких аварий. Да и ужесточение мер за техногенные аварии, которые проявляются в возросших штрафах, приводят к тому, что собственники трубопроводов начинают менять трубы, покупают задвижки, проводят регулярное техническое обслуживание своих магистральных трубопроводов. Положительные сдвиги в данном направлении уже отмечаются. Остается надеяться на то, что мировой финансовый кризис не скажется на хорошей намеченной тенденции к приведению в надлежащее состояние российских трубопроводов.

Актуальность темы выпускной квалификационной работы заключается в необходимости проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода [REDACTED]. Потребность в проведении данного вида работ вызвана тем, что в результате длительной эксплуатации нефтепровода происходит снижение пластических и вязких свойств металла, ударной вязкости, запаса пластичности, предела текучести и как следствие несоответствие механических свойств и нормативных показателям металла, что может привести в итоге к нарушению целостности трубопровода.

Целью работы является разработка проекта по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик трубопровода путем демонтажа существующего и укладки заменяемого нефтепровода на участке [REDACTED] строительного генерального плана [REDACTED].

В соответствии с целью дипломной работы, были поставлены следующие задачи:

- представить характеристику объекта ремонта, дать описание трассы магистрального нефтепровода;

- выполнить технологический расчет магистрального нефтепровода;

- предоставить технические решения организации работ по строительству магистрального трубопровода;

- произвести анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при сооружении объекта, рассмотреть технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной жизнедеятельности и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций;

- произвести анализ возможных воздействий на окружающую среду, предложить мероприятия по снижению неблагоприятных воздействий;

- рассмотреть затраты возникающие при строительстве объекта, дать оценку экономической эффективности выбранного варианта технического решения.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

При написании данной работы были использованы: учебно-методическая литература, методики расчета, государственные стандарты, отраслевые стандарты, санитарные правила и нормы, ведомственные строительные нормы, правила безопасности и руководящие документы.

Основной источник, раскрывающий теоретические основы строительства трубопровода, является [10] под авторством Коршака А.А. и Нечваль А.М. В их работе рассматриваются состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа в России, порядок проектирования магистральных трубопроводов, вопросы их технологического расчета при транспортировке газа и маловязких нефтей, последовательной перекачке нефтепродуктов, транспортировании высоковязких и высокозастывающих нефтей, а также нестабильных жидкостей. Приведены основные сведения о методах и средствах очистки полости трубопроводов, а также их защиты от перегрузок по давлению и от коррозии.

Основные требования к производству и приемке строительного-монтажных работ при строительстве и реконструкции линейной части магистральных трубопроводов, рассмотрены в строительных нормах [1; 25; 26].

Производство работ по очистке полости, испытанию и удалению воды строящихся и реконструируемых магистральных и промысловых стальных трубопроводов диаметром до 1420 мм (включительно) описывается в источнике [2, 27].

Указания по безопасному ведению работ при строительстве в охранной зоне и полосе отвода действующих магистральных трубопроводов отмечены в инструкции [4].

Охрана земли, атмосферы и водного пространства описываются в санитарных нормах [5; 6; 7; 11; 13;].

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Сведения о климатической и географической характеристике района строительства. Характеристика линейного объекта строительства

В административном отношении участок работ расположен в Нефтеюганском и Сургутском районе ХМАО-Югры Тюменской области. В соответствии со схемой географического районирования территория размещения объекта приурочена к центральной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины, к пойменной части рек Обь и Юганская Обь. Абсолютные отметки поверхности составляют 27 - 43 м.

Климат района строительства континентальный. Общие черты температурного режима территории можно охарактеризовать следующим образом: суровая продолжительная зима, сравнительно короткое, но жаркое лето, короткие переходные сезоны – весна и осень, поздние весенние и ранние осенние заморозки, короткий безморозный период.

Средняя годовая температура воздуха составляет минус 3,4 °С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой минус 21,7 – 22,0 °С, средним минимумом минус 27 °С. Абсолютный минимум минус 56 °С наблюдался в феврале и декабре. Самый теплый месяц – июль со средней температурой плюс 16,9-17,6 °С, средним максимумом плюс 21,7 °С. Абсолютный максимум плюс 34 °С наблюдался в июне и июле.

Общая протяженность трассы ремонтируемого участка магистрального нефтепровода [REDACTED]. Прокладка трубопровода на всем его протяжении принята подземной с глубиной заложения не менее 1 метра до верхней образующей трубы.

Основные показатели существующего нефтепровода:

- год ввода нефтепровода в эксплуатацию – 1988 год;
- диаметр нефтепровода – [REDACTED] мм;
- максимальное рабочее давление (проектное) – 4,91 МПа;
- температура нефти – от минус 5 °С до плюс 40 °С;
- плотность нефти при 20 °С – 850-870 кг/м³;

- труба – прямошовная, производства Харцызского трубного завода, марка стали 17Г1С-У, ТУ 14-3-602-77;
- толщина стенки трубы – 15 мм, 17 мм;
- класс прочности – К52;
- изоляция трубы пленочная;
- балластировка отсутствует.

В соответствии с требованиями пункта 6.4 [36] существующий магистральный нефтепровод ██████████ относится к III категории.

1.2 Обоснование капитального ремонта участка нефтепровода.

В процессе длительной эксплуатации нефтепровода произошел износ трубопровода, в результате чего можно наблюдать динамику снижения пластических и вязких свойств металла, ударной вязкости, запаса пластичности, предела текучести и как следствие несоответствие механических свойств и нормативных показателям металла, что может привести в итоге к нарушению целостности трубопровода.

Решением этой проблемы становится капитальный ремонт участка трубопровода с полной заменой трубы.

1.3 Демонтаж трубопровода

В основной период проводятся следующие работы:

- определение местоположения демонтируемого нефтепровода и соседних коммуникаций, закрепление их по оси установкой вешек высотой 1,5 м через каждые 25 м на прямолинейных участках и через 10 м на участках поворота в плане;
- вытеснение остатков нефти из демонтируемых трубопроводов;
- земляные работы по вскрытию существующего нефтепровода, устройство ремонтных котлованов на участках консервации трубопровода;
- демонтаж узлов запорной арматуры;
- демонтаж вантузов и колодцев на линейной части;

- отсечение демонтируемого трубопровода от участка консервации и извлечение плети из существующего кожуха;
- консервация кожуха под автомобильной дорогой песко-цементным раствором;
- отсечение береговых участков переходов через водные преграды, вытягивание трубопровода на берег;
- извлечение отсеченной плети трубопровода на бровку;
- отсечение участков нефтепровода длиной по 150 м машинками безогневой резки на бровке;
- контроль воздушной среды и газопламенная резка плети на секции по 11 м на бровке;
- погрузка труб на плетевоз и вывоз на площадку складирования;
- засыпка траншеи;
- демонтаж кабеля.

1.3.1 Земляные работы

Разработку траншеи для демонтажа трубопровода выполнять одноковшовым экскаватором. Грунт разрабатывается сверху над трубопроводом.

Во избежание повреждения трубопровода минимальное расстояние между верхом трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

В русловой части грунт разрабатывается сверху над трубопроводом и с двух сторон до уровня нижней образующей трубопровода.

Крутизна откосов траншеи принята в соответствии с РД-93.010.00-КТН-Н4-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительного-монтажных работ» с учетом физико-механических свойств грунтов, уровня грунтовых вод на участке и глубины траншеи.

До начала земляных работ по вскрытию трубопровода необходимо уточнить местоположение демонтируемого нефтепровода, положение параллельных подземных коммуникаций, положение и глубину пересекаемых подземных коммуникаций.

Разработка грунтов в местах пересечения с подземными, наземными и надземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. Разработка грунта в этих местах механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м по бокам коммуникаций и не менее 1 м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную без применения ударных инструментов и с применением мер, исключающих возможность повреждений этих коммуникаций.

Отогревание мерзлого грунта в зоне расположения подземных коммуникаций должно производиться таким образом, чтобы температура грунта не вызывала повреждения изоляционного покрытия или оболочки.

Засыпку трубопровода следует выполнять экскаваторами и бульдозерами с последующей планировкой поверхности.

Количество разрабатываемого грунта представлено в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Баланс земляных масс

Вид работ	Потребность, м ³
Разработка грунта	24815
Засыпка	36044
Перемещение от разработки грунта линейной части	11229
Подвоз грунта из карьера для временных переездов	477,63

Разработка рабочего котлована производится с использованием гидравлического экскаватора с емкостью ковша 0,65 м³. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,20 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе. Грунт, вынутый из траншей и котлованов, укладывается в отвал на расстоянии не ближе 1 м от бровки траншеи и края котлована, а при разработке русловой части, грунт складывается на берегу реки.

Размеры котлована должны обеспечивать безопасное проведение работ.

Длина котлована L, м, определяется по формуле:

$$L = l + 2 \quad (1.1)$$

где l - длина заменяемого участка нефтепровода, м, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 м.

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована по дну не менее 1 м, по верху не менее 1,5 м.

Разработка котлована без откосов не допускается.

Допустимая крутизна откосов траншеи и котлованов представлена в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 – Крутизна откосов траншей и котлованов

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована, м					
	до 1,5		1,5...3,0		3,0...5,0	
	угол откоса, град.	Уклон	угол откос», град.	уклон	угол откос», град.	уклон
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,850

Расстояние от низшей образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м.

Для возможности спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована, из расчета по 2 лестницы на каждую сторону торца котлована. Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении.

Расположение строительного-монтажной техники около траншей и котлованов принимать по таблице 1.3.3 представленной в соответствии со СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

Таблица 1.3.3 – Допустимое расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины

Глубина траншеи, м	Расстояние до опорной техники до откоса траншеи в зависимости от грунта, (м)		
	Супесчаный	Суглинистый	Песчаный
1	1,25	1	1,5
2	2,4	2	3
3	3,6	3,25	4
4	4,4	4	5

1.3.2 Вытеснение и откачка остатков нефти из демонтируемого нефтепровода

Очистку демонтируемого нефтепровода предусматривается осуществлять без применения воды по технологии освобождения с помощью ИГС (инертно-газовая смесь) и приемом нефти в параллельный нефтепровод в следующей последовательности:

- отсечение участка нефтепровода для установки временной камеры приема поршней - разделителей на 43 км;
- запасовка в камеру пуска на 33 км произвести размещение в полости трубопровода двух поршней-разделителей с разделительной пробкой из ИГС между ними;
- подключение мобильных компрессорных азотных установок (ТГА 35/201 - 4 шт.) для подачи ИГС во внутреннюю полость демонтируемого участка;
- вытеснение нефти с участка 34-43 км нефтепровода «СГП» резервная нитка в нефтепровод «СГП» основная нитка с применением ИГС, (объем нефти 6739 м);
- прекращение подачи ИГС после прихода поршней-разделителей в камеру приема;
- сброс избыточного давления ИГС (открытие всех вантузов на освобожденном участке);
- демонтаж двух временных вантузов, врезанных на этапе подключения, на «СГП» основной нитки на 34 км и 43 км для закачки нефти с помощью «Пакер».

Потребность в жидком азоте, в случае получения ИГС регазификацией, для вытеснения остатков нефти и очистки полости составит порядка 98,3 м³.

По окончании работ выполнить проверку наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от него.

Получение ИГС предусмотрено регазификацией жидкого азота.

Расход нагнетаемой ИГС, получаемой регазификацией, с учетом перепада высот в 50 м для участка составит порядка 124 м³/мин. Для обеспечения непрерывного движения разделителя со скоростью не менее 1 км/час, предусмотрено применение четырех мобильных компрессорных азотных установок ТГА 35/201 с номинальной производительностью 35 м³/мин.

Содержание кислорода в инертной газовой среде (азоте) должно быть не более 10,0 % по объему.

1.3.3 Очистка трубопровода от изоляции

Очистка демонтируемой трубы от изоляции предусматривается только в местах реза.

Перед резкой трубопровода изоляционное покрытие удаляется по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм - для установки трубрезных машин. Поверхность трубопровода в местах резки очищается от изоляции, остатков клея, праймера и мастики. Очистка трубопровода в местах реза осуществляется в ручную с применением щеток и скребков. Перед установкой трубрезных машин котлован необходимо зачистить от остатков изоляционных материалов и другого мусора.

1.3.4 Вырезка участка трубопровода

Перед вырезкой демонтируемого участка трубопровода установить шунтирующую перемычку на трубопровод и демонтируемый участок трубы.

Работы при резке труб следует проводить с соблюдением следующих требований и в последовательности:

- проверить и убедиться в полной исправности и комплектности применяемого оборудования до начала работ;

- разметить место реза и установить труборез на трубопровод, при монтаже удерживать его грузоподъемным механизмом 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 внешних повреждений;
- подготовить емкость с охлаждающей жидкостью вместимостью 50 л для обеспечения постоянного охлаждения фрезы во время резки;
- застопорить вырезаемую «катушку» грузоподъемным механизмом;
- произвести вырезку «катушки» в соответствии с инструкцией по эксплуатации трубореза, при движении трубореза по трубопроводу не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы, не допускать натяжки кабеля;
- во избежание защемления режущего диска фрезы при резке труб, 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.

При вырезке участка трубопровода безогневым методом использовать труборезные машины с приводами во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Труборезные машины и другое применяемое оборудование должны иметь паспорта, формуляры, разрешение Ростехнадзора на применение.

Вырезка «катушки» осуществляется одновременно двумя труборезными машинами. Труборезные машины устанавливаются на трубе, согласно инструкциям по эксплуатации, в соответствии со схемой вырезки.

Во время работы труборезных машин, категорически запрещается нахождение в траншее людей. Подача охлаждающей жидкости должна быть организована с бровки траншеи.

При проведении работ по вырезке участка трубопровода труборезными машинками контроль газовоздушной среды в котловане осуществлять каждые 30 мин.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу труборезов, поддержке и удалению вырезаемых деталей и труб выполнять с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

Контроль воздушной среды на месте производства работ должен осуществляться непрерывно во время работы грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания при разгерметизации оборудования или трубопроводов.

Контроль воздушной среды должен осуществляться у транспортного средства со стороны места производства работ (точка контроля должна быть наиболее приближена к месту работ).

Для непрерывного контроля воздушной среды должны применяться индивидуальные газоанализаторы-сигнализаторы.

1.3.5 Демонтаж вырезанных секций и газопламенная резка трубопровода

Демонтаж вырезанных секций трубопроводов выполнить с применением трубоукладчиков и кранов. Строповка должна исключать возможность падения или скольжения перемещаемого груза. Расстановку трубоукладчиков выполнить в соответствии с таблицей 5 [14].

Демонтируемый трубопровод поднимают из траншеи, и укладываются на бровку с помощью безогневой резки разрезают на плети по 150 м.

После контроля загазованности, плети разрезаются с применением газовой резки на участки длиной по 10-11 м, глушатся инвентарными временными заглушками и вывозятся на УПРР.

Перед резкой рекомендуется удалить из трубы на участке длиной не менее 0,5 - 1,0 м снег и грязь. Разрезаемый участок трубы, шириной 50 - 100 мм по периметру, необходимо тщательно зачистить механической или ручной

проволочной щеткой. На поверхности трубы не должно быть слоя праймера, следов изоляции, окалины, ржавчины, пыли, масляных и жировых загрязнений.

При сильном нагреве наконечника его следует охлаждать чистой водой. Во избежание попадания воды в рабочие каналы резака приоткрыть вентиль подогревающего кислорода.

Ручную кислородную резку труб из низкоуглеродистых и низколегированных сталей, в том числе и при отрицательной температуре окружающего воздуха, можно выполнять без каких-либо технологических ограничений.

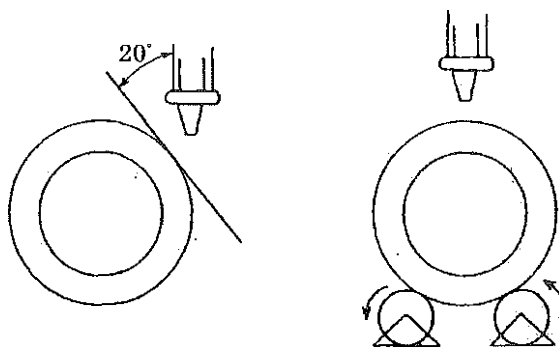


Рисунок 1.3.1 – Схемы резки труб.

а - скорость резки; б - резка на роликах

При производстве работ следует строго соблюдать правила эксплуатации и транспортировки баллонов с газообразным кислородом и горючими газами.

На некатегорийных автодорогах без покрытия выполняется извлечение трубы с демонтажем и последующим восстановлением насыпи и полотна дороги послойным уплотнением.

1.4 Организационно-технологическая схема реконструкции трубопровода

Работы по реконструкции объекта выполняются специализированной строительной-монтажной организацией.

Строительство трубопровода предусмотрено траншейным способом.

Строительство предусматривается в два периода: подготовительный и основной.

1.4.1 Подготовительный период

Подготовка к строительству линейного объекта должна включать три этапа:

- общая организационно-техническая подготовка к строительству;
- инженерная подготовка к строительству;
- подготовительные работы на объекте.

Общая организационно-техническая подготовка к строительству трубопровода должна выполняться заказчиком и строительной организацией и включать:

- оформление разрешительной;
- подготовку и заключение с заказчиком генерального договора подряда;
- получение от заказчика утвержденной в производство работ проектной документации;
- оформление финансирования строительства;
- вынос трассы и площадок для строительства в натуру;
- оформление разрешений и допусков на производство работ;
- решение вопросов бытового обслуживания строителей;
- заключение договоров материально-технического обеспечения.

Инженерная подготовка к строительству трубопровода траншейным методом выполняется в соответствии с [16].

Подготовительные работы на объекте, включающие трассовые и внетрассовые подготовительные работы, должны быть выполнены заблаговременно.

Внетрассовые подготовительные работы включают:

- аттестацию технологий работ;
- устройство площадок складирования.

Трассовые подготовительные работы включают:

- разбивку и закрепление пикетажа, детальную геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной полосы, выноску пикетов за ее пределы;
- расчистку строительной полосы от леса и кустарника, корчевку пней;
- планировку строительной полосы;
- устройство временных проездов;
- создание системы связи на период строительства;
- устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ;
- выполнение мероприятий, указанных в проекте по защите действующих трубопроводов и других действующих коммуникаций.

1.4.1.1 Отвод земель

Ширина полосы земель, отводимых во временное краткосрочное пользование на период строительства магистрального подземного трубопровода диаметром 1220 мм на землях государственного несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного лесного фонда принимается в соответствии с СП 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов».

Границы отвода определены с учетом размещения строительной техники, раскрытия траншей, устройства площадок под амбары, площадок ПОС под оборудование для гидроиспытаний, площадок под складирования грунта, устройства электрохимической защиты.

Отвод территории для размещения временного хозяйства и зоны производства работ необходимо оформить до начала производства строительных работ.

Разбивку границ полосы отвода земель для строительства трубопровода выполняют после закрепления оси трубопровода, а полосы вымеряют и отмечают на местности от линии разбивки оси трубопровода. Границу полосы отвода при участии представителей местных земельных органов обозначают столбами или кольями, которые устанавливают на расстоянии не менее чем

через каждые 100 м. Знаки разбивки полосы отвода окрашивают в яркие цвета, чтобы они были хорошо видны на местности. На лесных участках трассы отмечают крайние деревья, которые выходят за границы полосы отвода и должны остаться не спиленные.

1.4.1.2 Расчистка площадок и трассы от леса

До начала работ по расчистке строительной полосы от леса предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- разметка границ строительной полосы окраской деревьев, не подлежащих спиливанию;
- разметка и оборудование площадок для разделки и складирования леса;
- обеспечение рабочих мест техникой, механизированным инструментом, приспособлениями и приведение их в состояние технической готовности к работе;
- обеспечение участков работ бытовыми помещениями, средствами первой помощи, питьевой водой и средствами связи;
- обеспечение участков работ средствами пожаротушения;
- обеспечение рабочих спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) по установленным нормам;
- установка знаков, указывающих местоположение подземных коммуникаций;
- получение разрешения на право производства работ в зоне расположения действующих подземных коммуникаций и ЛЭП от организаций, эксплуатирующих эти коммуникации с оформлением наряд-допуска;
- выдача наряд-задания на производство работ экипажам механизмов и бригадам рабочих перед началом выполнения каждого вида работ;
- проведение инструктажа рабочих по охране и безопасности труда, производственной санитарии и правилам пожарной безопасности в лесах.

Расчистку строительной полосы от тонкомерного (подлесок, кустарник) и очень мелкого леса диаметром ствола менее 11 см производится бульдозером (кусторезом).

Расчистку строительной полосы от леса диаметром ствола более 11 см производится механизированной бригадой с применением бензомоторных пил.

Расчистку полосы строительства от леса необходимо выполнять в следующей последовательности:

- отделение ветровальных деревьев от пней, повал сухостойных и зависающих деревьев, обрубка сучьев на валежниках;

- валка деревьев, обрубка сучьев, раскряжевка хлыстов;

- транспортировка и складирование леса на временные площадки;

- срезка кустарника;

- корчевка и уборка пней;

- засыпка ям и неровностей;

- разработка траншей для складирования пней и порубочных остатков;

- засыпка траншей.

До начала выполнения основных работ по валке леса выполняется предварительная подготовка полосы вырубki, включающая приземление опасных (гнилых, сухостойных, зависших, ветровальных) деревьев, разметку волоков.

Уборку строительной полосы от спиленных и очищенных от сучьев деревьев (хлыстов) производится с применением трелевочного трактора и складировается на специальной площадке для последующей реализации в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 23.07.2009 г. № 604 (ред. от 22.10.2014) «О реализации древесины, которая получена при использовании лесов, расположенных на землях лесного фонда, в соответствии со статьями 43-46 Лесного кодекса Российской Федерации».

Вслед за уборкой бревен и порубочных остатков на полосе строительства приступают к корчевке пней. Корчевка пней и перемещение их производится бульдозером.

Укладка лесопорубочных остатков выполняется в специальные траншеи в границе полосы отвода, для последующего перегнивания.

В процессе работ по расчистке строительной полосы от леса необходимо контролировать соответствие выполняемых работ проекту и основам лесного законодательства.

1.4.1.3 Устройство вдольтрассового строительного проезда

Для выполнения сварочных и монтажных работ устраивается временный вдольтрассовый строительный проезд.

При строительстве вдольтрассового строительного проезда необходимо выполнить:

- устройство временного объезда;
- проезд 1 типа - на участках отсутствия болот в виде спланированной в нулевых отметках поверхности шириной 10 м для монтажных и демонтажных работ;
- проезд 2 типа - на участках промерзающих болот в виде зимника шириной 7 м;
- усиление ледового покрова на водотоках для проезда техники;
- устройство переездов через действующие подземные коммуникации.

До начала работ по устройству переездов через действующие подземные коммуникации необходимо согласовать места переездов и получить разрешение на право производства работ в охранной зоне действующих коммуникаций от эксплуатирующих организаций с оформлением наряд-допуска.

1.4.1.4 Планировка строительной полосы

Планировку строительной полосы осуществляют для того, чтобы избежать дополнительных переломов продольного профиля дна траншеи; сохранить постоянную глубину траншеи; способствовать бесперебойной доставке труб к месту работ; способствовать раскладке, монтажу, сварке труб, изоляции сварных соединений и выполнению укладочных работ.

При планировке полосы строительства на пересеченной местности осуществляют срезку бугров и склонов оврагов, а также подсыпку низинных мест.

Планировка строительной полосы производится бульдозером в два приема:

- предварительная планировка всей строительной полосы;
- окончательная планировка с геодезическим контролем качества планировочных работ на полосе разработки траншеи.

При ведении работ в зимнее время планировка микрорельефа со срезкой неровностей допускается только по полосе будущей траншеи; на остальной части полосы отвода планировка микрорельефа осуществляется за счет формирования уплотненного снежного покрова.

Планировочные работы производятся при рабочем ходе бульдозера в одном или в двух направлениях. При рабочем ходе в одном направлении бульдозер после прохода по всей захватке возвращается в исходное положение порожняком. Для лучшего качества работы при обратном холостом ходе нож бульдозера следует волочить по поверхности, благодаря чему грунт дополнительно разравнивается тыльной стороной ножа.

1.4.1.5 Погрузочно-разгрузочные работы

Каждая труба подвергается визуальному и инструментальному контролю.

Освидетельствованию подлежит 100 % поставляемых труб.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номера заказа, технические условия или ГОСТ, по которым изготовлены трубы, размер труб и их число в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номера партии.

При производстве погрузочно-разгрузочных и транспортных работ следует соблюдать ряд дополнительных требований:

- избегать ударов подъемных устройств по изоляции;
- крюки торцевых захватов должны иметь прокладки из мягкого материала типа капрон;

- трубы запрещается волочить по земле, а также по нижележащим трубам;
- избегать перемещения труб путем перекатывания из-за опасности повреждения изоляции;

- во избежание повреждения труб при выгрузке из полувагона, на площадках складирования и транспортировке на стреле трубоукладчика они должны находиться на высоте не менее 0,5 м от верха препятствия;

- стрелы трубоукладчиков должны быть облицованы эластичными накладками;

- при укладке труб на плетевоз их необходимо уложить и закрепить таким образом, чтобы предотвратить их смещение во время движения плетевоза.

Погрузо-разгрузочные работы выполняются под руководством ответственного лица, назначенного приказом руководителя строительномонтажной организации (подрядчика по строительству), имеющего удостоверение, отвечающего за безопасное перемещение грузов грузоподъемными машинами и аттестованного в установленном порядке.

Категорически запрещается устанавливать кран и работать на нем непосредственно подпроводами линии электропередач любого напряжения.

Складирование труб с заводским изоляционным покрытием производят в соответствии с требованиями ОР-03.100.50-КТН-120-10 (изменен от 03.12.2010) «Организация строительномонтажных работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием. Технические требования и оснащенность».

При складировании труб следует обеспечивать устойчивость штабелей труб от раскатывания путем установки ложементов и боковых упоров под нижний ярус труб.

Верхние трубы (секции) при штабелировании укладываются между трубами нижнего ряда (в «седло»). При этом высота штабеля не должна быть более трех метров. Укладку труб в штабель производят грузоподъемным краном или трубоукладчиком с помощью траверсы.

Требования к укладке труб в штабель с заводским изоляционным покрытием:

- нижний ряд штабеля должен быть уложен на спланированную площадку, оборудованную 4-мя инвентарными деревянными подкладками шириной не менее 250 мм из мягких пород дерева (ель, сосна) толщиной 250 мм, обшитыми резиноканевыми накладками толщиной не менее 20 мм;

- между рядами труб в 3-ех местах (по концам и в середине) укладываются прокладки из прорезиненной ткани шириной не менее 100 мм и толщиной не менее 10 мм.

Складирование деталей производится в заводской упаковке в один ярус на четыре обрешеченных деревянных подкладках из бруса 150x150 мм.

1.4.1.6 Доставка труб на площадки складирования и на трассу

Для организации принятия грузов, в районах железнодорожных станций должны быть подготовлены прирельсовые площадки для выгрузки труб, оборудования, материалов, строительной техники, а также площадки для складирования.

Площадки должны соответствовать следующим требованиям:

- иметь удобные подъездные пути, проезды и места для прохода людей;
- обеспечивать быстрое и безопасное выполнение погрузочно-разгрузочных и складских операций в любое время суток;
- площадки складирования должны быть спланированы и утрамбованы;
- на площадках следует предусматривать уклоны не более 2° для отвода атмосферных и грунтовых вод.

С железнодорожной станций приема труб (с прирельсовой площадки) производится погрузка труб автокраном на трубовозы для дальнейшей транспортировки их непосредственно на трассу.

Доставка труб на трассу выполняется плетевозами по существующим подъездным дорогам и вдольтрассовому проезду.

При транспортировке грузов по автомобильным дорогам, открытым для общего пользования, необходимо выполнять требования «Инструкции по перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов автомобильным

транспортом по дорогам Российской Федерации» и «Правил дорожного движения».

Транспортировку, перегрузку и складирование изолированных труб запрещается осуществлять при температурах воздуха ниже минус 46 °С. При температуре ниже минус 40 °С изолированные трубы не должны подвергаться ударам.

Во время хранения и транспортировки на концах труб должны устанавливаться защитные кольца для предохранения фаски.

Плетьевозы должны быть оборудованы защитными приспособлениями, предохраняющими изоляционное покрытие труб от непосредственного контакта с металлическим ложементом.

Во избежание поперечного перемещения труб на автотягаче и прицепе-роспуске их следует увязывать поясами из транспортерной ленты или другого эластичного и прочного материала.

Во избежание продольных перемещений труб во время движения их следует крепить с обоих концов стопорными крюками. Стопорные крюки должны быть в натянутом положении.

1.4.1.7 Раскладка труб на трассе

Разгрузку и раскладку труб производить трубоукладчиком или автокраном по одной трубе в следующем технологическом порядке:

- трубоукладчик или автокран устанавливают в рабочее положение;
- крюк автокрана или трубоукладчика с навешенным грузозахватным приспособлением подают на середину выгружаемой трубы и стропуют ее. Середина трубы должна быть определена стропальщиком и отмечена маркером;
- трубы выгружают с плетевоза и укладывают на раскладочные опоры (под углом 15 ° к оси трубопровода);
- в качестве опор применяются инвентарные деревянные лежки с мягкими накладками высотой 0,15 - 0,25 м, разложенные вдоль оси трассы на расстоянии 1,5 м от проектируемой бровки траншеи. Концы труб должны быть снабжены

инвентарными заглушками. Заглушки допускается снимать только непосредственно перед монтажом трубопровода;

- для удобства последующего монтажа, размещение труб должно производиться по схеме «елочка». Если смотреть по направлению хода монтажа со стороны технологического проезда, ориентация труб должна быть организована как бы «по шерсти».

Для предотвращения скатывания труб с раскладочных опор применяются инвентарные фиксирующие клинья, которые устанавливаются под трубы с обеих сторон.

1.4.2 Основной период работ

В основной период проводятся следующие работы:

- расчистка от снега и планировка строительной площадки;
- сварочно-изоляционные работы;
- разработка траншеи в соответствии с проектом;
- укладка трубопровода в траншею;
- балластировка;
- обратная засыпка траншеи;
- монтаж вантузов;
- строительство задвижек;
- устройство объектов электроснабжения, ЭХЗ;
- катодная поляризация;
- устройство амбара для проведения гидроиспытаний;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- диагностика пропуском профилемера и дефектоскопа;
- освобождение трубопровода от воды;
- опорожнение от нефти участков подключения нефтепровода;
- вырезка «катушек» с герметизацией концов нефтепровода;
- подключение построенного нефтепровода к действующему;
- демонтаж временных амбаров, вывоз и утилизация отходов;
- рекультивация и благоустройство территории.

1.4.2.1 Земляные работы

При строительстве линейных сооружений земляные работы рекомендуется выполнять следующими механизмами:

- бульдозер выполняет расчистку полосы отвода от снега, рыхление сезонно-мерзлого грунта, планировку проездов, обратную засыпку траншеи;
- экскаватор, оборудованный обратной лопатой с ковшом, производит разработку и обратную засыпку траншей для прокладки трубопровода и экскаватор, оборудованный обратной лопатой с ковшом, производит разработку траншей для прокладки кабелей и конструкций;
- бурово-крановые машины производят бурение скважин под анодные заземлители.

Разработка грунта вручную предусматривается на зачистке дна траншей и котлованов, при разработке грунта в прямках и вблизи действующих коммуникаций. При разработке траншеи необходимо:

- произвести разметку границ работ;
- использовать лестницы для спуска людей в траншею;
- устроить переходы через траншею.

При сооружении нефтепровода производится нивелировка дна траншеи по всей длине трассы:

- на прямых участках - через 50 м;
- на вертикальных кривых принудительного гнутья - через 2 м.

Не допускается разработка траншеи в задел на эрозионно-опасных участках (овраги, урезы рек).

Ширина траншеи по дну на линейных участках трассы принята:

- на прямолинейных участках - 1,8 м;
- на участке балластирования - 2,7 м;
- на криволинейных участках плановых углов из отводов принудительного гнутья - 3,6 м.

Разработка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором с последующим складированием грунта во временный отвал.

Крутизна откосов траншеи принимается в соответствии с РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительного-монтажных работ» с учетом физико-механических свойств грунта, обводненности участка и глубины траншеи.

Схема организации работ по рытью траншеи одноковшовым гидравлическим экскаватором представлена в приложении Б.

Во избежание заноса траншеи снегом и смерзания отвала грунта при работе зимой, технологический разрыв между землеройными и изоляционно-укладочными колоннами должен быть не более двухсуточной производительности землеройной колонны п. 4. [1]. Трубопровод должен засыпаться непосредственно вслед за изоляционно-укладочными работами не позже трех суток после его укладки п. 4.47 [1].

Проверка профиля дна траншеи проводится по визиркам, забитым заранее геодезистами в соответствии с проектом профиля дна траншеи в допуске по высотным отметкам с определенной частотой.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть очищено от твердых включений, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено. В талых песчаных и глинистых грунтах (супесь, суглинок, глина), размеры остающихся на дне комьев не должны превышать 50 мм в поперечнике.

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

После монтажных работ и укладки нефтепровода в траншею выполняется его засыпка ранее разработанным грунтом из временных отвалов с учетом требований по его обсыпке мягким минеральным грунтом (местным), не содержащим крупных включений. Обратная засыпка уложенного трубопровода выполняется бульдозером, одноковшовым экскаватором.

При строительстве в зимнее время, перед засыпкой траншеи, слой мерзлого грунта с поверхности отвала следует удалить ковшом экскаватора или разрыхлить.

Засыпка грунтом уложенного в траншею трубопровода производится после выполнения следующих работ:

- откачки воды или удаление снега из траншеи;

проверки проектного положения трубопровода и плотного его прилегания к дну траншеи;

- проверки качества изоляционного покрытия и при необходимости его ремонт;

- балластировки трубопровода в соответствие с проектом;

- устройства подсыпки над трубопроводом;

- получения письменного разрешения на засыпку уложенного трубопровода.

На участках подключения к существующему нефтепроводу предусмотрена разработка рабочих котлованов размером 5х5 м (5х6 м) в местах вырезки (врезки) «катушек». Конструкция котлована выполняется согласно РД-75.180.00-КТН-159-13 «Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ». Ширина котлованов по дну 5 м (не менее 1,5 м в обе стороны от боковой образующей трубы). В случае повышения уровня воды предусмотрен водоотлив.

В местах подключения к существующему нефтепроводу (в рабочих котлованах), во избежание оваллизации трубопровода, выполняется подбивка пазух траншеи с уплотнением грунта слоями по 0,2 м. Трамбовка производится с помощью трамбовочных машинок или средств малой механизации с уплотнением до 0,85 от естественной плотности грунта.

При подключении к действующему нефтепроводу «катушками», в случае несоосности стыкуемых концов трубопровода, выполняется откопка прилегающих участков в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-159-13 «Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ».

На участках укладки трубопровода с бровки, где произошло обводнение траншеи выше верхней образующей трубы, необходимо произвести откачку воды до момента укладки.

При производстве работ в траншее или котловане при появлении поверхностных или грунтовых вод необходимо выполнять открытый водоотлив. Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок (зумпф), размерами 1,0 x 1,0 м или дренажная канава сечением 1,0 x 0,5 м закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении строительных работ в котловане. Режим водоотлива должен быть таким, чтобы постоянно поддерживать уровень воды ниже основание котлована до окончания строительных работ.

Для откачки воды предусмотрена установка для водопонижения с производительностью 700 м³/час. Водопонижение, организацию поверхностного стока и водоотвод выполнять в соответствии с разделом 2 СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» и СНиП 2.06.14-85 «Защита горных выработок от подземных поверхностных вод» и пособие часть 2 к СНиП 2.06.14-85.

Проверка параметров котлована на соответствие проектным отметкам, отклонения отметок дна котлованов ± 5 см. Отклонения отметок спланированной поверхности от проектных не должны превышать: в не скальных грунтах ± 5 см.

Указания по освидетельствованию грунта и требование к уплотнению грунта и восполнения переборов и недоборов проектных отметок выполнять в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Объем и методы контроля качества проведения земляных работ выполнять в соответствии с требованиями [1].

На все лабораторные испытания грунтов должны быть выполнены и представлены исполнительные геодезические схемы точек отбора проб грунта

и подсыпки в основании фундаментов под подбъекты с привязкой этих точек отбора проб.

Необходимо составить исполнительную геодезическую схему, в которой должны быть показаны фактические отклонения размеров и отметок. В случае отклонений высотных отметок и линейных размеров более предельно допустимых, должны быть в обязательном порядке получены согласования с Заказчиком и проектной организацией.

Лабораторная проверка степени уплотнения грунта в основании дна котлована, траншеи или насыпи вдольтрассового проезда, осуществляется пенетрометром и сравнивается с проектным показателем плотности, или показателем естественной плотности данного вида грунта.

При выезде с трассы на автомобильную дорогу общего пользования необходимо установить пункт мойки колес.

1.4.2.2 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений

Строительно-монтажные работы производить согласно требований проектной документации, ППР, СП 36.13330.2012. Свод правил. «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция», РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ», ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка», РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов», ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 «Технические решения по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ. Общие технические требования» и РД-75.180.00-КТН-159-13 «Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ».

Технологии сварки, применяемые при строительстве и ремонте подлежат аттестации в соответствии с требованиями РД 03-615-03 «Порядок применения

сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-001-11 «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть».

Сварочное оборудование применяемое при строительстве трубопровода должно соответствовать требованиям РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-001-11 «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть», включено в Реестр ОВП.

Сварочное оборудование следует применять при наличии паспортов и руководств по эксплуатации, сертификатов соответствия государственным стандартам по безопасности.

Сварочные материалы (покрытые электроды, проволоки сплошного сечения, порошковые проволоки), керамические (агломерированные) флюсы, защитные газы и их смеси, предназначенные для ручной, механизированной и автоматической сварки могут применяться при наличии:

- сертификатов качества, удостоверяющих их соответствие требованиям ТУ, для сварочных материалов импортного производства - дубликатами сертификатов качества на русском языке;

- санитарно-гигиенических сертификатов (рекомендательно);

- свидетельства НАКС об аттестации сварочных материалов, протоколов механических испытаний и заключений по видам контроля, проведённых при аттестации сварочных материалов для данного материала;

- разрешения на применение на территории Российской Федерации.

К сварке трубопроводов допускаются сварщики аттестованные в соответствии с требованиями правил безопасности [15], РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства» и РД-03.120.10-КТН-001-11 «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть».

К руководству и организации выполнения работ по строительству, ремонту в процессе строительства и строительному контролю за качеством производства сварочно-монтажных работ должны допускаться специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями правил безопасности [15], РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства» и РД-ОЗЛ20.10-КТН-001-И «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть» и имеющие допуск к руководству и техническому контролю за выполнением сварочно-монтажных работ соответствующих групп технических устройств технических устройств.

Сборку и сварку трубопроводов следует проводить в соответствии с требованиями операционно-технологических карт. Операционно-технологические карты на сварку должны учитывать особенности конструкций сооружаемого объекта и технологии строительного-монтажных работ, утверждены главным инженером предприятия и согласованы главным сварщиком Заказчика.

Технологическая документация должна включать: организацию сварочных работ, инструкцию на сварку, требования к основным и сварочным материалам, сварочному и вспомогательному оборудованию, указания по сборке конструкций, технологию сварки, контроль качества производства сварочных работ, технологию исправления дефектов в сварных соединениях и основные положения по технике безопасности при выполнении сварочных работ.

При проведении сварочных работ на участке должны быть в наличии:

- приказ о назначении ответственного за проведение сварочно-монтажных работ;
- приказ о закреплении клейма за сварщиком (бригадой сварщиков);
- утвержденная схема расстановки сварщиков по стыку;
- копии удостоверения НАКС и протоколов аттестации сварщиков;
- допускные листы сварщиков;
- свидетельства о поверке средств измерения;
- журнал сварочных работ.

При выполнении сварочных работ ведется исполнительная документация предусмотренная требованиями РД 11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения», СП 48.13330.2011 «Свод правил «СНиП 12-01-2004 «Организация строительства» и согласованным ППР, которая по окончании работ передается Заказчику.

Трубы, детали трубопроводов, запорная арматура и сварочные материалы, применяемые при выполнении сварочных работ, должны пройти входной контроль с оформлением в установленном порядке соответствующих актов входного контроля.

Сварные соединения труб, деталей трубопровода и запорной арматуры (задвижки, обратные клапаны и т.д.) диаметром до 1420 мм выполняются с применением технологий, указанных в РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов».

Сварка корневого слоя шва выполняется полуавтоматической сваркой методом STT, а заполняющие и облицовочный слои шва механизированной сваркой порошковой проволокой по технологии «Иннершилд». Технологическая схема представлена в приложении В.

Ручную дуговую сварку покрытыми электродами допускается применять для выполнения специальных сварных соединений, выполнения ремонта стыков трубопровода, а так же при технической невозможности или экономической нецелесообразности применения автоматических и механизированных способов сварки.

Сборку стыков труб следует производить на внутренних центраторах гидравлического или пневматического типов. Центратор не должен оставлять царапин, задигов, масляных пятен на внутренней поверхности труб.

Сборку на внутреннем центраторе стыков труб и деталей с заводской или подготовленной специализированными станками разделкой кромок следует осуществлять без прихваток. Если в процессе установки технологического

зазора возникла объективная необходимость в установке прихваток, то они должны быть полностью удалены в процессе сварки корневого слоя шва.

При выполнении захлестов, в том числе путем вварки катушки, стыков соединений труба — соединительная деталь, труба — запорная арматура, а также в случаях, когда применение внутренних центраторов технически невозможно, сборку соединений следует осуществлять на наружных центраторах.

В случае несоответствия заводской разделки кромок требованиям технологии сварки следует произвести обработку (переточку) кромок под сварку механическим способом с применением специализированных станков. Переточка торцов кромок деталей трубопроводов и т.п. допускается с официального разрешения предприятия-изготовителя, по согласованной с ним инструкции.

При сварке стыков захлестов для предварительного подогрева допускается применять кольцевые газовые горелки.

Подогрев не должен нарушать целостность изоляционного покрытия.

При сборке труб (секций) в плеть должны применяться инвентарные монтажные опоры.

Опоры должны воспринимать нагрузку от веса плети, обеспечивать соосность труб, фиксировать их пространственное положение в процессе сварки стыка, исключать сползание плети. Опоры должны быть уложены в соответствии с требованиями ОР-03.100.50-КТН-120-10 «Организация строительно-монтажных работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием. Технические требования и оснащенность».

В соответствии с п. 9.3 РД-93.010.00-КТН-114-07 допускается в качестве предукладочных опор использовать выкладки из мешков изготовленных из прочной технической ткани, заполненные несвязным минеральным грунтом, не содержащим мерзлые комья, лед, снег, а также армированные геосинтетическими материалами грунтовые призмы.

Количество слоев шва в зависимости от толщины стенки трубы и применяемой технологии сварки, должно соответствовать требованиям РД-

25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов». Минимальное и максимальное количество слоев шва указывается в технологической карте и подтверждается результатами аттестации технологии сварки.

В процессе сварки стыка должна производиться послойная зачистка механическим способом всех слоев шва от шлака и брызг металла.

Маркировку сварных стыков следует производить несмываемыми маркерами или красками на наружной поверхности трубы на расстоянии от 100 до 120 мм от сварного шва в верхней четверти периметра трубы.

При сварке трубопровода должен проводиться операционный контроль. Операционный контроль сварных стыков трубопроводов проводится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- визуальным и измерительным контролем;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля.

При операционном контроле должно проверяться соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, требованиям настоящего раздела, государственным стандартам и инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

Сварочные работы при производстве общестроительных работ (сварка стальных конструкций, сварка соединений выпусков арматуры, устройство опор под трубопроводы, монтаж лестниц и площадок обслуживания и пр.) выполняются вручную с применением сварочных трансформаторов. При производстве сварочных работ необходимо руководствоваться требованиями раздела 9 [21].

1.4.2.3 Контроль качества сварных соединений

К моменту окончания работ все сварные соединения труб, включая специальные сварные соединения, подвергаются контролю в соответствии с требованиями представленными в разделе 1.5.

1.4.2.4 Изоляционные и антикоррозионные работы

Все работы должны выполняться в соответствии с проектом производства работ с учетом требований СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

При производстве работ необходимо составлять акты на все виды скрытых работ.

Процедура приемки и документального оформления скрытых работ, состав работ выполняется в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-028-10 «Порядок приемки скрытых работ, состав работ, оформление соответствующей документации на объектах ОАО «АК «Транснефть».

Перед изоляцией зон сварных соединений труб необходимо провести следующие организационно-технические мероприятия и подготовительные работы:

- получить положительные результаты контроля сварных швов неразрушающими методами;
- получить разрешение на изоляцию зон сварных стыков;
- назначить лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- провести обучение и аттестацию работающих на право выполнения работ по изоляции стыков трубопровода;
- разместить в зоне производства работ необходимые машины, механизмы и инвентарь с соблюдением требований охраны труда.

Перед нанесением изоляционных материалов необходимо составление актов освидетельствования скрытых работ по подготовке поверхности трубопровода (абразивной очистке, обеспыливанию, обезжириванию, огрунтованию).

Материалы, применяемые для изоляции стыков, должны соответствовать проекту, иметь паспорт (сертификат) завода-изготовителя и выдерживать

нагрузки, которым подвергается наружное покрытие в условиях производства строительного-монтажных работ.

Транспортирование термоусаживающихся лент и поставляемых с ними комплектных материалов (компоненты эпоксидного праймера, замковые пластины, термоплавкий или мастичный наполнитель) должно производиться в крытых транспортных средствах, обеспечивающих сохранность транспортной тары и предохраняющих ее от попадания атмосферных осадков в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на каждом виде транспорта.

Укладка рулонов термоусаживающихся лент должна производиться на специальных поддонах, в вертикальном положении. Высотой не более 1,5 м.

Компоненты эпоксидного праймера должны храниться в герметичных металлических емкостях.

Хранение материалов должно осуществляться в закрытых складских помещениях, исключающих попадание прямых солнечных лучей, на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов. Температура хранения изоляционных материалов - от плюс 10 °С до плюс 50 °С.

Изоляция сварных стыков трубопровода термоусаживающимися манжетами включает:

- абразивоструйную подготовку поверхности;
- нанесение эпоксидного праймера;
- установку манжеты;
- нагревание манжеты с последующей прокаткой роликом;
- контроль качества проведенных работ.

Расстояние от нижней образующей трубы до поверхности земли в зоне изолируемого стыка должно быть не менее 400 мм.

Ремонт мест повреждения заводского покрытия труб на участках приварки деталей КИП выполнить мастичными или термоплавкими наполнителями с ремонтными заплатами из термоусаживающихся лент.

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями ГОСТ

Р51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Контролю подлежит вся поверхность трубопровода.

После завершения строительства состояние изоляционного покрытия проверяется методом катодной поляризации (электрометрией) в соответствии с РД-29.035.00-КТН-080-10 «Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации».

Контроль качества защитного покрытия подземных трубопроводов проводится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», надземных - в соответствии с РД-23.040.01-КТН-149-10 «Правила антикоррозионной защиты надземных трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных нефтепроводов».

Металлические конструкции, находящиеся на открытом воздухе (включая крепежные элементы, сварные швы, болтовые соединения, закладные детали и т.д.), покрываются системой антикоррозионного атмосферостойкого лакокрасочного покрытия состоящего из 1 слоя эпоксидной грунтовки, с нанесенными поверх 2 слоями эпоксидной эмали. Срок службы покрытия не менее 15 лет.

Металлоконструкции, находящиеся в грунте покрываются битумно-резиновой мастикой.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия металлические поверхности подлежат очистке от пыли, ржавчины и обезжиривания до 3 степени очистки.

Бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, покрываются двумя слоями холодной битумной мастики по огрунтованной праймером поверхности. Перед нанесением защитного покрытия поверхности подготавливаются в соответствии с требованиями СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Антикоррозионную защиту металлоконструкций предусматривается осуществлять краскораспылителем, а в труднодоступных местах валиками и кистями.

1.4.2.5 Укладка и балластировка трубопровода

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

Укладка изолированного трубопровода в траншею выполняется одним из двух способов:

- непрерывным способом, с использованием троллейных подвесок;
- циклическим способом, с использованием монтажных полотенец.

Непрерывный способ предпочтительней применять при укладке плетей длиной не менее 150-300 м. При укладке более коротких плетей трубопровода целесообразно применять циклический способ.

Расстановку трубоукладчиков выполнять в соответствии с требованиями [1] и п. 11.3 [17].

Расстояние между трубоукладчиками, работающими в колонне, назначаются на основе расчетов, выполняемых при разработке технологических карт в ППР.

Высота подъема трубопровода над землей должна быть не более 0,7 м.

Металлические части приспособлений, которые могут случайно оказаться в контакте с трубой, необходимо снабдить прокладками из эластичного материала. Стрелы трубоукладчиков должны быть обрезинены.

Перед укладкой трубопровода в траншею должен быть проведен контроль сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа.

Повреждения изоляционного покрытия трубопроводов, допущенные в процессе укладки, устранить до засыпки.

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи – 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов – $0,45D$ плюс 100 мм, где D – диаметр трубопровода.

На участках укладки трубопровода с бровки, где произошло обводнение траншеи выше верхней образующей трубы, необходимо произвести откачку воды до момента укладки.

Закрепление трубопроводов в проектном положении против всплытия осуществляется путем установки утяжеляющих грузов с соблюдением требований [26]

Началу работ по установке утяжелителей предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- проведение обучения и аттестации работающих на право выполнения работ по установке утяжелителей;
- обеспечение рабочих мест необходимым оборудованием, инструментом, инвентарем, приспособлениями;
- подготовка площадки для складирования утяжелителей;
- создание запаса утяжелителей и комплектующих материалов;
- проверка качества изоляционных и укладочных работ.

До начала установки утяжелителей производится проверка качества изоляционных и укладочных работ, разметка несмываемой краской мест установки утяжелителей на трубопровод в соответствии с проектом.

1.4.2.6 Балластировка трубопровода пригрузами типа УБО

Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа УБО применяется в русловой части малых водотоков при укладке с бровки траншеи и производится в следующей последовательности:

- производится защита балластируемого участка нефтепровода защитными ковриками для предохранения изоляционного покрытия трубопровода;

- выполняется сборка утяжелителей на берме траншеи. Бетонные блоки поднимают трубоукладчиком при помощи траверсы и, поддерживая их в вертикальном положении, закрепляют на них мягкие силовые пояса, изготовленные из технической полиамидной ткани;

- выполняется транспортировка блоков утяжелителей в зону монтажа на стреле трубоукладчика и установку на уложенный в проектное положение трубопровод. Приступить к монтажу утяжелителей разрешается только после проверки качества изоляционных, укладочных работ и удаления воды из траншеи (при необходимости).

Для монтажа утяжелителей типа УБО должны применяться специальные траверсы.

1.4.2.7 Строительство узла запорной арматуры

Узел запорной арматуры

Монтаж узлов запорной арматуры задвижка №15 для участка 34 – 43 км и выполняется комплексной бригадой, оснащенной необходимыми механизмами.

В состав работ по монтажу узла задвижки входят:

- земляные работы;
- фундаментные работы;
- подготовка конструктивных элементов и труб к сварке (разметка, газовая резка, зачистка мест резки и т.д.);
- монтаж задвижки;
- монтаж колодцев;
- сборочно-сварочные работы;
- изоляционные работы;
- монтаж ограждения.

Для монтажа задвижки предусмотреть снятие грунта для устройства монтажной площадки с последующим восстановлением.

Все конструкции, необходимые при монтажных работах, располагать в зоне работы кранов.

Строповку и подъем сборных элементов следует производить с помощью подъемных и захватных приспособлений, предусмотренных проектом производства работ.

В процессе монтажа должна быть обеспечена устойчивость смонтированных элементов до сварки закладных частей.

Конструкция колодца для установки средств КИП должна защищать оборудование от несанкционированного доступа и затопления.

Установка вантузов

У каждой задвижки предусматривается установка двух вантузов для обеспечения откачки (закачки) нефти согласно п.7.3.14, п.7.3.27 РД-23.040.00-КТН-110-07 «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования». Вантузы на узлах задвижек устанавливаются в пределах ограждения.

Вантуз устанавливается вертикально под прямым углом к оси трубопровода посредством установки вантузного тройника.

Вантузный тройник, запорная арматура, фланцевая заглушка патрубка вантуза и испытательная заглушка должны иметь защитное антикоррозионное покрытие, выполненное в заводских условиях.

Для защиты вантуза от внешних механических воздействий и несанкционированного доступа посторонних лиц применяется колодец вантуза.

Вантуз должен быть подвергнут испытанию на прочность и герметичность совместно с основным трубопроводом.

Обязочные технологические коммуникации монтируют укрупненными узлами, предварительно изготовленными на монтажных площадках.

Сварочно-монтажные работы выполняются в соответствии со СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция, СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

По окончании монтажа технологической трубопроводной системы производится гидроиспытание трубопроводной системы и арматуры.

Телемеханизация

Для телемеханизации проектируемых узлов запорной арматуры на нитки нефтепровода «СГП» используются существующие шкафы телемеханики с контроллерами телемеханики, расположенные в существующих БК ПКУ на 42, 57 и 70 км, проектом предусмотрена замена оборудования нижнего уровня на узлах запорной арматуры и в колодцах СОУ.

Кабели от существующих ПКУ до задвижек прокладываются по существующим и проектируемым эстакадам. Кабели от колодцев СОУ до ПКУ прокладываются в земле.

Электроснабжение

Проектом предусмотрено охранное электроосвещение периметров проектируемых УЗА, молниезащита и заземление проектируемых сооружений.

Для охранного освещения площадок УЗА применяются светодиодные прожекторы мощностью 60 Вт.

Прокладка кабелей осуществляется по существующим и проектируемым эстакадам.

1.4.2.8 Монтаж сборных конструкций

Монтаж сборных металлических конструкций (входная и грузовая площадки, лестницы, ограждения) выполнять в соответствии с требованиями действующих нормативных документов: ГОСТ 23118-98 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия»; СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции»; СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Для ограждения узлов запорной арматуры предусмотрено ограждение из сетчатых панелей габаритами 27,7x17,4 м. Общая высота ограждения 3,0 м (высота основного ограждения 2,5 м - панель металлическая, дополнительного ограждения высота 0,5 м - спираль АКЛ-500).

В ограждении предусмотрена калитка с навесным замком.

Стойки ограждения монтируются на раму из труб диаметром 325х6. На трубе предусмотрены петли для возможного демонтажа ограждения (при ремонтных работах).

Заглубление трубы-основания выполнить до половины образующей снаружи ограждения и до верхней образующей внутри ограждения.

В целях предохранения ограждения от опрокидывания в результате ветровой нагрузки к трубе-основанию по всем сторонам ограждения вкапываются в землю и привариваются упоры из трубы диаметром 108х5 мм.

Монтаж ограждения предусмотрено выполнять с применением бурильно-крановой машиной и автокрана.

1.4.2.9 Устройство электрохимической защиты от коррозии

Строительство работ по ЭХЗ ведется специализированной бригадой, выполняющей все виды работ (земляные, монтажные и пуско-наладочные). Разработка грунта предусматривается гидравлическим экскаватором с емкостью ковша 0,25 м и вручную. Монтаж оборудования ЭХЗ выполняется преимущественно механизированным методом с применением укрупненных узлов, собранных в специальных монтажно-заготовительных мастерских, при монтаже применяются механизированные инструменты и оборудование, рациональное совмещение строительных и монтажных работ.

Для монтажа анодных заземлений предусматривается бурение скважин. Бурение скважин предусматривается выполнять бурильно-крановой машиной на автомобильном ходу. Засыпка коксо-минерального активатора предусматривается вручную.

Сварные соединения, а также заземляющие проводники (кроме заземляющих проводников проложенных в земле) должны быть защищены от коррозии покрытием краской в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства». Места соединения стыков в земле должны быть изолированы битумной мастикой за два раза.

Монтаж железобетонных плит для закрепления стоек КИП в грунт выполнить при помощи автокрана.

В местах пересечения проектируемого кабеля с коммуникациями сторонних организаций, работы выполнять вручную.

Подземная часть КИП перед установкой должна быть покрыта антикоррозионным покрытием, а надземная часть выкрашена в желтый или красный цвет, который позволяет распознать КИП на трассе нефтепровода.

После окончания строительства необходимо выполнить маркировку и привязку КИП к трассе нефтепровода (с точностью ± 10 м), читаемую с борта вертолета (самолета) при инспекторских облетах трассы нефтепровода.

Смонтированный и засыпанный участок проектируемого нефтепровода подвергается контролю качества изоляции методом катодной поляризации.

1.4.2.10 Испытание, очистка полости и диагностика трубопровода

Участок нефтепровода до ввода в эксплуатацию подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность гидравлическим способом, очистке полости и диагностированию внутритрубными инспекционными снарядами. Порядок проведения испытания, очистки, диагностики и освобождения нефтепровода от опрессовочной воды устанавливается согласно требованиям СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция, ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительно-монтажных работ», РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ», РД-19.100.00-КТН-192-10 «Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации».

До начала проведения испытаний должен быть подготовлен пакет документов, включающий:

- утвержденные в производство работ рабочие чертежи;
- схему проведения испытаний с указанием места установки испытательного оборудования и КИП;

- оформленные в установленной форме разрешительные документы на забор и сброс воды для испытаний;
- результаты лабораторного анализа воды;
- комплект исполнительной документации на испытываемый трубопровод;
- паспорта, поверочные сертификаты и инструкции по эксплуатации (при необходимости) на все контрольно-измерительное оборудование, которое будет применяться в процессе испытаний;
- паспорта и/или сертификаты на временное оборудование и материалы, используемые для проведения испытаний;

За 5 суток до начала испытаний издается приказ о проведении испытаний и назначается руководитель испытаний в соответствии с инструкцией по испытаниям. К приказу о проведении испытаний участка нефтепровода, прилагаются;

- графики дежурства персонала по объектам;
- порядок и схема организации связи;
- порядок представления информации о ходе работ;
- копии письменных уведомлений организаций и лиц о проведении испытаний и номера контактных телефонов для связи в случае нештатных ситуаций;
- утвержденную схему оповещения и вызова служб скорой помощи, пожарной охраны и т.д. на случай нештатных ситуаций;

- не позднее чем за 2 суток до начала работ оформляется разрешение на проведение гидроиспытаний по форме, приведенной в ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Отраслевой регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительно-монтажных работ».

При производстве работ организуется система связи между штабом проведения испытания, дежурными постами наблюдения за участком испытываемого нефтепровода. В процессе непосредственного проведения очистки, профилометрии, гидроиспытания и удаления воды система связи находится в распоряжении исключительно председателя комиссии.

Для проведения очистки полости и испытаний должна быть создана специализированная бригада в составе двух звеньев: звено очистки полости и испытания; звено ремонтных работ.

Для испытаний используется мобильный комплект оборудования (наполнительные и опрессовочные агрегаты), смонтированный в блок-укрытии с комплектом трубопроводов обвязки.

При положительной температуре наружного воздуха гидро испытания должны производиться чистой водой (без примесей).

Гидравлическое испытание водой при отрицательной температуре воздуха допускается по специальному ППР на испытание.

В специальном ППР должны быть приведены:

- теплотехнический расчет параметров испытания;
- организация обязательного контроля температуры воды в трубопроводе во время испытаний;
- меры по поддержанию положительной температуры воды в трубопроводе (прокачка воды и (или) ее подогрев);
- мероприятия по предохранению надземных частей трубопровода, запорной арматуры и приборов от замораживания, утеплению и укрытию узлов подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, сливных патрубков и обвязочных трубопроводов с арматурой;
- мероприятия по защите от замерзания измерительных приборов, самописцев и узлов присоединений их к трубопроводу;
- мероприятия по дополнительной обваловке уложенного и засыпанного трубопровода грунтом и (или) снегом;
- меры по экстренному опорожнению трубопровода при угрозе замерзания воды.

Катодная поляризация

Организация работ по контролю качества изоляции законченного строительством участка нефтепровода должна быть указана в составе ППР на строительство участка нефтепровода.

Выполнение контроля качества изоляции должно производиться в соответствии с РД-29.035.00-КТН-080-10 «Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации».

Для проведения испытаний качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации проектом предусматривается применение передвижной исследовательской лаборатории электрохимической защиты.

Результаты проверки состояния изоляции нефтепровода методом катодной поляризации должны быть оформлены «Актом оценки состояния покрытия».

Точки забора и сброса воды для гидроиспытаний

Забор воды предусмотрен из р.Обь на 33 км нефтепровода СГП по временному водоводу Ду 325 мм L-259 м (координаты забора воды широта 61°12' 04"; долгота 75°26'08").

Суммарный объем забора воды из р.Обь составляет 80266 м³ (78824 м³+ 460 м³+720 м³+ 262 м³). Объем воды посчитан с учетом повторного использования.

Место забора воды уточняются при разработке специальной инструкции на проведение гидравлических испытаний, с учетом реальной метрологической и гидрологической характеристики в период гидроиспытаний.

После завершения строительно-монтажных работ» подрядная организация по строительно-монтажным работам до проведения гидроиспытаний обязана оформить:

- договор водопользования для забора водных ресурсов из поверхностного водного объекта;
- решение о предоставлении водного объекта в пользование.

Заполнение трубопровода водой предусматривается с применением насосных агрегатов АН-501 (3 шт., включая 1 резервный) или аналогичных со следующими характеристиками:

- номинальная производительность - 450 м³/ч;
- номинальный напор - 170 м водного столба (1,7 МПа).

При заборе воды, для предотвращения размыва донного ила и загрязнения воды, на входе в насос, кроме фильтров на всасывающих трубах, установить

специальное временное ограждающее водозаборное устройство, выполненное в виде оголовка, оборудованного сеткой, размером ячеек 1x1 мм, перфорированной всасывающей трубой, водоподводящим трактом и водоприемной трубой. При необходимости место установки устройства углубляется.

Водозабор из водотоков должен быть выполнен в соответствии с положениями, определенными в Водном Кодексе РФ. Технология водозабора должна в полной мере учитывать требования СНиП 2.06.07-87 «Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения».

В соответствии с требованиями «Водного кодекса Российской Федерации», для учета забора воды из реки обязательно использование водоизмерительного прибора.

Сброс воды после гидроиспытаний предусматривается в амбар-отстойник в конце каждого участка нефтепровода.

Отстойник имеет обвалование по периметру и выкладывается по дну и откосам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой. Полотнища пленки предусмотрено сваривать между собой для исключения загрязнения окружающей среды.

Необходимый объем воды для проведения гидроиспытаний, очистки и диагностики представлены в таблице 1.4.1.

Устки испытания	Протяженность участка, м	Объем воды для гидроиспытания, м ³	Объем воды для проведения очистки, м ³	Объем воды для пропуска профилемера, м ³	Объем воды для дополнительной очистки, м ³	Объем воды для пропуска дефектоскопа ДКК, м ³	Суммарный объем воды, м ³	Источник забора воды
Предварительные испытания после укладки и балластрировки, но до засыпки								
6	206	226		-	-	-	226*	Подвозка
7	207	227		-	-	-	227*	Подвозка
8	190	208		-	-	-	208*	Подвозка
9	146	160		-	-	-	160*	Подвозка
10	419	460	-	-	-	-	460	Подвозка

11	240	263	-	-	-	-	263*	Подвозка
12	236	259	-	-	-	-	259*	Подвозка
13	197	216	-	-	-	-	216*	Подвозка
Гидроиспытание, очистка и диагностика всего участка после засыпки								
-	9 878	10 839	13 178	12 061	11 917	12 061	60056	р. Обь

* - повторное использование воды.

Отстойник имеет обвалование по периметру и выкладывается по дну и откосам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой. Полотнища пленки предусмотрено сваривать между собой для исключения загрязнения окружающей среды.

После проведения испытаний на последнем участке вода сливается по временному водоводу Ду 325 мм L=480 м в пруды-отстойники ЛПДС «Каркатеевы».

1.4.2.11 Испытание на прочность и проверка на герметичность

Испытания проводятся после полной готовности всего испытываемого участка нефтепровода: после укладки и засыпки, установки катодных выводов, обеспечения связи и представленной подрядчиком исполнительной документации на испытываемый объект.

Запорная арматура и трубопроводы подключения опрессовочных насосных агрегатов подвергаются гидравлическому испытанию на прочность на давление 1,25 Рисп. в течение 6 часов, где Рисп. - величина испытательного давления на прочность в точке закачки опрессовочной жидкости.

Параметры гидравлических испытаний участков нефтепровода:

- испытание на прочность на Рзав. в нижней точке и не менее 1,5 Рраб. в верхней точке в течении 24 часов;

- испытание на герметичность на Рраб. в верхней точке в течении времени, необходимого для осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность

давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Трубы, используемые для изготовления «катушек» для подключения к действующему нефтепроводу, испытываются в составе проектируемого участка.

При испытаниях нефтепровода контролируется давление в испытываемых трубопроводах с помощью самопишущего манометра давления и показывающих манометров.

Регистрирующее устройство электронного самописца должно быть установлено в укрытии в зоне безопасности не менее 150 м от нефтепровода. В укрытии должна быть обеспечена температура от плюс 5 С до плюс 50 С.

Электронный самописец – регистрирующий прибор на 2 канала с аналоговым входом 4-20 мА с погрешностью записи 0,25 %, с питанием от сети 220 В переменного тока, рассчитанный на работу при температуре от 5 С до 40 С. Прибор должен обеспечивать запись измерений на твердом носителе с дискретностью одна минута в течении 36 часов.

Для снятия показаний с показывающего манометра должны использоваться оптические средства, вынесенные в зону безопасности не менее 150 м от нефтепровода.

Для контроля за давлением должны быть установлены самопишущие и показывающие манометры. Показывающие манометры должны быть класса точности не ниже 1 с пределом шкалы на давление $4/3$ от испытательного. Для работы самопишущие манометры должны быть обеспечены источником питания 220 В. Манометры устанавливаются с выносом на расстояние не менее 5 метров от испытываемого трубопровода. Запрещается установка манометров в траншее и напротив сферических заглушек. Применяемые самопишущие манометры должны обеспечивать бесперебойную запись показаний в течение всего периода испытаний и сохранять запись всего периода испытаний.

Величины давления фиксируются самописцами на диаграммах в непрерывном режиме. Показания манометра регистрируются в журнале не реже одного раза в 15 минут.

Перед производством работ по гидроиспытанию нефтепровода необходимо выполнить (в соответствии с ППР) мероприятия по защите нефтепровода, с которым будет выполняться стыковка:

- концы существующего и испытываемого участка в траншее не должны находиться на одной оси;

- кроме этого должна быть выполнена защита существующего нефтепровода сборными железобетонными конструкциями.

Очистка полости и профилометрия трубопровода

Очистка внутренней полости, пропуск профиломера проводится согласно требованиям ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительно-монтажных работ», РД-93.010.00-КТН-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ».

Для проведения очистки и пропуска профиломера предусмотрено использование временных камер пуска и приема СОД .

Очистка полости трубопровода осуществляется последовательным пропуском скребков типа ПРВ1 с расстоянием между ними 1 км.

Перед пуском первого скребка участок трубопровода заполняется водой в объеме 0,1-0,15 от объема трубы участка. Скорость движения скребков должна составлять не менее 0,72 км/ч. Каждый скребок должен быть оборудован передатчиком для скребка, новыми манжетами и чистящими дисками. Перед каждым пуском очистного устройства в передатчик должны быть установлены новые элементы питания (не бывшие в эксплуатации).

Запуск следующего скребка следует осуществлять только после прохождения предыдущим скребком контрольного пункта на первом километре трассы.

Очистка скребками считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные скребки пришли в камеру приема;
- последний скребок пришел неразрушенным (без повреждений);
- скорость движения скребков составляла не менее 0,72 км/ч;
- после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка считается незаконченной, если не выполнено любое условие и должна выполняться повторно до получения положительных результатов по данным требованиям.

Подача воды в трубопровод для проведения очистки производится по временному водоводу через временную камеру запуска СОД.

Участок нефтепровода считается готовым к профилометрии при выполнении следующих условий:

- проведено первичное обследование состояния изоляции участка методом катодной поляризации и оформлен «Акт оценки состояния покрытия» с участием строительного контроля и подрядчика;
- проведены гидравлические испытания трубопровода на прочность и герметичность;
- очистка закончена и оформлен акт;
- оформлен акт готовности нефтепровода к профилометрии.

Требуемая скорость движения профиломера в трубопроводе составляет от 0,2 до 1 м/с. Остановка и движение со скоростью меньше 0,2 м/с не допускаются.

Пропуск профиломера по трубопроводу контролируется на маркерных пунктах подвижными бригадами.

Маркерные пункты располагаются строго по оси трубопровода на переходах через водные преграды, при этом верхняя образующая нефтепровода в месте установки маркера должна быть на глубине не более 1,5 м.

Пропуск дефектоскопа ДКК производится по результатам пропуска профиломера. Пропуск ВИП запрещен при наличии сужений менее 85 % от Дн. Сужения с проходным сечением менее 85 % устраняются Подрядчиком заменой участка.

Перед пропуском дефектоскопа производится очистка нефтепровода пропуском магнитного очистного скребка.

Организация и производство работ по пропуску ВИП производится в порядке, установленном для пропуска профиломера.

По результатам пропуска профилемера и дефектоскопа необходимо вскрыть все выявленные дефекты и провести дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) дефектов. По результатам ДДК подрядчик выполняет устранение дефектов и оформляет акт по установленной форме.

Освобождение нефтепровода от воды

После завершения испытаний вода из магистрального нефтепровода должна быть удалена.

Вытеснение опрессовочной воды производится сжатым воздухом со скоростью движения поршней-разделителей не менее 1,5 км/ч.

Опорожнение участка протяженностью свыше 500 м выполняется в два этапа:

- первый этап - предварительное удаление основного объема воды двумя поршнями-разделителями;

- второй этап - пропуск одного контрольного поршня-разделителя.

Опорожнение вновь построенного участка считается выполненным, если контрольный поршень-разделитель пришел не разрушенным, без повреждения манжет и впереди не наблюдается выход воды из трубопровода.

Вытеснение воды осуществляется в специально подготовленные амбары котлованного типа с обвалованием по периметру. Котлованы выкладываются по дну и откосам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой, не допускающей загрязнения окружающей среды. Полотнища пленки предусмотрено сваривать между собой для исключения загрязнения окружающей среды.

Вытеснение воды из участка осуществляется в пруды-отстойники ЛПДС «Каркатеевы».

1.4.2.12 Подключение вновь построенного участка к действующему МН

Вновь построенные участки нефтепровода после испытания, очистки, диагностики и удаления воды подключаются к существующему

магистральному нефтепроводу в точках, согласованных с ОАО «Сибнефтепровод».

Подключение нового участка к существующим трубопроводам предусмотрено в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов» с помощью катушек, с соблюдением правил охраны труда и пожарной безопасности.

При вскрытии участков действующего нефтепровода, в местах подключения, работы производить с особой осторожностью при строгом соблюдении правил безопасности труда. Во избежание повреждения, минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть не менее 20 см. Доработка котлована и устройство приямков производится вручную.

Порядок врезки участков нефтепровода определяется на стадии разработки ППР.

До начала резки труб изоляционное покрытие в местах реза должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

Перед установкой оборудования для безогневой резки труб на нефтепровод котлован необходимо зачистить от остатков изоляционных материалов.

отключение построенных трубопроводов к существующему выполнить в следующей последовательности:

- отключение участка трубопровода закрытием задвижек № 15а и № 5/24;
- устройство ремонтных котлованов в точках подключения;
- врезка 2-х вантузов в демонтируемый участок нефтепровода «СГП» резервная нитка в районе 34 км для откачки нефти;
- врезка 1-го вантуза в нефтепровод «СГП» основная нитка в районе 34 км для закачки нефти с последующим демонтажем «Пакер»;

- опорожнение внутренней полости демонтируемого участка нефтепровода через врезанные вантузы на нефтепроводе «СГП» резервная нитка с закачкой нефти через врезанный вантуз в параллельном нефтепроводе «СГП» основная нитка, подключения выполняется с применением насосных агрегатов типа ПНУ-2 (3 шт.), объем откачки нефти V-3416м³;

- демонтаж участков существующего нефтепровода для выполнения работ по подключению (ПКО+00...0+11 длиной 11 м, ПК95+42...96+35 длиной 93 м);

- герметизация концов нефтепровода;

- подключение нового участка к действующему нефтепроводу «катушками».

Для откачки нефти используются передвижные насосные установки, имеющие разрешение Ростехнадзора на применение. Насосные установки должны быть укомплектованы обратными клапанами и отсекающими задвижками.

Вантузы для откачки нефти врезаются на низких точках демонтируемого участка. Вантузы для закачки нефти устанавливаются на параллельном нефтепроводе по их верхней образующей. Вантузы для выпуска воздуха устанавливаются по верхней образующей трубопровода в местах трассы демонтируемого участка с наиболее высокой геодезической отметкой.

Порядок врезки вантузов, требования к их конструкции и схему подключения насосных агрегатов следует выбирать в соответствии с требованиями п.7 РД-75.180.00-КТН-159-13 Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ». Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов определен в соответствии РД-75.180.00-КТН-362-09 «Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных нефтепроводов для проведения плановых работ».

Врезка вантузов для откачки в нефтепровод «СГП» резервная нитка принята с приваркой патрубка и усиливающего воротника. Врезка вантузов для закачки в нефтепровод «СГП» основная нитка принята с установкой муфтового

тройника. Выбор конструкций вантузов для установки на трубопровод уточняется в ППР и выполняется в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 «Технические решения по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ. Общие технические требования».

Врезку вантуза для откачки диаметром Ду 150 мм в магистральный нефтепровод «СГП» основная нитка осуществлять в следующей последовательности:

- обеспечение рабочего давления в нефтепроводе, в месте производства работ, не более 2,5 МПа и наличии не менее 0,1 МПа избыточного давления;
- разметку и подгонку патрубка вантуза к нефтепроводу;
- приварку патрубка диаметром Ду 150 мм к нефтепроводу;
- контроль качества сварного шва;
- монтаж и сварку усиливающего воротника.

Во время откачки-закачки нефти необходимо производить:

- контроль показаний манометров, установленных на выходе насосных агрегатов и в местах откачки-закачки нефти, величин давлений для соблюдения заданного режима работы нефтепровода и откачивающих агрегатов;
- обеспечение работы насосных агрегатов и предотвращение образования вакуума открытием вантузов для подачи воздуха в опорожняемый участок нефтепровода;
- учет количества откачиваемой нефти;
- для предупреждения работы насосных агрегатов в кавитационном режиме по мере снижения давления и уровня нефти в нефтепроводе насосные агрегаты следует последовательно выводить из работы;
- не допускать присутствия на месте производства работ лиц, не участвующих в операциях по откачке-закачке нефти;
- не допускать загрязнения рабочей зоны нефтью.

При появлении течи в соединениях и узлах обвязки насосных агрегатов, откачка и закачка нефти останавливается, выявленные неплотности

устраняются, убирается разлитая нефть и загрязненный грунт, после чего откачка нефти возобновляется.

После завершения откачки (закачки) нефти и остановки насосных агрегатов необходимо:

- закрыть задвижки на вантузах для откачки и закачки нефти;
- опорожнить от нефти трубопроводы обвязки насосных агрегатов;
- демонтировать обратные клапаны (на вантузе закачки) и коллекторы на выкидной и приемной линиях насосных агрегатов, разобрать всасывающие и напорные трубопроводы, оставшуюся в насосах и трубопроводах нефть слить в специально предназначенную для этого емкость;
- отсоединить токоподводящие кабели и намотать их на катушку;
- демонтировать временные вантузы на действующем нефтепроводе «СГП» резервная нитка приспособлением «ПАКЕР»;
- произвести очистку насосной установки, очистить место производства работ от остатков нефти и загрязненного грунта.

Все работы по уборке остатков нефти и загрязненного грунта должны быть выполнены в полном объеме до начала огневых работ (резка и др.) и должны производиться как в период производства работ по откачке нефти, так и после ее завершения.

1.4.2.13 Рекультивация территории

После окончания строительно-монтажных работ на землях, отводимых в краткосрочное пользование, производится рекультивация в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».

Проектом предусматривается выполнение технической и биологической рекультивации нарушенных земель.

Техническая рекультивация предусматривает выполнение следующих видов работ:

- уборка строительного мусора, производственных отходов, удаление из пределов полосы отвода всех временных устройств и сооружений;

- общая планировка всей задействованной территории временного отвода, с засыпкой ям, рытвин, непредвиденно возникших в процессе производства работ.

Биологический этап рекультивации заключается в подготовке почвы, известковании, внесении удобрений, подборе трав и травосмесей, посеве и уходе за посевами.

Технология проведения биологической рекультивации должна предусматривать следующие основные виды работ:

- предпосевная обработка почвы;
- известкование;
- внесение минеральных, органических удобрений;
- посев трав (травосмеси).

Предлагаемые приемы обработки почвы:

- вспашка, боронование, прикатывание;
- посев семян многолетних трав (механизированным способом).

1.5 Контроль качества

Организация контроля качества должна предусматривать проведение входного контроля материально технических ресурсов и оборудования, операционный контроль: сварных стыков, изоляционного покрытия, соответствия планово-высотного положения трубопровода требованиям проекта согласно СП 48.13330.2011 «Свод правил «СНиП 12-01-2004 «Организация строительства», СНиП Ш-42-80*, ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1».

В процессе выполнения подготовительных работ производится контроль создания геодезической основы (вынос в натуру осей сооружений, их координат и т.п.); соответствие ширины расчистки от леса проекту; соответствие фактических отметок требованиям проекта.

В процессе выполнения земляных работ производится контроль соответствия проектному положению; контроль, откосов, высотного

положения, размеров, уклонов котлованов, степени уплотнения грунта, толщины слоя подсыпки, засыпки; проверка отметок верха насыпи, ее ширины и крутизны ее откосов, контроль водопонижения.

В процессе монтажа трубопроводов производится контроль сборки, качества сварных стыков визуальным-измерительным контролем (ВПК), неразрушающими методами (каждым в отдельности или в сочетании).

При производстве работ по защите от коррозии, изоляции производится контроль качества очистки поверхности, контролируется равномерность нанесения слоя грунтовки, тип и параметры изоляционного покрытия; величина нахлеста, отсутствие гофр, адгезия, сплошность покрытия и т.п.

Сварные соединения участков трубопроводов подлежат неразрушающему контролю в соответствии с требованиями РД-19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте трубопроводов».

Все сварные соединения, захлесты, швы приварки деталей и арматуры, подлежат неразрушающему контролю в объеме:

- 100% визуальный и измерительный контроль;
- 100% ультразвуковой контроль;
- 100% радиографический контроль;

- повторно 100% радиографированием, для участка трубопровода категории В выполняемый заказчиком, в присутствии специалиста строительного контроля согласно РД-75.200.00-КТН-012-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования».

Строительный контроль за проведением контроля качества сварных соединений лабораториями неразрушающего контроля строительных подрядчиков производится в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-П6-11 «Порядок осуществления строительного контроля за проведением контроля качества сварных соединений ЛНК подрядчиков на объектах строительства организации системы «Транснефть».

Дефектоскопическая лаборатория должна обеспечить в полевых условиях на месте производства работ проявку пленок и получение результатов рентгеногаммаграфирования. Лаборатория должна быть оснащена приборами ультразвуковой и цветной дефектоскопии, должна осуществлять выдачу заключений по всем видам дефектоскопии на месте ремонта и иметь разрешение на право проведения работ по НК на объектах АК «Транснефть».

При проведении работ по рентгенодефектоскопии должен постоянно контролироваться уровень дозы излучения.

Дефектоскопическая лаборатория для контроля качества сварных швов должна быть укомплектована специалистами соответствующего квалификационного уровня с учетом требований ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля». Специалисты неразрушающего контроля подлежат аттестации в соответствии с требованиями ОР-03.120.00-КТН-071-09 «Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ОАО «АК «Транснефть»».

Персонал лаборатории должен быть проинструктирован по правилам охраны труда, техники безопасности и пожарной безопасности в объеме возложенных на него обязанностей.

Организация, выполняющая работы по неразрушающему контролю сварных соединений на объектах должна иметь:

- лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в соответствии с порядком, определенным разделом XI ПБ 03-372-00 «Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля» и ОР-25.160.40-КТН-002-09 «Положение об аттестации лабораторий неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ОАО «АК «Транснефть»»;

- оборудование, инструменты и материалы для проведения работ по контролю в соответствии с перечнем, определяемым требованиями ОР-91.200.00-КТН-284-09 «Табель технической оснащенности лабораторий

контроля качества и служб технического надзора на объектах строительства ОАО «АК «Транснефть»;

- специалистов, обученных и аттестованных (включая проверку знаний правил безопасности) в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля», и с требованиями ОР-03.120.00-КТН-071-09 «Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ОАО «АК «Транснефть».

Приемочный контроль качества осуществляется во время приемосдаточных испытаний, проводимых в соответствии с программой и методикой испытаний.

1.5.1 Входной контроль

Входной контроль материалов и оборудования перед началом и в процессе производства работ должен осуществлять Подрядчик по строительству при непосредственном участии строительного контроля и, при необходимости, авторского надзора и Заказчика.

В порядке осуществления входного контроля материалов и оборудования службами Подрядчика по строительству должна выполняться приемка, отбраковка и освидетельствование металлоконструкций и оборудования, в том числе:

- на соответствие указанных в сертификатах характеристик, предусмотренных соответствующими ТУ, ГОСТ или ОСТ, а также техническим регламентам ОАО «АК «Транснефть»;

- на отсутствие недопустимых механических повреждений, металлургических дефектов и коррозии, в том числе расслоений, выходящих на кромку и поверхность изделий, забоин, рисок, вмятин на теле и на торцах;

- на величину отклонений толщин от номинальных;

- на соответствие величины отклонений угла фаски, косины реза торцов, овальности по торцам, кривизны труб и снятия усиления внутреннего шва требованиям действующих норм и правил.

При осуществлении специализированными службами входного контроля или соответствующей комиссией проверки качества всех поступающих сварочных материалов проверяют:

- соответствие электродов, проволоки и т.п. требованиям действующих норм и правил;
- наличие сертификатов, паспортов, свидетельств (НАКС) на каждую партию и соответствие маркировки и условного обозначения сварочных материалов в сертификате и на упаковке;
- состояние упаковки, состояние поверхности покрытия электродов, состояние поверхности сварочной проволоки, однородность и цвет зерен флюса и т.д.;
- правильность хранения сварочных материалов, наличие и исправность печей для прокали электродов, а также термопеналов для хранения электродов на рабочем месте сварщика;
- соответствие марок применяемых материалов указанным в операционных технологических картах на сварку;
- проверку сварочно-технологических свойств электродов.

Специализированными службами входного контроля проверяется качество всех поступающих материалов, изделий и устройств для выполнения общестроительных, электромонтажных и других работ, предусмотренных проектом.

1.5.2 Операционный контроль

Операционный контроль технологических процессов осуществляют бригадиры, инженерно-технические работники и специалисты службы контроля качества на всех стадиях строительно-монтажных работ и проверяют следующее:

- соответствие последовательности и состава выполняемых технологических операций технологической и нормативной документации;
- соблюдение технологических режимов, установленных технологическими картами и регламентами;

- соответствие показателей качества выполнения операций и их результатов требованиям проектной и технологической документации, а также распространяющейся на данные технологические операции нормативной документации.

Основные рабочие документы при операционном контроле качества - схемы операционного контроля, разрабатываемые в составе проектов производства работ. Результаты операционного контроля фиксируются в общем и специальных журналах работ.

1.5.3 Приемочный контроль

Приемочный контроль должен осуществляться после завершения определенных этапов работ.

В процессе приемки работ устанавливаются:

- правильность производства монтажа;
- качество примыкания элементов к опорным поверхностям и друг к другу;
- выдержка допусков;
- качество сварных соединений.

Завершающим этапом деятельности по обеспечению качества строительно-монтажных работ и эксплуатационной надежности объекта строительства является комплекс испытаний перед сдачей объекта в эксплуатацию.

Контроль качества подготовительных работ, осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

Величины допустимых предельных отклонений контролируемых параметров представлены в следующих нормативных документах: СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве».

Строительный контроль (СК) на объектах ОАО «АК «Транснефть» осуществляется ООО «Транснефть Надзор» после прохождения подрядными

организациями процедуры допуска к производству работ в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Порядок организации и ведения строительного контроля при проведении общестроительных работ производится в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-231-10 «Порядок организации и ведения строительного контроля (технического надзора) при проведении общестроительных работ на линейной части объектов организаций системы «Транснефть».

Порядок организации контроля за ведением строительного контроля на объектах строительства организаций системы «Транснефть» производится в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-045-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы «Транснефть».

Организация взаимоотношений между заказчиком, строительной подрядной организацией и органом строительного контроля на объектах ОАО «АК «Транснефть» при осуществлении контроля за качеством строительства - в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-045-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы «Транснефть».

В процессе строительства орган СК имеет право проверять качество как выполняемых, так и уже ранее принятых работ на любом этапе строительства с применением своих приборов. В случае выявления несоответствий по качеству принять меры по устранению несоответствий.

Необходимое количество специалистов СК на объекте предусмотрено настоящей документацией 4 человека.

Объемы осуществления контрольных функций органа СК должны соответствовать требованиям ОР-91.200.00-КТН-П2-13 «Порядок организации и осуществления строительного контроля на объектах строительства организаций системы «Транснефть» и ОР-91.200.00-КТН-002-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.

Технологические карты контроля видов и этапов строительно-монтажных работ на объектах организаций системы «Транснефть» и технологические карты контроля за изготовлением продукции на заводах-изготовителях. Порядок разработки».

В целях обеспечения соответствия решений, содержащихся в проектной документации осуществляется авторский надзор, специалистами проектной организации согласно и в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-035-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления авторского надзора за строительством, реконструкцией, техническим перевооружением и капитальным ремонтом производственных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и в соответствии со сроками, установленными графиками авторского надзора и договором.

Для проведения авторского надзора Заказчик обеспечивает специалистов авторского надзора средствами радио, телефонной, факсимильной и электронной связи и в соответствии с договором необходимыми ресурсами (оргтехникой, транспортом).

Заказчик обязан обеспечить доступ специалистам, осуществляющим авторский надзор на все места производства строительно-монтажных работ.

Представители проектных организаций при выполнении авторского надзора обязаны соблюдать требования законодательных и нормативных правовых актов об охране труда.

При осуществлении авторского надзора регулярно ведется журнал авторского надзора. Указания, записанные в журнал авторского надзора, обязательны для исполнения Заказчиком и подрядными строительными организациями.

Подрядчик по строительству обязан обеспечить устранение замечаний без нарушения графика производства работ и сделать запись в журнале авторского надзора о выполнении указаний.

По требованию специалистов авторского надзора Подрядчик обязан предоставить им проект производства работ, технологические карты, схемы

размещения знаков для выполнения разбивочной геодезической основы, исполнительную и прочую документацию, относящуюся к объекту производства работ.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет затрат на сварочные работы участка нефтепровода

Целью планирования себестоимости проведения ремонтных работ является экономически обоснованное определение величины затрат на их выполнение. Согласно проекту будут выполняться следующие виды работ:

1. приобретение оборудования;
2. приобретение расходных материалов;
3. проведение ремонтных работ.

В фактические затраты на проведение работ включаются затраты:

- на материалы;
- на оборудование;
- амортизацию оборудования;
- заработная плата и налоговые отчисления;
- на электроэнергию.

4.2 Затраты на материалы

В статью «Материалы» включаются затраты на приобретение сварочного материала для проведения ремонта.

Определим суммарные затраты, связанные с покупкой материалов и изделий.

Затраты на приобретение материалов определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = C \times N, \quad (4.1)$$

где C – цена за единицу массы, объема, руб/кг, руб/л, руб/шт, руб/м³, руб/м;

N – количество необходимого материала, шт, м, м³.

Труба прямошовная $D_H = 1220$ мм, марка стали 17Г1С-У;

Необходимый объем – 3201 т. Стоимость 1 т - 24500 руб. В соответствии с формулой 4.1 затраты на приобретение трубы составят:

$$Z_{\text{мат}} = 24500 \times 3201 = 78\,424\,500 \text{ руб.}$$

Сварочная проволока. Необходимый объем – 935 кг. Стоимость 1 кг - 83 руб. В соответствии с формулой 4.1 затраты на приобретение проволоки составят:

$$Z_{\text{мат}} = 83 \times 935 = 77\,605 \text{ руб.}$$

Сварочные электроды LB-52и. Необходимый объем – 1100 кг. Стоимость 1 кг – 120 руб:

$$Z_{\text{мат}} = 120 \times 1000 = 120\,000 \text{ руб.}$$

Газовая смесь. Расход на 1 км равен 286,02 м³. Цена 1м³ газовой смеси – 35,02 рублей.

$$Z_{\text{мат}} = 9 \times 286.02 \times 35.02 = 90\,147 \text{ руб.}$$

Сварочный наконечник. Расход на 1 км равен 8 штукам. Цена одного наконечника равна 3860 рублей.

$$Z_{\text{мат}} = 9 \times 8 \times 3860 = 277\,920 \text{ руб.}$$

4.3 Затраты на оборудование

В статью «Оборудование» включаются затраты на приобретение технологического оборудования: сварочные головки М300, установка для обработки кромок, центратор внутренний.

Головка М300. Необходимое количество – 4 шт. Цена машины – 1 600 000 руб. Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$Z_{\text{мат}} = 1\,600\,000 \times 4 = 6\,400\,000 \text{ руб.}$$

Центратор внутренний ЦВ 127. Необходимое количество – 1 шт. Цена машины – 660 000 руб. Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$Z_{\text{мат}} = 660\,000 \times 1 = 660\,000 \text{ руб.}$$

Индукционный нагрев Miller. Необходимое количество – 1 шт. Цена машины – 1 200 000 руб. Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$Z_{\text{мат}} = 1\,200\,000 \times 1 = 1\,200\,000 \text{ руб.}$$

Экскаватор. Необходимое количество - 1 шт. Цена машины – 3 200 000 руб/шт . Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$Z_{\text{мат}} = 3\,200\,000 \times 1 = 3\,200\,000 \text{ руб.}$$

Трубоукладчик (50 т). Необходимое количество - 1 шт. Цена машины – 3 500 000 руб/шт . Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$Z_{\text{мат}} = 3\,500\,000 \times 1 = 3\,500\,000 \text{ руб.}$$

4.4 Затраты на амортизацию оборудования

Затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб.

Амортизационные отчисления рассчитываем следующим образом:

$$\sum \text{Ам. отч.} = \frac{C_{\text{ос}} \times H_{\text{а}}}{100}, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{ос}}$ – первоначальная стоимость основного средства, руб;

$H_{\text{а}}$ – годовая норма амортизационных отчислений, в процентах.

$$H_{\text{а}} = \frac{100}{T},$$

(4.3)

где T – срок службы основного средства, лет.

По представленным формулам произвели расчет амортизационных отчислений для оборудования, применяемого для ремонта газопровода. Результаты расчетов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Амортизационные отчисления

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации %	Сумма амортизационных отчислений за период работы, руб.
1	2	3	4	5	6
Экскаватор	1	3 200 000	12	11	352 000
Трубоукладчик (50 т)	1	3 500 000	15	10	350 000
Индукционный нагрев Miller	1	1 200 000	5	11,6	139 200
Центратор внутренний ЦВ 127	1	660 000	7	5,7	37 620
Головка М300	4	1 600 000	7	7	448 000

Таким образом, общие затраты на амортизацию оборудования за время проведения реконструкции составят 1 326 820 руб.

4.5 Затраты на оплату труда

На сварку нефтепровода длиной 9 км отводится 4 месяца.

Для проведения ремонта требуется 32 человек (16 человек на смену).

Таблица 4.2 – Заработная плата работников

Персонал	Количество работников	Заработная плата одного работника, руб/месяц
Машинист трубоукладчика	2	58000
Машинист экскаватора	2	58000
Машинист ТСН	6	58000
Сварщик	12	60000
Монтажник	8	40000
Стропальщик	2	40000

Рассчитаем фонд заработной платы для всех работников, за весь период проведения работ по формуле, руб:

$$\text{ФЗП} = (\sum \text{ЗП}_i \times n_i) \times 2,7, \quad (4.4)$$

где ФЗП – фонд заработной платы всех работников за весь период работ, руб;

ЗП_i – заработная плата i -ого работника, руб;

n_i – количество работников i -ой должности;

4 месяца – время проведения работ.

Подставив значения формулу 4.4 получим:

$$\begin{aligned} \text{ФЗП} &= (58000 \cdot 2 + 58000 \cdot 2 + 58000 \cdot 6 + 60000 \cdot 12 + 40000 \cdot 8 + 40000 \cdot 2) \cdot 4 = \\ &= 6\,800\,000 \text{ рублей} \end{aligned}$$

Расчет страховых взносов производится исходя из ставки налога 30%.

$$\text{СВ} = \frac{\text{ФЗП} \times 30}{100}, \quad (4.5)$$

$$\text{СВ} = (6800000 \cdot 30) / 100 = 2\,040\,000 \text{ руб.}$$

Расчет взносов за страхование от несчастных случаев на производстве. Базой для расчета взноса является фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Нефтепровод относится к 3 классу. Ставка взноса равна 0,4%.

$$\text{НС} = \frac{\text{ФЗП} \times 0,4}{100}, \quad (4.6)$$

$$\text{НС} = (6800000 \cdot 0,4) / 100 = 27\,200 \text{ руб.}$$

4.6 Суммарные затраты на проведение ремонта

Суммарные затраты определим по формуле, руб:

$$\Sigma Z = \Sigma Z_{\text{мат}} + \Sigma Z_{\text{оборуд}} + \Sigma Z_{\text{амор}} + \Sigma Z_{\text{фзп}} + \Sigma Z_{\text{налог}}$$

(4.7)

где $\Sigma Z_{\text{мат}}$ - суммарные затраты на приобретение материалов, руб;

$\Sigma Z_{\text{оборуд}}$ - суммарные затраты на приобретение оборудования, руб;

$\Sigma Z_{\text{амор}}$ - суммарные затраты на амортизацию оборудования, руб;

$\Sigma Z_{\text{фзп}}$ - суммарные затраты на фонд заработной платы, руб;

$\Sigma Z_{\text{налог}}$ - суммарные затраты на налоговые отчисления, руб.

$$\begin{aligned} \Sigma Z &= 7\,899\,272 + 10\,160\,000 + 990\,820 + 6\,800\,000 + 2\,067\,200 = \\ &= 99\,008\,192 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Полученные статьи затрат сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Суммарные затраты на ремонт газопровода 142 км

Наименование затрат	Затраты, руб.	Удельный вес затрат, %
Затраты на материалы	78 990 172	79
Затраты на оборудование	10 160 000	10
Затраты на амортизацию оборудования	990 820	1
Затраты на фонд заработной платы	6 800 000	7
Затраты на налоговые отчисления	2 067 200	3
Итого	99 008 192	100



Рисунок 4.1 – Структура затрат на проведение ремонта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами. Чтобы избежать эти последствия в данной работе была рассмотрена технология капитального ремонта нефтепровода [REDACTED] с заменой участка трубы на [REDACTED]

В процессе работы были выполнены следующие задачи:

- представлена характеристика объекта ремонта;
- предоставлены технические решения организации работ по строительству магистрального трубопровода;
- выполнен технологический расчет магистрального нефтепровода;
- проведен сравнительный анализ сварных головок M300 и Innershild, выбор оптимального оборудования;
- произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при сооружении объекта, рассмотрены технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной жизнедеятельности и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций;
- рассмотрены затраты возникающие при строительстве объекта.

Подводя итог, можно отметить, что данная работа выполнена на основании нормативно-технической документации и использование выбранной технологии ремонта является наиболее оптимальным решением по восстановлению работоспособности магистрального [REDACTED]